

Von Kohlehalden und Wasserstoff

**Energiespeicher –
zentrale Elemente
der Energieversorgung**



VORWORT	2
EINFÜHRUNG	
Energiespeicherung als Schlüssel zur Energiewende Karl-Friedrich Ziegahn, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Eggenstein-Leopoldshafen	4
ENERGIEBEREITSTELLUNG	
Kohle: Heimisch und noch unverzichtbar Hans-Joachim Kümpel und Sandro Schmidt, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover	7
Erdöl: Deutschlands wichtigster Energieträger Carsten Westerlage, Sven Brinkmann und Klaus Söntgerath, Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Hannover und Clausthal-Zellerfeld	11
Erdgas: Deutschlands zweitwichtigster Energieträger Carsten Westerlage, Sven Brinkmann und Klaus Söntgerath, Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Hannover und Clausthal-Zellerfeld	15
Raffiniert: Kraftstoffe aus Erdöl Andreas Jess und Christoph Kern, Universität Bayreuth	19
Erneuerbare Energien: Auf die Mischung kommt es an Niklas Martin, ForschungsVerbund Erneuerbare Energien, Berlin	25
SPEICHERTECHNOLOGIEN	
Elektrochemische Speicher: Batterien und Co. Angelika Heinzl und Falko Mahlendorf, Universität Duisburg-Essen, Duisburg	33
Wärmespeicher: Sonne, Wind und Abwärme sammeln Rainer Tamme, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Stuttgart	39
Mechanische Speicher: Von Pumpturbinen, Kompressoren und Rotoren Erik Hauptmeier, RWE, Essen	46
Chemische Speicher: Von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern Georg Schaub und Thomas Kolb, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe	53
ENERGIEVERTEILUNG UND -NUTZUNG	
Stromnetze: Auf dem Weg zum Smart Grid Christian Urbanke, Erlangen	58
Post-nukleare Energielandschaft: Die neue Rolle von Konsument und Produzent Ortwin Renn, Universität Stuttgart	64
LITERATURVERZEICHNIS	69

Energiespeicher prägen unser Leben auf unterschiedliche Weise. Manchmal sind wir uns dessen direkt bewusst, so beim Einschalten des Laptops auf Reisen. Häufig jedoch betrachten wir die Energieversorgung als selbstverständlich und verschwenden kaum einen Gedanken daran. So ist uns selten direkt bewusst, dass wir uns mit dem Auto aufgrund eines stofflichen Energiespeichers, dem Benzin im Tank, fortbewegen. Selbstverständlich springt eine Notfallversorgung im Krankenhaus ein, sollte das Stromnetz zusammenbrechen. Wir haben natürlich darauf geachtet, dass der Warmwassertank in unserem Haus gut isoliert ist und auch nach Stunden immer noch heißes Wasser liefert. Speicher für Gas und Öl sorgen dafür, dass in einem harten Winter oder bei Lieferengpässen das normale Leben ungestört weitergeht.

Deutschland verfolgt unter dem Begriff „Energiewende“ ein ambitioniertes Programm mit dem Ziel, die Energieversorgung zunehmend und schließlich fast vollständig auf erneuerbare Energien umzustellen, um die limitierten fossilen Ressourcen zu schonen und die Auswirkungen des anthropogen verursachten Klimawandels zu begrenzen. Dazu wird eine Reduzierung des energiegebundenen Ausstoßes von Kohlenstoffdioxid angestrebt. Gleichzeitig wurde als Ausdruck einer breiten gesellschaftlichen Willensbildung der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie beschlossen.

Die Herausforderung ist beeindruckend: Bezogen auf das Basisjahr 1990 mit 977 Millionen Tonnen Kohlenstoffdioxid soll der energiebedingte Kohlenstoffdioxid-Ausstoß 2030 um 55 Prozent auf 440 Millionen Tonnen Kohlenstoffdioxid und ab 2050 um 80 bis 95 Prozent auf höchstens 195 Millionen Tonnen Kohlenstoffdioxid sinken. Der Anteil der erneuerbaren Energien bei der Stromversorgung soll bis dahin auf 80 Pro-

zent ansteigen. 1990 betrug der Anteil 1,3 Prozent und 2011 waren es 11 Prozent. Die Energieform „elektrischer Strom“ ist nur ein Teil unserer Energieinfrastruktur, zu der auch die Versorgung mit Kraftstoffen oder Erdgas gehört. Dabei wird ein Großteil der Primärenergie für die Bereitstellung von Wärme, zum Beispiel als Raum- oder auch Prozesswärme für industrielle Verfahren sowie für die Nutzung mechanischer Energie, hier insbesondere im Verkehrssektor, aufgewendet¹. Während sich für die Stromerzeugung Alternativtechnologien zu den thermischen Kraftwerken abzeichnen, sind die Herausforderungen in den anderen Bereichen als noch größer einzuschätzen.

Die Integration eines wachsenden Anteils fluktuierender erneuerbarer Energien in ein Energiesystem stellt große Herausforderungen an die Netze beim Aufnehmen und Verteilen sowie an die Netzsteuerung. Nicht-grundlastfähige Technologien, wie Solarthermie, Photovoltaik oder Windstrom, erzeugen die nutzbare Energie, wenn die Sonne scheint oder der Wind bläst, jedoch nicht notwendigerweise, wenn wir gerade die Espressomaschine einschalten möchten. Gleichzeitig stellen wir den Anspruch, Energie zu jeder Zeit in der Form und den Mengen, die wir gerade brauchen, bezahlbar zur Verfügung zu haben. Der effiziente Einsatz von Energiespeichern kann hierbei einen wichtigen Beitrag leisten, um die Bereitstellung erneuerbarer Energie und den Energieverbrauch besser aneinander anzugleichen.

Ziel ist die sichere Bereitstellung der benötigten Energie zu akzeptablen Kosten für gewerbliche und private Verbraucher. Dabei ist gegenwärtig noch unklar, mit welchen Kosten der verstärkte Einsatz von Energiespeichertechnologien verbunden sein wird.

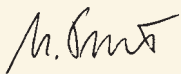
¹ BMWi Energiedaten, Daten für 2011, www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten/gesamtausgabe.html

Im Rahmen der Stromversorgung werden heute hauptsächlich Wasserpumpspeicher eingesetzt. Für Notfalleinwendungen, aber auch mobile Konsumenten Anwendungen kommen elektrochemische Speicher zum Einsatz. Im Gegensatz zum Strom findet die Speicherung von Wärme in thermischen Speichern bisher nur eingeschränkt statt. Stoffliche Speicher auf der anderen Seite bilden ein weniger sichtbares Rückgrat unserer Energieversorgung: Von der Kohlehalde am Kraftwerk über das Benzin im Tank oder dem Gas in der Leitung.

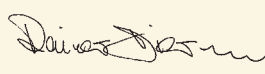
Wir sind uns häufig nicht direkt bewusst, dass wir mit der Nutzung von nicht wiederaufladbaren fossilen Energieträgern, also Biomasse, in der vor Millionen von Jahren Sonnenenergie chemisch gespeichert wurde, de facto „stoffliche Energie-

speicher“ einsetzen. Umgekehrt wird aber die Funktion sofort offensichtlich, wenn es um die künstliche Herstellung von Energieträgern geht, zum Beispiel um die Herstellung von Wasserstoff in „Power-to-Gas“-Technologien.

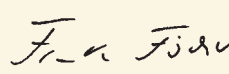
Diese Broschüre erläutert die verschiedenen Bereiche mit ihren Konzepten und das Potenzial der Energiespeichertechnologien. Die Autoren der einzelnen Beiträge sind verantwortlich für den jeweiligen Inhalt. Ihre Meinungen und Positionen sind nicht zwangsläufig identisch mit den Meinungen und Positionen der Organisationen, die diese Broschüre herausgeben. Die herausgebenden Organisationen hoffen darauf, dass diese Broschüre bei Ihnen Interesse am Thema weckt und Sie zur weiteren Vertiefung anregt.



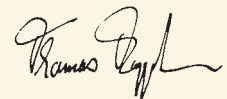
Prof. Dr. Marcell Peuckert
Erster Vorsitzender der
Deutschen Bunsen-Gesellschaft
für physikalische Chemie



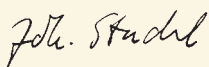
Prof. Dr. Rainer Diercks
Vorsitzender der DECHEMA
Gesellschaft für Chemische Technik
und Biotechnologie



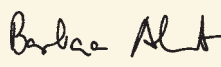
Dr.-Ing. Frank O.R. Fischer
Geschäftsführendes
Vorstandsmitglied der
Deutschen Gesellschaft
für Materialkunde



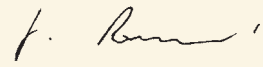
Thomas Rappuhn
Vorsitzender der DGMK
Deutsche Wissenschaftliche
Gesellschaft für Erdöl, Erdgas
und Kohle



Prof. Dr. Johanna Stachel
Präsidentin der
Deutschen Physikalischen Gesellschaft



Prof. Dr. Barbara Albert
Präsidentin der
Gesellschaft Deutscher Chemiker



Dr. Gerd Romanowski
Geschäftsführer des Verbandes
der Chemischen Industrie



Auf dem Weg: Mit regenerativen Energiequellen und neuen Speichertechniken wird die Energiewende gelingen. (Foto: Luise, pixelio.de)

Energiespeicherung als Schlüssel zur Energiewende

Windenergie und Photovoltaik dominieren den Markt der erneuerbaren Energie. Da Wind- und Sonnenkraft stark schwanken, müssen zeitliche und räumliche Engpässe der regenerativen Stromversorgung überbrückt werden. Während sich räumliche Differenzen durch Transport bewältigen lassen, braucht man für den Ausgleich zeitlicher Engpässe geeignete Energiespeicher.

Je nach physikalischer oder chemischer Betrachtung lassen sich verschiedene Speichertypen unterscheiden: Die Einteilung kann zum Beispiel auf den unterschiedlichen Formen der gespeicherten Energie – auf mechanischer, elektrischer, chemischer oder potenzieller Energie – basieren. Wichtige Parameter, die einen Speicher charakterisieren, sind die Energie- und Leistungsdichte, Beladungs- und Entladungszeiten, die vorgesehene Speicherdauer (kurzzeitige und langfristig nutzbare Speicher) und zeitabhängige Verluste, beispielsweise durch Selbstentladung ohne Nutzung.

Da es sich bei der Energiespeicherung um eine Schlüsselfrage der Energiewende handelt, widmen sich Forschung und Entwicklung diesem Thema intensiv. Besonders zu beachten ist dabei, dass jede Umwandlung von Energie mit Verlusten durch die sogenannte Energiedissipation verbunden ist. Diese Wandlungsverluste, die sowohl bei der Beladung als auch bei der Entladung eines Speichers auftreten, müssen möglichst gering gehalten werden, denn sie sind entscheidend für den Wirkungsgrad und damit für die Wirtschaftlichkeit einer bestimmten Speichertechnik.

Typische Speicher sind:

- ▶ **Elektrische Speicher**
(zum Beispiel Kondensatoren)
- ▶ **Elektrochemische Speicher**
(zum Beispiel Akkumulatoren)
- ▶ **Lageenergiespeicher oder Pumpspeicher**
(zum Beispiel Druckluft- oder Wasserpumpspeicher)
- ▶ **Chemische Speicher**
(die Strom in energiereiche Substanzen wie Wasserstoff, Methan oder Methanol umwandeln, zum Beispiel bei der Power-to-Gas-Technik)
- ▶ **Wärmespeicher**
(zum Beispiel Wasser-Wärmespeicher)

Mechanische Speicher wie Schwungradspeicher oder Pumpspeicher wandeln die über Photovoltaik oder Windkraft erzeugte elektrische Energie in mechanische Energie um. Kondensatoren oder Spulen wiederum speichern elektrische Energie direkt. Elektrochemische Speicher hingegen nutzen die elektrische Energie, um chemische Prozesse so zu steuern, dass beispielsweise in Akkumulatoren, umgangssprachlich auch als wiederaufladbare Batterien bezeichnet, durch Ladungstrennung unterschiedliche Potentiale entstehen, die beim Entladen wieder elektrischen Strom generieren.

Nicht jeder Speichertyp liefert beim Entladen wieder elektrischen Strom. So kann je nach Bedarf und Wirkungsgrad die momentan nicht benötigte Energie über thermische Speicher auch als Wärme oder über chemische Speicher als Kraftstoff oder in Form einer anderen chemischen Substanz bereitgestellt werden.

Mobile versus stationäre Speicher

Ein wesentliches Kriterium bei der Wahl eines bestimmten Energiespeichers ist seine Integrationsfähigkeit in das Stromnetz unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten. So ist zukünftig der vermehrte Einsatz von Batterien und anderen elektrochemischen Speichern zu erwarten, da sie unmittelbar als Strompuffer dienen und keine separaten Komponenten oder Anlagen zur Stromumwandlung erfordern. Häufig wird in diesem Zusammenhang auf die enge Verbindung zur Elektromobilität verwiesen, also auf die Möglichkeit, Elektrofahrzeuge als Stromspeicher zu nutzen. Hier

sind aber noch einige Fragen offen. Ob Elektrofahrzeuge wirklich eine Rolle in der dezentralen haushaltsnahen Stromspeicherung spielen können, scheint besonders vor dem Hintergrund ihrer noch geringen Produktionszahlen, ihrer Batteriekapazitäten und dem tatsächlichen Speicherbedarf für die Netzregelung eher fraglich. Stationäre haushaltsnahe Speicher können diese Funktion vielleicht besser übernehmen als mobile Systeme, zumal sie anderen Anforderungen unterworfen sind: Da sie größer und schwerer sein dürfen als mobile Speicher, sind die Energie- und Leistungsdichten nicht so entscheidend wie bei den mobilen Systemen.

Besonders elegant: Chemische Energiespeicher

Die Transformation von elektrischer Energie in chemische Energie löst das Speicherproblem besonders elegant, denn chemische Energieträger besitzen meistens eine hohe Energiedichte. Beste Beispiele für etablierte chemische Energieträger sind flüssige Kohlenwasserstoffe wie Benzin, Diesel oder Kerosin, die wegen ihres hohen Energiegehalts eine dominante Rolle im Verkehr spielen und in der Luftfahrt auch auf lange Sicht nicht ersetzt werden können. Mit Energiedichten von 30 bis 35 Megajoule pro Liter sind sie anderen Energieträgern weit überlegen.

Für den Klimaschutz sind synthetische Kohlenwasserstoffe, die mit Kohlenstoffdioxid aus Abgasen oder aus der Atmosphäre hergestellt werden, besonders wertvoll. Stammt die für die Synthese erforderliche Energie aus überschüssigem Wind- oder Solarstrom, werden mehrere grundsätzliche Probleme gelöst: Regenerative Energien werden effizient gespeichert und gleichzeitig wird das Klima geschützt, denn die auf diesem Weg hergestellten Kohlenwasserstoffe ersetzen fossile Ressourcen und vermeiden zusätzliche Kohlenstoffdioxidemissionen.

Die chemische Energiespeicherung in Form geeigneter Gase bietet ebenfalls Vorteile, etwa die Möglichkeit der direkten Einspeisung ins Erdgasnetz und damit die Nutzung einer hervorragend ausgebauten Netz-Infrastruktur. Für den mobilen Einsatz müssen Gase entweder bei hohen Drücken komprimiert oder bei tiefen Temperaturen verflüssigt werden. Wasserstoff beispielsweise wird erst unterhalb von minus 250 Grad Celsius flüssig, erreicht aber selbst dann nur eine Energiedichte von rund 25 Prozent der Energiedichte von flüssigen Kohlenwasserstoffen. Materialforscher und Nanotechnologen verfolgen daher schon andere Ideen der Wasserstoffspeicherung, etwa die Einlagerung des leicht flüchtigen Gases in porenreichen Feststoffen.

Unkonventionelle Speicher

Aus Sicht der Physik sind noch viele andere Speichertypen denkbar. Unkonventionelle Überlegungen führten zur Nutzung des Schwungradprinzips, zu Druckluftspeichern, zu Latentwärmespeichern oder den sogenannten Super Caps, Kondensatoren mit einer extrem großen Leistungs-, aber einer geringen Energiedichte, die sich sehr schnell be- und entladen lassen. Wirtschaftlichkeit und Energieeffizienz bleiben jedoch auch hier die Schlüsselgrößen für die Nutzung.

Noch in den Anfängen steckt die Idee, die fluktuierenden Energieformen Wind- oder Solarenergie mit industriellen Produktionsprozessen derart zu koppeln, dass zeittolerante Fertigungsschritte immer dann durchgeführt werden, wenn reichlich Energie zur Verfügung steht. Die überschüssige Energie kann zum Beispiel für Trocknungsprozesse oder das Laden von Latentwärmespeichern, für die elektrochemische Beschichtung von Werkstoffen oder das energieintensive Aufschmelzen von Materialien genutzt werden. Wenn die Nutzung von Überschussenergie an finanzielle Anreize gekoppelt wird, kann es sich für Unternehmen lohnen, bestimmte verfahrenstechnische Schritte oder Produktionsvorgänge auf die Verfügbarkeit der erneuerbaren Energieformen abzustimmen, etwa durch Zwischenlager oder die Optimie-

rung von Teilprozessen. Auch der private Verbraucher kann dafür gewonnen werden, seinen Stromverbrauch der Verfügbarkeit von Energie anzupassen, wenn sich ihm ein direkter persönlicher Nutzen erschließt.

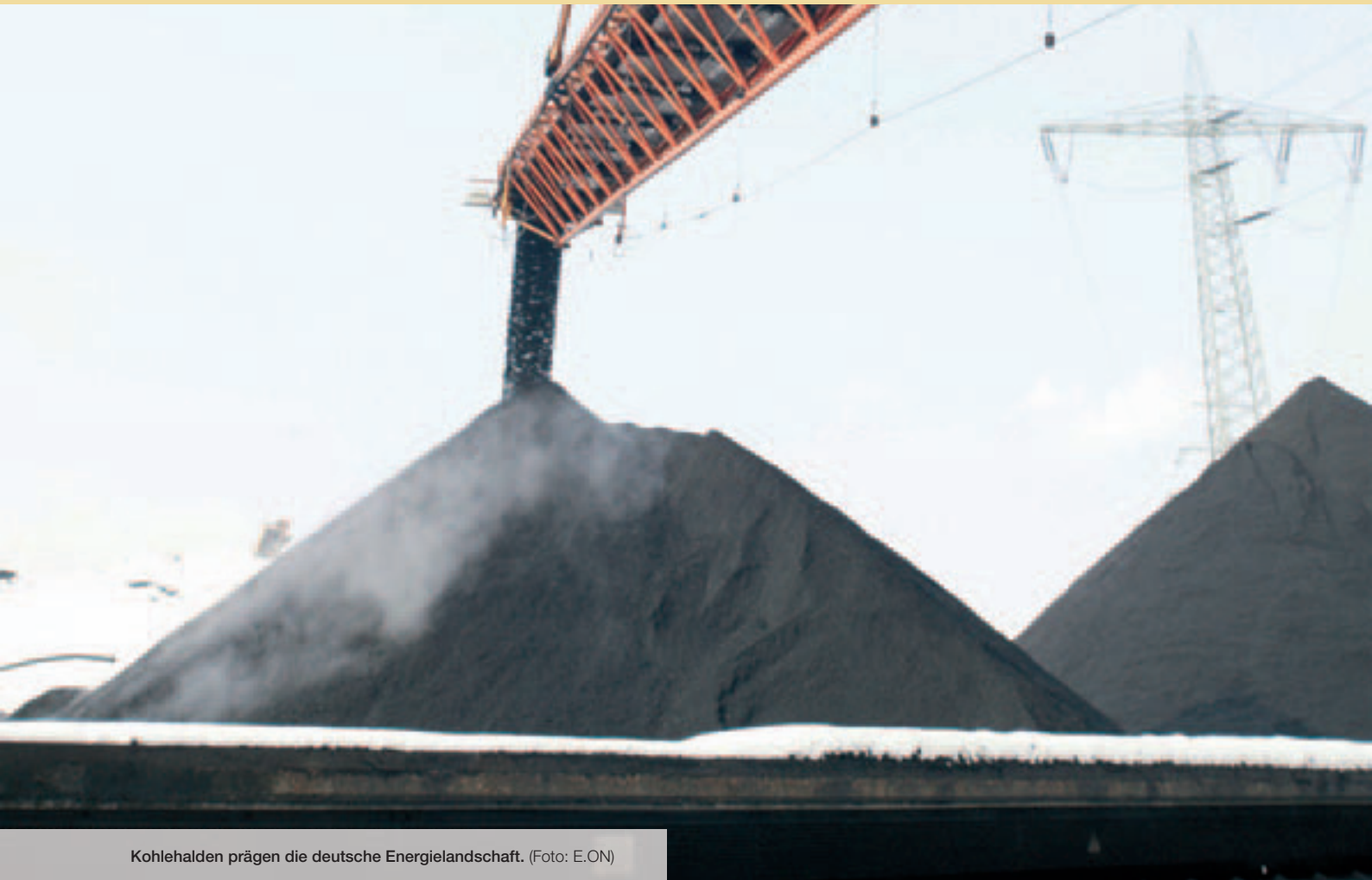
Der politisch vorgegebene und offensichtlich von einem breiten gesellschaftlichen Konsens getragene Prozess der Energiewende – charakterisiert durch den Ausstieg aus der Kernenergie, die verringerte Nutzung fossiler Energieträger sowie die verstärkte Nutzung von regenerativen Energieträgern – erfordert neben vielen einzelnen technischen Lösungen ein konzertiertes Handeln in den drei Feldern Energieeffizienz, erneuerbare Energien und Energiespeicherung sowie deren Systemintegration. Die Beiträge dieser Broschüre erläutern die wissenschaftlichen Grundlagen der Energiespeicherung und tragen somit zu einem breiten gesellschaftlichen Diskurs bei.

AUTOR

Karl-Friedrich Ziegahn ist Chief Science Officer (CSO) und Mitglied des erweiterten Präsidiums des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). Außerdem ist er Mitglied des Arbeitskreises Energie der Deutschen Physikalischen Gesellschaft (DPG) und des DPG Beirats Wissenschaftskommunikation.

	Volumetrische Energiedichte		Spezifisches Gewicht	Massebezogene Energiedichte	
	(kWh/l)	(MJ/l)	(kg/l)	(kWh/kg)	(MJ/kg)
Benzin	8,6	31,0	0,7	12,2	44,0
Superbenzin	8,4	30,3	0,7	12,0	43,2
Bioethanol	5,9	21,2	0,8	7,4	26,6
Diesel	9,6	35,0	0,8	11,8	42,7
Pflanzenöl	9,2	33,1	0,9	10,2	36,8
Biodiesel	8,9	32,0	0,8	10,3	37,0
Synthetische Kraftstoffe	8,0-10,0	30,0-35,0	0,8-0,9	10,0-12,0	38,0-44,0
Autogas	6,4	23,0	0,5	12,8	46,1
Erdgas/CNG (200 Bar)	11,5	41,4	0,7	14,4	52,0
Wasserstoff (flüssig, -253 °C)	2,3	8,3	0,07	33,3	119,9
Wasserstoff (200 bar)	0,5	1,8	0,02	33,3	119,9
Wasserstoff (690 bar)	1,3	4,5	0,04	33,3	119,9
Batterie (Blei)	0,05	0,2	1,1	0,06	0,22
Batterie (Lithium-Ionen)	0,5	1,8	0,4	0,2	0,72
Steinkohle	8,8	31,7	1,1	8,1	29,3
Holzpellets	3,1	11,2	0,7	4,8	17,3

Energiedichte verschiedener chemischer und elektrischer Energieträger (CNG: Compressed Natural Gas).



Kohlehalden prägen die deutsche Energielandschaft. (Foto: E.ON)

Kohle: Heimisch und noch unverzichtbar

Kohle ist nach Erdöl der weltweit zweitwichtigste Energieträger. Auch aus dem deutschen Energiemix ist sie derzeit noch nicht wegzudenken. Im Jahr 2012 hatte Kohle einen Anteil von rund 24 Prozent am Primärenergieverbrauch Deutschlands. Davon entfielen prozentual etwa gleiche Anteile auf Steinkohle und Braunkohle, entsprechend 60 Millionen Tonnen Steinkohle und rund 180 Millionen Tonnen der weicheren und energieärmeren Braunkohle. Im globalen Vergleich des Kohleverbrauchs belegt Deutschland den vierten Platz hinter China, den USA und Indien. Kohle dient hierzulande vor allem als Brennstoff für die Stromerzeugung. Sie deckte im Jahr 2012 knapp 45 Prozent des deutschen Strombedarfs und damit mehr als Kernenergie und erneuerbare Energien zusammen.

In Deutschland, wie auch in anderen europäischen Ländern, war und ist Kohle der bedeutendste heimische fossile Energierohstoff. Steinkohle trug nach dem Zweiten Weltkrieg ganz wesentlich zum Wirtschaftsaufschwung in Westdeutschland bei. Braunkohle wiederum war bis Mitte der 1990er-Jahre der wichtigste Primärenergieträger in Ostdeutschland. Das

Maximum erreichte die deutsche Braunkohleförderung im Jahr 1985 mit 433 Millionen Tonnen. Obwohl danach mehrere Tagebaue vor allem im Lausitzer und im Mitteldeutschen Revier geschlossen wurden, wies Deutschland im Jahr 2012 mit 185 Millionen Tonnen noch die mit Abstand weltweit größte Braunkohleförderung auf.

Hier lagert deutsche Kohle

Die bedeutendsten steinkohleführenden Schichten in Deutschland entstanden vor über 300 Millionen Jahren. Derzeit wird Steinkohle in zwei deutschen Kohlerevieren abgebaut: im Ruhrrevier und im Ibbenbürener Revier, die beide zum Ruhrbecken gehören. Die kohleführenden Schichten des Ruhrbeckens sind bis zu 4200 Meter mächtig und enthalten bis zu 300 Flöze, die eine Gesamtmächtigkeit von etwa 135 Meter besitzen. Im Saarrevier, in dem eine etwa 3000 Meter mächtige kohleführende Schichtenfolge liegt, erreicht die Gesamtkohlemächtigkeit der bis zu 400 Flöze 210 Meter. Das letzte Bergwerk namens Saar in diesem Revier wurde im Juni 2012 stillgelegt, die letzte Grube des Aachener Reviers im rund 750 Quadratkilometer großen Aachen-Erkelenzer Becken, das rund 125 Steinkohle-Flöze beherbergt, schon 1997. Die subventionierte Förderung der Steinkohle wird in Deutschland zum Jahresende 2018 eingestellt.

Die Braunkohlelagerstätten in Deutschland sind jünger und entstanden vor etwa 5 bis 23 Millionen Jahren. Das aktuell bedeutendste braunkohlefördernde Revier, das Rheinische Revier, liegt westlich von Köln und enthält in einer 600 Meter mächtigen Gesteinsabfolge drei wichtige kohleführende Schichten. Die ergiebigste Schicht, das Hauptflöz, besitzt eine maximale Braunkohlemächtigkeit von rund 100 Metern. Zwischen Braunschweig und Leipzig liegen das Helmstedter und das Mitteldeutsche Revier mit bis zu acht Flözen. Die dort momentan im Abbau befindlichen Flöze sind zwischen 10 und 30 Metern mächtig. Das Lausitzer Revier beherbergt vier flözführende Schichten. Derzeit wird dort nur ein Flöz abgebaut, das sich mit einer Mächtigkeit zwischen 5 und 14 Metern über ein Gebiet von 4000 Quadratkilometern erstreckt.

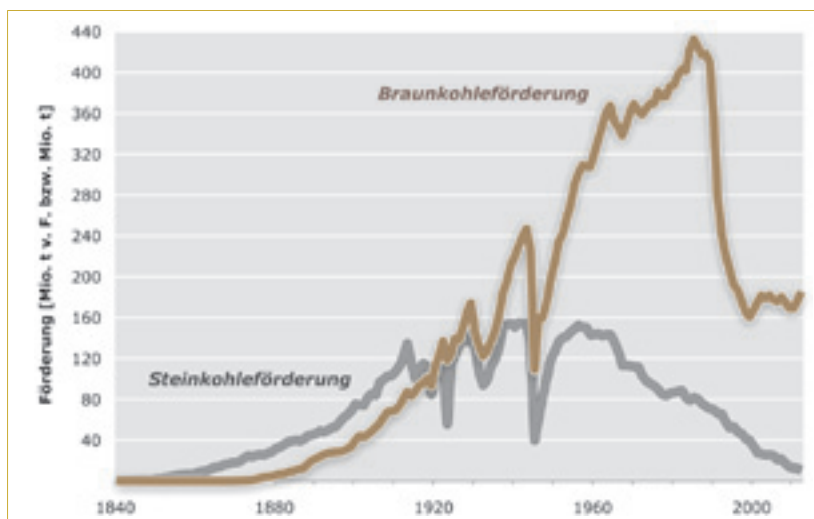
Wegen der niedrigen Weltmarktpreise für Steinkohle und der vergleichsweise geringen Erdöl- und Erdgaspreise hat sich auch die deutsche Steinkohleförderung in den vergangenen Jahrzehnten drastisch verringert – von mehr als 153 Millionen Tonnen im Jahr 1956 auf 10,8 Millionen Tonnen im Jahr 2012.

Steinkohle aus der Tiefe, Braunkohle im Tagebau

Die Gewinnung von Steinkohle ist in Deutschland wegen der Lage der verbliebenen Flöze nur noch untertägig möglich.

In Tiefen von meist mehr als einem Kilometer unter der Erdoberfläche wird die Steinkohle aus den ein bis zwei Meter mächtigen Flözen mit speziellen Maschinen im sogenannten Strebbau gewonnen.

Braunkohle hingegen wird hierzulande ausschließlich im Tagebau mit großen Schaufelradbaggern gewonnen. Im Rheinischen Revier wird sie aus wenigen zehn bis einigen hundert Metern Tiefe gefördert, im Mitteldeutschen und im Lausitzer Revier meist aus 80 bis 120 Metern Tiefe. Die Mächtigkeit der heute in Deutschland abgebauten Braunkohleflöze beträgt selten weniger als fünf Meter, teils bis zu 70 Meter. Über 90 Prozent der hier geförderten Braunkohle werden direkt vom Tagebau mittels Bandanlagen und teils anschließend per kurzem Eisenbahntransport zu den stromerzeugenden Kraftwerken transportiert.



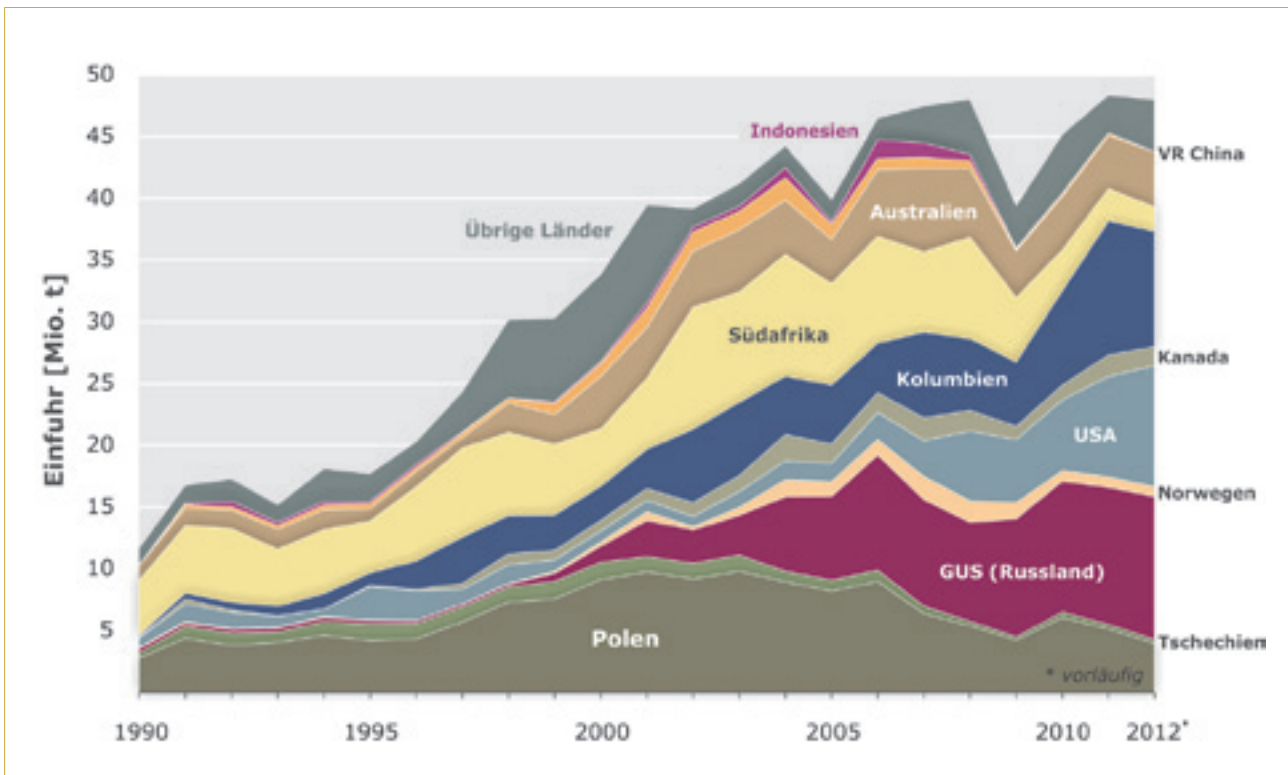
Entwicklung der deutschen Kohleförderung von 1840 bis 2012. (Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft; v. F. steht für verwertbare Förderung)

Steinkohle aus dem Ausland

Während die in Deutschland benötigte Braunkohle nahezu vollständig aus heimischer Förderung stammt, werden mehr als vier Fünftel der benötigten Steinkohle importiert. Im europäischen Vergleich ist Deutschland der größte Importeur von Steinkohle, weltweit der sechstgrößte.



Kohlevorkommen und Abbaugelände in Deutschland (verändert nach T. Thielemann: Geowissenschaftliche Karte der Bundesrepublik Deutschland 1:2.000.000; Kohlereviere, Kohleinfrastruktur sowie Torf- und Ölschieferlagerstätten, BGR, Hannover, 2005).



Entwicklung der Einfuhr von Steinkohle und ihren Produkten wie Steinkohlekoks und Steinkohlebriketts nach Deutschland seit 1990: Wegen der sinkenden heimischen Förderung erhöhten sich die Importe in den vergangenen Jahren nahezu kontinuierlich. Im Jahr 2012 importierte Deutschland nach vorläufigen Angaben rund 48 Millionen Tonnen Steinkohle sowie Steinkohleprodukte und damit vielmehr als im Jahr 1990. (Quelle: Jahresberichte des Vereins der Kohleimporteure)

Die eingeführte Steinkohle stammt vor allem aus Russland, Kolumbien, den USA, Australien, Polen und Südafrika. Seit der Jahrtausendwende haben die russischen Einfuhren zugenommen, sodass Russland im Jahr 2006 erstmals zum größten Kohlelieferanten Deutschlands avancierte. Nahezu parallel dazu verringerten sich die Einfuhren aus Polen, was vor allem am Rückgang der dortigen Förderung liegt. Abgenommen haben auch die Importe aus Südafrika, das verstärkt nach Asien liefert.

Braunkohle: Deutschland verfügt über die zweitgrößten Reserven der Welt

Die Gesamtressourcen an deutscher Steinkohle betragen etwa 83 Milliarden Tonnen, von denen zwischen 2013 und 2018 voraussichtlich noch 36 Millionen Tonnen mithilfe von Subventionen gewonnen werden können. Bei Braunkohle

sind über bereits bestehende oder konkret geplante Tagebaue 5,8 Milliarden Tonnen zugänglich. Die Reserven darüber hinaus betragen fast 35 Milliarden Tonnen. Damit verfügt Deutschland nach Russland über die zweitgrößten Braunkohlereserven der Welt.

AUTOREN

Hans-Joachim Kümpel ist Präsident der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe in Hannover.
Sandro Schmidt ist dort Referent für Kohle.



Die Bohr- und Förderplattform Mittelplate. (Foto: RWE)

Erdöl: Deutschlands wichtigster Energieträger

Erdöl hatte in den vergangenen Jahren einen Anteil von rund einem Drittel am Primärenergieverbrauch in Deutschland und ist damit der wichtigste Energieträger im deutschen Energiemix. Im Jahr 2012 wurden hierzulande 154 Millionen Tonnen Steinkohleeinheiten Mineralöl verbraucht. Damit belegt Deutschland bezüglich des Verbrauchs von Mineralöl weltweit den achten Platz. Etwa zwei Drittel des deutschen Verbrauchs entfallen auf den Verkehr. Weitere große Mengen Erdöl werden als Heizöl verbrannt oder dienen der chemischen Industrie als Rohstoff, etwa für die Kunststoffherstellung.

Erdöl und Erdgas bilden sich über einen Zeitraum von Millionen Jahren unter bestimmten Druck- und Temperaturbedingungen aus Biomasse. Das so entstandene Öl oder Gas steigt bis zu einer undurchlässigen Gesteinsschicht auf und sammelt sich in Speichergesteinen in sogenannten Fallenstrukturen zum Beispiel unter Aufwölbungen oder an Salzstockrändern.

Deutschland gilt zwar nicht als Ölstaat, aber Erdölvorkommen in verschiedenen Gebieten hierzulande wurden schon Mitte des 15. Jahrhunderts schriftlich erwähnt. Damals

wurde das Öl, das in sogenannten Teerkuhlen mit Eimern und Lappen abgeschöpft wurde, vor allem zu Heilzwecken verwendet, später auch als Schmier- und Leuchtmittel. Als im Jahr 1859 zufällig während einer Braunkohlebohrung in Wietze bei Hannover Erdöl entdeckt wurde, begann die Erschließung der Erdöllagerstätten mit der Hilfe von Bohrungen. Das Zentrum der deutschen Erdölindustrie entwickelte sich zunächst in Norddeutschland. Später kamen das Rheintal, das Alpenvorland und Offshore-Gebiete in der deutschen Nordsee als Förderorte hinzu.

Im Alpenvorland lagert Öl meist in Gesteinen aus dem Tertiär (2,6 bis 65 Millionen Jahre vor unserer Zeit), während norddeutsches Erdöl sich größtenteils in Gesteinsschichten gesammelt hat, die mehr als 170 Millionen Jahre alt sind. Viele norddeutsche Lagerstätten befinden sich in Randbereichen von Salzstöcken, deren Salzüberhänge und Aufwölbungen Fallenstrukturen bilden.

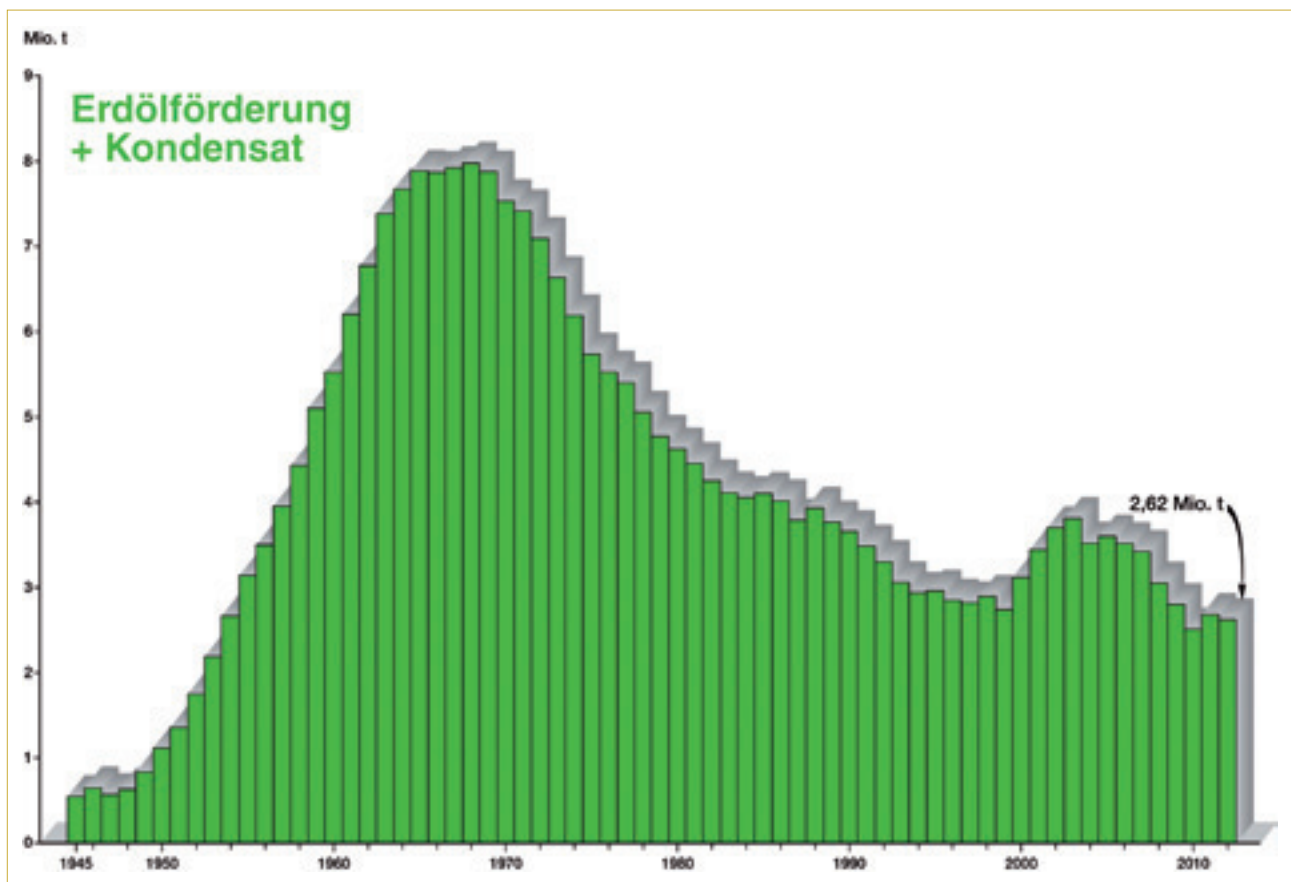
Auch heute werden in Deutschland noch zufällig Erdölfelder entdeckt: Auf das Feld Römerberg im Rheintal in Rheinland-Pfalz etwa stieß man im Jahr 2003 während einer Geothermiebohrung in Speyer. Hier wird zurzeit mit drei Bohrungen aus den Gesteinen der Trias (201 bis 252 Millionen Jahre vor unserer Zeit) gefördert. Bezogen auf die Förderstärke ist Römerberg mittlerweile das drittgrößte Feld in Deutschlands.

Erdölproduktion in Deutschland

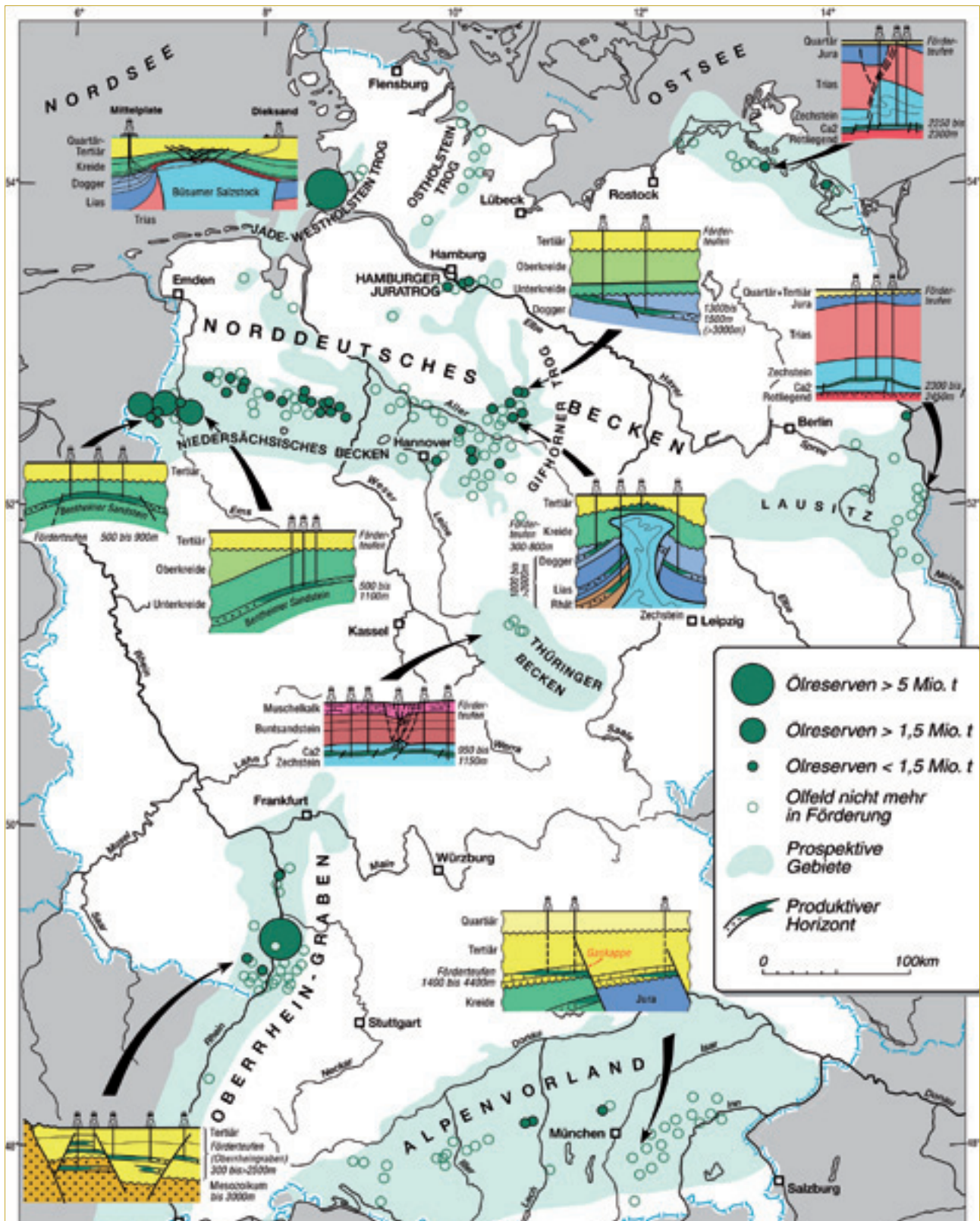
Schon im frühen 20. Jahrhundert wurden in Deutschland bis zu 90.000 Tonnen Erdöl pro Jahr gefördert. Bis Ende

2012 waren es insgesamt rund 290 Millionen Tonnen. Ihren Höchststand erreichte die deutsche Erdölproduktion im Jahr 1968 mit einer Förderung von fast acht Millionen Tonnen Öl pro Jahr. Bedingt durch die Erschöpfung der Felder reduzierte sich die jährlich geförderte Menge im Jahr 2012 auf circa 2,6 Millionen Tonnen, gefördert aus 49 deutschen Feldern mit insgesamt 1083 Förderbohrungen. Schleswig-Holstein und Niedersachsen liefern knapp 90 Prozent der deutschen Gesamtproduktion.

Nahe der Nordseeküste von Schleswig-Holstein, im Dithmarscher Watt, wurde 1980 das größte deutsche Ölfeld Mittelplate entdeckt. Es wird seit dem Produktionsbeginn 1987 von der gleichnamigen Bohr- und Förderinsel sowie seit 1998 zusätzlich von der Landstation Dieksand in Friedrichskoog mit bis zu acht Kilometer langen Horizontalbohrungen erschlossen. Insgesamt wurden 25 Förderbohrungen in die öföhrenden Sandsteine eingebracht. Die RWE Dea AG als Betriebsführer und die Wintershall Holding GmbH als Konsortialpartner förderten hier im Jahr 2012 rund 1,4 Millionen



Entwicklung der deutschen Erdölförderung von 1945 bis 2012: Seit dem Maximum im Jahr 1968 sinkt die Produktion wegen der Erschöpfung der Felder – ein Trend, der nur für einige Jahre, von 2000 bis 2003, durch die Förderung aus Deutschlands größtem Erdölfeld Mittelplate im norddeutschen Wattenmeer unterbrochen wurde. (Quelle: LBEG 2013)



Erdölprovinzen und Felder mit Erdölvorräten in Deutschland sowie den charakteristischen geologischen Fallenstrukturen.
(Quelle: LBEG 2013)

Tonnen Öl. Das entspricht rund 53 Prozent der deutschen Gesamtproduktion.

Ein weiterer Schwerpunkt der deutschen Erdölförderung liegt im westlichen Emsland in Niedersachsen an der deutsch-holländischen Grenze. Die dortigen Erdölfelder – wie Rühle, Emlichheim und Georgsdorf – sind teils schon seit über 60 Jahren in Betrieb, haben aber immer noch einen Anteil von 23 Prozent an der deutschen Förderung. Rühle, Deutschlands zweitgrößtes Feld mit den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlertwist, hat im Jahr 2012 circa 16 Prozent der Jahresproduktion von Mittelplate erreicht. Über 205 Bohrungen wird hier Erdöl aus Sandsteinen der Unterkreide (100,5 bis 145 Millionen Jahre vor unserer Zeit) gefördert.

Vorräte an deutschem Erdöl

Die von den erdöl- und erdgasfördernden Unternehmen errechneten deutschen Erdölvorräte, die sich aus den sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven zusammensetzen¹, wurden im Januar 2013 mit 32,5 Millionen Tonnen Erdöl angegeben. Die meisten Reserven liegen in Schleswig-Holstein (41 Prozent), gefolgt von Niedersachsen (31 Prozent) und Rheinland-Pfalz (26 Prozent). Die statische Reichweite der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven lag 2012 für Deutschland bei 12,4 Jahren. Dieser theoretische Wert gibt die Reichweite der derzeit bekannten Reserven bei angenommener gleichbleibender Jahresproduktion zu einem Stichtag an.

Wie die Fördermengen nehmen auch die Erdölreserven Deutschlands ab. Die deutsche Explorations- und Produktionsindustrie versucht aber mit erheblichen technischen und finanziellen Mitteln dieser Entwicklung gegenzusteuern. Seismische Messungen, die mit komplexen Berechnungsalgorithmen ausgewertet werden, liefern dreidimensionale Abbildungen des Untergrundes und tragen damit zum besseren Verständnis von tieferen Schichten bei. Aufwändige Bohrverfahren und neuste Fördertechniken helfen, den Entölungsgrad der Lagerstätten zu verbessern. So wird horizontal ge-

bohrt, um das Speichergestein auf einer möglichst langen Strecke aufzuschließen oder Felder von einem weit entfernt liegenden Bohrplatz aus zu erreichen. Im Förderfeld Mittelplate gehen von den Bohrungen tief im Untergrund zudem noch weitere Äste ab. Der Vorteil solcher Multilateralbohrungen ist, dass die weite Strecke in die Tiefe bis zur Lagerstätte, die oft einige Kilometer beträgt, nur einmal gebohrt werden muss. Auch thermische Maßnahmen wie das Erhitzen von Lagerstätten mit Wasserdampf können restliches Erdöl mobilisieren und die Förderung erleichtern.

Abhängigkeit vom Import

Trotz der eigenen Erdölförderung ist Deutschland für die Energieversorgung in großem Umfang von ölexportierenden Ländern abhängig, denn nur 2,8 Prozent des hierzulande verbrauchten Erdöls, immerhin fast 106 Millionen Tonnen, stammen aus inländischen Lagerstätten. Den Importbedarf decken derzeit hauptsächlich Russland (38 Prozent), Großbritannien (13 Prozent), Norwegen (10 Prozent) und Libyen (10 Prozent).

Um Versorgungskrisen in Deutschland entgegenzuwirken, lagert eine sogenannte nationale Ölreserve von rund 20 Millionen Tonnen Mineralöl sowie Benzin, Diesel und anderen Mineralölprodukten untertägig in Salzkavernen. Um diese Krisenbevorratung kümmert sich der Erdölbevorratungsverband (EBV), eine Körperschaft des öffentlichen Rechtes, auf der Grundlage des Erdölbevorratungsgesetzes.

AUTOREN

Carsten Westerlage und **Sven Brinkmann** sind Mitarbeiter des Referats Energieressourcen Erdöl und Erdgas am Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Geozentrum Hannover. **Klaus Söntgerath** leitet die Abteilung Betriebsüberwachung, Energiewirtschaft, Geoinformationssysteme am Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie in Clausthal-Zellerfeld.

¹ Sichere Reserven: Menge der Kohlenwasserstoffe in bekannten Lagerstätten, die aufgrund lagerstättentechnischer und geologischer Erkenntnisse unter den gegebenen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen mit hoher Sicherheit gewinnbar sind (Wahrscheinlichkeitsgrad mindestens 90 Prozent).
Wahrscheinliche Reserven: Menge der Kohlenwasserstoffe in bekannten Lagerstätten, abzüglich der sicheren Reserven, die aufgrund lagerstättentechnischer und geologischer Erkenntnisse unter den gegebenen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen mit einem angemessenen Wahrscheinlichkeitsgrad von mindestens 50 Prozent gewinnbar sind.



Nicht nur zum Kochen: Erdgas deckt über ein Fünftel des deutschen Primärenergieverbrauchs. (Foto: RheinEnergie)

Erdgas: Deutschlands zweitwichtigster Energieträger

Der nach Mineralöl zweitwichtigste Energieträger im deutschen Energiemix ist Erdgas. In den vergangenen Jahren hatte es einen Anteil von fast 22 Prozent am deutschen Primärenergieverbrauch. Das entsprach 2012 einem Verbrauch von 100,8 Millionen Tonnen Steinkohleeinheiten. Auf der Weltrangliste des Erdgasverbrauchs liegt Deutschland auf dem neunten Platz. Erdgas dient hierzulande überwiegend zur Wärmeerzeugung. Rund die Hälfte der Heizungen in privaten Haushalten sowie in Gewerbe- und Dienstleistungsunternehmen werden mit Erdgas betrieben. Außerdem wird Erdgas in Kraftwerken für die Stromerzeugung eingesetzt. Im Jahr 2012 lag der Erdgasanteil an der Stromerzeugung bei 11 Prozent.

Wie Erdöl wurde auch Erdgas in Deutschland zufällig gefunden. Im Jahr 1910 stießen die Hamburger Wasserwerke während einer Wasserbohrung in Reitbrook in nur 245 Metern unter der Erdoberfläche unvorhergesehen auf Gas. Die gezielte Suche nach Erdgas setzte in Deutschland aber erst einige Jahrzehnte später, in den 1950er-Jahren, ein.

Nach dem spektakulären Fund eines großen Gasfeldes im niederländischen Groningen im Jahr 1959 entwickelte sich

das Norddeutsche Becken zu einem wichtigen Explorationsziel. Ab Mitte der 1960er-Jahre wurde hier eine Reihe von Feldern entdeckt. Der letzte größere Fund war das Erdgasfeld Völkersen im Jahr 1991. Im Alpenvorland wurde Erdgas in wirtschaftlichen Mengen zuletzt 2011 im Gasfeld Assing nachgewiesen. Das einzige deutsche Offshore-Erdgasfeld A6/B4 wurde 1974 in der deutschen Nordsee etwa 300 Kilometer entfernt von der Küste entdeckt und steht seit dem Jahr 2000 in Förderung.

Die meisten deutschen Erdgasfelder liegen im Elbe-Weser- und Weser-Ems-Gebiet sowie westlich der Ems. Niedersachsen ist somit die wichtigste Erdgas-Förderprovinz Deutschlands. Hier wurden im Jahr 2012 über 94 Prozent des einheimischen Rohgases gefördert – ein bedeutender Wirtschaftsfaktor für das Land Niedersachsen.

Der förderstärkste deutsche Gasfelderkomplex ist Rotenburg-Taaken im nördlichen Niedersachsen, wo im Jahr 2012 rund 1,4 Milliarden Kubikmeter Rohgas aus Sandsteinen gefördert wurden, gefolgt vom Feld Völkersen/Völkersen-Nord östlich von Bremen mit 1,2 Milliarden Kubikmetern. Die dritthöchste Jahresförderung wies das Feld Goldenstedt-Visbek zwischen Bremen und Osnabrück mit einer Fördermenge von 1,1 Milliarden Kubikmetern auf. Das Offshore-Erdgasfeld A6/B4 in der Nordsee lieferte im Jahr 2012 rund 160 Millionen Kubikmeter Rohgas aus vier Bohrungen.

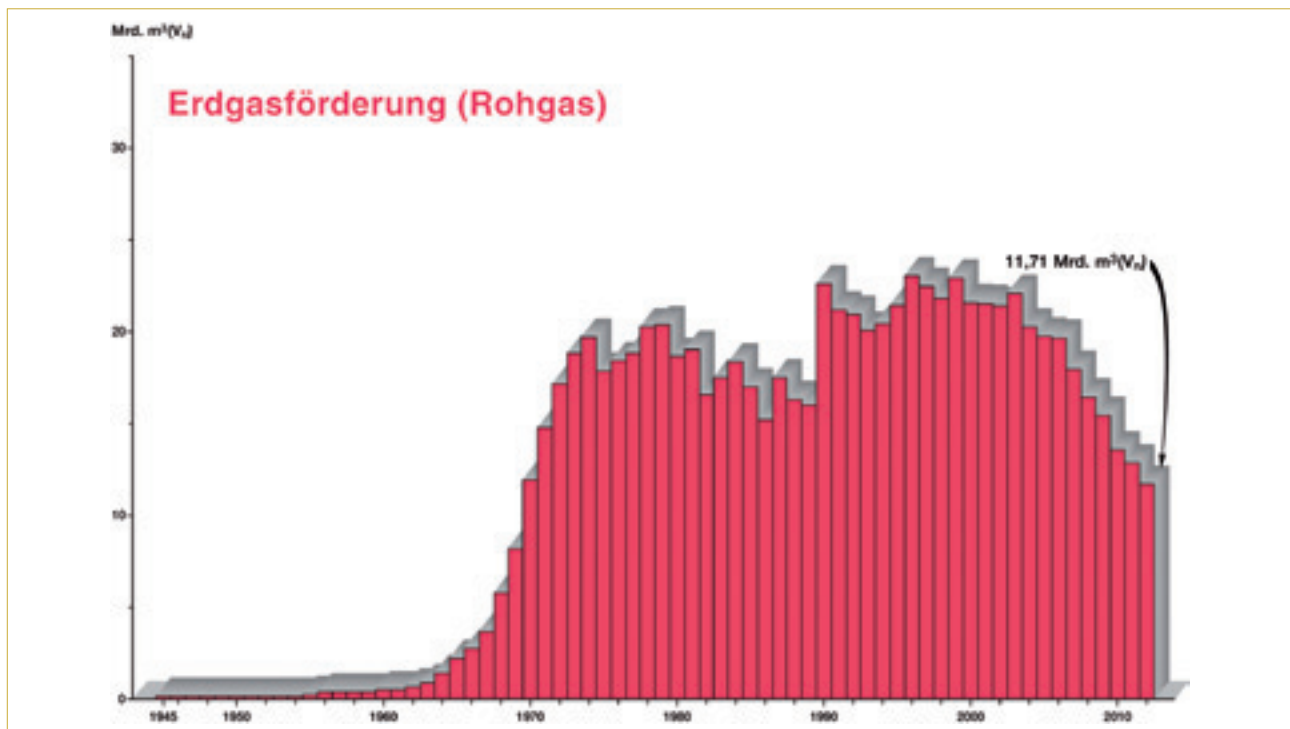
Spitze in der Gesamtförderung aller deutschen Felder ist der Felderkomplex Salzwedel (Altmark/Sanne/Wenze) in Sachsen-Anhalt. Hier wurden bis Ende 2012 insgesamt rund 209 Milliarden Kubikmeter Rohgas gefördert. Das entspricht mehr als einem Fünftel der Kumulativproduktion Deutschlands. Bis Ende 2012 wurden in Deutschland insgesamt rund

1000 Milliarden Kubikmeter Rohgas gefördert. Das sind über 70 Prozent der berechneten ursprünglichen Gesamtmenge an Erdgas in deutschen Lagerstätten.

Im Jahr 2012 waren hierzulande 88 Erdgasfelder mit 497 Fördersonden in Produktion, die insgesamt fast 12 Milliarden Kubikmeter Erdgas lieferten. Seit dem letzten Höchststand im Jahr 2003 verringert sich die Fördermenge aus den Erdgasfeldern stetig, da die großen Lagerstätten zunehmend erschöpft sind und in den vergangenen Jahren keine nennenswerte Neufunde dazugekommen sind. Den abnehmenden Erdgasfördermengen und -reserven versuchen die Energieunternehmen mit zusätzlichen Förderbohrungen sowie mit technisch aufwendigen Maßnahmen wie Horizontalbohrungen und hydraulischen Bohrlochbehandlungen entgegenzuwirken.

Auch beim Erdgas abhängig vom Import

Im Jahr 2012 deckte Deutschland mit heimischem Erdgas einen Anteil von 11 Prozent seines Erdgasbedarfs. Damit ist die Eigenversorgung bezüglich Erdgas zwar besser als beim Mineralöl (einheimisches Öl deckte nur 2,8 Prozent des Bedarfs), aber eine ausgeprägte Importabhängigkeit besteht dennoch. Die wichtigsten Importländer für Erdgas sind Russ-



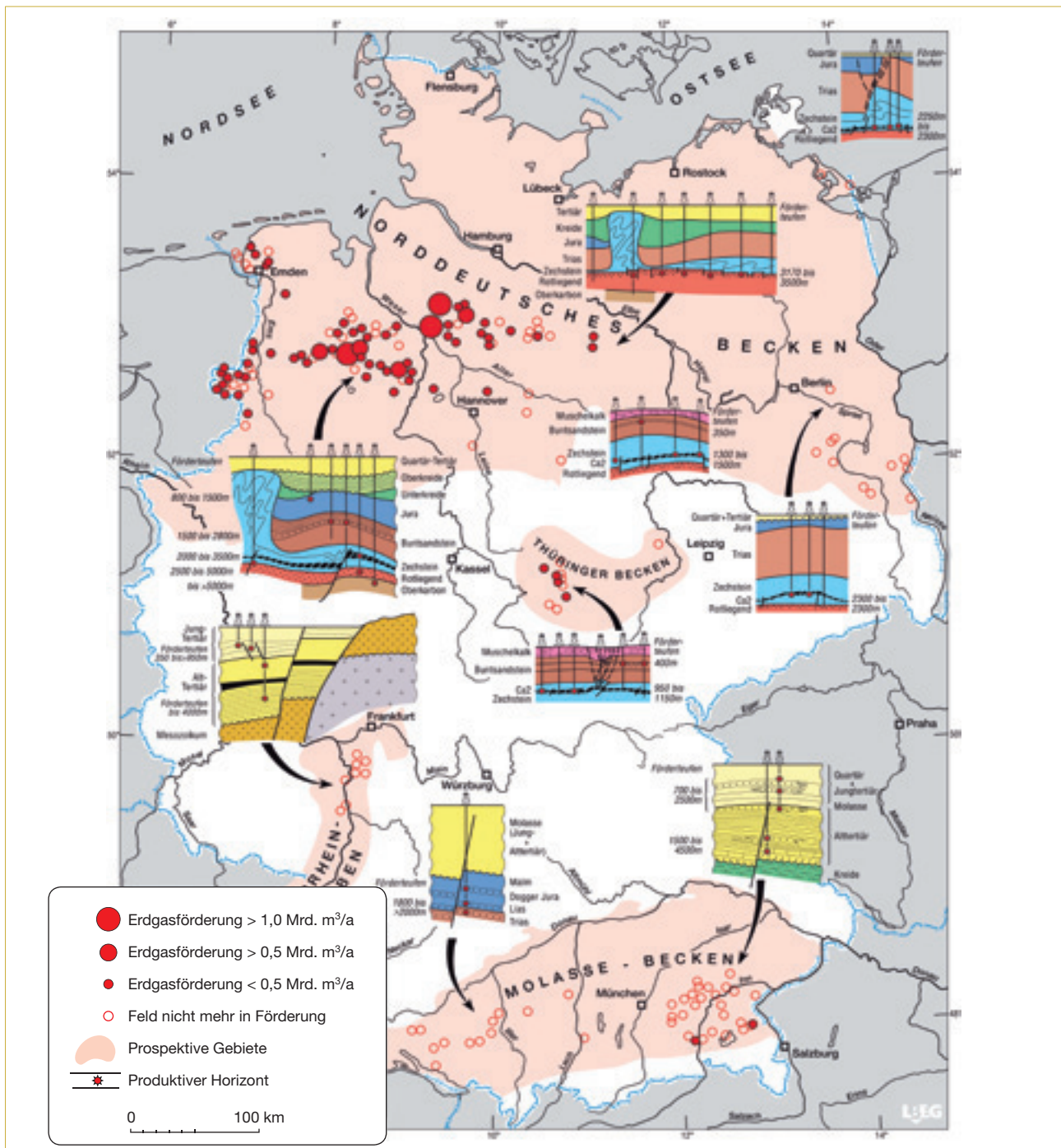
Entwicklung der deutschen Erdgasförderung von 1945 bis 2012: Die Erdölförderung im größeren Maßstab begann in Deutschland in den 1960er-Jahren. Bis Mitte der 1970er-Jahre nahm sie schnell zu und stabilisierte sich auf einem Plateau von jährlich 20 Milliarden Kubikmeter. Als nach der Wiedervereinigung ab 1990 auch Förderdaten der ostdeutschen Felder in die Produktionsstatistik einfließen, stieg die Förderung in Deutschland deutlich an. Seit dem Maximum im Jahr 2003 nimmt sie wegen der Erschöpfung der Felder ab. (Quelle: LBEG 2013)

ERDGAS: DEUTSCHLANDS ZWEITWICHTIGSTER ENERGIETRÄGER

land (31 Prozent), Norwegen (24 Prozent) und die Niederlande (23 Prozent).

Deutschlands Erdgasvorräte, die Summe aus den sogenannten errechneten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven¹, bezifferten sich am Jahresbeginn 2013 auf 123,3

Milliarden Kubikmeter, von denen 98 Prozent in Niedersachsen liegen. Die statische Reichweite der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven in Deutschland lag 2012 bei etwas über 10 Jahren. Dieser theoretische Wert gibt die Reichweite der derzeit bekannten Reserven bei angenommener gleichbleibender Jahresproduktion zu einem Stichtag an.



Erdgasförderprovinzen und Erdgasfelder in Deutschland. Dargestellt sind die Gasreserven und charakteristischen Fallenstrukturen für Erdgas. (Quelle: LBEG 2013)

Einen wichtigen Beitrag zu einer sicheren Erdgasversorgung Deutschlands leisten Untertage-Erdgasspeicher. Das gespeicherte Gas gleicht zum einen tages- oder jahreszeitlich bedingte Verbrauchsspitzen aus, zum anderen soll es die Versorgung in Krisenzeiten sichern. Erdgas wird dazu in geeignete Gesteinsschichten, zum Beispiel in ehemalige Erdgas- oder Erdöllagerstätten geleitet, aus denen es bei Bedarf wieder entnommen werden kann. In Deutschland wird derzeit rund die Hälfte des Speichergases auf diese Weise gelagert. Die andere Hälfte wird in gesalzenen Kavernen in Salzstöcken ebenfalls unter Tage gespeichert. In Deutschland nimmt die Speicherkapazität seit Jahren zu, da neue Untertage-Speicher errichtet und bestehende erweitert werden. Mit der unter Tage gespeicherten Arbeitsgasmenge von

rund 20 Milliarden Kubikmetern belegte Deutschland im weltweiten Vergleich den vierten Platz hinter den USA, Russland und der Ukraine.

AUTOREN

Carsten Westerlage und **Sven Brinkmann** sind Mitarbeiter des Referats Energieressourcen Erdöl und Erdgas am Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Geozentrum Hannover. **Klaus Söntgerath** leitet die Abteilung Betriebsüberwachung, Energiewirtschaft, Geoinformationssysteme am Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie in Clausthal-Zellerfeld.

Schiefergas: Deutschlands neuer Energieträger?

Konventionelles Erdgas hat sich in Muttergesteinen wie Tonstein (umgangssprachlich: Schiefer) oder Kohle gebildet, ist dann aber in poröse durchlässige Speichergesteine abgewandert und hat sich dort gesammelt. Schiefergas hingegen findet sich nicht in konventionellen Gaslagerstätten, sondern ist in den gering durchlässigen Muttergesteinen verblieben.

Eine Schiefergasförderung, bei der – wie in den USA – Fracking-Maßnahmen zum Einsatz kommen, existiert in Deutschland derzeit nicht. Bislang wurden Schiefergaslagerstätten nur erkundet. Ein spezielles Zulassungsverfahren für Schiefergasbohrungen und damit verbundene Fracking-Maßnahmen ist in Deutschland noch nicht abgeschlossen und wird in der Gesellschaft momentan kontrovers diskutiert.

Um Schiefergas zu gewinnen, müssen mit Hilfe einer hydraulischen Bohrlochstimulation, des sogenannten Frackings, Wege zum Bohrloch geschaffen werden. Dazu wird nach dem eigentlichen Bohrprozess ein Gemisch aus circa 95 bis 98 Prozent Wasser und Additiven mit einem definierten Druck in die Lagerstätte gepresst, um kontrolliert künstliche Risse (Fracs) im Gestein zu erzeugen. Sand oder ein anderes Stützmittel wird dabei in die geschaffenen Gesteinsrisse eingebracht, um diese über einen längeren Zeitraum offen zu halten und die Wegsamkeit für das Gas zu bilden. Weitere Zusätze beeinflussen zum einen die Fließfähigkeit der Fracflüssigkeit, zum anderen verhindern sie eine bakterielle Kontamination der Lagerstätte. Nach Abschluss der Arbeiten wird die Restflüssigkeit rückgeführt und entsorgt.

Erfahrungsgemäß breitet sich ein Frac wegen der Verhältnisse im Untergrund vorzugsweise horizontal aus. Dabei werden Risslängen von bis zu 1000 Metern erreicht, während die Risshöhen meist unter 100 Metern liegen.

In Deutschland wird Fracking seit fast 50 Jahren ohne Probleme betrieben, zwar nicht zur Förderung von Schiefergas, aber zur konventionellen Gasförderung in gering durchlässigen Sandsteinlagerstätten. Jede Fracbehandlung muss behördlich genehmigt werden. Dabei gelten unter anderem folgende Sicherheitskriterien:

- ▶ Grundsätzlich soll der Abstand zwischen der Obergrenze des hydraulisch erzeugten Risses und der Untergrenze des tiefsten nutzbaren Grundwasserleiters mehr als 1000 Meter betragen.
- ▶ Eine Abdichtung des Risses durch entsprechende Gesteine als Barriere zu anderen wasserführenden Schichten muss nachgewiesen werden.
- ▶ Die Abstände zwischen dem erzeugten Riss und geologischen Störungen, die diese Abdichtung durchschlagen, sowie Abstände zu anderen Bohrungen müssen ausreichend sein.

In einer ersten Abschätzung der Bundesanstalt für Geologie und Rohstoffe wird die in Deutschland vermutete Schiefergasmenge auf 0,7 bis 2,3 Billionen Kubikmeter beziffert. Das entspricht einem Vielfachen der Gasmenge, die in Deutschland Ende 2012 in konventionellen Lagerstätten noch vermutet wurde (0,123 Billionen Kubikmeter).

¹ Sichere Reserven: Menge der Kohlenwasserstoffe in bekannten Lagerstätten, die aufgrund lagerstättentechnischer und geologischer Erkenntnisse unter den gegebenen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen mit hoher Sicherheit gewinnbar sind (Wahrscheinlichkeitsgrad mindestens 90 Prozent).
Wahrscheinliche Reserven: Menge der Kohlenwasserstoffe in bekannten Lagerstätten, abzüglich der sicheren Reserven, die aufgrund lagerstättentechnischer und geologischer Erkenntnisse unter den gegebenen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen mit einem angemessenen Wahrscheinlichkeitsgrad von mindestens 50 Prozent gewinnbar sind.



Raffinerie am Chemiestandort Leuna. (Foto: Total)

Raffiniert: Kraftstoffe aus Erdöl

Zur Bereitstellung der in Deutschland benötigten Mineralölprodukte werden in Deutschland 18 Raffinerien betrieben. 14 Raffinerien verarbeiten Rohöle und vier kleinere Anlagen stellen ausschließlich Bitumen- oder Schmieröle her. Im Jahr 2011 wurden in Deutschland 22 Millionen Tonnen Benzin und 30 Millionen Tonnen Dieselöl verbraucht. Um den deutschen Gesamtbedarf an Mineralölprodukten zu decken, werden netto, also abzüglich der Ausfuhr, noch rund 17 Millionen Tonnen raffinierte Erdölprodukte wie Benzin, Diesel- und Heizöl importiert, vor allem aus niederländischen Raffinerien.

Erdöl ist ein komplexes Gemisch aus vielen verschiedenen Kohlenwasserstoffen und geringen Mengen anderer organischer Verbindungen, die neben Kohlenstoff und Wasserstoff auch Schwefel, Sauerstoff, Stickstoff und Metalle enthalten. Durchschnittliches Rohöl enthält 84 Gewichtsprozent Kohlenstoff, 14 Gewichtsprozent Wasserstoff, 1 Gewichtsprozent Schwefel und weniger als 1 Gewichtsprozent andere Elemente. Rohöl eignet sich nicht für eine direkte Verwendung, sondern erhält seinen Wert erst durch die Verarbeitung in Raffinerien.

Wegen der Mineralölsteuer – 2012 betrug sie für Benzin 66 Cent pro Liter (entsprechend 90 Cent pro Kilogramm) und für Diesel 47 Cent pro Liter (57 Cent pro Kilogramm) – tragen Benzin und Dieselöl erheblich zum deutschen Staatshaushalt bei. Sie sorgten 2012 für Steuereinnahmen von 36 Milliarden Euro; das sind etwa 12 Prozent des Staatshaushalts von circa 300 Milliarden Euro.

Kohlenwasserstoffe im Rohöl lassen sich in folgende drei Gruppen einteilen:

- ▶ Paraffine mit der Summenformel C_nH_{2n+2} , auch Alkane genannt, sind gesättigte kettenförmige Kohlenwasserstoffe (gesättigt heißt, dass sie keine Kohlenstoff-Kohlenstoff-Mehrfachbindungen besitzen), die entweder unverzweigt sind oder Seitenketten besitzen.
- ▶ Aromaten wie Benzol, Toluol und Xylol sind ungesättigte zyklische Verbindungen mit mindestens einem Benzolring als Strukturelement.
- ▶ Naphthene sind gesättigte zyklische Verbindungen mit der Summenformel C_nH_{2n} , besitzen also keine Benzolringe und keine Doppelbindungen.

Bei der Destillation fallen je nach der Herkunft des Erdöls unterschiedliche Anteile an Primärprodukten an, die sich in ihrem Siedebereich unterscheiden. So erhält man beispielsweise aus minderwertigem Erdöl aus Südamerika zunächst nur etwa 10 Prozent Benzin und Dieselöl. Mehr als 80 Prozent verbleiben in der Destillation als Rückstand, der Schweröl genannt wird. Selbst bei hochwertigen Erdölen aus Nordafrika beträgt der Anteil des Schweröls 30 Prozent.

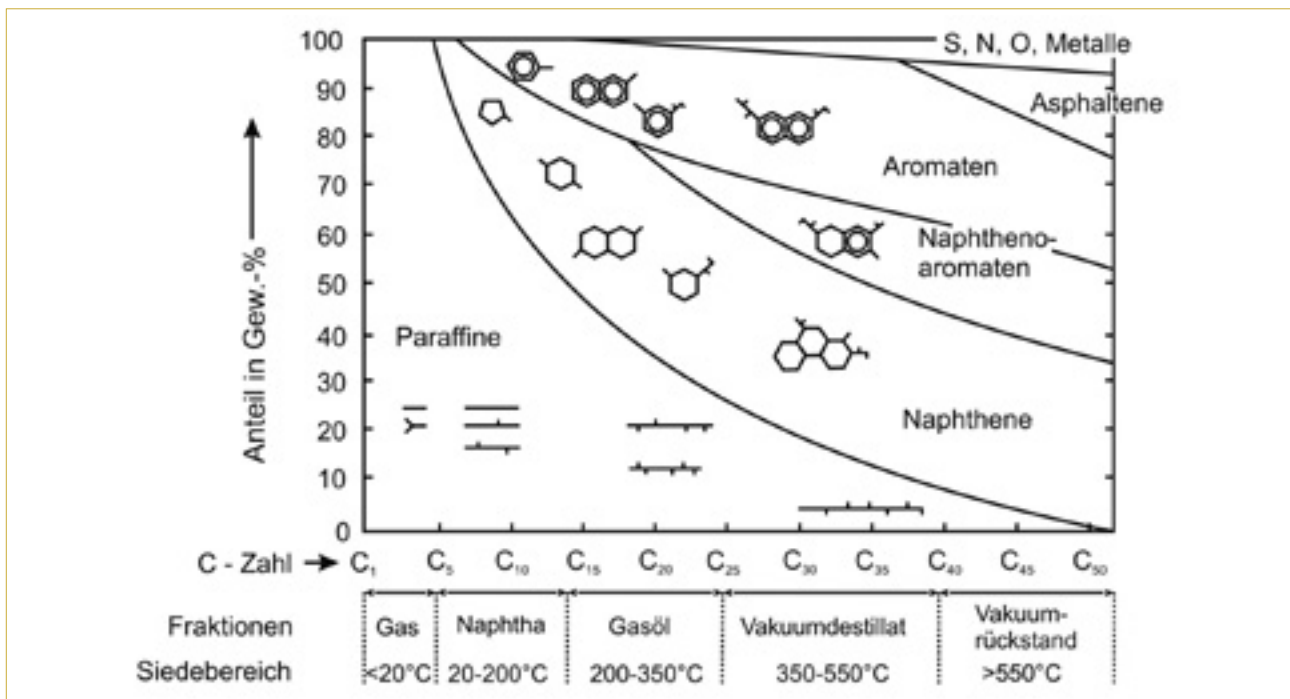
Die Produkte einer Raffinerie

Da der Markt vor allem Benzin, Kerosin und Dieselöl benötigt, erzeugen die Raffinerien einen Großteil dieser Kraftstoffe aus

Schwerölen in chemischen Umwandlungsprozessen. Auch petrochemische Rohstoffe, Schmierstoffe, Petrolkoks und Bitumen sind typische Produkte einer Raffinerie.

Die Kapazität einer Raffinerie hängt von der ersten Verarbeitungsstufe ab, der sogenannten atmosphärischen Rohöldestillation, und gibt an, wie viel Rohöl destilliert werden kann. Die jährliche Gesamtkapazität der derzeit 14 deutschen rohölverarbeitenden Raffinerien beträgt 118 Millionen Tonnen Erdöl. Die größte Raffinerie mit einer jährlichen Verarbeitungskapazität von 15 Millionen Tonnen Erdöl befindet sich in Karlsruhe. Weitere bedeutende Raffineriestandorte sind Gelsenkirchen in Nordrhein-Westfalen (13 Millionen Tonnen pro Jahr), Leuna in Sachsen-Anhalt (12 Millionen Tonnen pro Jahr), Ingolstadt in Bayern (zwei Raffinerien mit insgesamt 15 Millionen Tonnen pro Jahr) und Schwedt in Brandenburg (11 Millionen Tonnen pro Jahr).

Die Mineralölverarbeitung unterliegt einem stetigen Wandel, denn sie muss sowohl auf die Nachfrage am Markt als auch auf neue Anforderungen an die Produkte reagieren. So ging zum Beispiel der Inlandabsatz von schwerem Heizöl in den vergangenen Jahren zurück. Außerdem musste seit den 1970er-Jahren der Schwefelgehalt von Ottokraftstoff, Dieselöl und leichtem Heizöl schrittweise verringert werden, um die Bildung von umweltschädlichen Schwefeloxiden zu minimieren. Heute enthalten diese Produkte weniger als 0,001



Zusammensetzung von Erdölfractionen (nach Keim et al., 1986).

Gewichtsprozent Schwefel und sind daher praktisch schwefelfrei. Langfristig ist auch damit zu rechnen, dass sich die Qualität der verarbeitenden Rohöle wegen eines höheren Gehalts an Schweröl verschlechtert.

Kohlenwasserstoffe mit weniger als fünf Kohlenstoffatomen sind bei Raumtemperatur und Umgebungsdruck gasförmig, solche mit 5 bis 20 Kohlenstoffatomen sind flüssig und jene mit noch mehr Kohlenstoffatomen fest. Die Hauptprodukte einer Raffinerie in der Reihenfolge ihrer Siedetemperaturen sind:

Flüssiggas mit einem Siedepunkt unter 0 Grad Celsius: Hierzu gehören Propan und Butan, Kohlenwasserstoffe mit

drei oder vier Kohlenstoffatomen, die bei Raumtemperatur gasförmig sind und daher unter Druck gelagert werden. Die chemische Industrie benötigt Flüssiggas zur Kunststoffherstellung. Außerdem dient es als Brennstoff, etwa als Campinggas oder in Feuerzeugen.

Leichtbenzin, auch Naphtha genannt, mit einem Siedebereich zwischen 0 und 70 Grad Celsius: Diese Fraktion ist der wichtigste Rohstoff der Chemieindustrie, die daraus chemische Grundstoffe wie Ethen und Propen herstellt, aus denen wiederum Kunststoffe, Farbstoffe, Pharmazeutika und viele andere Chemieprodukte erzeugt werden.

Die wichtigsten chemischen Raffinerieprozesse

Die Entschwefelung: Schwefel ist ein natürlicher Bestandteil des Erdöls. Je nach geographischer Herkunft des Rohöls schwankt der Schwefelgehalt zwischen einigen Zehntel Prozent (Nordsee, Nordafrika) und mehreren Prozenten (Südamerika). Die Anforderungen an den Schwefelgehalt der Mineralölprodukte sind im Laufe der Zeit aus Umweltschutzgründen gestiegen und lassen sich bei Benzin, Dieselöl und leichtem Heizöl nur durch drastisches Entschwefeln erfüllen. Auch Autokatalysatoren sind schwefelempfindlich und erfordern daher schwefelarme Kraftstoffe. Der Restschwefelgehalt von Ottokraftstoff und Dieselöl muss in Europa und Nordamerika weniger als 10 Gramm Schwefel pro Tonne Kraftstoff betragen. Die Entschwefelung basiert auf dem hydrierenden Spalten schwefelhaltiger Erdölbestandteile an Katalysatoren bei etwa 350 Grad Celsius. Die chemische Reaktion läuft für das Beispiel eines Mercaptans ($R-SH$, R = Kohlenwasserstoffrest, zum Beispiel C_5H_{11} , S = Schwefel, H = Wasserstoff) nach folgender Reaktionsgleichung unter Bildung eines schwefelfreien Kohlenwasserstoffs ($R-H$) und von Schwefelwasserstoff (H_2S) ab: $R-SH + H_2 \rightarrow R-H + H_2S$

Der für die Entschwefelung nötige Wasserstoff entsteht als Nebenprodukt bei der katalytischen Reformierung von Benzin (siehe unten). Zusätzlich benötigte Mengen werden aus Raffineriegas oder Schweröl erzeugt. Der gebildete Schwefelwasserstoff wird in der sogenannten Clausanlage zu elementarem Schwefel umgesetzt und an die chemische Industrie verkauft, die daraus vor allem Schwefelsäure herstellt. Organische Verbindungen, die Stickstoff (N) oder Sauerstoff (O) enthalten, werden analog umgesetzt: $R-NH_2 + H_2 \rightarrow R-H + NH_3$ bzw. $R-OH + H_2 \rightarrow R-H + H_2O$

Katalytische Reformierung: Die katalytische Reformierung ist der wichtigste Konversionsprozess, um klopfsteife hochoktanige Ottokraftstoff-Komponenten zu erzeugen. Wichtiges Nebenprodukt des Benzinreformers ist Wasserstoff, der vor allem für die Entschwefelung (siehe oben) benötigt wird. In der Reformierung wird die Rohbenzinfraction aus der Destillation eingesetzt, die nur eine geringe Oktanzahl von etwa 50 besitzt. Die bei etwa 500 Grad Celsius an einem Katalysator ablaufenden Reaktionen, bei denen sich die Moleküle umlagern und Wasserstoff abspalten, erhöhen vor allem den Aromatenanteil und damit die Oktanzahl. Für das Alkan n-Heptan beispielsweise sieht der Gesamtprozess, der zum aromatischen Toluol führt, so aus: $n\text{-Heptan (Oktanzahl 0)} \rightarrow \text{Methylcyclohexan (Oktanzahl 75)} + H_2 \rightarrow \text{Toluol (Oktanzahl 120)} + 4 H_2$

Katalytisches Cracken: Beim katalytischen Cracken werden langkettige Kohlenwasserstoffe mit mehr als etwa 20 Kohlenstoffatomen an einem Katalysator bei etwa 500 Grad Celsius in kürzere Ketten gespalten, die möglichst 5 bis 20 Kohlenstoffatome lang sind wie in Benzin und Dieselöl. Dem katalytischen Cracken kommt eine größere Bedeutung zu als dem thermischen Cracken, dem ältesten und einfachsten Konversionsverfahren, da die Benzin- und Dieselausbeute größer ist. Als Nebenprodukt beim Cracken entsteht mit einem Anteil von etwa 5 Prozent Koks, der in der Raffinerie als Brennstoff dient und einen Großteil der notwendigen Prozesswärme bereitstellt. Beim Cracken eines Alkans mit beispielsweise 30 Kohlenstoffatomen entstehen ein Alkan sowie zwei Alkene mit einer Kohlenstoff-Kohlenstoff-Doppelbindung, die jeweils 10 Kohlenstoffatome enthalten: $\text{Triacontan (C}_{30}\text{H}_{62}) \rightarrow 2 \text{ Decen (C}_{10}\text{H}_{20}) + \text{Decan (C}_{10}\text{H}_{22})$

Benzine (Ottokraftstoffe) mit einem Siedebereich zwischen 70 und 180 Grad Celsius: Die Leicht- und Schwerbenzine dieser Fraktion unterscheiden sich qualitativ in der Oktanzahl, dem Maß für die Klopfestigkeit. Das Spektrum reicht von Normalbenzin (91 Oktan) über Superbenzin (95 Oktan) bis zu Super Plus (98 Oktan). Einige Benzinsorten enthalten bis zu 10 Prozent Ethanol (E10). Um die notwendige Klopfestigkeit zu erreichen, werden die im Rohöl enthaltenen Kohlenwasserstoffe durch chemische Prozesse wie Reformieren und Isomerisieren weiter veredelt.

Dieselöl mit einem Siedebereich zwischen 180 und 340 Grad Celsius: Das durch Destillation gewonnene rohe Dieselöl muss entschwefelt werden, um die Umweltschutzanforderungen zu erfüllen. Ein weiteres Qualitätskriterium ist die Cetanzahl, die über die Zündwilligkeit des Dieselöls Auskunft gibt.

Kerosin, Kraftstoff für Flugzeuge, siedet in einem relativ engen Bereich zwischen 180 und 250 Grad Celsius. Kerosin muss selbst bei extrem niedrigen Temperaturen fließfähig bleiben, da die Temperatur bei einer Flughöhe von 10 Kilometern bei etwa minus 50 Grad Celsius liegt.

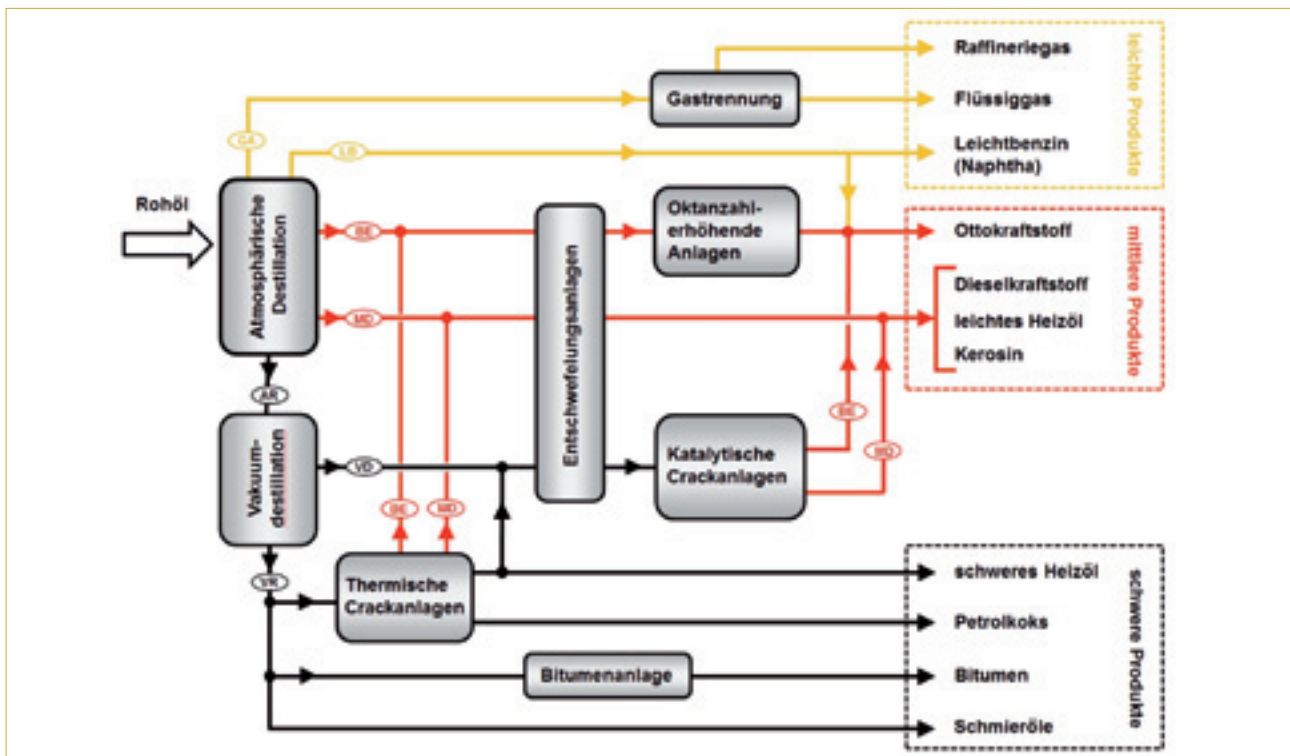
Heizöle werden in zwei Sorten erzeugt: Leichtes Heizöl siedet zwischen 200 und 360 Grad Celsius und kann ohne Vor-

wärmung in Heizungen und industriellen Feuerungsanlagen verbrannt werden. Schweres Heizöl besteht aus Komponenten, die oberhalb von 380 Grad Celsius sieden. Es muss für den Transport und die Verbrennung vorgewärmt werden und wird in Schiffsdieselmotoren sowie in Industriefeuerungen eingesetzt.

Schmieröle bestehen wie schweres Heizöl aus den hochsiedenden Fraktionen des Rohöls. Sie werden durch schonende Vakuumdestillation abgetrennt und speziell behandelt, um störende Verunreinigungen zu entfernen. Durch Vermischen verschiedener Grundöle und durch den Zusatz von Additiven werden die Eigenschaften entsprechend dem Einsatz als Motoren- oder Hydrauliköl, als Öl für die Metallbearbeitung oder für andere Zwecke eingestellt.

Bitumen sind jene Rohölbestandteile, die selbst im Vakuum nicht destillierbar sind. Sie werden aus schweren, zähflüssigen Rohölen gewonnen, vor allem aus schwefelreichen Sorten. Bitumen wird im Straßenbau und zur Instandsetzung von Straßenbelägen eingesetzt. Außerdem dient es als Ausgangsstoff zur Herstellung von Bitumenbahnen und Schutzanstrichen.

Neben diesen Hauptprodukten für den Verkauf setzen Raffinerien auch eigene Produkte ein, um den Energiebedarf der



Hauptverarbeitungsstufen einer Raffinerie (GA: Gase, LB: Leichtbenzin, BE: Benzin, MD: Mitteldestillate (Kerosin, leichtes Heizöl, Dieselöl), AR: atmosphärischer Rückstand, VD: Vakuumdestillat, VR: Vakuumrückstand).

Erdölverarbeitung zu decken, vor allem das **Raffineriegas**, das viel Methan und Ethan enthält und als gasförmiges Nebenprodukt anfällt. Aber auch mit Schweröl und Petrolkoks, der bei der Aufbereitung von Schwerölen anfällt, decken Raffinerien ihren Eigenbedarf.

Die Prozesse einer Raffinerie

In einer Raffinerie wird Rohöl zunächst in der sogenannten atmosphärischen Destillation bei Normaldruck oder leichtem Überdruck und Temperaturen bis etwa 350 Grad Celsius in verschiedene Fraktionen getrennt. Der flüssige Rückstand wird in der Vakuumdestillation weiter in ein Vakuumdestillat und einen Vakuumrückstand zerlegt. Aus der Gasfraktion der atmosphärischen Destillation werden durch Destillation bei erhöhtem Druck Raffinerie- und Flüssiggas erzeugt.

Aus den so gewonnenen Primärprodukten stellt die Raffinerie in weiteren Verarbeitungsstufen die Endprodukte in der vom Mineralölmarkt gewünschten Menge und Qualität her. Das bedeutet zum einen, dass sie schwere Produkte durch thermisches und katalytisches Cracken in leichte Produkte wie Benzin und Dieselöl umwandelt. Zum anderen müssen fast alle Produkte von unerwünschten Stoffen wie Schwefel befreit werden. Durch chemische Umwandlung jener Komponenten, die zu Benzin vermischt werden, wird zudem die Oktanzahl der in der Destillation gewonnen Benzinfraction erhöht. Weitere Anlagen produzieren Bitumen, Wasserstoff, der in verschiedenen Verarbeitungsstufen benötigt wird, und

elementaren Schwefel aus den schwefelhaltigen Gasen der Entschwefelungsanlagen.

Der Energieverbrauch der Erdölverarbeitung

Eine Raffinerie benötigt Energie, um Pumpen, Kompressoren und andere Anlagen zu betreiben und um die Einsatzstoffe vorzuheizen und so die notwendigen Prozesstemperaturen von meist 300 bis 500 Grad Celsius zu erreichen. Trotz einer intensiven Wärmerückgewinnung in Wärmetauschern, die die Einsatzstoffe mit heißen Produktströmen aufheizen, sind Energieverluste unvermeidbar. Ihren Energieverbrauch deckt die Raffinerie vor allem mit eigenen, eher minderwer-

Prozess	Anteil am Energieverbrauch in %
Destillationsanlagen	28
Crackanlagen	17
Entschwefelungsanlagen	14
Anlagen zur Octanzahlerhöhung	12
Wasserstoffherzeugung	17
Sonstige Anlagen ¹	12

¹ Bitumenanlage, Schmierölproduktion, Aromatengewinnung, Nebenanlagen

Anteil einzelner Prozesse am Gesamtenergieverbrauch einer Raffinerie. Angegeben ist der Durchschnitt der deutschen Mineralölverarbeitung. (Quelle: Jess und Kern (2009), siehe Literaturverzeichnis).

Brennstoff	Einsatz in Mio. t ROE			Summe in Mio. t ROE	Summe in Mio. t
	Raffineriekraftwerk	Raffinerieanlagen (Öfen)	Wasserstoffherzeugung		
Raffineriegas	1,30	2,42	0,60	4,32	4,00
Flüssiggas	-	0,36	-	0,36	0,33
Heizöl	0,36	0,92	0,86	2,04	2,14
Erdgas	0,10	-	0,20	0,30	0,26
Koks (FCC)	-	0,59	-	0,59	0,79
Summe	1,76	4,29	1,66	7,71	7,52
Stromimporte*	1,44 (Brennstoff zur Strombereitstellung ¹)			1,44	
Gesamtenergieverbrauch der Raffinerien 2006				9,15	
Rohöleinsatz 2006				113	

*Stromimporte: 0,55 Mio. t Rohöleinheiten (ROE); bei einem Wirkungsgrad von 38% also 1,44 Mio. t ROE Primärenergie.

Produkte deutscher Raffinerien im Jahr 2010, hergestellt aus 95,4 Millionen Tonnen Rohöl und 11,7 Millionen Tonnen Wiedereinsatzprodukten wie Schwerölen (FCC: Fluid Catalytic Cracking).

tigen Produkte wie Raffineriegas, einem Teil des schweren Heizöls und mit Petrolkoks, ergänzt um zugekauften Strom und Erdgas. Der Gesamtenergieverbrauch aller deutschen Raffinerien liegt derzeit bei rund 9 Millionen Tonnen Rohöleinheiten. Das entspricht 8 Prozent bezogen auf den Energiegehalt des eingesetzten Öls von rund 110 Millionen Tonnen. Somit beträgt der mittlere Wirkungsgrad der Erzeugung von Mineralölprodukten 92 Prozent.

Zukünftig werden vermutlich verstärkt Rohöle mit einem höheren Schwerölanteil verarbeitet werden müssen, da die

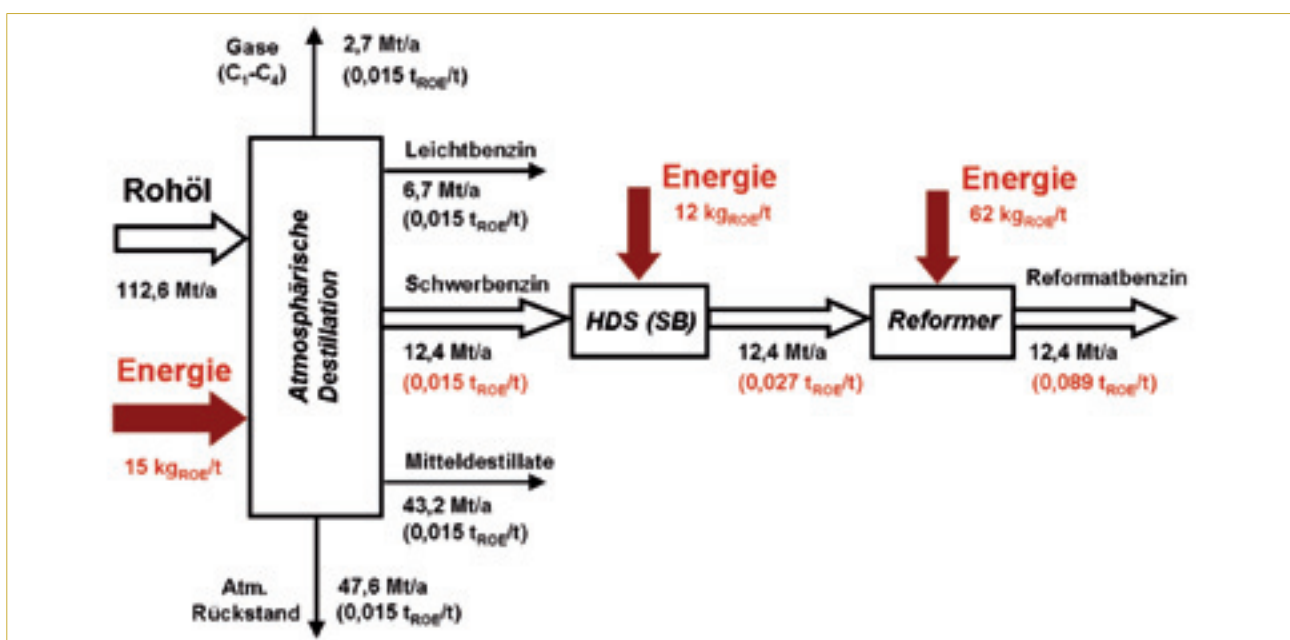
Produkt	Energieverbrauch in % des Heizwertes des Produktes
Flüssiggas	14
Rohbenzin	4
Ottokraftstoff	13
Kerosin	5
Dieselöl	7
Heizöl (leicht und schwer)	5

Energieverbrauch zur Erzeugung wichtiger Raffinerieprodukte: Der produktspezifische Energieverbrauch berechnet sich aus dem Energieverbrauch der Einzelanlagen, indem jedem Produkt einer Anlage ein spezifischer Energieverbrauch gleichmäßig zugeteilt und um den entsprechenden spezifischen Energieverbrauch jeder nachfolgenden Anlage ergänzt wird. Der so ermittelte spezifische Energieverbrauch zur Herstellung von Ottokraftstoff ist fast doppelt so groß wie der von Dieselöl, Kerosin und leichtem Heizöl.

Qualität des geförderten Erdöls abnimmt. Dies wird den Energiebedarf der Raffinerien erhöhen, denn bedingt durch die bei der Destillation anfallenden größeren Mengen an Schwerölen muss ein höherer Erdölanteil gecrackt werden. Steigt der Anteil des atmosphärischen Rückstandes von derzeit 42 Prozent auf 60 Prozent, erhöht sich der Energieeigenverbrauch von 8 auf 10 Prozent. Bei der Verarbeitung von extrem schlechtem Öl mit 85 Prozent Rückstand beträgt er sogar 13 Prozent, wodurch der Wirkungsgrad der Erzeugung von Mineralölprodukten auf 87 Prozent sinkt. Dieser Wert ist aber immer noch deutlich höher als der Wirkungsgrad aller verfügbaren Alternativen der Kraftstoffproduktion. So beträgt der Wirkungsgrad bei der Umwandlung von Biomasse in Dieselöl 50 Prozent und bei der Erzeugung von Methan aus Biomasse 65 Prozent. Auch wenn der Klimawandel die verstärkte Nutzung von erneuerbaren statt fossilen Energieträgern erfordert, sollte man eins wissen: Die hohe Effizienz der Herstellung von Kraftstoffen aus Erdöl kann bei der Erzeugung flüssiger Kraftstoffe aus regenerativen Quellen nicht erreicht werden.

AUTOREN

Andreas Jess ist Professor für Chemische Verfahrenstechnik an der Universität Bayreuth. **Christoph Kern** ist akademischer Oberrat am Lehrstuhl für Chemische Verfahrenstechnik der Universität Bayreuth.



Energiebedarf zur Kraftstoffherstellung (Beispiel Reformatbenzin; HDS: Hydrodesulfurisation = Entschwefelung, 1 kg_{RoE} (Rohöleinheit) = 42,7 MJ). (Quelle: Jess und Kern (2009), siehe Literaturverzeichnis)



Sonnenblumen und Malven als Teil einer mehrjährigen Wildpflanzenmischung für Biogas im ersten Standjahr.
(Foto: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.)

Erneuerbare Energien: Auf die Mischung kommt es an

Erneuerbare Energien entwickeln sich immer mehr zur tragenden Säule der Energieversorgung in Deutschland. Nach einer Studie des Umweltbundesamtes könnte die deutsche Stromversorgung bis zum Jahr 2050 vollständig auf erneuerbaren Energien beruhen. Schon im Jahr 2020 soll über ein Drittel der Stromerzeugung in Deutschland aus regenerativen Quellen stammen. Die Umwandlung des heutigen Energiesystems in eine nachhaltige Energiewirtschaft auf der Basis erneuerbarer Energien setzt umfassende Veränderungen in der Bereitstellung, Nutzung und Speicherung von Energie voraus. Um das zukünftige Energieversorgungssystem möglichst robust zu gestalten, wird man alle erneuerbaren Energien – Wind- und Wasserkraft, Photovoltaik, Solarthermie, Bioenergie und Geothermie – kombinieren.

Das Gelingen der Energiewende hängt nicht nur vom Ausbau der regenerativen Energien ab. Auch Techniken, die die Energieeffizienz steigern, spielen eine wichtige Rolle. Denn die angestrebten hohen Anteile erneuerbarer Energien an der gesamten Energiebereitstellung können nur dann erreicht werden, wenn die technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten zur Steigerung der Energieeffizienz genutzt werden. Dazu zählen zum Beispiel im Raumwärmebereich der Bau von Niedrig-,

Passiv- oder sogar Plusenergiehäusern mit ausgezeichneter Wärmedämmung. Ebenso wichtig ist die effiziente Umwandlung und Nutzung von Energie, etwa durch Einsatz von Elektro- statt Verbrennungsmotoren oder durch die Nutzung von Wärme in Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung.

Im Verkehr werden Elektrofahrzeuge mittel- bis langfristig wesentlich zu einer klimaverträglichen Mobilität beitragen,

wenn sie den benötigten Strom vollständig aus erneuerbaren Energien beziehen. Eine bidirektionale Einbindung von Fahrzeugbatterien in das Stromnetz könnte zudem die Sicherheit der Stromversorgung erhöhen. Neben Elektroautos werden auch Fahrzeuge, die mit Wasserstoff und Methangas oder daraus abgeleiteten Kraftstoffen betrieben werden, zur Nachhaltigkeit im Verkehr beitragen.

Energiespeicher sind unbedingt erforderlich

Die Integration von aufnahmefähigen Energiespeichern in das Energieversorgungssystem ist die Grundvoraussetzung, um fluktuierende Energiequellen wie Solar- und Windkraft optimal zu nutzen. Um den Speicherbedarf möglichst niedrig zu halten, müssen verschiedene erneuerbare Energien kombiniert werden. Außerdem sollten zeitweilige regionale Über- und Unterkapazitäten durch einen europäischen Ausgleich abgefangen werden. Entscheidend ist zudem eine intelligente Steuerung von Angebot und Nachfrage.

Für den verbleibenden Speicherbedarf stehen verschiedene Stromspeicher zur Verfügung. Batterien und andere elektrochemische Stromspeicher gleichen vor allem kurzfristige Schwankungen der Stromversorgung aus. Die mittel- bis langfristige Energiespeicherung erfolgt chemisch, entweder in Form von Wasserstoff oder synthetischem Methan, die beide mit erneuerbaren Energien erzeugt werden (siehe Seite 56 ff). Wärmespeicher wiederum können sowohl kurze



Windkraftanlagen an Land könnten bis zu 65 Prozent des deutschen Strombedarfs decken. (Foto: ProjectPhotos)

und mittlere Versorgungsengpässe überbrücken und sogar als saisonale Speicher dienen. Sie werden in Gebäuden installiert sowie als Großspeicher in Wärme- und Kältenetze integriert, um eine vollständige regenerative Wärmeversorgung und die Wärmenutzung über Wärme-Kraft-Kopplung möglich zu machen. Die derzeit verfügbaren Wasserspeicher werden künftig durch Latentwärmespeicher (siehe Seite 40) und thermochemische Speicher (siehe Seite 44) ergänzt.

Auf Basis dieser Komponenten lässt sich das Energiesystem der Zukunft robust und zuverlässig gestalten. Es wird Störungen und Ausfälle fluktuierender Energien kompensieren und eine sichere Energieversorgung gewährleisten. Die folgenden Abschnitte stellen den Stand der Technik, Anwendungen, Perspektiven und den Forschungsbedarf für die wichtigsten Techniken der erneuerbaren Energiebereitstellung vor.

Windenergie kann den Großteil des Strombedarfs decken

Die weltweite Kapazität zur Erzeugung von Windstrom hat sich innerhalb von nur vier Jahren verdoppelt. Auch in Deutschland ist Windenergie mittlerweile ein bedeutender Wirtschaftsfaktor. Hierzulande decken gegenwärtig rund 23.000 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von circa 30 Gigawatt rund 9 Prozent des deutschen Strombedarfs. Nicht nur die Anzahl, sondern auch die Leistungsfähigkeit der Anlagen ist in den vergangenen Jahren stark gewachsen: Lag die durchschnittliche Nennleistung von Onshore-Anlagen vor zehn Jahren noch bei 1,4 Megawatt, gelten 3-Megawatt-Generatoren an neuen Windkraftstandorten oder beim Ersetzen alter Anlagen heute als Standard. Mehr noch: Anlagenhersteller haben bereits serienreife Windkraftanlagen mit einer Nennleistung von 7 bis 8 Megawatt mit Turmhöhen von über 140 Metern und Rotordurchmessern von mehr als 150 Metern im Angebot.

Allein Windkraftanlagen an Land, die an guten Standorten bereits heute wirtschaftlich konkurrenzfähig zu konventionellen Kraftwerken sind, könnten bis zu 65 Prozent des deutschen Strombedarfs decken. Mit der heute verfügbaren Technik ließe sich auf einer Fläche von nur zwei Prozent eines jeden deutschen Bundeslandes eine Gesamtleistung von fast 200 Gigawatt installieren und damit rund 390 Terawattstunden des gegenwärtigen Jahresstrombedarfs von etwa 600 Terawattstunden bereitstellen. Bestehende Standorte lassen sich ertragreicher nutzen, wenn ältere Windenergieanlagen mit geringerer Leistung durch moderne leistungsstärkere Anlagen der Multimegawattklasse ersetzt werden.

Für die Windenergienutzung auf See hat die Bundesregierung als Ziel bis zum Jahr 2030 eine Leistung von 20 bis 25 Gigawatt formuliert, entsprechend 15 Prozent des deutschen Strombedarfs. Offshore-Windkraftanlagen sind besonders attraktiv, denn sie liefern mehr als doppelt so hohe Erträge wie Windparks im Binnenland. Da die technischen und logistischen Anforderungen auf See aber deutlich höher sind, kostet die Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie derzeit noch etwa doppelt so viel wie an Land.

Dank Forschung und Entwicklung rund um Anlagentechnik, Standortanalyse, Energiemeteorologie und Netzeinbindung ist die Gewinnung von Windstrom in den vergangenen Jahren immer kostengünstiger geworden. Die Kosten für Onshore-Anlagen, die sich in der Einspeisevergütung widerspiegeln, konnten dank der kontinuierlichen technischen Weiterentwicklung in den vergangenen 10 Jahren von 8,25 auf 7,52 Cent pro Kilowattstunde verringert werden. Ein ähnlicher Trend ist auch für Offshore-Anlagen zu erwarten. Folgende Entwicklungen werden die Kosten weiter reduzieren:

- ▶ verbesserte Materialien, zum Beispiel leichtere und trotzdem stabilere Rotorblätter dank neuer Verbundwerkstoffe,
- ▶ neue Konzepte, zum Beispiel zur Aufstellung von Anlagen in einem Windpark, um den aerodynamischen Wirkungsgrad zu erhöhen,
- ▶ verbesserte Standortplanung durch genauere Bestimmung des Potenzials und der Windverhältnisse in komplexen Umgebungen wie Wäldern und Offshore-Gebieten,

- ▶ kurz- bis mittelfristige Vorhersage der Einspeisung, um den Bedarf von Regel- und Ausgleichsenergie zu minimieren und die Direktvermarktung zu unterstützen,
- ▶ neue Regelungs- und Betriebsführungskonzepte, um die Effizienz zu steigern und gleichzeitig die Lebensdauer der Anlagen und Komponenten zu erhöhen,
- ▶ die Erlangung von Kraftwerkseigenschaften, indem zum Beispiel mehrere kleinere Anlagen zusammenschaltet werden, und verbesserte Anlagensteuerung zur Netzeinbindung für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, die das Netz stabilisieren.

Photovoltaik als tragende Säule der Energieversorgung

Der Beitrag der Photovoltaik zur Stromerzeugung steigt rasch an. Weltweit sind zurzeit über 70 Gigawatt an Photovoltaik-Modulen installiert, davon 30 Gigawatt in Deutschland (Stand Mitte 2012). Im ersten Halbjahr 2012 deckte die Photovoltaik über 5 Prozent des deutschen Bruttostromverbrauchs. Langfristig wird sie weltweit eine tragende Säule der nachhaltigen Energieversorgung bilden. Wie alle regenerativen Techniken der Energiebereitstellung hat die Photovoltaik gegenüber der konventionellen Stromerzeugung klare ökologische Vorteile. Sie macht eine nachhaltige Energieversorgung bei schnell sinkenden Stromgestehungskosten möglich und hat zudem in Kombination mit Energiespeichern hohe Ausbaupotenziale, vor allem auf bebauten Flächen.



Installation von Solarmodulen: Die verstärkte Nutzung von Sonnenenergie ist der Schlüssel zur Energiewende. (Foto: il-fede, fotolia)

In der Photovoltaik nimmt Deutschland international eine Spitzenstellung als hochqualitativer Produktions- und Forschungsstandort ein. Dank akademischer und industrieller Forschung verbessern sich Wirkungsgrade und Produktionsprozesse der Photovoltaik kontinuierlich. Die Preise für Photovoltaikmodule sind durch technische Verbesserungen und Massenproduktion seit den 1990er-Jahren um den Faktor 10 gesunken. Als Folge war Photovoltaik-Strom schon im Jahr 2011 nicht mehr teurer als üblicher Haushaltsstrom – damit wurde die Kostenparität einige Jahre früher erreicht als ursprünglich erwartet. Im Jahr 2012 ist Solarstrom noch einmal deutlich preiswerter geworden. Die Einspeisevergütung ist für mittelgroße Anlagen (mit einer Spitzenleistung von 40 bis 100 Kilowatt) seit 2004 von 54,6 Cent auf 15,85 Cent pro Kilowattstunde gesunken. Vor allem folgende Ansätze könnten Sonnenstrom noch preiswerter machen:

- ▶ optimierte sowie neue Materialien und Techniken, die den Energieeinsatz bei der Herstellung von Solarzellen reduzieren und zugleich auf seltene oder giftige Rohstoffe verzichten,

- ▶ optimierte Fertigung der Komponenten eines Photovoltaiksystems,
- ▶ höhere Anlagenerträge durch ein optimiertes Betriebsverhalten der Komponenten im System und durch eine gesteigerte Lebensdauer der Anlagen,
- ▶ höhere Wirkungsgrade – heutige Photovoltaiksysteme haben die Grenzen des physikalisch Möglichen noch längst nicht ausgeschöpft.

Die globale Entwicklung des Photovoltaik-Marktes und die technische Weiterentwicklung sorgen dafür, dass Solarstrom mittelfristig auch ohne festgelegte Abnahmepreise wirtschaftlich konkurrenzfähig wird zu Energie aus konventionellen Kraftwerken. Da Solarenergie besonders in sonnenreichen Ländern schon heute ebenso kostengünstig ist wie Strom aus ölbetriebenen Kraftwerken, entwickelt sich der globale Photovoltaik-Markt rasch. Im Jahr 2012 gab es Photovoltaik-Neuinstallationen von mehr als 30 Gigawatt. Im Jahr 2013 dürfte der globale Photovoltaik-Markt weiter wachsen, wobei Deutschland seine Rolle als Markttreiber voraussichtlich an Länder wie China und an die USA abgeben wird.

Damit wird Sonne zu Strom

In der Photovoltaik gibt es verschiedene Techniken zur Stromerzeugung. Kristalline **Siliciumsolarzellen** basieren auf monokristallinen oder multikristallinen Silicium-Scheiben, sogenannten Wafern, die dünner sind als 200 Mikrometer. Diese Technik dominiert den deutschen und weltweiten Photovoltaik-Markt, da die so hergestellten Solarzellen wegen der langjährigen Forschung energie- und kosteneffizient sind und ihre Zuverlässigkeit bewiesen haben. Dennoch gibt es auch hier noch Entwicklungsbedarf, um die Kosten weiter zu reduzieren, vor allem durch höhere Wirkungsgrade, durch den Ersatz von teuren Materialien und die Entwicklung kostengünstiger Produktionstechniken.

Dünnschichtsolarezellen sind kostengünstiger, weil ihre Herstellung weniger Silicium, Energie und Material braucht. Außerdem können sie schwache Lichtverhältnisse besser nutzen und bringen auch bei hohen Temperaturen eine gute Leistung. Vor allem Dünnschichtsolarezellen aus den Absorbermaterialien CIS oder CIGS (C steht für Kupfer, I für Indium, S für Schwefel und Selen, G für Gallium) oder Cadmium/Tellur sowie aus kristallinem, amorphem und mikrokristallinem Silicium könnten die Kosten der Photovoltaik deutlich reduzieren. In Labortests waren Solarzellen aus CIGS fast ebenso effizient wie Zellen aus kostengünstigem polykristallinem Silicium.

Organische Solarzellen auf der Basis von organischen Halbleitern können großflächig auf Folien gedruckt werden. Da sowohl ihre Wirkungsgrade als auch ihre Lebensdauer in jüngster Zeit deutlich verbessert werden konnten, besitzen sie ein Potenzial weit über Nischenanwendungen hinaus. Außerdem lassen sie sich wegen ihrer Biegsamkeit einfach in Produkte und Gebäude integrieren.

Konzentratorsolarzellen sammeln das Sonnenlicht mit optischen Linsen und bündeln es auf eine kleine Solarzellenfläche. Das spart teures Halbleitermaterial und macht Solarzellen mit Wirkungsgraden über 40 Prozent möglich. Die Konzentratortechnik eignet sich besonders für Kraftwerke an Standorten mit viel direkter Sonne.

Bei der **Modultechnik** sorgt eine Verkapselung nach der elektrischen Verschaltung der Einzelzellen dafür, dass Solarmodule auch unter extremen Klimabedingungen lange sicher betrieben und in Gebäudewände sowie andere bauliche Strukturen integriert werden können. Geforscht wird unter anderem an Modultechniken mit deutlich reduzierten Materialkosten und effizienten elektrischen Verschaltungen. Auch an einer höheren Lebensdauer wird noch gearbeitet. Außerdem erreichen die Module noch nicht die Wirkungsgrade der einzelnen Zellen.

Photovoltaische Kraftwerke und Systeme zählen in Deutschland mittlerweile zu den leistungsstärksten Stromlieferanten. Weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeit ist erforderlich, um die Leistung und den Ertrag von Photovoltaik-Kraftwerken präziser vorherzusagen. Ein verbessertes Management der Erzeugung, der Speicherung und der Lasten im Verteilnetz könnten die solare Stromproduktion im Tagesverlauf zudem kontinuierlicher gestalten. Die technische Weiterentwicklung wird zur Senkung der Systemkosten beitragen.

Photovoltaik-Wechselrichter, die als Teil einer Solaranlage Gleichstrom in Wechselstrom umrichten und ins Netz einspeisen, können auch lokale Energiespeichersysteme steuern und zudem die Spannung im Stromnetz stabilisieren sowie die Übertragungskapazität erhöhen. Sowohl lokal als auch regional müssen die Lastflüsse zwischen fluktuierenden Erzeugern, zeitabhängigen Verbrauchern, Speichern und schnellregelbaren Stromerzeugern optimiert werden. Ziel ist daher die Entwicklung von kostengünstigen, multifunktionalen „intelligenten“ Photovoltaik-Wechselrichtern mit hoher Zuverlässigkeit und einer Lebensdauer, die an die von Photovoltaik-Modulen heranreicht.

Solarthermie: Wärme und Kälte aus Sonnenenergie

Rund 30 Prozent der Endenergie werden in Deutschland derzeit zum Heizen von Gebäuden verbraucht. Mittel- bis langfristig sollen Neubauten ihren Energiebedarf zum Heizen und zur Bereitung von Warmwasser mit Solarwärme decken. Sonnenenergie gewinnt auch für die Bereitstellung von Wärme für industrielle Prozesse immer mehr an Bedeutung. Bei der Solarthermie wandelt ein Sonnenkollektor die auftreffende Sonnenstrahlung in Wärme um, die mit unterschiedlichen Techniken in verschiedenen Temperaturbereichen genutzt werden kann.

Im Niedertemperaturbereich erwärmen solarthermische Flach- oder Vakuumröhrenkollektoren Brauch- und Trinkwasser für Haushalt und Raumheizung. Hersteller und Forschungsinstitute arbeiten aktuell an:

- ▶ effizienteren und kostengünstigeren Kollektorfeldern, vor allem für Gebäudeheizungen unter Berücksichtigung eines langzeitstabilen Betriebs auch in Stagnationsphasen,
 - ▶ Hybridkollektoren, die Photovoltaik und Solarthermie kombinieren, um gleichzeitig Strom und Wärme zu erzeugen,
 - ▶ verbesserten und kostengünstigen Langzeitspeichern für Wärme,
 - ▶ neuen Materialien für alternative, ökologisch verträgliche Wärmeabsorber mit guter Wärmeleitfähigkeit, Korrosionsfestigkeit und Temperaturbeständigkeit,
 - ▶ der Integration von Solarkollektoren in die Gebäudehülle.
- Für die Erzeugung von Wärme für industrielle Prozesse und zur Gebäudeklimatisierung sind höherwertigere sowie konzentrierende Solarkollektoren erforderlich. Mit ihnen lassen sich nach dem heutigen Stand der Technik Betriebstemperaturen um 400 Grad Celsius realisieren, die einerseits den Betrieb von Wärmekraftmaschinen wie Dampfmaschinen und -turbinen möglich machen sowie über Absorptionskältemaschinen Kälte erzeugen können. Von Vorteil ist dabei, dass einige Branchen vor allem dann viel Prozesswärme brauchen, wenn die Sonne kräftig scheint. Im Sommer etwa könnte der erhöhte Kühlbedarf für Lebensmittel zu einem wesentlichen Anteil solar gedeckt werden. Die Forschung und Entwicklung der Prozesswärme-Technik konzentriert sich auf folgende Bereiche:
- ▶ Kombination von Solarthermie und Energiegewinnung aus Biomasse in verschiedenen Leistungsklassen,
 - ▶ Entwicklung hocheffizienter Kollektoren sowohl für die Bereitstellung von Prozesswärme als auch für die Entsalzung von Meerwasser durch solare Verdunstung,
 - ▶ Weiterentwicklung und Optimierung von Systemkomponenten und von Systemen für die Regelungs- und Betriebsautomatisierung.
- ### Geothermie ist allzeit bereit und krisensicher
- Geothermie ist eine erneuerbare Energiequelle, die krisensicher und umweltfreundlich Strom sowie Wärme oder Kälte jederzeit bereitstellen und somit die Schwankungen anderer erneuerbarer Energien ausgleichen kann. Daher kommt ihr im Kreis der erneuerbaren Energien eine besondere Rolle zu. Folgende Techniken sind zu unterscheiden:
- ▶ oberflächennahe Geothermie in Verbindung mit Wärmepumpen als Wärmequelle zur Beheizung von Einzelgebäuden und Stadtquartieren oder als Wärmesenke für die Kühlung von Gebäuden,
 - ▶ saisonale Wärme- oder Kältespeicherung im Erdreich oder in Grundwasserleitern,
 - ▶ tiefe Geothermie über Bohrungen nach Thermalwasser in 2 bis 5 Kilometern Tiefe zur Versorgung größerer Wärmenetze und zur Bereitstellung von elektrischem Strom.
- Die Nutzung der tiefen Geothermie entwickelt sich verglichen mit den anderen erneuerbaren Energien äußerst zögerlich.

Zur Kostenreduktion könnten beitragen:

- ▶ verbesserte Erkundungsmethoden, um die Eigenschaften der Gesteine und Reservoirs vorab besser zu bestimmen und um vorherzusagen, ob und wie viel Thermalwasser überhaupt gewonnen werden kann,
- ▶ die künstliche Erhöhung der Produktivität eines tiefen geothermischen Reservoirs durch Maßnahmen wie die hydraulische Stimulation, bei der Wasser ohne chemische Zusätze eingepresst wird, um Risse zu weiten oder zu erzeugen,
- ▶ betriebsbegleitende Untersuchungen zur Systemverlässlichkeit einer Gesamtanlage und zur schrittweisen Weiterentwicklung ihrer Effizienz.



Tiefe Geothermiebohrung im bayrischen Taufkirchen: Da Erdwärme allzeit verfügbar ist, kann die Geothermie Engpässe bei der Gewinnung von Wind- und Sonnenenergie ausgleichen. (Foto: Daldrup & Söhne AG)

Wärme, Kraftstoffe und Biogas aus Biomasse

Die Nutzung von Biomasse kann in den kommenden Jahrzehnten einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten. Für Deutschland beträgt ihr energetisch nutzbares Potenzial bis zu 15 Prozent des derzeitigen Energieverbrauchs. Im Jahr 2011 deckte aus Biomasse gewonnene Energie einen Anteil von 8,2 Prozent des Endenergieverbrauchs. Bezogen auf den Stromsektor stellten die im Jahr 2012 in Deutschland installierten rund 7600 Biogasanlagen mit einer Gesamtleistung von circa 3000 Megawatt etwa 3 bis 4 Prozent des deutschen Stromverbrauchs bereit.

Da die energetische Nutzung von Biomasse in Konkurrenz zur stofflichen Verwertung oder der Produktion von Nahrungsmitteln steht und zudem der Naturschutz zu beachten ist, müssen neben technischen Aspekten von Bioenergieprojekten immer auch die jeweiligen Stoffströme im Sinn eines ganzheitlichen Stoffstrommanagements betrachtet werden.

Holz und andere Träger von Bioenergie sind problemlos lagerbar und können sowohl zeitlich als auch räumlich flexibel in verschiedene Energieformen umgewandelt werden. Aus ihr



Übersicht über die wichtigsten Regionen in Deutschland, die für eine hydrogeothermische Nutzung in Frage kommen. Dargestellt sind Gebiete, in denen tiefe Grundwässer mit Temperaturen über 60 Grad Celsius vorkommen. (Grafik: www.geotis.de)

lassen sich Strom, Wärme und Kälte ebenso generieren wie Biogas, Wasserstoff, Dieselsubstitute und andere Kraftstoffe. Der aus Biomasse erzeugte Strom kann das schwankende Leistungsangebot von Photovoltaik und Windgeneratoren ausgleichen. Somit eignen sich Bioenergieanlagen zur Hintergrundversicherung der Stromversorgung. Zudem können sie im Zusammenspiel mit den anderen erneuerbaren Energien Netzdienstleistungen übernehmen, etwa Spitzen abfangen, Blindleistungen sicherstellen und Notstrom bereitstellen.

Die thermochemische Gaserzeugung ist bezüglich der verwendeten Biomasse flexibler als die mikrobielle Umsetzung von Biomasse in Bioreaktoren. Vor allem in der Nutzung von biogenen Reststoffen wie Bioabfall und Grünschnitt liegen noch erhebliche Ausbau- und Optimierungspotenziale. Im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien bietet Bioenergie die vielfältigsten Nutzungsmöglichkeiten:

- ▶ Für die Erzeugung von Strom wird feste Biomasse in (Heiz-)Kraftwerken verstromt. Flüssige Biomasse und Biogas kann in Gasturbinen oder Motoren umgewandelt werden.
- ▶ Durch Verbrennung ist Biomasse direkt in Wärme umwandelbar: als feste oder flüssige Biomasse im Heizkessel, als Biomethan oder komplexer zusammengesetztes Biogas in Gasthermen. Außerdem fällt bei der Verwertung von Bioenergieträgern in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen neben Strom immer Wärme an, die im Sinne der Ressourceneffizienz unbedingt genutzt werden muss. Die Nutzung von Biomasse zur Stromerzeugung in kleinen Leistungsbereichen hat sich stark weiterentwickelt und wird in den nächsten Jahren weiter zunehmen.
- ▶ Kraftstoffe für den Verkehr müssen zunehmend nachhaltig und ressourcenschonend bereitgestellt werden, wozu Biomasse beitragen kann. Biogene Treib- und Brennstoffe können sowohl fossile Kraftstoffe für heutige Fahrzeuge Kohlenstoffdioxid-neutral ersetzen als auch mobile und stationäre Brennstoffzellen versorgen. Durch Auspressen, Vergärung oder Veresterung werden Biokraftstoffe der ersten Generation aus öl-, zucker- oder stärkehaltigen Pflanzen erzeugt. Für Kraftstoffe der zweiten Generation werden Abfall- und Reststoffe genutzt, die nicht mit dem Nahrungsmittelsektor konkurrieren.



Lieferung von Holzpellets. (Foto: Andreas Moscheik Solar & Holzpellets)

Altbekannter Energieträger in neuer Form: Pellets aus Holz. (Foto: EnergieAgentur.NRW)

Ein hohes Entwicklungspotenzial hat ein als „Poly-Generation“ bezeichnetes Konzept, bei der Biomasse in gekoppelten Anlagen zugleich in Strom, Wärme und Kraftstoff, zum Beispiel in Methan als Erdgassubstitut, umgewandelt wird. Die Poly-Generation bietet eine hohe CO₂-Vermeidung bei gleichzeitiger Erweiterung des Produktspektrums, hohen Wirkungsgraden und einfacher Prozessführung bei der Gaserzeugung. Diese Variante hat gegenüber der Co-Generation von Strom und Wärme den Vorteil eines geringeren Wärmeeinbaus an der Vergasungsanlage.

Erneuerbare Energien schaffen Arbeitsplätze

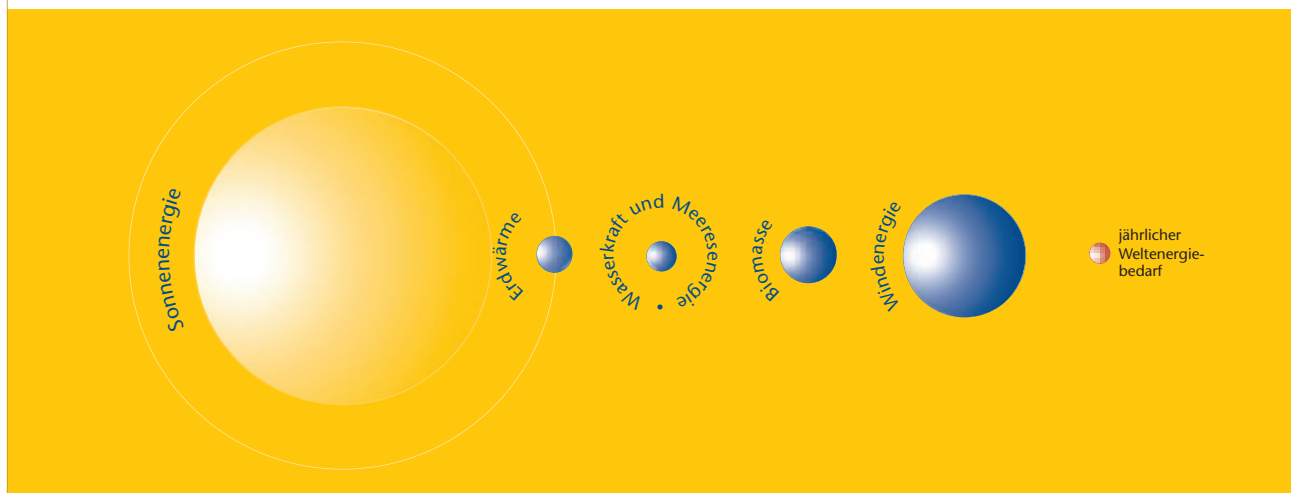
Erneuerbare Energien haben zahlreiche Vorteile: Sie sind umwelt- und klimafreundlich, global einsetzbar und werden in wenigen Jahren die kostengünstigsten Energiequellen sein. Zudem genießen sie eine außerordentlich hohe gesellschaftliche Akzeptanz. Da sie das größte energetische und technische Potenzial aller bekannten Energiequellen haben, werden sie im Mittelpunkt des zukünftigen Energiesystems stehen. Im Jahr 2012 haben erneuerbare Energien bereits rund ein Viertel der in Deutschland verbrauchten elektrischen Energie und circa 10 Prozent der Wärmeenergie bereitgestellt.

Erfolge in Forschung und Entwicklung haben in den vergangenen zwei Jahrzehnten die Nutzung von erneuerbaren Energien in Deutschland leistungsfähiger und nachhaltiger gemacht. Der Einsatz von Kohle, Erdöl, Erdgas und Atomkraft lässt sich so schrittweise reduzieren und langfristig vollständig durch erneuerbare Energien ersetzen. Erneuerbare Energien sind heimische Energien. Deswegen verringern sie die Abhängigkeit von Energieimporten, erhöhen die Energie-wertschöpfung im Land und schaffen Arbeitsplätze.

AUTOR

Niklas Martin ist Geschäftsführer des FVEE Forschungsverbunds Erneuerbare Energien in Berlin.

Potenziale erneuerbarer Energien und Weltenergiebedarf (pro Jahr)



© ForschungsVerbund Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energieträger können der Weltbevölkerung ausreichend Energie bereitstellen. (Abbildung: FVEE)



Bewährte Energiespeicher: Nicht nur solche Batterien gewinnen zukünftig noch mehr an Bedeutung. (Foto: BirgittH, pixelio.de)

Elektrochemische Speicher: Batterien und Co.

Um die ehrgeizigen Ziele der Energiewende zu erreichen, müssen die unterschiedlichen Erzeugungsarten der erneuerbaren Energien, das Lastmanagement und die Speicher aufeinander abgestimmt werden. Grundsätzlich werden verschiedene Arten von Speichern benötigt: Speicher für die Netzstabilisierung im Sekunden- und Minutenbereich sowie Stunden-, Tages- und mit zunehmendem Anteil der erneuerbaren Energien auch Saisonspeicher. Demgemäß werden Stromspeicher in nahezu allen Leistungsklassen und Speicherkapazitäten von wenigen Kilowatt- bis zu einigen Gigawattstunden benötigt. Elektrochemischen Stromspeichern kommt bei der Energiewende eine wichtige Rolle zu.

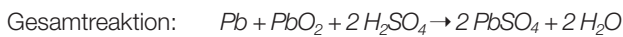
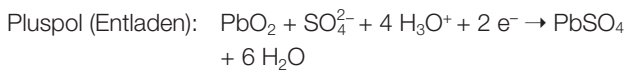
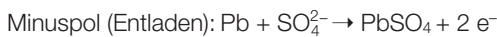
Mit steigenden Strompreisen werden Energiespeicher sowohl für Privatkunden als auch für die Industrie immer interessanter. Batteriespeicher für den Hausgebrauch etwa werden an Bedeutung gewinnen, wenn die Einspeisevergütung für Solarstrom sinkt. Um dann noch wirtschaftlich zu sein, werden Photovoltaikanlagen den Eigenbedarf an elektrischer Energie stärker als heute decken müssen. Mit Batteriespeichern ließe sich Solarenergie zeitversetzt nutzen und der Eigenverbrauchsanteil auf über 60 Prozent steigern.

Im Folgenden werden das Funktionsprinzip und die Charakteristika der wichtigsten Batterien beschrieben, wobei jeder Batterietyp spezifische Stärken und Schwächen aufweist.

Am weitesten verbreitet: Bleibatterien

Die Bleibatterie ist der am weitesten verbreitete elektrochemische Energiespeicher. Als Auto-Starterbatterie werden circa 70 Millionen Bleibatterien jährlich in Europa produziert.

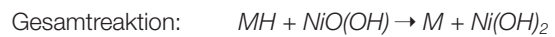
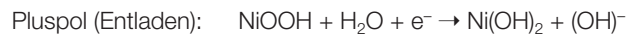
Sie kosten etwa 100 Euro je Kilowattstunde Kapazität. Beim Entladen der Bleibatterie wird an der negativen Elektrode metallisches Blei zu Bleisulfat oxidiert und an der positiven Elektrode Bleidioxid zu Bleisulfat reduziert. Die Ruhespannung pro Zelle liegt bei 2 Volt, die Entladeschlussspannung beträgt circa 1,8 Volt. Die Ladespannung sollte 2,3 bis 2,4 Volt nicht überschreiten, da sich sonst Wasser zu gasförmigem Sauerstoff und Wasserstoff zersetzt:



Wegen ihrer geringen Lebensdauer und Zyklfestigkeit – nach etwa 100 Lade- und Entladevorgängen verliert die Batterie an Leistungsfähigkeit – eignen sich billige Starterbatterien mit flüssigem Elektrolyten nicht als stationäre Energiespeicher. Zyklfestere Bleiakkumulatoren, bei denen die Schwefelsäure in Gelen oder Glasfaservliesen fixiert ist, kosten in der Anschaffung bereits 200 bis 300 Euro pro Kilowattstunde. Bleibatterien als Speicher für häusliche Solaranlagen sind zudem häufig um einen Faktor 2 überdimensioniert, um akzeptable Lebensdauern von beispielsweise 10 Jahren und 2000 Zyklen zu erreichen. Komplette Speichersysteme für Solarstrom im Einfamilienhaus kosten inklusive Bleibatterie, Batteriewechselrichter, Photovoltaik-Erzeugungszähler und Zweirichtungszähler über 1000 Euro pro Kilowattstunde.

Nicht nur für Autos: Nickel-Metallhydrid-Batterien

Nickel-Metallhydrid-Batterien lösen derzeit die umweltschädlichen Nickel-Cadmium-Akkus ab. Statt aus dem giftigen Schwermetall Cadmium besteht ihre negative Elektrode aus einer Metalllegierung aus Lanthan, Cer, Neodym und Nickel, die Wasserstoff als Hydrid aufnehmen und wieder abgeben kann. Beim Entladen wird der Wasserstoff aus dem Metallhydrid (MH) wieder oxidiert. An der positiven Elektrode wird dreiwertiges Nickeloxidhydrat zu zweiwertigem Nickelhydroxid reduziert:



Nickel-Metallhydrid-Einzelle sind mit Stahl ummantelt und enthalten ein Überdruckventil. Die Arbeitsspannung liegt bei 1,2 bis 1,3 Volt. Sie können von minus 20 bis plus 60 Grad Celsius betrieben werden. Als Elektrolyt dient Kalilauge.

Im Automobilbereich haben Nickel-Metallhydrid-Batterien ihre Tauglichkeit in über 15 Jahren Serienproduktion bewiesen. Sie stecken zum Beispiel im Vollhybridfahrzeug Toyota Prius und eignen sich ebenso für größere stationäre Anlagen für die Notstromversorgung und die unterbrechungsfreie Stromversorgung. So hat die amerikanische Firma Cobasys im Jahr 2004 ein Nickel-Metallhydrid-System zur unterbrechungsfreien Stromversorgung aufgebaut, das eine Leistung von 560 Kilowatt für 15 Minuten zur Verfügung stellen kann. Das Batteriesystem besteht aus 48-Volt-Modulen mit einer Kapazität von jeweils 85 Amperestunden.

Batterietyp	Zyklen	Wirkungsgrad (%)	Kosten Batterie (€/kWh)	Kosten System (€/kWh)	Entwicklungsstand
Blei	300-2000	75-90	100	300-600	kommerziell
Nickel-Cadmium	1000	60-65	400	keine Angabe	kommerziell
Nickel-Metallhydrid	1400	70	550	keine Angabe	kommerziell
Lithium-Ionen	5000-15000	90-95	300-500	1000-1500	kommerziell ¹ , Entwicklung
Natrium-Schwefel	3000-7000	70-85	100-200	130-230	kommerziell
Zink-Luft	4000	60-70	keine Angabe	250-300	Entwicklung
Redox-Flow	20000	70-85	keine Angabe	500-650	Kleinserie, Entwicklung

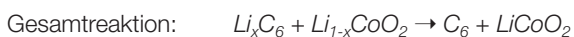
¹ als Batterie für elektronische Geräte

Elektrochemische Energiespeicher im Vergleich (teilweise nach Dunn et al. (2011), siehe Literaturverzeichnis).

Der Favorit: Lithium-Ionen-Batterien

Die Energieversorgung von Mobiltelefonen, Kameras und anderen tragbaren Geräten erfolgt über Lithium-Akkus, die fast ausschließlich in Asien gefertigt werden. Lithium-Batterien gelten als Favoriten im gerade erst begonnenen Wettbewerb um den Markt für mobile und stationäre Batteriesysteme. Sie sind spannungsstabil und schnellladefähig. Zudem verfügen sie über eine hohe Energiedichte von bis zu 200 Wattstunden pro Kilogramm und eine hohe Zyklenfestigkeit, können also häufig ge- und entladen werden.

Beim Entladen wird Lithium, das an der negativen Elektrode in Graphit oder Titandioxid eingebunden ist, zu positiven Lithium-Ionen oxidiert, während am Pluspol ein Übergangsmetalloxid reduziert wird, so dass es Lithium-Ionen einlagern kann. Bei den Lade- und Entladezyklen wandern also Lithium-Ionen zwischen den Elektroden, die 40 bis 90 Mikrometer dick sind, hin und her. Die folgenden Reaktionsgleichungen zeigen die Vorgänge für Graphit-Anoden und Lithiumkobaltoxid-Kathoden beim Entladen im Detail (x entspricht etwa 0.5):



Der Elektrolyt zwischen den Elektroden muss Lithium-Ionen leiten können. Um einen direkten elektrischen Kontakt der Elektroden zu vermeiden, wird ein poröser Separator verwendet, der mit einem organischen Elektrolyten getränkt ist und eine wichtige Sicherheitsfunktion übernimmt. Da Lithium mit Wasser heftig reagiert, müssen Lithium-Ionen-Akkus vollständig wasserfrei sein.

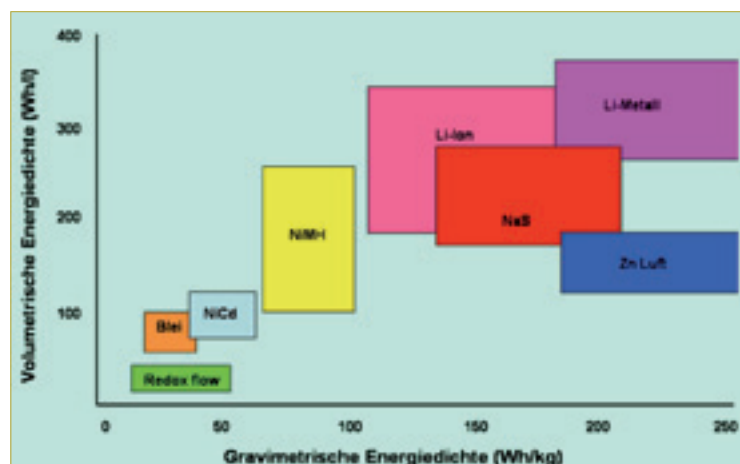
Bezüglich der Materialien für die positive Elektrode ist die Auswahl groß. Eingesetzt werden meist Oxide oder Phosphate von Eisen, Nickel, Mangan oder Cobalt, die in verschiedenen Oxidationsstufen stabil sind und beim Entladen Lithium-Ionen aufnehmen können. Als negative Elektrode werden häufig Graphit oder Lithiumtitanoxid verwendet. Durch Kombination der unterschiedlichen Elektrodenmaterialien lassen sich Ruhespannungen von 2 bis 5 Volt realisieren.

Lithium-Ionen-Batterien benötigen ein Batteriemanagement-System, das Betriebszustände wie Einzelzellspannungen und Batterietemperatur über-

wacht und regelt sowie Überladungen vermeidet. Verglichen mit Bleibatterien sind Lithium-Ionen-Akkus deutlich temperaturempfindlicher und können nur zwischen etwa 0 und maximal 50 Grad Celsius eingesetzt werden. Wegen der Fülle an Materialkombinationen gilt ihr Entwicklungspotenzial aber als sehr hoch. Aktuelle Forschungsarbeiten befassen sich unter anderem mit Lithium-Luft- und Lithium-Schwefel-Batterien, bei denen metallisches Lithium als negative Elektrode dient. Damit ließe sich eine wesentlich höhere Energiedichte erreichen: Lithium-Luft-Akkus besitzen eine theoretische Energiedichte von circa 11 Kilowattstunden pro Kilogramm (bei 3,0 Volt), für Lithium-Schwefel-Akkus beträgt sie 2,5 Kilowattstunden pro Kilogramm (bei 2,1 Volt).

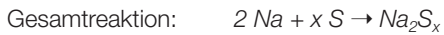
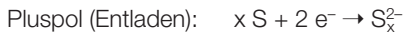
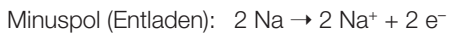
Für hohe Temperaturen: Natrium-Schwefel-Batterien

Die Natrium-Schwefel-Batterie, deren technische Grundlagen schon Anfang der 1980er-Jahre entwickelt wurden, gehört zu den Hochtemperaturbatterien. Sie arbeitet bei Betriebstemperaturen von 300 bis 350 Grad Celsius. Natrium-Schwefel-Batterien sind zylindrisch aufgebaut: Im Inneren befindet sich die schmelzflüssige Natriumelektrode, die aus Sicherheitsgründen von einer Metallhülle umgeben ist. Eine Natriumionen-leitende Keramik bildet den festen Elektrolyten. Sie ist das eigentliche Herzstück der Batterie, das von einer ebenfalls schmelzflüssigen Schwefelelektrode umgeben ist. Beim Entladen wird an der negativen Elektrode Natrium oxidiert und an der positiven Elektrode Schwefel reduziert.



Volumetrische und gravimetrische Energiedichte verschiedener Batteriesysteme. (Quelle: Universität Duisburg-Essen)

Dabei bilden sich verschiedene Natriumpolysulfide (Na_2S_x , $x = 3 - 5$). Die Ruhespannung einer geladenen Natrium-Schwefel-Zelle beträgt 2,07 Volt:



Natrium-Schwefel-Batterien werden ausschließlich von wenigen japanischen Unternehmen (NGK Insulators, Hitachi, GS Yuasa) hergestellt. Ein typisches Batteriemodul besitzt eine elektrische Leistung von 50 Kilowatt und eine Kapazität von 400 Kilowattstunden. Die Module bestehen aus zylindrischen Zellen, deren Zwischenräume mit Sand verfüllt sind. Der Wirkungsgrad der Natrium-Schwefel-Zellen liegt bei 80 bis 85 Prozent. Allerdings ist der Wirkungsgrad des Moduls geringer, da die Module zur Aufrechterhaltung der Betriebstemperatur elektrisch beheizt werden müssen.

Aus den 50-Kilowatt-Modulen werden größere Batteriesysteme aufgebaut, die eine Kapazität von mehreren Megawattstunden besitzen. Das Energieunternehmen Tokyo Electric Power Company beispielsweise betreibt ein Batteriesystem mit 6 Megawatt Leistung und 48 Megawattstunden Kapazität. Die größte Natrium-Schwefel-Batterie steht im texanischen Presidio in den USA. Sie dient dem Ausgleich von Spannungsschwankungen im Netz und der Notstromversorgung. Bei einer Leistung von 4 Megawatt kann sie 32 Megawattstunden Strom speichern.

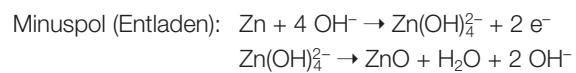
Die Lebensdauer einer Natrium-Schwefel-Batterie beträgt rund 15 Jahre. Die Entladetiefe beeinflusst allerdings die Zahl der Zyklen: Bei einer 65-prozentigen Entladung sind 7000 Zyklen möglich, bei der maximalen Entladung von 100 Prozent nur 2500.

Kostengünstig und ungefährlich: Zink-Luft-Batterien

Wiederaufladbare Zink-Luft-Batterien sind vor allem wegen des hohen Energieinhalts von Zink (circa 1200 Wattstunden pro Kilogramm bei 1,45 Volt) für stationäre Großspeicher interessant. Vorteilhaft sind auch die geringen Materialkosten und die gute Umweltverträglichkeit von Zink, das nahezu vollständig rezyklierbar ist. Zudem sind Zink-Luft-Energiespeicher relativ ungefährlich in der Handhabung. Stationäre Zink-Luft-Batterien mit einer

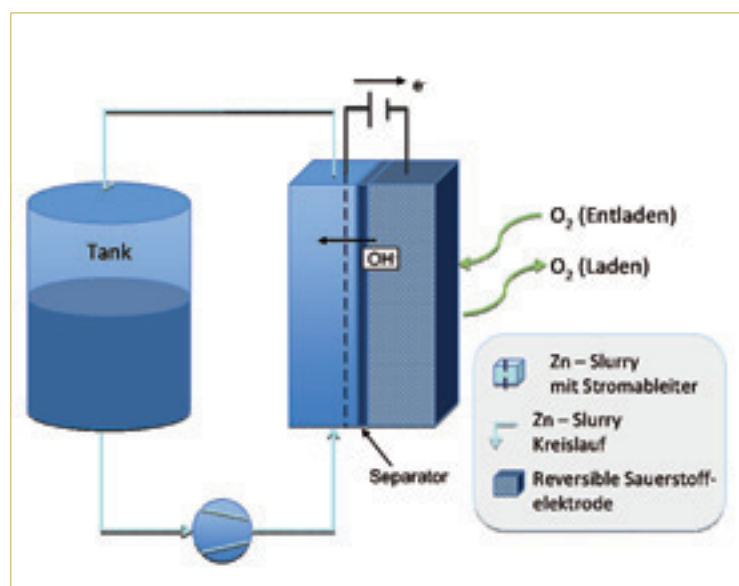
Kapazität von 40 Gigawattstunden (das entspricht der Kapazität der in Deutschland installierten Pumpspeicherkraftwerke) benötigen etwa 100.000 Tonnen Zink, entsprechend 1 Prozent der jährlichen weltweiten Zink-Fördermenge. Im Gegensatz zu Lithium ist Zink gut verfügbar.

Beim Entladen wird an der negativen Elektrode in einem alkalischen Elektrolyten Zink zu Zinkhydroxid oxidiert, das bei Übersättigung als Zinkoxid ausfällt:



Die theoretische Ruhespannung beträgt 1,67 Volt, wobei in der Praxis etwa 1,45 Volt erreicht werden. Die Arbeitsspannung liegt zwischen 1,0 und 1,2 Volt. Für technische Anwendungen könnten die Zellen Wirkungsgrade zwischen 60 und 70 Prozent erreichen.

Wiederaufladbare Zink-Luft-Batterien befinden sich noch in der Forschung und Entwicklung, da ihre Zyklenfestigkeit noch zu gering ist. Bei Zinkplatten-Elektroden verändert sich bei wiederholtem Laden und Entladen die Oberfläche der Zinkplatten zu stark. Die Idee ist daher, Zinkbrei, eine Suspension aus Zinkpartikeln in einem alkalischen Elektrolyten, durch die Zelle zu pumpen. Der Kontakt zu einem Stromableiter macht den Elektronenübergang beim Laden und Entladen möglich.



Schematische Darstellung der Funktionsweise einer Zink-Luft-Batterie.
(Quelle: Universität Duisburg-Essen)

Bei der Entwicklung der reversiblen Sauerstoffelektrode wiederum liegt der Fokus auf Katalysatoren, die sowohl für die Sauerstoffreduktion als auch für die Sauerstoffentwicklung ausreichend aktiv und stabil sind.

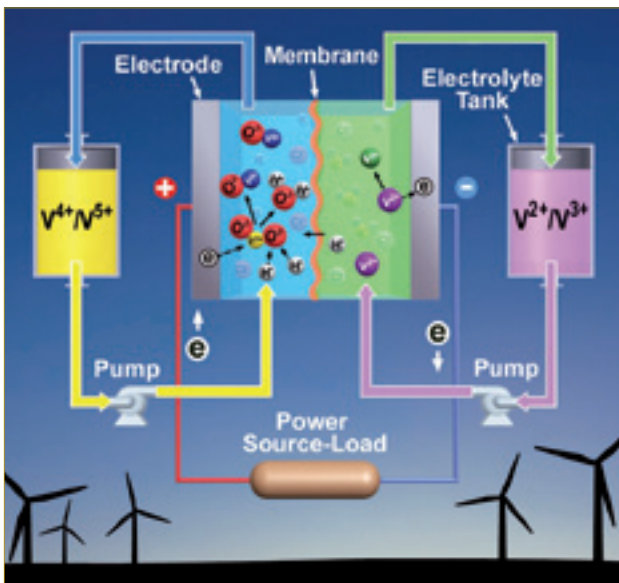
Speicher für lange Zeiträume: Redox-Flow-Batterien

Redox-Flow-Batterien eignen sich besonders gut zur stationären Langzeitspeicherung von Energie. Sie sind Durchflussbatterien, bei denen flüssige Energieträger in zwei Tanks gespeichert und durch eine elektrochemische Zelle gepumpt werden. In der Zelle erfolgt der Ionenaustausch durch eine ionenleitende Membran, die zugleich die beiden Elektrolyte voneinander trennt. Als Elektroden dienen graphitbasierte Verbundmaterialien. Seit den 1960er-Jahren wurden eine Reihe von Redoxpaaren (Eisen-Chrom, Zink-Brom, Vanadium-Brom) auf ihre Eignung in Redox-Flow-Batterien untersucht. Am weitesten fortgeschritten ist die Kommerzialisierung von Vanadium-Redox-Flow-Batterien (VRFB), bei der auf beiden Seiten der Zelle in Schwefelsäure gelöste Vanadium-Salze zum Einsatz kommen. An der negativen Elektrode wird beim Entladen Vanadium (II) zu Vanadium (III) oxidiert. An der positiven Elektrode werden gleichzeitig Vanadium(V)oxid-Ionen zu Vanadium(IV)oxid-Ionen reduziert:

Minuspol (Entladen): $V^{2+} \rightarrow V^{3+} + e^{-}$

Pluspol (Entladen): $VO_2^+ + 2 H^+ + e^{-} \rightarrow VO^{2+} + H_2O$

Gesamtreaktion: $V^{2+} + VO_2^+ + 2 H^+ \rightarrow V^{3+} + VO^{2+} + H_2O$



Schematische Darstellung der Funktionsweise einer Vanadium-Redox-Flow-Batterie. (Abbildung: PNNL)

Durch die Trennung der energiewandelnden Batteriezelle von den energiespeichernden Elektrolyttanks können Leistung und gespeicherte Energie unabhängig voneinander skaliert werden. Verglichen mit anderen Speichern haben Redox-Flow-Batterien einen höheren Wirkungsgrad von bis zu 80 Prozent, eine vernachlässigbare Selbstentladung (weniger als 1 Prozent jährlich) und eine hohe Lebenserwartung von 20.000 Zyklen. Sie funktionieren allerdings nur zwischen 10 und 30 Grad Celsius, da die fünfwertigen Vanadiumoxid-Ionen oberhalb von 40 Grad Celsius irreversibel zu festem Vanadiumoxid reagieren. Redox-Flow-Batterien besitzen zudem vergleichsweise geringe Energiedichten, da die Löslichkeit der Vanadium-Ionen in der Elektrolytflüssigkeit begrenzt ist. So wiegt ein kommerzieller VRFB-Speicher von 100 Kilowattstunden 10 Tonnen und hat ein Volumen von knapp 24 Kubikmetern. Das entspricht einer Energiedichte von 9,7 Wattstunden pro Kilogramm.

Auch ein elektrochemischer Speicher: Wasserstoff für Brennstoffzellen

Die elektrolytische Wasserzersetzung in Sauerstoff und Wasserstoff, der in einer Brennstoffzelle in Strom zurück verwandelt wird, ist ebenfalls eine elektrochemische Möglichkeit, um elektrische Energie zu speichern. Wie bei der Redox-Flow-Batterie sind Wandler, also die Brennstoffzelle, und Speicher getrennt und somit frei dimensionierbar in Bezug auf Speicherkapazität und Rückverstromung. Zusätzlich können der Elektrolyseur und die Brennstoffzelle unterschiedliche Leistungen haben.

Über die Elektrolyse von Wasser lässt sich überschüssige regenerative Energie als Wasserstoff speichern und bei Bedarf rückverstromen. Bei stark fluktuierender Einspeisung aus Wind- oder Solarkraftanlagen kann der Elektrolyseprozess somit dazu beitragen, das Netz zu stabilisieren. Der Elektrolyseur sollte dafür mit wechselnder Last betrieben werden können, damit der Wirkungsgrad hoch wird und sich der Betrieb wirtschaftlich lohnt. Eine Brennstoffzelle kann bei Standardbedingungen bestenfalls einen elektrischen Wirkungsgrad von 83 Prozent erreichen. Der Wirkungsgrad des kombinierten Systems aus Elektrolyse und Brennstoffzelle beträgt näherungsweise – unter Vernachlässigung des Stromverbrauchs von Pumpen, Ventilen und anderen Peripheriekomponenten – etwa 45 Prozent. Weitere Verluste im Gesamtprozess ergeben sich allerdings noch durch Transport und Speicherung des Wasserstoffs. Trotz des insgesamt niedrigen Speicherwirkungsgrades ist Wasserstoff die einzige Alternative zu großen Pumpspeicher-

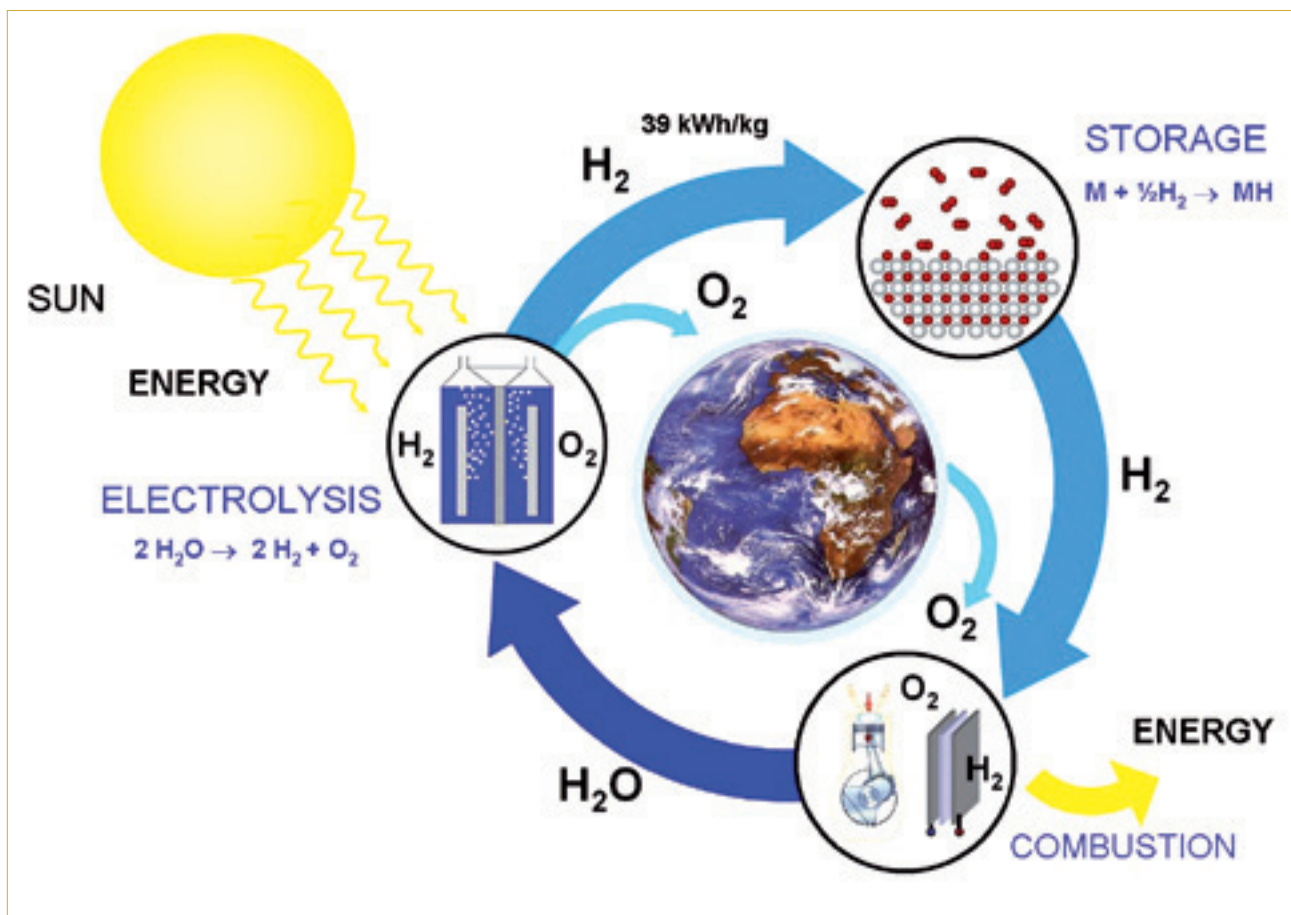
werken für die Speicherung von Energie im Bereich von Megawattstunden.

Ein großer Vorteil ist, dass bei der Rückverstromung von Wasserstoff in Brennstoffzellen keine umweltschädlichen Emissionen freierwerden, sondern nur Wasser. Die Automobilindustrie und die Energiewirtschaft haben sich in der von der Bundesregierung moderierten Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie auf Wasserstoff als Ersatz für Benzin und Diesel geeinigt. Auch für die netzferne Stromversorgung sowie für die Notstromversorgung von Krankenhäusern und anderen

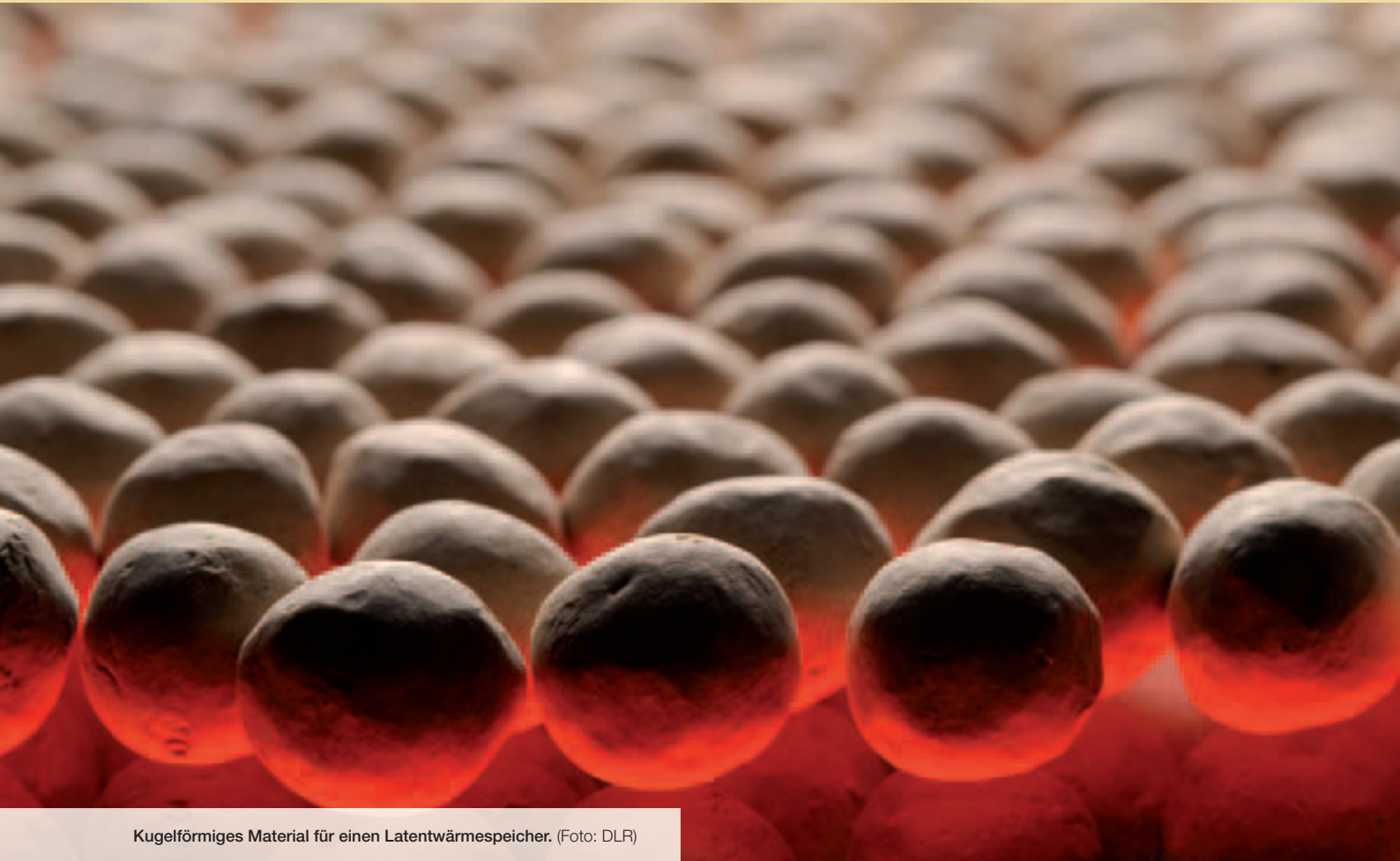
Verbrauchern, bei denen der Strom niemals ausfallen darf, bieten sich mit Wasserstoff betriebene Brennstoffzellen an.

AUTOREN

Angelika Heinzel ist Professorin für Energietechnik an der Universität Duisburg-Essen und Geschäftsführerin des dortigen Zentrums für Brennstoffzellentechnik. **Falko Mahlendorf** ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl Energietechnik der Universität Duisburg-Essen.



Schematische Darstellung des Wasserstoffkreislaufes. (Abbildung: EMPA)



Kugelförmiges Material für einen Latentwärmespeicher. (Foto: DLR)

Wärmespeicher: Sonne, Wind und Abwärme sammeln

Für die verstärkte Nutzung von solar erzeugter Wärme sowie von Abwärme aus Industrieprozessen braucht man technisch und wirtschaftlich attraktive Wärmespeicher. Auch für ein verbessertes Wärmemanagement, die Aufnahme von viel Windenergie in unser Energiesystem sowie für den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung sind Wärmespeicher unabdingbar. Da jede wärmetechnische Anwendung ihren eigenen hochspezifischen Speicher erfordert, reicht die Palette von Warmwasserspeichern für Haushalte bis zu Prozessdampfspeichern für die Industrie und von saisonalen Speichern bis zu solchen, die im Stundentakt be- und entladen werden.

Für die Kurzzeitspeicherung und dezentrale Versorgung mit Warmwasser zum Heizen, Duschen und für andere Zwecke gelten Wasserspeicher derzeit als Standard schlechthin. Da Wasser Wärme zugleich speichert und transportiert und zudem selbst ein Nutzmedium ist, haben Wasserspeicher eine dominierende Stellung als Niedertemperatur-Wärmespeicher erlangt. Das ist auch der Grund dafür, dass Latentwärmespeicher (siehe unten) und andere neue Speichertypen im Markt praktisch noch unbedeutend sind.

Eine wichtige Rolle spielen Wasserspeicher in Verbindung mit Solaranlagen. Auf dem Markt vertreten sind sie als Wasserspeicher für Warmwassersolaranlagen, als Kombinationspeicher für die Heizungsunterstützung und Warmwasserbereitstellung sowie als Pufferspeicher, die bei der Nachrüstung mit einer Solaranlage eingesetzt werden, wenn bereits ein Warmwasserspeicher vorhanden ist. Weiterhin werden Warmwasserspeicher in Heizungsanlagen mit Feststoffkesseln, zum Beispiel für Holz, und in Verbindung mit Wärmepumpen als Puffer eingesetzt.

Für die Wärmeversorgung von größeren Wohnsiedlungen wurden in den vergangenen Jahren solarthermische Konzepte entwickelt, die den fossilen Brennstoffbedarf zur Wärmeversorgung etwa halbieren. Saisonale Wärmespeicher, die jährlich nur ein- oder zweimal be- und entladen werden, sind wichtige Bausteine derartiger Versorgungskonzepte. Da der Speicherwirkungsgrad, also das Verhältnis der Nutzwärme zur gespeicherten Wärme, mit dem Volumen zunimmt, kommen für die Langzeitspeicherung nur große Speichervolumina in Frage. Etabliert haben sich dafür vier Speichertypen: Heißwasser-Wärmespeicher, Kies-Wasser-Wärmespeicher (bei denen ein Gemisch aus Kies, auch Sand oder Erdreich, und Wasser als Speichermedium dient), Erdsonden-Wärmespeicher (bei denen über wasserdurchflossene Sonden im Erdreich die Speicherkapazität von Gestein im Untergrund genutzt wird) und Aquifer-Speicher (bei denen natürliche, in sich abgeschlossene Grundwasserreservoirs über zwei Brunnenbohrungen als Wärmespeicher nutzbar gemacht werden). Welcher Typ jeweils am besten geeignet ist, hängt von den örtlichen Randbedingungen ab, besonders von den geologischen Verhältnissen. Im Rahmen des Förderprogramms „Solarthermie 2000“ des Bundeswirtschaftsministeriums und „Solarthermie 2000plus“ des Bundesumweltministeriums wurden in den zurückliegenden Dekaden zahlreiche Pilotanlagen mit Langzeit-Wärmespeichern realisiert.

Hochtemperatur-Wärmespeicher für die Industrie

Für die Speicherung von Prozessdampf in der Industrie werden Gefällespeicher verwendet, nach ihrem Erfinder auch Ruths-Speicher genannt, bei denen der Abdampf in einen Behälter mit siedendem Wasser geblasen wird. Ruths-Speicher liefern große Mengen Dampf in kurzer Zeit, wobei die Wärme nicht mit konstanten Temperaturen oder Drücken bereitgestellt werden kann – daher der Name Gefällespeicher. Der Temperatur- beziehungsweise Druckbereich bei diesen Anwendungen liegt zwischen circa 120 Grad Celsius bei 2 Bar und 220 Grad Celsius bei 20 Bar. Eine Rolle spielen derartige Dampfspeicher vor allem für Produktionsprozesse, die Prozessdampf benötigen oder als Abdampf erzeugen, zum Beispiel bei der Herstellung bestimmter Baumaterialien oder in der Papierproduktion. Auch für Brauereien, die Lebensmittelindustrie oder andere Betriebe, bei denen der Bedarf oder die Freisetzung großer Mengen an Prozessdampf stark schwankt, bieten sich Dampfspeicher an.

Nicht nur Wasserdampf, auch Abwärme, die gasförmig anfällt, wird über Hochtemperaturspeicher industriell genutzt.

In Prozessen mit gasförmiger Abwärme stellen sogenannte Regeneratoren heiße Prozessluft bereit (zum Beispiel für die Stahl- und Kokserzeugung) oder gewinnen Wärme zurück (zum Beispiel bei der Keramik- und Glaserzeugung). Die Speicher werden im Regenerativverfahren betrieben, das heißt, dass sie anfallende Abwärme speichern und anschließend an das jeweilige Prozessmedium abgeben. Sie werden also abwechselnd von einem warmen und einem kalten Medium durchströmt.

In der Stahlindustrie werden solche Wärmespeicher auch Winderhitzer genannt, entsprechend der Bezeichnung Wind für Prozessluft. Im Winderhitzer erhitzen heiße Verbrennungsgase ein aus feuerfesten Formsteinen aufgebautes Gitterwerk. Entladen wird das aufgeheizte Gitterwerk mit Umgebungsluft im Gegenstrom, die dann als heiße Prozessluft in den Hochofen eingeblasen wird. Die Zeiten für einen Zyklus betragen 15 Minuten bis 1 Stunde. Da der Ladebeziehungsweise Entladevorgang während der Umschaltphase aber unterbrochen ist, müssen für einen kontinuierlichen Betrieb drei bis vier Winderhitzer parallel geschaltet werden.

Kleinere Regeneratoren kommen dann zum Einsatz, wenn Abwärme Brennstoffe vorwärmen soll. Auch sie speichern die Wärme in einem keramischen Gitterwerk. Neben Regeneratoren mit feststehenden Wärmespeichermassen werden auch sogenannte Ljungström-Regeneratoren mit rotierenden Speichermassen eingesetzt.

Nicht nur im Handwärmer: Latentwärmespeicher

In Nischenanwendungen außerhalb der klassischen Energietechnik haben sich erste Produkte mit Latentwärmespeichern bereits etabliert, etwa als Hand- und Taschenwärmer, in Klimaschutzkleidung oder Transportbehältern für temperaturempfindliche Güter. Die Latentwärmespeicherung erfolgt während einer Phasenumwandlung des Speichermediums, das daher auch als Phasenwechselmaterial (kurz PCM, von engl. Phase Change Material) bezeichnet wird. Dieser Speichertyp nutzt beim Speichern vorwiegend den Übergang vom festen in den flüssigen Aggregatzustand, also das Schmelzen des PCM. Anders als konventionelle Wärmespeicher erhitzen sich Latentwärmespeicher während der Wärmespeicherung nicht. Sie besitzen höhere Energiedichten und speichern viel Wärme in einem engen Temperaturbereich. Wegen dieser Vorteile ist die Menge des Speichermaterials und die Baugröße der Behälter geringer als bei konventionellen Speichern.

WÄRMESPEICHER: SONNE, WIND UND ABWÄRME SAMMELN

Problematisch bei der technischen Umsetzung der Latentwärmespeicherung ist vor allem der unzureichende Wärmetransport zwischen dem Phasenwechselmaterial und dem Wärmeträgerfluid. Der Hauptgrund liegt in der niedrigen Wärmeleitfähigkeit der Speichermedien und in den Wärmeübergangswiderständen der erstarrten Schmelze. Um den Wärmetransport zu verbessern, werden derzeit unterschiedliche Strategien verfolgt:

- ▶ Mikroverkapselung der Speichermedien
- ▶ Entwicklung hochleitfähiger PCM-Graphit-Verbundmaterialien
- ▶ Einsatz von rippenartigen Wärmeleitstrukturen

Aus den vom Bundeswirtschaftsministerium geförderten Projekten „Innovative PCM-Technologie“ und „Mikroverkapselte Latentwärmespeicher“ sind erste kommerzielle Produk-

Speichermedium	Schmelztemperatur (°C)	Latentwärme (J/g)	Wärmeleitfähigkeit des Feststoffes (W/mK)	Wärmeleitfähigkeit der Flüssigkeit (W/mK)	Volumenänderung $\Delta V/V_{\text{fest}}$ (%)
Wasser und Salzhydrate					
H ₂ O	0	334	2,3	0,56	-8,3
KF · 4 H ₂ O	19	230	nicht bekannt	nicht bekannt	nicht bekannt
CaCl ₂ · 6 H ₂ O	30	180	1,1	0,5	13
Na ₂ SO ₄ · 10 H ₂ O	32	250	0,5	nicht bekannt	4
Na ₂ HPO ₄ · 12 H ₂ O	35	280	0,5	0,5	5
Na(CH ₃ COO) · 3 H ₂ O	58	250	0,7	0,4	13
Metalle					
Na	98	113	122	87	2,8
Zn	419	112	100	50	1,9
Al	660	397	211	91	7,5
Wasserfreie Salzsysteme					
KNO ₃ /LiNO ₃ (im Verhältnis 67/33)	133	170	nicht bekannt	nicht bekannt	14
KNO ₃ /NaNO ₂ /NaNO ₃ (53/40/7)	142	80	0,5	0,5	4
LiNO ₃ /NaNO ₃ (49/51)	194	265	nicht bekannt	0,5	13
KNO ₃ /NaNO ₃ (54/46)	222	100	nicht bekannt	0,5	5
LiNO ₃	254	360	1,4	0,6	22
NaNO ₂	270	180	0,7-1,3	0,5-0,7	17
NaNO ₃	306	175	0,6	0,51	11
NaOH	322	210	0,9	0,8	16
KNO ₃	337	100	nicht bekannt	0,4-0,5	3
NaCl/KCl/MgCl ₂ (24,5/20,5/55)	393	240	1,0	nicht bekannt	nicht bekannt
K ₂ CO ₃ /Li ₂ CO ₃ /Na ₂ CO ₃ (35/32/33)	397	275	nicht bekannt	nicht bekannt	17
K ₂ CO ₃ /Li ₂ CO ₃ (65/35)	505	345	nicht bekannt	nicht bekannt	10

Übersicht ausgewählter Latentwärmespeicher-Materialien mit Fest-Flüssig-Umwandlung.

te auf der Basis mikroverkapselter Paraffine hervorgegangen. Sie sind in unterschiedliche Baumaterialien wie Gipsplatten, Wandputz und Spachtelmassen eingebracht und werden zum verbesserten Temperaturmanagement und zur Wärmespeicherung in der Gebäudetechnik angeboten. Außerdem stehen verschiedene Paraffin-Graphit-Verbundmaterialien für Anwendungen im Niedertemperaturbereich vor der Markteinführung.

Noch in der Entwicklung befinden sich Hochtemperatur-PCM-Speicher, die Prozessdampf speichern und bereitstellen. Als Speichermaterial eignen sich verschiedene Nitratsalze und ihre Mischungen, die im Bereich von 140 bis 330 Grad Celsius schmelzen. Ein neues Auslegungskonzept, das auf der Verwendung von Wärmeleitstrukturen aus hochleitfähigem Graphit beruht, wurde im Rahmen eines vom Bundeswirtschaftsministerium geförderten Projekts demonstriert. Damit steht erstmals ein System zur Verfügung, das die Latentwärmespeicherung für höhere Temperaturen wirtschaftlich umsetzt.

Beton-Feststoffspeicher

Sowohl für solare Kraftwerke als auch für die Speicherung von Prozesswärme wurde ein technisch und wirtschaftlich attraktiver Feststoffspeicher aus temperaturfestem Beton entwickelt, der sich für Anwendungen bis 400 Grad Celsius eignet. Er wurde in einem 400-Kilowattstunden-Speichermodul bereits erfolgreich getestet. Je nach Betriebsweise



Latentwärmespeicher mit 700-Kilowattstunden-Kapazität für die Speicherung von Dampf bei 100 Bar. (Foto: DLR)

erreicht der Betonspeicher eine spezifische Speicherkapazität von 20 bis 50 Kilowattstunden pro Kubikmeter. Die Ergebnisse aus der einjährigen Testphase sollen in den Bau eines Pilotspeichers fließen, der schließlich bis zur Marktreife weiterentwickelt werden soll.

Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke

Um große Mengen erneuerbare Energie, zum Beispiel Windstrom, in die Energieversorgung zu integrieren, muss das Netz- und Kraftwerkssystem angepasst werden. Mit einer neuen Technik auf der Basis von adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken (siehe auch Seite 50) könnte die erforderliche Stromspeicherung in großem Maßstab gelingen.

Ein herkömmliches Druckluftspeicherkraftwerk komprimiert Luft mit überschüssiger Energie und speichert sie unter hohem Druck in unterirdischen Kavernen. Benötigt man zu einem späteren Zeitpunkt mehr Energie, so wird die Luft einer angepassten Turbine zur Stromerzeugung zugeführt. Ein adiabates Kraftwerk speichert die bei der Luftkompression entstehende Wärme in einem Wärmespeicher. Wird die Luft der Kaverne wieder entzogen, wird sie über den Wärmespeicher, also ohne externe Energiezufuhr, für die Stromproduktion im Kraftwerk erhitzt. Erst dank der thermischen Speicherung erreichen solche Anlagen hohe Stromspeicherwirkungsgrade von etwa 70 Prozent.



400-Kilowattstunden-Betonspeicher ohne Isolation. (Foto: DLR)

Die Wärmespeicher müssen dabei ambitionierte Spezifikationen erfüllen: Ihre thermische Speicherkapazität soll bis zu 2400 Megawattstunden betragen, um bei Luftaustrittsbedingungen von 650 Grad Celsius und 100 Bar einen achtstündigen Turbinenbetrieb zu gewährleisten. Für einen hohen Gesamtwirkungsgrad sollte der Temperaturabfall vom Be- zum Entladen möglichst gering sein. Im Rahmen der Projektentwicklung für ein adiabates Druckluftspeicherkraftwerk wurde ein Leitkonzept für einen unter Druck betriebenen Wärmespeicher realisiert. Damit konnte ein wichtiger Meilenstein zur Entwicklung eines adiabaten 300-Megawatt-Druckluftspeicherkraftwerks geleistet werden.

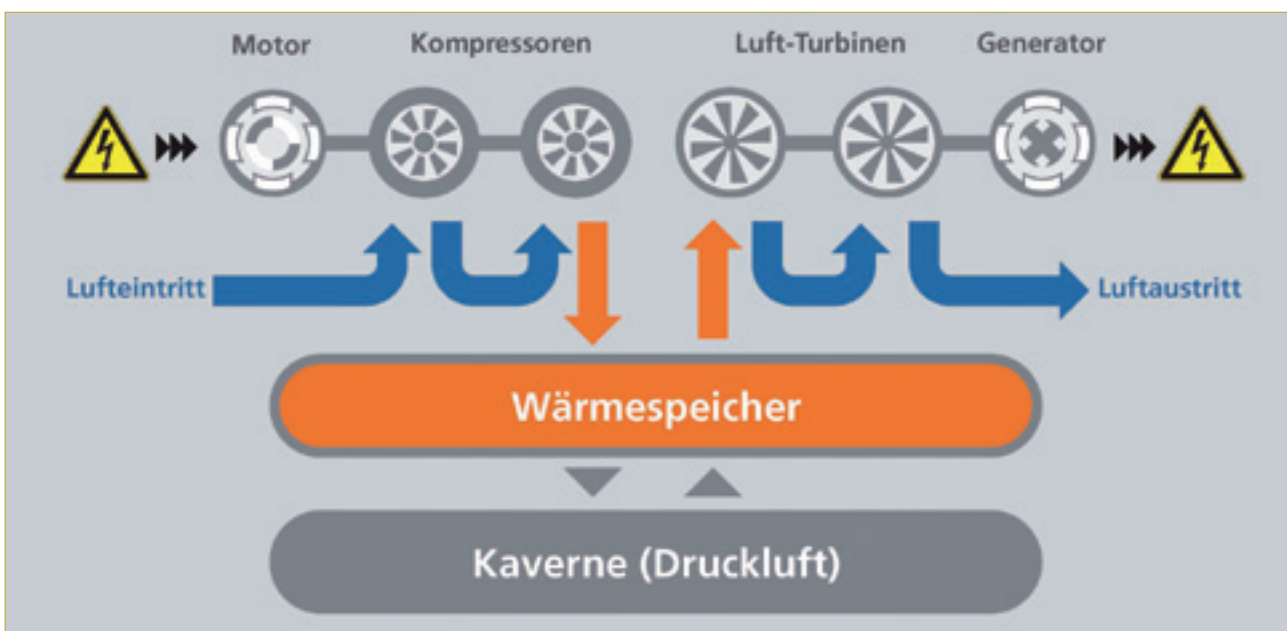
Speicher für solarthermische Kraftwerke

Solarthermische Kraftwerke speichern die solar erzeugte Wärme in thermischen Energiespeichern bei hohen Temperaturen, um daraus bei Bewölkung oder nachts Strom zu erzeugen. Dank der Kombination mit der Wärmespeicherung kann das Solarkraftwerk wie ein konventionelles Kraftwerk zur Erzeugung von Regelkapazität für das Stromnetz betrieben werden. Zudem erhöhen Wärmespeicher die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerks, indem sie durch ein optimiertes Wärmemanagement das Betriebsverhalten des Kraftwerks verbessern, den Teillastbetrieb vermindern und die Ausnutzung des Kraftwerkblocks erhöhen.

Großtechnisch erprobt und kommerziell verfügbar für solarthermische Kraftwerke sind thermische Speicher auf der Basis von flüssigen Salzen. Parabolrinnenkraftwerke mit Thermoölkreislauf, die zu den leistungsfähigsten Solarthermie-Kraftwerken zählen, speichern Wärme im Temperaturbereich 200 bis 400 Grad Celsius. Dafür pumpen sie eine flüssige Salzmischung aus 60 Prozent Natrium- und 40 Prozent



Bei Parabolrinnenkraftwerken wird die Sonnenstrahlung auf ein Rohr im Fokus des Spiegels konzentriert. Für solarthermische Kraftwerke werden verschiedene Techniken entwickelt, um die gesammelte Wärme zu speichern. (Foto: DLR)



Funktionsschema eines adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks: Links ist der zum Laden, rechts der zum Entladen vorgesehene Teil gezeigt. (Foto: DLR)

Kaliumnitrat von einem kalten in einen heißen Tank. Beim Entladen gibt das heiße Salz die Wärme an das Thermoöl ab und wird im kalten Tank gesammelt.

Solkraftwerke der nächsten und übernächsten Generation werden bei deutlich höheren Temperaturen und mit unterschiedlichen Wärmeträgern – Dampf, Salz, Luft oder fluidisierten Partikeln – betrieben werden. Hierfür werden alternative Speicher wie Latentwärmespeicher oder thermochemische Speicher benötigt. Für solarthermische Kraftwerke, die Wasser als Wärmeträger verwenden, muss der Wärmespeicher angepasst werden, denn Wasser geht bei hohen Temperaturen in die Dampfphase über. Für ein solches Kraftwerk befindet sich ein Latentwärmespeicher – 14 Tonnen Natriumnitrat mit einem Phasenwechsel bei 306 Grad Celsius und einer Kapazität von 700 Kilowattstunden – als Prototyp im Testbetrieb. Auf Basis dieser Ergebnisse soll ein Speichersystem für ein Demonstrationskraftwerk zur solaren Direktverdampfung realisiert werden.

Thermochemische Wärmespeicher

Bei der thermochemischen Energiespeicherung wird einem System durch eine reversible endotherme Reaktion Energie zugeführt und genau diese Energie bei einer exothermen Rückreaktion wieder freigesetzt. Thermochemische Energiespeicher besitzen 5- bis 10-mal höhere Speicherdichten als konventionelle Speicher, bei denen sich das Speichermedium während der Beladung erwärmt, und 3- bis 5-mal höhere Speicherdichten als Latentwärmespeicher. Um das Prinzip der thermochemischen Energiespeicherung zu nutzen, müssen für technische Anwendungen geeignete Reaktionssysteme aber noch identifiziert sowie die verfahrens- und wärmetechnischen Grundlagen geschaffen werden.

Für die Auswahl geeigneter Reaktionen zur Wärmespeicherung sind zunächst thermodynamische Kriterien bestimmend. Um möglichst hohe Energiedichten zu erreichen, sollte die Reaktion eine möglichst hohe Reaktionswärme

Reaktionstyp	Reaktion	Gleichgewichtstemperatur (°C)
Adsorption	$\text{Zeolith} \cdot n\text{H}_2\text{O} = \text{Zeolith} + n\text{H}_2\text{O}$	40-200
	$\text{Silikagel} \cdot n\text{H}_2\text{O} = \text{Silikagel} + n\text{H}_2\text{O}$	30-100
Zerfall von Ammoniumsalzen	$\text{NH}_4\text{HSO}_4 = \text{NH}_3 + \text{H}_2 + \text{SO}_3$	467
Dehydratisierung von Salzhydraten	$\text{MgSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O} = \text{MgSO}_4 + 7\text{H}_2\text{O}$	122
	$\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O} = \text{CaCl}_2 + 1\text{H}_2\text{O} + 1\text{H}_2\text{O}$	174
	$\text{CuSO}_4 \cdot 5\text{H}_2\text{O} = \text{CuSO}_4 + 1\text{H}_2\text{O} + 4\text{H}_2\text{O}$	104
	$\text{CuSO}_4 \cdot 1\text{H}_2\text{O} = \text{CuSO}_4 + 1\text{H}_2\text{O}$	205
Dehydratisierung von Metallhydroxiden	$\text{Mg}(\text{OH})_2 = \text{MgO} + \text{H}_2\text{O}$	268
	$\text{Ca}(\text{OH})_2 = \text{CaO} + \text{H}_2\text{O}$	521
Decarboxylierung von Metallkarbonaten	$\text{CaCO}_3 = \text{CaO} + \text{CO}_2$	896
	$\text{BaCO}_3 = \text{BaO} + \text{CO}_2$	1497
Thermische Desoxygenierung von Metalloxiden	$\text{BaO}_2 = \text{BaO} + \frac{1}{2} \text{O}_2$	782
	$\text{KO}_2 = \frac{1}{2} \text{K}_2\text{O} + \frac{3}{4} \text{O}_2$	668
Thermische Dehydrierung von Metallhydriden	$\text{MgH}_2 = \text{Mg} + \text{H}_2$	293
	$\text{Mg}_2\text{NiH}_4 = \text{Mg}_2\text{Ni} + 2 \text{H}_2$	253
Katalytische Dissoziation	$\text{NH}_3 = \frac{1}{2} \text{N}_2 + \frac{3}{2} \text{H}_2$	195
	$\text{SO}_3 = \text{SO}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2$	767
Dampfreformierung CO ₂ -Reformierung	$\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} = \text{CO} + 3 \text{H}_2$	687
	$\text{CH}_4 + \text{CO}_2 = 2\text{CO} + 2 \text{H}_2$	687

Beispiele einiger Reaktionstypen für die thermochemische Wärmespeicherung. Die Speicherung durch Adsorption beruht zwar auf einem physikalischen Effekt, wird aber oft zu den thermochemischen Wärmespeichern gezählt.

aufweisen. Weiterhin sollte sie aus technischen Gründen bei nicht zu hohen Temperaturen umkehrbar sein. Gut geeignet zur Wärmespeicherung sind heterogene Feststoff-Gas-Reaktionen nach folgendem Schema:



AB und A sind Feststoffe, B ist dagegen ein Gas. Verfahrenstechnisch ist es günstig, dass A und B unterschiedliche Aggregatzustände besitzen, denn so können sie leicht getrennt werden. Beispiele für diesen Reaktionstyp sind die Wasserabspaltung aus Metallhydroxiden oder Salzhydraten, die Abspaltung von Kohlenstoffdioxid aus Karbonaten oder die thermische Abspaltung von Wasserstoff aus Metallhydriden.

Bei solchen Gas-Feststoff-Speichersystemen besteht aber noch großer Entwicklungsbedarf, unter anderem hinsichtlich der Reaktorbauweise sowie der Ein- und Auskopplung von Wärme.

Am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt in Stuttgart werden derzeit zwei unterschiedliche thermochemische Reaktionssysteme untersucht: das System Calciumhydroxid/Calciumoxid ($\text{Ca(OH)}_2/\text{CaO}$) für den Betrieb im geschlossenen Kreislauf im Temperaturbereich von 400 bis 650 Grad Celsius und Metalloxidsysteme vom Typ $\text{MeO}_2/\text{Me}_2\text{O}_3$ oder $\text{Me}_3\text{O}_4/\text{MeO}$ für einen Betrieb im offenen Kreislauf bei Temperaturen von 500 bis 1000 Grad Celsius.

Ausblick

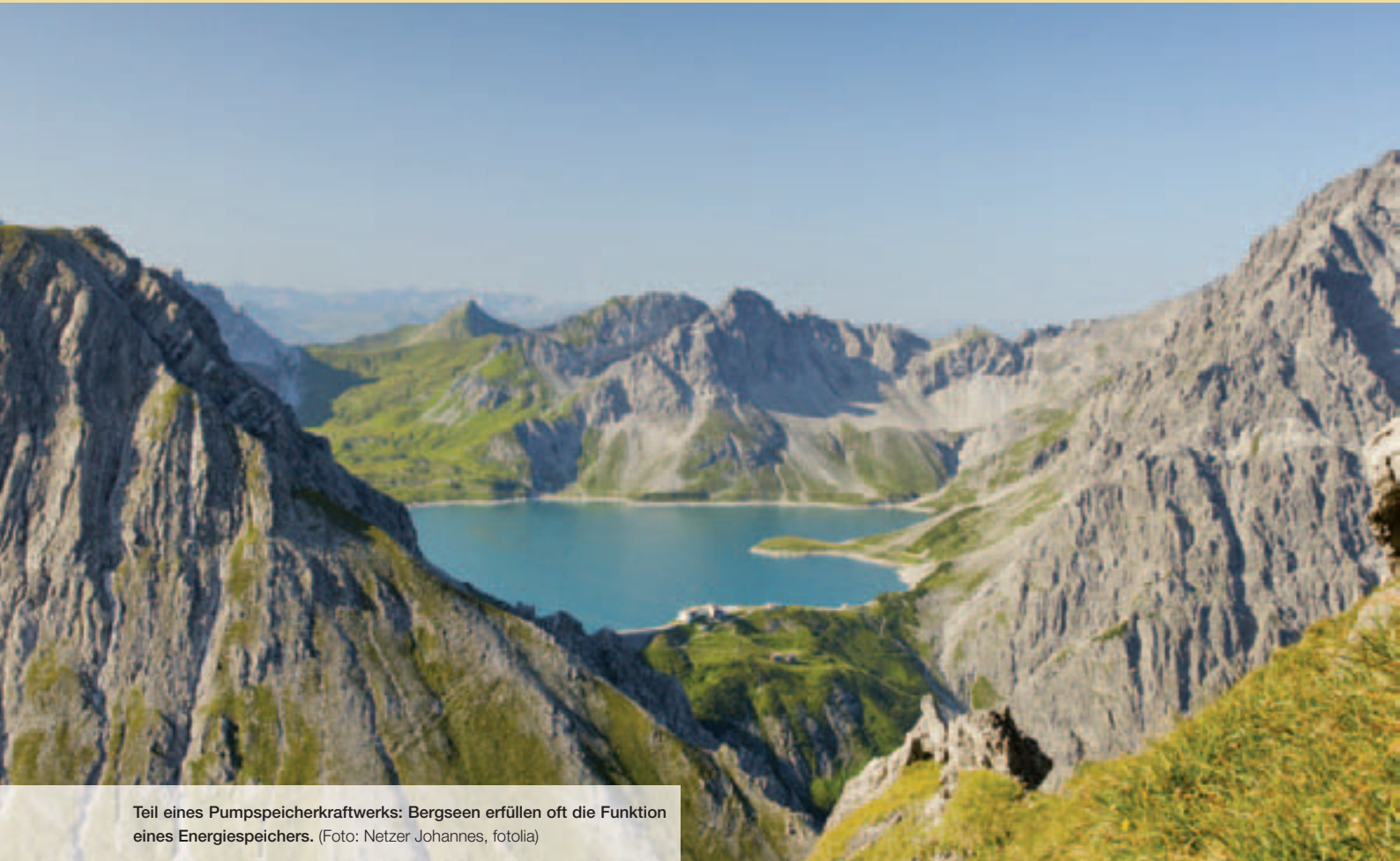
Die wissenschaftlich-technischen Herausforderungen und übergeordneten Ziele für zukünftige thermische Speicher lassen sich zusammenfassen auf:

- ▶ Reduzierung der Investitionskosten für Speicher
- ▶ Steigerung der Energiedichte
- ▶ Verbesserung der relevanten thermo-physikalischen Eigenschaften
- ▶ Steigerung der Energieeffizienz, zum Beispiel durch Verminderung von Wärmeverlusten
- ▶ verbesserte Systemintegration

Die langfristige Vision ist es, für alle Anwendungs- und Temperaturbereiche zuverlässige und effiziente Wärmespeicher zur Verfügung zu haben, deren Gesamtkosten – Herstellung, Betrieb und Entsorgung einbezogen – unter 5 Eurocent je Kilowattstunde liegen. Bis zum Jahr 2015 sollten die spezifischen Investitionskosten für Latentwärmespeicher und andere neuartige Wärmespeicher unter 40 Euro je Kilowattstunde liegen. Zudem werden thermochemische Wärmespeicher in wenigen Jahren zumindest in Nischenanwendungen im Einsatz sein.

AUTOR

Rainer Tamme ist Mitarbeiter am Institut für Technische Thermodynamik des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) in Stuttgart und beratender Ingenieur in Ostfildern.



Teil eines Pumpspeicherkraftwerks: Bergseen erfüllen oft die Funktion eines Energiespeichers. (Foto: Netzer Johannes, fotolia)

Mechanische Speicher: Von Pumpturbinen, Kompressoren und Rotoren

Mechanische Speicher können Speicherzyklen von wenigen Sekunden bis zu mehreren Tagen und in Ausnahmefällen Monaten abdecken. Aktuell werden sie vor allem eingesetzt, um Energie einige Minuten lang und bis zu gut einem Tag zu speichern. Sie balancieren in elektrischen Netzen die schwankenden Anteile von Stromeinspeisung und Strombedarf aus. Dadurch sorgen sie für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb. Es gibt verschiedene mechanische Speichertechnologien. Etabliert haben sich vor allem Pumpspeicher, aber auch Druckluft- und Schwungmassespeicher können zukünftig an Bedeutung gewinnen.

Vor allem wegen der schwankenden Einspeisung von Wind- und Solarstrom in unser Stromnetz wird der Bedarf an Energiespeichern zukünftig weiter steigen. Mechanische Speicher werden dazu einen wichtigen Beitrag leisten. Sie eignen sich wegen ihrer geringen Energiedichte zwar nicht für die saisonale Speicherung, sind aber vor allem als Tagespeicher unverzichtbar. Mit zunehmender Bedeutung der er-

neuerbaren Energien wird deren Bedarf erheblich wachsen. Die Speicherung von Strom ist dabei immer im Vierklang zu sehen mit dem Netzausbau, dem Lastmanagement und der Flexibilisierung der Erzeugung.

Durch die Liberalisierung der Strommärkte und den Handel mit Energie in ganz Europa sind mechanische Speicher auch

MECHANISCHE SPEICHER: VON PUMPTURBINEN, KOMPRESSOREN UND ROTOREN

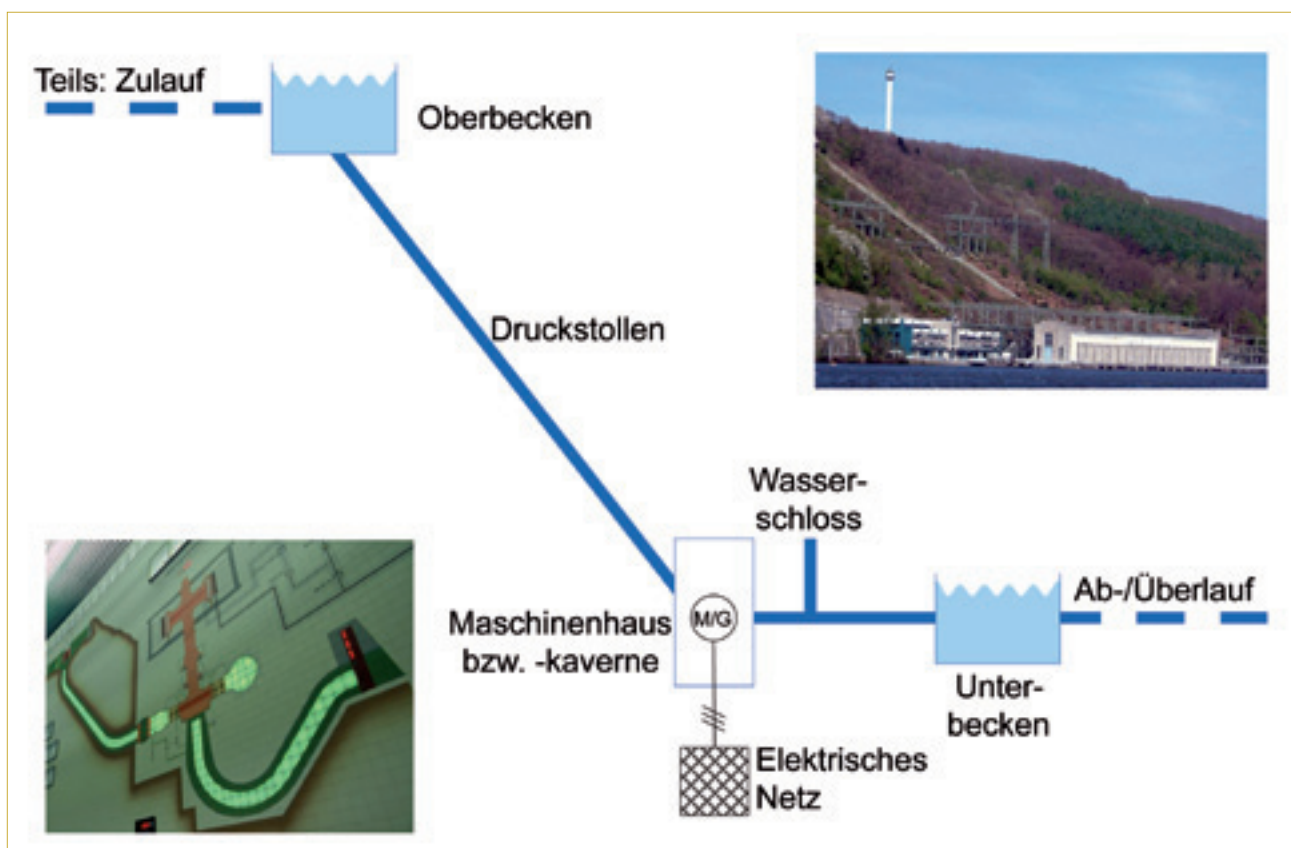
für den Handel an den Strombörsen interessant, denn sie machen es möglich, die unterschiedlichen Strompreise auf verschiedenen Märkten zu nutzen. So kann man preisgünstigen Strom kaufen, speichern und bei erhöhter Nachfrage nach Abzug der Speicherverluste wieder teurer verkaufen.

Es gibt verschiedene mechanische Speicher. Welcher Typ jeweils eingesetzt wird, hängt von der jeweiligen Anwendung und ihren Anforderungen ab: Wie viel Energie (Kilowattstunden, abgekürzt kWh) soll gespeichert werden? Wie groß muss die Ein- und Ausspeiseleistung sein (Kilowatt, abgekürzt kW)? Wie oft wird das System be- und entladen? Stehen im System der Energieversorgung mehrere Speichertechnologien zur Verfügung, müssen diese aufwendig verglichen werden. Man legt die Kosten, die ein Speicher über seine gesamte Lebensdauer verursacht, auf die insgesamt vom Speicher gelieferte Energiemenge um. Diese Speicherkosten je umgesetzte Energieeinheit in Euro je Kilowattstunde werden auch Levelised Costs of Electricity genannt. Sie ergeben eine Rangfolge der verschiedenen Speichertechnologien, entsprechend der sogenannten Merit Order. Mit ihrer Hilfe werden die Einsatzreihenfolge von Kraftwer-

ken und die Höhe von Stromgroßhandelspreisen bestimmt. Die Rangfolge der Speicher ist jedoch anwendungsabhängig und muss je Anwendung neu berechnet werden. Nachfolgend werden die drei wichtigsten mechanischen Speicher vorgestellt: Pumpspeicher, Druckluftspeicher und Schwungradspeicher.

**Technisch ausgereift:
Pumpspeicherkraftwerke**

Pumpspeicherkraftwerke speichern elektrische Energie, indem sie sie in potenzielle Energie umwandeln. Sie pumpen Wasser zu einem Zeitpunkt, an dem Energie zum Beispiel im Überschuss vorhanden ist, von einem Unterbecken in ein höher gelegenes Oberbecken. Zu einem späteren Zeitpunkt wird das Wasser wieder in das Unterbecken abgelassen, wobei es einen Generator antreibt. Pumpspeicherkraftwerke werden meist mit offenen Ober- und Unterbecken in einem Gebirge aufgebaut, um natürliche Höhenunterschiede dort zu nutzen. Wissenschaftlich untersucht werden aber auch Pumpspeicher, die mit Seewasser betrieben werden, oder solche mit unterirdischen Becken. Bereits vor einigen Jahr-



Schema eines Pumpspeicherkraftwerks. (Abbildung: RWE/RWE Power)

zehnten wurde in den USA über Pumpspeicherkraftwerke in Gebieten ohne natürliche Höhenunterschiede nachgedacht, bei denen das untere Reservoir unter der Erde liegt. Die Niederlande, Belgien und Deutschland greifen diese Idee jetzt auf. Neu errichtete Becken kommen dafür ebenso in Betracht wie aufgelassene Tagebaue und Grubenbauten. Auch Abraumhalden mit geringer Fallhöhe wären mögliche Standorte. Eine weitere Alternative ist das vom niederländischen Unternehmen DNV-KEMA vorgestellte Konzept Energy Island, für das ein künstliches Atoll in nicht zu tiefer See geschaffen werden soll. Der innere See des Atolls dient als Unterbecken, das umliegende Meer als Oberbecken. Für das flache Festland wiederum wurden Pumpspeicherwerke in Ringwallstruktur vorgeschlagen. Ihre geringen Fallhöhen bedeuten aber auch geringe Energiedichten. Zudem ist ihr Bau teuer und greift massiv in das Landschaftsbild ein, so dass erhebliche Widerstände aus der Bevölkerung zu erwarten sind. Der klassischen Ausführung im Gebirge sind die meisten dieser Varianten ohnehin wirtschaftlich unterlegen.

Neben den zwei Becken gehören zu einem klassischen Pumpspeicherkraftwerk auch eine Rohrleitung, die die Becken verbindet und Druckstollen genannt wird. Am Ende dieses Druckstollens befindet sich ein Maschinenhaus, das oft unterirdisch innerhalb eines Bergs in eine Kaverne eingebaut ist. Um Druckstöße zu vermeiden, werden besonders lange Wasserwege mit dämpfenden Wasserschlossern ausgestattet. Solche Druckstöße entstehen, wenn die bewegten Wassermassen stark beschleunigt oder abgebremst werden,



Energie aus Wasserkraft: das Pumpspeicherkraftwerk Koepchenwerk in Herdecke. (Abbildung: RWE/RWE Power)

etwa beim plötzlichen Regeln der Turbinen oder bei Abschaltungen. Das Wasserschloss dämpft die Wirkung dieser Stöße, indem der Wasserspiegel dort auf und ab pendelt. Es kann zum Beispiel als Schacht innerhalb eines Berges gebaut werden. Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland besitzen Leistungen bis zu 1 Gigawatt – das ist 1 Milliarde Watt. Zwei Anlagen dieser Größenordnung gibt es hierzulande: Goldisthal und Markersbach, beide in Sachsen.

Pumpspeicherkraftwerke zeichnen sich durch eine kurze Anfahrzeit aus: Sie können in wenigen Minuten in Betrieb gehen. Ihr Energieinhalt hängt sowohl vom Fassungsvermögen des Oberbeckens als auch von der Fallhöhe ab. In der Literatur werden Fallhöhen von 70 bis 600 Metern genannt, wobei die speicherbare Energie pro Volumen meistens weniger als 1 Kilowattstunde pro Kubikmeter Wasser beträgt, bei großen Fallhöhen entsprechend mehr. Bei einer Fallhöhe von 700 Metern beispielsweise und einem Turbinen-Wirkungsgrad von 90 Prozent liegt das theoretische Maximum bei rund 1,5 Kilowattstunden pro Kubikmeter. Die Speicherwirkungsgrade zwischen Ein- und Ausspeicherung liegen laut Literatur zwischen 65 und 85 Prozent. Das heißt, dass zwischen 15 und 35 Prozent der Energie bei der Speicherung verlorengehen. Diese Verluste treten in verschiedenen Teilen der Anlage auf. Sie hängen hauptsächlich vom Alter der verwendeten Technik ab. Zusätzlich ist in manchen Fällen die Bauausführung von Bedeutung, welche wiederum von den örtlichen Gegebenheiten abhängt. Die meisten Verluste fallen bei der Umwandlung der elektrischen in mechanische Energie und umgekehrt an.

Marktkopplung mit Skandinavien

Diskutiert wird auch häufig, Strom aus skandinavischen Pumpspeicherkraftwerken nach Deutschland zu transportieren. Das wäre technisch zwar machbar, die Anbindung per Seekabel erweist sich aber als große wirtschaftliche Bürde, denn das jetzige Stromnetz ist nicht für einen so großen Energieaustausch zwischen Skandinavien und dem Rest Europas gebaut worden. Um diese Bürde ein wenig zu erleichtern, wird statt tatsächlicher Speicherung eine Marktkoppelung erwogen: Überschüssige Windenergie aus Deutschland deckt die Last in Skandinavien. Während dieser Zeit werden die Wasserkraftwerke dort angehalten. Stattdessen liefern sie ihren Strom später nach Deutschland, wenn hier grade eine Flaute herrscht und die meisten Windkraftanlagen stillstehen.

Ob das skandinavische Speicherpotenzial tatsächlich in größerem Umfang von Deutschland – und eventuell auch von

anderen Ländern – genutzt werden kann, steht noch nicht fest. Eine Hürde ist beispielsweise, dass die Pegel der skandinavischen Wasserspeicher – die so große Kapazitäten haben, dass sie praktisch als Jahresspeicher dienen – nach strengen Bewirtschaftungsplänen geregelt werden. Abweichungen sind dabei nur in bestimmten Grenzen erlaubt. Die Bewirtschaftungspläne sorgen zum Beispiel dafür, dass zum einen genügend Reservestauraum für Schmelzwasser vorhanden ist und zum anderen immer eine Reserve für außergewöhnlich knappe Jahre vorgehalten wird. Die Pläne sorgen auch dafür, dass die Speicher nicht zu schnell entleert werden. Zu stark schwankende Pegel würden Uferzonen oder Eisdecken destabilisieren. Zudem könnte eine zu hohe oder eine zu niedrige Wasserführung weiter unten im Wasserlauf zu Veränderungen der Gewässerstrukturen und der Ökologie führen. Durch die beschriebene Marktkopplung kann es vorkommen, dass diese komplexen Regeln zur Gewässerbewirtschaftung nicht mehr einzuhalten sind, was vorher durch Wissenschaftler zu prüfen ist.

Aus rein stromwirtschaftlicher Sicht ist ferner fraglich, ob die Preisspannen in den gekoppelten Märkten noch ausreichend hoch sind, um die Transportinfrastruktur zu finanzieren. Schließlich muss die Marktkopplung nicht nur aus deutscher, sondern auch aus europäischer Sicht betrachtet werden. Die übrigen Nordseeanrainer könnten – gerade in Kombination mit Offshore-Windkraftanlagen – ebenfalls die Option skandinavischer Speicher verfolgen.

Deutsche Pumpspeicher: aktuell 7 Gigawatt Leistung

Die installierte Leistung von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland beträgt derzeit rund 7 Gigawatt Generatorleistung. Unter Berücksichtigung von ausländischen Kraftwerken, die vor allem in den Alpen liegen und von Deutschland mitgenutzt werden, ergeben sich rund 10 Gigawatt, die 4 bis 6 Stunden lang am Stück voll nutzbar sind (sogenannte Volllaststunden).

In Europa werden zurzeit einige Pumpspeicherwerke neu gebaut oder erweitert, etwa in Süddeutschland in Atdorf (1 Gigawatt) und Blaubeuren (44 Megawatt), im österreichischen Kühtai (140 Megawatt) und in Luxemburg, wo das Pumpspeicherkraftwerk Vianden um eine Maschine ergänzt wird (zusätzliche 200 Megawatt). Bezieht man diese Projekte mit ein, verfügt Deutschland ab dem Jahr 2019 über eine Pumpspeicherleistung von 11 Gigawatt. Zum Vergleich: In Mitteleuropa sind aktuell 12 Gigawatt installiert. Die Investitionskosten für den Bau eines neuen Pumpspeicherkraftwerks

hängen stark vom geographischen Umfeld ab und betragen für Deutschland im Mittel rund 1000 Euro je Kilowattstunde.

Hierzulande wird der Neubau von Pumpspeicherkraftwerken kontrovers diskutiert. Siedlungs- und Naturschutzgebiete lassen das theoretische Potenzial dieser Speichertechnologie auf den unteren zweistelligen Gigawattbereich schrumpfen. Zu bedenken ist auch, dass die steigende Bereitstellung von Strom aus Wind- und Sonnenenergie vor allem einen saisonalen Ausgleich benötigt, der mit Pumpspeicherkraftwerken kaum zu realisieren ist.

Noch in der Entwicklung: Druckluftspeicherkraftwerke

Druckluftspeicherkraftwerke (abgekürzt CAES von Compressed Air Energy Storage) komprimieren Umgebungsluft und speichern sie zum Beispiel in Salzkavernen. Für die Kompression ist Energie erforderlich, die beim späteren Expandieren der Druckluft zum Teil zurückgewonnen werden kann. Die Leistung der Anlage wird durch den Platz an der Oberfläche, der für Maschinenhäuser benötigt wird, begrenzt. Die Menge der speicherbaren Energie hängt dagegen von dem eigentlichen Speicher ab, also zum Beispiel von der Größe der Salzkaverne.

Druckluftspeicher haben sich noch nicht auf dem Markt etabliert. Es gibt drei verschiedenen Typen mit unterschiedlichem Entwicklungsstand. Sie unterscheiden sich in der Verwertung der Wärme, die bei der Luftverdichtung anfällt.

Diabate Druckluftspeicher (D-CAES)

Diabate Druckluftspeicher sind die einfachste Variante eines Druckluftspeichers. Diabat bedeutet wärmedurchlässig. In einem diabaten Druckluftspeicher kann die bei der Kompression anfallende Wärme die Speicherapparatur verlassen. Die beim Einspeichern freiwerdende Kompressionswärme wird als Abwärme in die Umgebung abgegeben und geht daher verloren. Bei der Ausspeicherung, der Expansion, muss aber deshalb Wärme zugeführt werden, um eine Vereisung der Turbinen zu vermeiden. Dazu dient in der Regel Erdgas. Ein diabates Druckluftspeicherkraftwerk (D-CAES) kombiniert also einen Energiespeicher mit einer Gasturbine. Es werden Abgase (Emissionen) produziert und die Anlage unterliegt daher Emissionsregelungen. Die Abgase dieses Speichertyps sind mit denen einer offenen Gasturbine und damit mit Kraftwerksemissionen vergleichbar. Die spezifischen Kohlenstoffdioxid-Emissionen eines D-CAES betragen zwar nur

rund ein Drittel derer einer offenen Gasturbine, die Stickoxid-Emissionen sind wegen ungünstigen Druckverhältnissen in der Brennkammer aber vergleichsweise hoch.

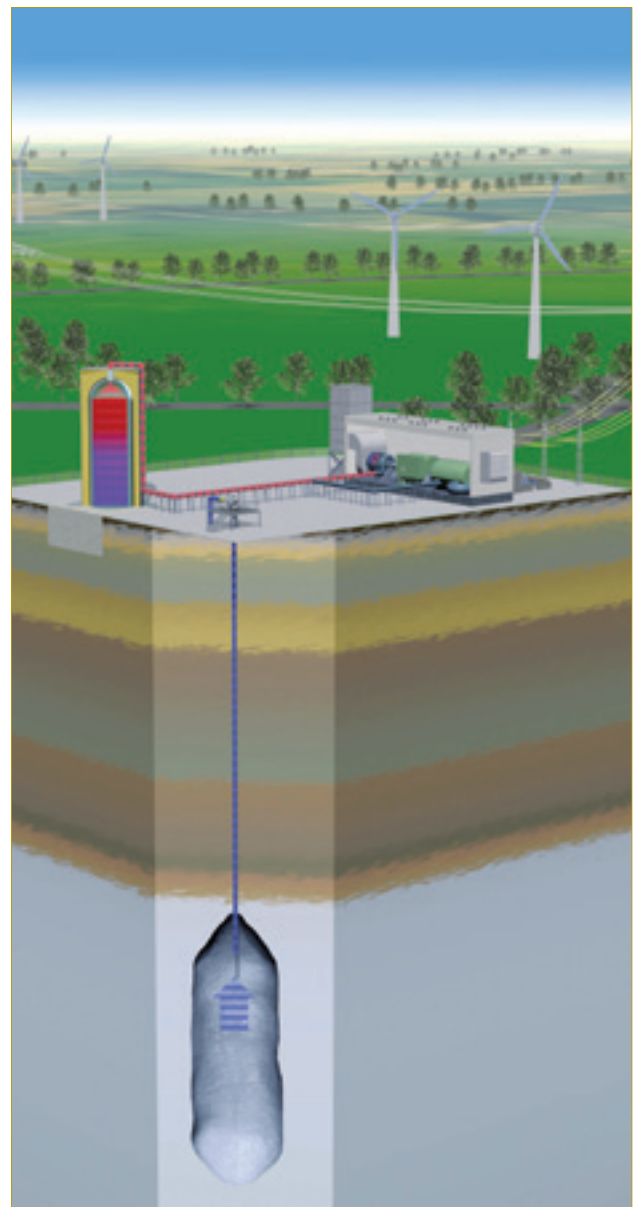
Weltweit sind zwei große diabate Druckluftspeicherkraftwerke in Betrieb: seit 1978 eine 330-Megawatt-Anlage im niedersächsischen Huntorf und eine 110-Megawatt-Anlage in Macintosh im US-Bundestaat Alabama. In Asien werden kleinere Anlagen bis zu 37 Megawatt betrieben. Der energetische Wirkungsgrad diabatischer Druckluftspeicher beträgt bis zu 55 Prozent (in den USA ist teils eine rein strombezogene Bilanzierung üblich, sodass dort auch Werte von weit über 80 Prozent genannt werden). Die Investitionskosten liegen bei circa 650 Euro pro Kilowattstunde. Das ist nur auf den ersten Blick günstiger als ein Pumpspeicher. Für einen fairen Technologievergleich müssen jedoch die anfallenden Verluste und die Kosten für den benötigten Brennstoff berücksichtigt werden, sodass Pumpspeicher insgesamt kostengünstiger sind.

Adiabate Druckluftspeicher (A-CAES)

Der Trend zu erneuerbaren Energien sowie zu energieeffizienteren Prozessen hat in den vergangenen Jahren die Entwicklung von adiabaten Druckluftspeichern (siehe auch Seite 42) angetrieben. Adiabat bedeutet wärmeundurchlässig. Somit versuchen diese Druckluftspeicher die Kompressionswärme möglichst in der Speicherapparatur zu halten und statt des Zusatzbrennstoffs Erdgas einzusetzen. Sie verfügen deshalb über einen Wärmespeicher. Dadurch steigen ihre Wirkungsgrade auf rund 70 Prozent. Die verwendeten Wärmespeicher ähneln technisch den sogenannten Winderhitzern, die die Stahlindustrie bei Hochöfen einsetzt (siehe Seite 40). Trotz dieser Parallele sind sie aber noch nicht ausgereift. Die Wärmespeicherung nach der Kompression der Luft führt zudem zu höheren Anforderungen an den Kompressor: Unter anderem kann die komprimierte Luft so heiß werden, dass konventionelle Stähle erweichen.

Obwohl das Konzept der adiabaten Druckluftspeicherung seit mehreren Jahren untersucht wird, besteht noch ein nennenswertes Risiko, dass sich die Technik aus Kostengründen nicht gegenüber konkurrierenden Speichersystemen durchsetzen wird. Nach Abschluss der Entwicklungsarbeit und mehreren Demonstrationsanlagen dürften die Investitionskosten voraussichtlich jenen von Pumpspeichern ähneln. Damit würden A-CAES besonders für Deutschland interessant, denn sie könnten in Nord- und Ostdeutschland an den Schwerpunkten der Windstromerzeugung angesiedelt wer-

den. Sie wären somit eine sinnvolle Ergänzung zu Pumpspeichern, die vor allem in Süddeutschland zu finden sind. Im Projekt Adele (Adele steht für Adiabater Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung) beispielsweise wird ein dreizügiger Speicher mit 260 Megawatt Leistung für 4 bis 8 Stunden geplant.



Adiabater Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung: Im Projekt Adele entwickelt RWE Power zusammen mit dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) und weiteren Partnern eine Technik, um Strom über mehrere Tage zu speichern. Bei Stromüberschuss soll Luft komprimiert, die dabei entstehende Wärme in einem Wärmespeicher (links) zwischengespeichert und die Luft in unterirdische Kavernen gepresst werden. Bei steigendem Strombedarf kann diese Druckluft unter gleichzeitiger Rückgewinnung der Wärme zur Stromerzeugung in einer Turbine (rechts) genutzt werden. (Abbildung: DLR)

Isotherme Druckluftspeicher (I-CAES)

Eine weitere Variante sind isotherme Druckluftspeicher (I-CAES), eine Sonderform von adiabatischen Druckluftspeichern. Im Gegensatz zum A-CAES wird beim I-CAES bereits während und nicht erst nach der Kompression ein Kühlmedium zugeführt. Beim I-CAES erhöht sich die Temperatur der Druckluft also nicht nennenswert. Das Kühlmedium wird mit der Druckluft gespeichert. Bei der Ausspeicherung wird diesem Kühlmedium so viel gespeicherte Wärme entzogen, dass keine Zufeuerung notwendig ist. Isotherme Druckluftspeicher, für die Wirkungsgrade von gut 50 Prozent erwartet werden, befinden sich noch in der Entwicklung. Sie werden sich besonders für kleinere Anlagen eignen.

Schon im Einsatz: Schwungmassespeicher

In Schwungmassespeichern wird ein Gewicht mit hoher Drehzahl um seine eigene Achse gedreht. Die Energie wird in Form von kinetischer Energie dieser rotierenden Masse gespeichert, die bei der Beladung des Speichers mit Energie beschleunigt wird. Beim Entladen wird die kinetische Energie der rotierenden Masse über einen Generator in Strom gewandelt, die Masse wird wieder abgebremst. Das Antriebskonzept des Motors beziehungsweise des Generators ist auf den jeweiligen Einsatzfall abzustimmen. Es bestimmt maßgeblich die Verluste und die Start-Stopp-Zeiten des Speichers.

Schwungmassespeicher erreichen Wirkungsgrade von 80 bis 95 Prozent und zeichnen sich durch geringe Betriebskosten sowie die Fähigkeit aus, Leistung in wenigen Millisekunden aufzunehmen oder abzugeben. Niedertourig betriebene Schwungmassespeicher befinden sich bereits in einem ausgereiften technischen Entwicklungsstand. Da ihr Energiegehalt mit maximal 10 Kilowattstunden pro Kubikmeter gering ist, können sie höchstens einige Minuten lang wenige hundert Kilowatt liefern. Sie eignen sich daher vor allem für die Überbrückung von Leistungsengpässen im Bereich von Sekunden bis wenigen Minuten. Eingesetzt werden Schwungmassespeicher außerdem zur Sicherung der Spannungsqualität sowie zur Primärregelung, um große Lastwechsel im Netz schnell auszugleichen. Wirtschaftlich interessant sind sie vor allem für die Gewährleistung der sogenannten Spannungsqualität. Diese fasst mehrere elektrotechnische Kenngrößen zusammen. Die Versorgungsunternehmen gewährleisten einen fest genormten Mindeststandard. Manche Anwendungen, etwa in der Papierindustrie, benötigen aber höhere Standards. Schwungmassespeicher können hier eine

Möglichkeit sein, um diese erhöhten Ansprüche zu erfüllen. Besonders vorteilhaft ist ihre Kombination mit Notstromaggregaten, deren Starthäufigkeit durch die Schwungmassespeicher auf das Nötigste begrenzt wird.

Die speicherbare Energie eines Schwungmassespeichers hängt linear vom Trägheitsmoment der Schwungmasse ab, das wiederum durch das Material, die Geometrie und die Massenverteilung des Rotationskörpers bestimmt wird. Konventionelle Schwungmassespeicher sind „Langsamläufer“ mit einem Schwungrad aus Stahl. Da die Rotationsgeschwindigkeit der Schwungmasse quadratisch in die speicherbare Energie eingeht, werden für moderne, kompaktere Systeme möglichst hohe Drehzahlen angestrebt. Wegen der hohen Fliehkräfte bestehen ihre Rotationskörper aus extrem reißfesten Kohlenstoffaser-Verbundwerkstoffen. Dieses Material wird auch für den Flugzeugbau benötigt. Durch die hohe Nachfrage dort kam es in der Vergangenheit zu Lieferschwierigkeiten und hohen Preisen der Schwungmassespeicher. Ein Ausbau der Produktionskapazitäten für Kohlenstoffasern könnte die Preise aber noch senken.

Um Energieverluste durch Luftreibung zu vermeiden, werden moderne Schwungmassespeicher im Vakuum betrieben. Trotzdem tritt an den Lagern der Schwungmasse Reibung auf. Bei Systemen, die sehr häufig be- und entladen werden, ist dies besonders der Fall. Die Abfuhr dieser Reibungswärme der Lager aus dem System muss unbedingt gewährleistet werden. Gerade das wird jedoch durch das Vakuum erschwert: Da es keine Wärme leitet, kann diese kaum über die Gehäuseoberfläche abgegeben werden. Probleme mit der Lagerreibung verursachten verschiedene Ausfälle von Anlagen zur Primärregelung in den USA im Jahr 2011.

Um Reibungsverluste bei hohen Drehzahlen zu reduzieren, bieten sich supraleitende Magnetlager an. Diese sich selbst stabilisierenden Lager bestehen aus einem supraleitendem Massivmaterial und einem Permanentmagneten, die sich nicht berühren und daher keine mechanischen Reibungsverluste aufweisen. Verschiedene Lagergeometrien sind möglich. Derzeit werden zylindrische Lager bevorzugt. Supraleitende Lager müssen extrem gekühlt werden, damit sie ihre besonderen magnetischen Eigenschaften behalten, aber selbst unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades der Kältemaschine sind sie anderen Lagertechniken überlegen.

Hochtourige Systeme mit supraleitender Lagerung zeichnen sich ferner durch eine kompakte Bauweise aus. Neben Anwendungen in der unterbrechungsfreien Stromversorgung

bieten sie sich zukünftig unter Umständen für die dezentrale Energieversorgung an. Auch die Stromversorgung von elektrischen Bahnen könnten sie stabilisieren. Die Systeme müssen den jeweiligen Anwendungen angepasst werden, zum Beispiel hinsichtlich der Einsatzdauer und der Zyklenhäufigkeit.

Schwungmassespeicher können – wie andere dezentral im Netz verteilte Speicher – nicht nur lokale Regelaufgaben übernehmen, sondern auch zu Clustern zusammengefasst und für übergeordnete Aufgaben im Übertragungsnetz eingesetzt werden, etwa um die Versorgungs- und Spannungsqualität zu verbessern und Netzzrückwirkungen zu minimieren. Auch Micro-Grids, die abgekoppelt vom übergeordneten System betrieben werden und so auch Netzausfälle überstehen können, lassen sich mit solchen Speicher-Clustern

realisieren. Batterien und andere alternative Speichertypen sind für die öffentliche Stromversorgung dennoch zumeist attraktiver, da sie wegen ihres höheren Energieinhaltes vielfältiger und entsprechend wirtschaftlicher eingesetzt werden können. Schwungmassespeicher sind daher vor allem für die Prozessindustrie interessant, zum Beispiel für Chemieunternehmen oder Lebensmittelhersteller, die besondere Anforderungen an die Spannungsqualität stellen.

AUTOR

Erik Hauptmeier ist Mitarbeiter der Forschung & Entwicklung Konzern der RWE AG in Essen. Sein Arbeitsschwerpunkt sind Stromnetze und Speicher.



Energiemais: Auch Pflanzen sind chemische Energiespeicher, denn sie verwandeln Sonnenenergie in Biomasse.
(Foto: Philipp Pohlmann, pixelio.de)

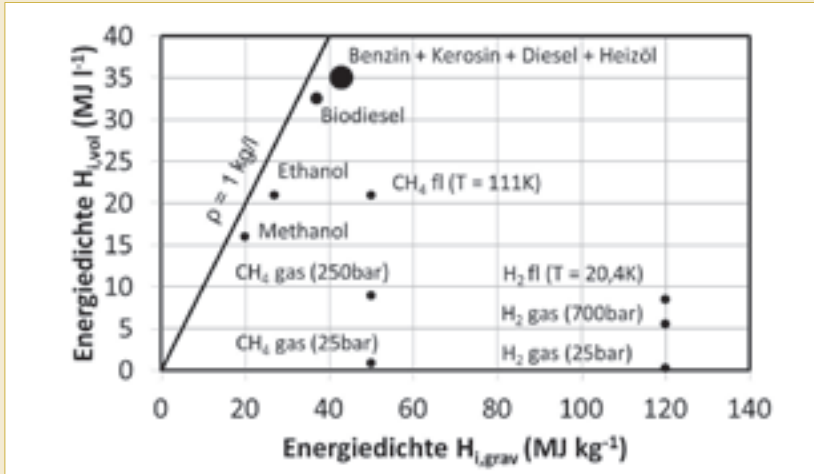
Chemische Speicher: Von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern

Chemische Energieträger dienen der Erzeugung von Wärme, mechanischer und elektrischer Energie. Sie können fest sein wie Kohlebriketts und Holzpellets, flüssig wie Benzin und Heizöl oder gasförmig wie Erdgas und Wasserstoff. Fossile Energieträger haben sich im Lauf der Erdgeschichte aus abgestorbener Biomasse gebildet, zu den nachwachsenden Rohstoffen wiederum zählen Pflanzen und verschiedene organische Reststoffe, die für die energetische und industrielle Nutzung teils noch aufbereitet werden. Dank ihrer hohen Energiedichte und Stabilität eignen sich chemische Energieträger besonders gut, um größere Mengen an erneuerbarem Überschussstrom zu speichern und zu transportieren.

Die Entdeckung des Feuers erlaubte es dem Menschen, die in Pflanzen chemisch gebundene Sonnenenergie durch Verbrennung in thermische Energie umzuwandeln, also in Wärme, die zum Beispiel zum Garen von Nahrungsmitteln oder zur Metallbearbeitung genutzt wurde. Chemisch betrachtet ist die Verbrennung eine Oxidationsreaktion mit dem Sauerstoff der Luft. Diese Reaktion bildete die wesentliche Grundlage der Industrialisierung und dominiert bis heute unsere

Energieversorgung. Neben der früher üblichen Bezeichnung Brennstoffe wird heute immer häufiger der Begriff chemische Energieträger verwendet.

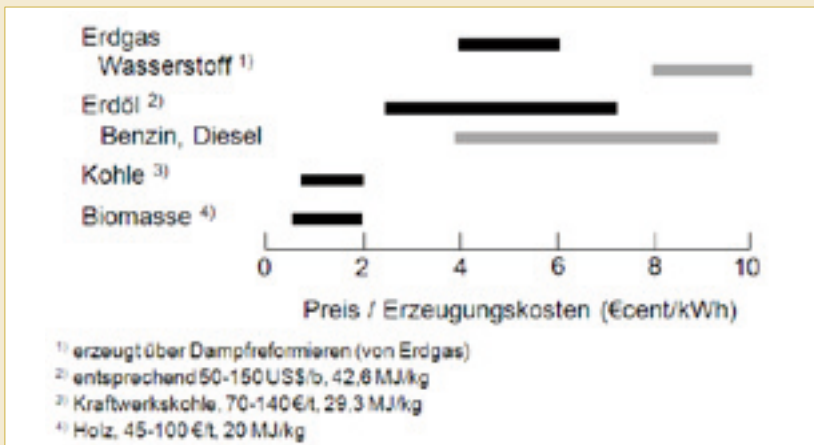
Chemische Energieträger besitzen, etwa im Vergleich zu Batterien, eine hohe Speicherdichte und Stabilität. Damit eignen sie sich besonders gut als Zwischenspeicher für überschüssige Energie aus Wind- und Solarkraftanlagen. Ihre hohe Ener-



Volumenbezogene Energiedichten (Heizwert $H_{i,vol}$) und gewichtsbezogene Energiedichten (Heizwert $H_{i,grav}$) von flüssigen und gasförmigen Stoffen bei 25 Grad Celsius (298 Kelvin), wenn nicht anders angegeben.

Rohstoff	aufbereiten veredeln umwandeln	chemische Energieträger	verbrennen oxidieren	Endenergie Nutzenergie
Erdgas Erdöl Kohle Biomasse	reinigen raffinieren mahlen vergasen synthetisieren fermentieren etc.	Kraftstoffe Treibstoffe Brennstoffe	Feuerung Motor Turbine Brennstoffzelle	elektrisch thermisch mechanisch

Übersicht zu den verschiedenen Wegen von den Rohstoffen über die chemischen Energieträger bis zur Nutzung.



Typische Bereiche von ausgewählten Rohstoffpreisen (schwarz) und Erzeugungskosten für abgeleitete Energieträger (grau), Stand 2013.

gedichte ist zudem von Vorteil für den Einsatz im Verkehr, wo die Energieträger im Fahr- oder Flugzeug mitgeführt werden müssen. Grund für die hohe Energiedichte ist die hohe Reaktionsenthalpie der Verbrennungsreaktion.

Erzeugung aus organischen Rohstoffen

Wegen der grundlegenden Bedeutung der Energiebereitstellung in modernen Industriegesellschaften gibt es große technische Erfahrung bei der Herstellung von chemischen Energieträgern aus organischen, also aus meist fossilen oder pflanzlichen Rohstoffen. Die Verfahren umfassen mechanische und thermische Behandlungen wie Zerkleinern, Trennen und Trocknen sowie chemische oder biotechnische Verfahren zur Veredlung wie Raffinieren oder Fermentieren.

Bei der Herstellung oder Veredlung werden bestimmte Eigenschaften der Energieträger eingestellt. Energieträger für Verbrennungsprozesse sollen zum Beispiel gut zünden und möglichst keine Schadstoffe und Klimagase freisetzen. Für den Transport und die Lagerung wiederum kommt es vor allem auf eine hohe Energiedichte, eine geringe Neigung zur Selbstentzündung und eine ausreichende Haltbarkeit an, für die sichere Handhabung zudem auf eine gesundheitliche Unbedenklichkeit. Die Art der Energieträger und die Erzeugungswege orientieren sich darüber hinaus an der Wirtschaftlichkeit, die von Rohstoffpreisen und -verfügbarkeiten ebenso abhängt wie vom Prozessaufwand der Umwandlung. Seit einigen Jahren besteht die technische Herausforderung auch darin, überschüssigen Strom aus Solar- und Windkraftanlagen in chemischen Energieträgern zu speichern.

Erzeugung aus erneuerbarer Elektrizität und Wärme

Für die Umwandlung von erneuerbarer elektrischer oder thermischer Energie in chemische Energieträger gibt es bisher erst wenig technische Anwendungen. Ein Verfahren, das in wenigen kleineren Anlagen umgesetzt wird, ist die Produktion von Wasserstoff durch Elektrolyse

CHEMISCHE SPEICHER: VON FOSSILEN ZU ERNEUERBAREN ENERGIETRÄGERN

von Wasser, wobei der Strombedarf für die Elektrolyse zum Beispiel durch überschüssige Wind- oder Sonnenenergie gedeckt werden kann. Aus dem so erzeugten Wasserstoff lassen sich in einer chemischen Synthese mit kohlenstoffhaltigen Molekülen auch Erdgas-Substitute, flüssige Kraftstoffe oder andere Energieträger herstellen. Von Wasserstoff abgeleitete Stoffe und bedingt auch Wasserstoff selbst können in die bestehende Versorgungsinfrastruktur eingespeist werden und so fossile Energieträger ersetzen. Die Erzeugungswege sind zwar technisch bekannt, an der Wirtschaftlichkeit und den energetischen Verlusten der Umwandlungsketten muss aber noch gefeilt werden.

Eine Möglichkeit zur Speicherung von Wärmeenergie ist die Kopplung einer Wärme-einbindenden (endothermen) und einer Wärme-freisetzenden (exothermen) chemischen Reaktion zu einem Kreisprozess. In den 1970er-Jahren wurde für die Nutzung von Hochtemperatur-Wärme aus Kernkraftwerken ein geschlossener Kreisprozess mit den Stoffen Methan, Wasser, Kohlenmonoxid und Wasserstoff entwickelt, der in Fachkreisen unter dem Namen Adam-Eva-System bekannt ist. Hier sollen die Energieträger Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff am Ort der Wärmeverfügbarkeit erzeugt (Adam) und die wärmeliefernde Rückreaktion zu Methan und Wasser am Ort der gewünschten Wärmebereitstellung (Eva) durchgeführt werden. Das Prinzip wurde auch hinsichtlich der Nutzung von Hochtemperatur-Solarwärme geprüft, kam bisher aber noch nicht zum technischen Einsatz. Solche Stoffsysteme und Erzeugungswege werden zukünftig erforderlich sein, wenn Wind- und Sonnenenergie steigende Anteile zur Energieversorgung leisten und fossile Energieträger ersetzen sollen.

Unproblematische Lagerung

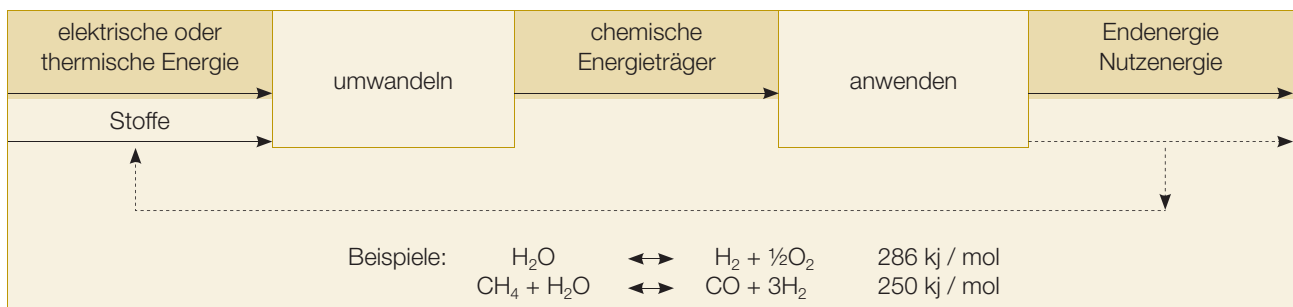
Wegen der langjährigen Bedeutung von chemischen Energieträgern wie Kohle, Erdöl und Erdgas gibt es reichlich Erfahrung mit ihrer Lagerung in allen Aggregatzuständen von

fest über flüssig bis gasförmig. Die Vorratshaltung über lange Zeiträume ist allgemein gängige Praxis und daher in der Regel unkritisch.

Flüssigkeiten werden in Behältern oder Tanks unterschiedlicher Größe gespeichert, von der kleinen Flasche für Feuerzeugbenzin bis zum 70.000-Kubikmeter-Tank für Rohöl in Erdölraffinerien. Im Rahmen der in Deutschland gesetzlich geregelten Bevorratungspflicht werden Rohöl und abgeleitete flüssige Produkte zudem in Mengen, die den Verbrauch 90 Tage lang decken, in unterirdischen Kavernen und oberirdischen Tanks gelagert.

Gasförmige Energieträger wie Kokereigase, Gichtgase und Stadtgase wurden in Zeiten der Industrialisierung in großen Speichern, sogenannten Gasometern, mit variablem Volumen gelagert. Mit der Förderung von Erdgasen unter Druck wurde auch die Speicherung von Gasen unter Druck möglich. In Deutschland dient das weitverzweigte Erdgasnetz als Volumenspeicher, ebenso wie Hohlräume unter Tage und poröse Gesteinsformationen als Porenspeicher. Die gesamte Speicherkapazität in Deutschland beträgt derzeit ein Viertel des jährlichen Erdgasverbrauchs. Während Porenspeicher wegen ihrer relativ langsamen Ein- und Ausspeicherung für den jahreszeitlichen Ausgleich eingesetzt werden, dienen Kavernen- und Druckspeicher als Kurzzeitspeicher für die schnelle Entnahme. Daneben werden Gase auch komprimiert als Flüssigkeiten gespeichert und transportiert mit dem Vorteil einer etwa 1000-mal höheren Dichte als bei Normaldruck.

Kohle als fester Energieträger wird in kontrolliert aufgeschütteten Halden gelagert. So bevorraten Kohlekraftwerke Mengen, die den Verbrauch von Wochen bis mehreren Monaten decken. Um eine Selbstentzündung zu vermeiden, müssen Übertemperaturen im Inneren der Halde vermieden werden. Kleinere Volumen an Feststoffen, zum Beispiel Biomasse für die energetische Nutzung, werden auch in Silos gespeichert.



Erzeugung chemischer Energieträger aus erneuerbarer elektrischer oder thermischer Energie zum Zweck der Energiespeicherung.

Beispiele für eine nachhaltige Energieversorgung mit chemischen Energieträgern

Kraftstoffe der Zukunft

Autokraftstoffe werden heute zu mehr als 90 Prozent durch Raffination von Erdöl gewonnen, den Rest liefern Biokraftstoffe, Erdgas und Flüssiggas. Der zukünftige Kraftstoffmix wird wesentlich bestimmt durch Umweltkriterien wie Treibhausgas-Emissionen sowie durch die Produktionskosten. Dieseldieselkraftstoff zum Beispiel muss nach der destillativen Auftrennung des Rohöls nur noch entschwefelt werden, bevor er normgerecht – schwefelfrei und mit definierten Zündeigenschaften – an Tankstellen verkauft wird. Begrenzte Anteile von Bio-Ölen und synthetischen Kohlenwasserstoffen, hergestellt aus nachwachsenden Rohstoffe oder Erdgas, werden zugemischt oder separat gehandelt.

Die mit flüssigen Kraftstoffen betriebenen Motoren bekommen zukünftig Konkurrenz durch Hybrid- oder rein elektrische Antriebe, die Elektrizität aus erneuerbaren Quellen beziehen. Die fluktuierend erzeugte erneuerbare Energie kann in Batterien oder als elektrolytisch hergestellter Wasserstoff gespeichert werden. Der so produzierte Wasserstoff kann direkt in Wasserstofffahrzeugen genutzt oder in die Produktion von flüssigen Kraftstoffen eingekoppelt werden, zum Beispiel um Erdölkomponenten in der Raffinerie zu hydrieren. Außerdem lässt sich Wasserstoff mit Kohlenstoffmonoxid oder Kohlenstoffdioxid zu synthetischen Kohlenwasserstoffen, Methan oder anderen Energieträgern umsetzen.

Als Treibstoffe für Flugzeuge kommen aus heutiger Sicht nur Flüssigkeiten mit höchster Energiedichte in Frage, also Kohlenwasserstoff-Gemische wie Kerosin, die auch bei tiefen Temperaturen noch gute Fließeigenschaften besitzen. Kerosin wird derzeit relativ unaufwendig und hocheffizient durch Destillation und Entschwefelung von Erdöl hergestellt.

Wahrscheinlich werden flüssige Energieträger auch nach dem Ende des fossilen Zeitalters noch aus Kohlenwasserstoffen bestehen – schon wegen deren hoher Energiedichte. Hergestellt werden sie zunächst durch Hydrierung von Pflanzenölen, mittel- bis langfristig durch Vergasung und Synthese aus Lignocellulose. Wasserstoff, der elektrolytisch mit überschüssiger erneuerbarer Elektrizität produziert wird, kann auch in diese Synthesewege eingebunden werden.

Wasserstoff als Energieträger

Wasserstoff ist ein Gas mit niedrigem Siedepunkt (minus 250 Grad Celsius), das in der Natur nicht als Rohstoff vorkommt, sondern industriell hergestellt wird. Großtechnisch interessant ist heute vor allem die Wasserstoffproduktion aus Erdgas und Erdöl. Wasserstoff ist der einzige chemische Energieträger, der bereits in technischem Maßstab aus elektrischer Energie durch Wasserelektrolyse gewonnen wird. Dieser Weg wird heute gewählt, wenn kleinere Mengen an hochreinem Wasserstoff benötigt werden. Für eine großtechnische Wandlung von Elektrizität in chemische Energieträger, die sich gut lagern und transportieren lassen, muss diese Erfahrung erweitert werden in Richtung größerer Anlagenkapazitäten und zeitlich schwankender Elektrizitätsströme, die für erneuerbare Energiequellen charakteristisch sind.

Die Speicherung elektrischer Energie in Form von Wasserstoff könnte eingebettet werden in eine sogenannte Wasserstoffwirtschaft, in der Wasserstoff als zukünftiger genereller Energieträger fungiert. Die Vorteile von Wasserstoff sind vor



Wasserstofftankstelle in Berlin: Wasserstoff wird großtechnisch vor allem aus Erdgas und Erdöl produziert, lässt sich aber auch durch Wasserelektrolyse mit Sonnen- oder Windenergie gewinnen.

(Foto: Clean Energy Partnership)

allem seine breite Einsatzfähigkeit zur energetischen und chemischen Nutzung sowie seine Umweltfreundlichkeit – bei der Verbrennung von Wasserstoff entsteht nur Wasser. Doch noch ist die Wasserstoffwirtschaft eine Vision. Sie bräuchte eine neue Infrastruktur mit vielfältigen Erzeugungsstätten für erneuerbare Energien, einem Pipeline-Netz für Wasserstoff und sicheren Wasserstoffspeichern. Offen sind auch noch Fragen zur Effizienz und zu den Kosten der Umwandlungsprozesse sowie zur sicheren Handhabung von Wasserstoff, dessen Lagerung hohe Drücke oder tiefe Temperaturen erfordert. Übliche Gas-Nutzungstechniken müssten umgerüstet oder an Wasserstoff angepasst werden. Auch an den Kosten und der Lebensdauer von Brennstoffzellen, die aus Wasserstoff wieder Strom generieren, wird noch gefeilt.

Synthetisches Erdgas aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid

Eine interessante Möglichkeit, elektrische Energie zu speichern, ist auch die elektrolytische Produktion von Wasserstoff und dessen Einspeisung ins Erdgasnetz, direkt oder



Erdgasstation: Das vorhandene Erdgasnetz dient als Verteil- und Speicherstruktur für synthetisches Methan. Zudem dürfen bis zu 5 Volumenprozent Wasserstoff direkt ins Erdgasnetz eingespeist werden. (Foto: bayerngas)

nach Umsetzung zu Methan. Attraktiv an dieser Idee ist, dass das vorhandene Erdgasnetz dabei als Verteil- und Speicherinfrastruktur dient. Stromspitzen aus erneuerbaren Quellen könnten über Elektrolyse und Methansynthese mit einem Wirkungsgrad um 60 Prozent in Erdgas-Ersatzgas umgewandelt werden. Die direkte Einspeisung von Wasserstoff, dessen Erzeugung einen Wirkungsgrad von 80 Prozent erreichen kann, ist derzeit durch Spezifikationen im Erdgasnetz auf 5 Volumenprozent begrenzt.

Als Kohlenstoffquelle für die Methansynthese wird aktuell Kohlenstoffdioxid diskutiert, das konzentriert zum Beispiel im Abgas von Heizkraftwerken, Düngemittelfabriken oder Biogasanlagen verfügbar ist. Das so erhaltene Methan, das auch als „Substitute Natural Gas“ bezeichnet wird, lässt sich analog zu fossilem Methan verwenden, etwa zur Stromerzeugung, als Kraftstoff oder als Heizstoff. Die Umwandlung von Wasserstoff in Methan ist ein technisch etablierter Prozess. Neu sind jedoch die Anforderungen, die sich aus der Kopplung der Wasserelektrolyse mit der Methanproduktion ergeben, besonders wenn die elektrische Energie fluktuiert, wenn also Spitzen von Wind- und Solarstrom abgefangen oder zu bestimmten Zeiten Billigstrom aus dem Netz genutzt werden soll. Hier ist die dynamische Belastbarkeit der einzelnen Prozessschritte noch nicht im Detail bekannt.

AUTOREN

Thomas Kolb und **Georg Schaub** sind Professoren am Engler-Bunte-Institut, Bereich Chemische Energieträger – Brennstofftechnologie, des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) in Karlsruhe. Thomas Kolb leitet das Engler-Bunte-Institut.

Die Autoren danken Thomas Jordan, Siegfried Bajohr und Frank Graf für Informationen zu einzelnen Aspekten des Beitrages.



Stromleitungen: Seit einem Jahrhundert liefern sie uns elektrische Energie. (Foto: Uwe Schlick, pixelio.de)

Stromnetze: Auf dem Weg zum Smart Grid

Elektrische Verbundnetze versorgen Haushalte und Unternehmen flächendeckend und äußerst zuverlässig mit elektrischer Energie. Das Abschalten von großen Kohle- und Kernkraftwerken und der Trend zu erneuerbaren Energien beeinflusst die Stabilität des Netzes, vor allem weil die dezentrale Einspeisung aus Wind- und Solarkraftanlagen steigt. Um die fluktuierende Strombereitstellung auszugleichen, ist ein Netzausbau ebenso erforderlich wie eine Informationstechnik, die Stromerzeuger und -verbraucher koordiniert.

Schon in der Antike nutzte man die Kräfte von Wind und Wasser. Auch Wärmekraftmaschinen für größere Leistungen kennt man schon seit etwa 300 Jahren. Die gewonnene mechanische Energie musste aber immer vor Ort genutzt werden, weil mechanische Energieverteilungssysteme sehr aufwendig und für weite Entfernungen ungeeignet sind.

Erst die Erfindung der Dynamomaschine vor 150 Jahren ermöglichte die Umwandlung größerer Mengen mechanischer

Energien in elektrische Energie, die sich vergleichsweise einfach über Stromleiter transportieren und auch großflächig verteilen lässt. Auf dieser Basis entstanden Übertragungs- und Verteilnetze, die elektrische Energie für Verbraucher in Industrie, Gewerbe und Privathaushalten bereitstellen. Die Stromversorgung ist seit einem Jahrhundert zu einem unverzichtbaren Bestandteil in unserer Arbeitswelt und unserem täglichen Leben geworden.

Die Suche nach dem besten System

Nach der Entdeckung der magnetischen Induktion und damit des Generatorprinzips wurden Generatoren sowohl für Gleich- als auch Wechselspannung konstruiert. Beim Aufbau der ersten, noch lokalen Stromnetze wurde diskutiert, ob man Gleich- oder Wechselstrom als Norm einführen sollte. In Amerika gab es einen regelrechten Stromkrieg zwischen den Unternehmern Edison und Westinghouse, der eigentlich ein Kampf um Marktanteile war. Schließlich sorgte eine gelungene Übertragung einer großen elektrischen Leistung von Lauffen am Neckar nach Frankfurt am Main im Jahre 1891 für Aufsehen. Dabei speiste man Wechselstrom mit drei um jeweils 120 Grad versetzten Phasen, Drehstrom genannt, in drei Stromleiter. Die Verluste bei der Übertragung von mehr als 100 Kilowatt betrug zunächst 25 Prozent, später mit einer höheren Spannung nur noch 4 Prozent. Dieses damals sensationelle Ergebnis verhalf der Drehstromtechnik zum Durchbruch.

Der andere wirklich bahnbrechende Vorteil der Wechselspannungssysteme gegenüber Gleichstromsystemen ist die Möglichkeit, Spannung und Ströme zu transformieren. Bei gleicher Leistung ist jeweils das Produkt aus Strom und Spannung konstant. Je höher die Spannung, desto niedriger ist die Stromstärke – und damit der Leitungsverlust, das Produkt aus Leitungswiderstand und Stromstärke. Für Überlandleitungen wählt man daher sehr hohe Spannungen, die allerdings hohe Masten und weite Leitungsabstände zur Vermeidung von Spannungsüberschlägen erfordern. Die Nennströme sind mit etwa 1000 Ampere pro Leiter immer noch hoch, doch das große Verhältnis von Nennspannung zu Nennstrom sorgt für eine relativ verlustarme Leistungsübertragung über Strecken von mehreren hundert Kilometern. Für Verteilnetze in ländlichen Regionen und in Städten sind mittlere Spannungen günstiger und in Haushaltsnetzen schon aus Sicherheitsgründen niedrige Spannungen.

Vom Inselnetz zum europäischen Verbund

Die ersten Netze waren allesamt lokale Inselnetze, die man gar nicht zusammenschalten konnte, weil sie mit deutlich verschiedenen Frequenzen betrieben wurden. De facto waren Netzfrequenzen von 50 Hertz in Deutschland im Jahr 1910 schon weitaus am meisten verbreitet, aber genormt wurde der Nennwert von 50 Hertz erst 1930. Daher dauerte es bis zum Ende der 1930er-Jahre, bis Deutschland über ein Verbundnetz verfügte und auch entlegene Regionen mit Strom versorgt wurden. Die damals verteilte elektrische Energie betrug, gemessen an der heutigen Menge, etwa 5 Prozent.

Die Standorte und Leistungen der Kraftwerke waren vorzugsweise so gewählt, dass sie ungefähr dem Stromverbrauch in der jeweiligen Region entsprachen. Das Hochspannungstransportnetz gliederte regionale Überkapazitäten und Defizite aus, Mittel- und Niederspannungsnetze verteilten den Strom an die Verbraucher. Es gibt zwar keine feste Definition der Spannungsbereiche für Hoch- und Mittelspannung, aber die überwiegend genutzten Spannungsebenen sind 10, 20 und 30 Kilovolt für Mittelspannungsnetze sowie 110, 220 und 380 Kilovolt für Hoch- und Höchstspannungsnetze.

Elektrische Netze waren zunächst regional begrenzt, dann national, um schließlich über Landesgrenzen hinweg verbunden zu werden. In Europa wurde 1951 die Union for the Coordination of the Production and Transport of Electric Power, kurz UCPT, gegründet mit dem Ziel, die Netze West- und Mitteleuropas zu koppeln. Damit wollte man erreichen, dass Ausgleichsleistungen in einem größeren Gebiet ausgetauscht werden können. Diese Idee darf als äußerst erfolgreich bezeichnet werden, weil die Zuverlässigkeit der Stromversorgung dadurch noch weiter gesteigert werden konnte. In Deutschland sind die statistischen Stromausfallzeiten viel geringer als beispielsweise in den USA, was für die Wirtschaft wie auch die Lebensqualität von großem Vorteil ist. Nach der politischen Wende in Osteuropa wurde der Netzverbund noch deutlich erweitert. Der Verband heißt heute European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSOE) und erstreckt sich über das in der Abbildung auf Seite 62 gezeigte Gebiet.

Intelligente Fehlerortung

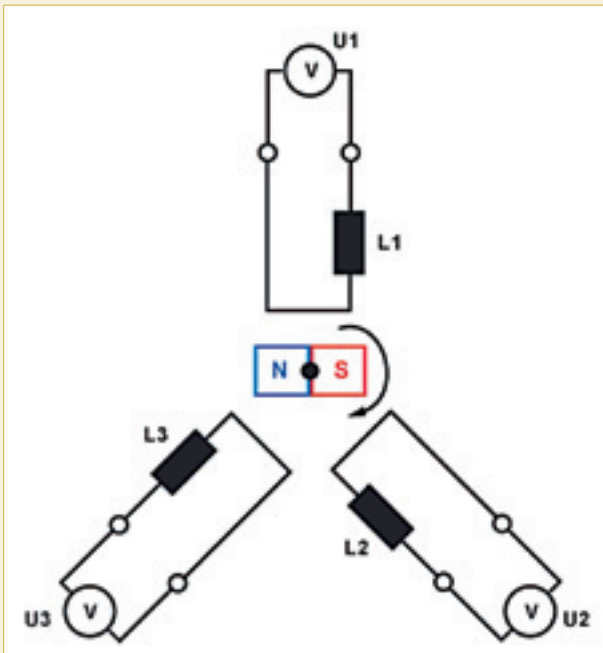
Eine zuverlässige elektrische Energieversorgung erfordert einen stabilen und fehlertoleranten Betrieb der Netze. In der Praxis lassen sich Fehlerfälle in Netzen jedoch nicht immer vermeiden, zum Beispiel bedingt durch Kurzschlüsse oder Erdschlüsse nach Blitzeinschlägen. Ein intelligentes Fehlerortungssystem schaltet automatisch die betroffenen Leitungsabschnitte ab und prüft die Möglichkeit, sie wieder einzuschalten. Das gesamte Netz ist so ausgelegt, dass ein vorübergehender Ausfall einer Leitung oder eines wichtigen Betriebsmittels die Funktion des restlichen Netzes nicht gefährdet.

Die Frequenzstabilität

Drei Kriterien – die Frequenzstabilität, die Systemstabilität und die Spannungsstabilität – beschreiben die Stabilität von Stromnetzen. Die bekannteste Kenngröße ist die Frequenz-

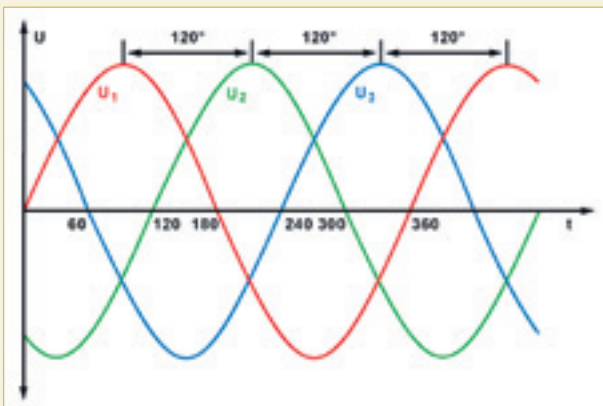
So funktioniert das Drehstromsystem

Wegen seiner Bedeutung soll das dreiphasige Spannungssystem hier näher erklärt werden. Wenn man in einer Anordnung von drei um 120 Grad versetzten Spulen einen Permanentmagneten mit 50 Umdrehungen pro Sekunde rotieren lässt, erhält man ein System aus drei um 120 Grad phasenverschobenen Wechselspannungen U_1 , U_2 und U_3 .



Funktionsprinzip des Drehstromgenerators.

Diese drei Spannungen besitzen dieselbe Frequenz von 50 Hertz, sie sind aber zeitlich um ein Drittel der Grundschwingungsdauer gegeneinander versetzt.

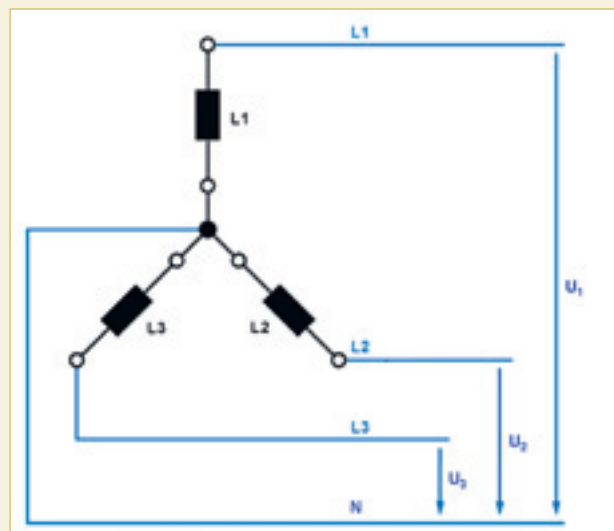


Darstellung der drei um 120 Grad verschobenen Wechselspannungen.

Schließt man an jede Spule (L) einen Verbraucher (V) mit gleicher Verbraucherlast an, eine sogenannte symmetrische Last, sind auch die Lastströme gleich groß und um jeweils 120 Grad versetzt. Dieses Drehstromsystem hat einige wichtige Eigenschaften, die seine Verwendung so vorteilhaft machen:

- ▶ Die Summe der drei Phasenspannungen ist zu jedem Zeitpunkt Null.
- ▶ Bei symmetrischer Last ist auch die Summe der Phasenströme Null.
- ▶ Bei symmetrischer Last ist die in Summe abgegebene Leistung konstant.

Wenn man die Spulen in Form eines Sterns zusammenschaltet (Sternschaltung), also einfach die Endpunkte miteinander verbindet, hat man anstelle von sechs Leitern nur noch vier.



Schematische Darstellung der Sternschaltung.

Der von der Mitte abgehende Leiter heißt Mittel- oder Nullleiter. Die drei Phasenspannungen stehen zwischen den äußeren Anschlusspunkten und dem Mittelpunkt an, und über den Mittelleiter fließt bei symmetrischer Last kein Strom, weil die Summe der Phasenströme zu jedem Zeitpunkt Null ist (siehe oben). Man braucht in symmetrisch betriebenen Netzen also nur drei leistungsfähige Leiter, um die drei Wechselstromkreise zu speisen. Bei Hochspannungs- und Verteilnetzen wird der Mittelleiter mit der Erde verbunden.

stabilität. Durch das Drehstromsystem sind alle Kraftwerks-generatoren in Verbundnetzen elektrisch phasengekoppelt – sie müssen sich alle genau gleich schnell drehen. Die Nennfrequenz beträgt 50 Hertz, entsprechend 3000 Umdrehungen pro Minute, bei einigen Generatorbauarten auch 3000 Umdrehungen pro Minute geteilt durch n . Der Teiler n steht für die Polpaarzahl, die in den meisten Fällen 1 beträgt, bei Sonderbauarten wie Großgeneratoren in Kernkraftwerken beträgt sie 2 und bei langsam drehenden Wasserkraft-generatoren ist sie noch deutlich größer.

Frequenzstabil ist das Netz, wenn die gesamte eingespeis-te Kraftwerksleistung genau so groß ist wie die verbrauchte Leistung samt der Übertragungsverluste. Mehr Einspeisung würde zu einer langsamen Erhöhung, ein steigender Ver-brauch zu einer langsamen Absenkung der Netzfrequenz führen. Die Netzfrequenz ist also ein untrügliches Signal, aus dessen Messung an jedem Punkt des Verbundnetzes leicht abgeleitet werden kann, ob sich erzeugte und angefor-der-te Leistung im Gleichgewicht befinden. Schon vor etwa 100 Jahren wurde das Prinzip der Frequenz-Leistungsregelung entwickelt, das die voreingestellten Leistungswerte der sogenannten Regelkraftwerke erhöht, falls die aktuelle Netz-frequenz kleiner als die Nennfrequenz von 50 Hertz ist, und sie verringert, falls sie darüber liegt. Das Prinzip ist einfach und genial, weil es ohne zusätzliche Nachrichtenverarbeitung auskommt. Außerdem erfolgt die Regelung der Frequenzsta-bilität allein auf der Kraftwerksseite. Der Verbraucher – echte Großverbraucher ausgenommen – darf nach Belieben elekt-rische Energie abnehmen.

Die Systemstabilität

Die Systemstabilität kennzeichnet das dynamische Verhalten von Netzen bei Störungen. Fällt beispielsweise im Verbund-netz ein Kraftwerk aus, wird die Netzfrequenz, wie im vo-rigen Abschnitt beschrieben, zunächst abnehmen und sich schließlich auf zum Beispiel 49,8 Hertz einpendeln, nachdem die Regelkraftwerke über die Frequenz-Leistungsregelung eingegriffen haben. Falls die Frequenz glatt in den neuen Gleichgewichtswert einläuft, ist die Systemstabilität sehr hoch. Falls der neue Frequenzwert sich aber nur langsam einpendelt, deutet das darauf hin, dass die Kraftwerks-generatoren im Verbundnetz zwar im Mittel gleich schnell laufen, aber Drehschwingungen gegeneinander ausführen und damit pulsierende Ströme einspeisen, welche das Netz unnötig belasten. Im schlimmsten Fall schaukeln sich diese Schwingungen gegeneinander auf, was zu Überstromab-schaltungen und letztlich zu einem Auseinanderbrechen des

Verbundnetzes führt. In dem Fall werden meist regionale Ver-braucherzentren im Verbundnetz von der Stromversorgung abgeschnitten.

Die Spannungsstabilität

Die Spannungsstabilität gilt nicht generell für ein gesamtes Verbundnetz, sondern immer nur für einzelne Punkte unter verschiedenen Lastbedingungen. Das verdeutlicht das fol-gende Beispiel: Ein landwirtschaftliches Anwesen ist mit einer zeitgemäßen dreiphasigen Stromversorgungsanlage ausge-rüstet, die mit hohen Stromstärken belastbar ist. Eine defekte Stahlbaukonstruktion im Außenbereich soll geschweißt wer-den, wofür ein 100 Meter langes Kabel zum Anschluss eines Elektroschweißgerätes gelegt wird. Obwohl das Anwesen über eine leistungsfähige Stromversorgung verfügt, hat der Anschluss des Schweißgerätes über das lange Kabel wenig Aussicht auf Erfolg. Der Grund: Der Spannungsabfall über das 100 Meter lange Kabel ist zu groß und verhindert einen stabilen Stromfluss. Die Spannungsstabilität reicht in diesem Fall nicht aus, obwohl die Stromversorgungsanlage des An-wesens gut bemessen ist.

Mangelnde Spannungsstabilität findet man tendenziell in Ge-genden, die über relativ schwache und lange Leitungen mit dem nächsten stabilen Punkt verbunden sind. Überschreitet in so angebundnen Gegenden der Laststrom einen kriti-schen Wert, bricht die Spannung schlagartig zusammen. In Deutschland war dieses Phänomen bislang praktisch kein Problem, aber veränderte Gegebenheiten im Zuge der Energiewende können die Spannungsstabilität an kritischen Punkten gefährden.

Die Bedeutung der Energiewende für Stromnetze

Die Energiewende bedeutet zunächst einmal, dass die leistungsfähigen Atomkraftwerke aber auch große Kohle-kraftwerke abgeschaltet und meist anderswo neue Wind-, Sonnen- und Gaskraftwerke gebaut werden. Das hat einen erheblichen Einfluss auf die oben angeführten Stabilitäts-kriterien. Der wesentliche Grund liegt in der fluktuierenden Stromerzeugung aus regenerativen Quellen. Wind- und Son-nenkraftwerke folgen dem Wetter, den tages- und jahreszeit-lichen Schwankungen, die zum Teil nicht genau vorhersagbar sind. Das erschwert die Einhaltung der Frequenzstabilität. Demzufolge müssen die Regelkraftwerke viel größere Aus-gleichshübe fahren. Das stellt sie schon heute vor Probleme. Als Konsequenz müssen Wind- und Sonnenkraftwerke häu-figer zurückgefahren werden, obwohl sie mehr elektrische

Energie liefern könnten. Das bisherige Prinzip, die Leistungsbalance allein auf der Kraftwerksseite zu regeln, kann daher nicht aufrecht erhalten werden. Für die Stabilität im Netz wird die Lastseite dem schwankenden Angebot teilweise folgen

müssen. Dazu fehlt es aber noch an vereinbarten Marktmechanismen und vor allem an einer Informations- und Regelungstechnik, die eine zielgerichtete Beeinflussung möglich macht. In dem intelligenten Stromnetz der Zukunft, dem so



Europäisches Verbundnetz des Verbands ENTSO-E.

genannten Smart Grid, werden Erzeuger, Speicher und Verbraucher von Strom über eine Informationstechnik vernetzt und koordiniert.

Da die neuen Kraftwerke an anderen Stellen stehen werden als die abgeschalteten, muss die gesamte Systemstabilität des Netzes neu abgeschätzt werden. Es zeichnet sich schon heute ab, dass der Norden Deutschlands in windreichen Zeiten viel Überschussenergie über das Netz abtransportieren muss. Für den Süden wird das an sonnenreichen Tagen der Fall sein. Das Hoch- und Höchstspannungsnetz eignet sich aber technisch weniger für weiträumige Verschiebungen von großen Energiemengen. Die Leitungen werden dadurch zusätzlich belastet und geraten eventuell an ihre Belastungsgrenzen. Die Stromverteilung im Netz lässt sich nicht einmal genau beschreiben, weil der Anteil der naturgetriebenen Kraftwerke nicht exakt vorhersehbar ist.

Kurzum: Die Sicherstellung der Systemstabilität im Zuge der Energiewende erfordert wesentliche Änderungen im Stromnetz. Einen konventionellen Netzausbau hat die Deutsche Energie-Agentur in der Studie DENA II schon benannt.

Das kommt aus einer Haushaltssteckdose

Aus einer Haushaltssteckdose kommt eine Wechselspannung mit einer Frequenz von 50 Hertz und 230 Volt gegen den Mittel- beziehungsweise Nullleiter. Doch was bedeuten 230 Volt bei einer Wechselspannung, die sinusförmig zwischen 0 und einem Scheitelwert verläuft? Der Scheitelwert beträgt 230 Volt mal $\sqrt{2}$, und eine Sinusspannung dieser Größe setzt in einem Widerstand genauso viel Leistung um wie eine Gleichspannung von 230 Volt.

In vielen Haushalten gibt es auch dreiphasige Steckdosen, Kraftsteckdosen genannt. Misst man die Spannung einer Phase gegen den Mittelleiter, liest man 230 Volt (effektiv) ab. Zwischen zwei Phasenspannungen sind es etwa 400 Volt, weil die Spannungsdifferenz zwischen zwei um 120 Grad versetzten Phasen gemessen wird, und die folglich 230 Volt mal $\sqrt{3}$, also etwa 400 Volt (effektiv), beträgt. Man spricht von einem 400-Volt-Drehstromnetz, weil dort als Kennzeichnung immer der Wert der Spannung zwischen zwei Phasen angegeben wird. Das gilt auch für eine 400-Kilovolt-Freileitung. 400 Kilovolt sind der Effektivwert der Spannung zwischen zwei Phasen, also eine sinusförmige Spannung mit einem Scheitelwert von 400 Kilovolt mal $\sqrt{2}$.

Außerdem wird man Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen bauen müssen. Sie besitzen den Vorteil, dass ihre Stromhöhe und -richtung gezielt so eingestellt werden kann, dass das konventionelle Netz entlastet und stabilisiert wird. Für die erste Trasse dieser Art soll ein vorhandenes 380-Kilovolt-Drehstromsystem zwischen dem nördlichen Rheinland und Stuttgart in ein Gleichstromsystem umgebaut werden.

Auch die Einhaltung der Spannungsstabilität dürfte eine Herausforderung werden. Die Abschaltung großer Kraftwerke kann bislang stabile Netzpunkte schwächen und damit auch die Ankopplung mancher entlegenen Region an das übergeordnete Netz. Erschwerend kommt hinzu, dass die dezentrale Energieversorgung mit Photovoltaik-, Windkraft- und Biogasanlagen den Energiefluss in ländlichen Gebieten an sonnen- oder windreichen Tagen umdreht, denn dann ist die dezentrale Erzeugungsleistung höher als der lokale Verbrauch. Bislang hat man für eine stabile Spannung die Niederspannung im Leerlauf gerne höher als den Nennwert von 230 Volt eingestellt. Wenn aber deutlich mehr Leistung in das Nieder- und Mittelspannungsnetz eingespeist als verbraucht wird, steigt die Spannung und droht an den höchstzulässigen Wert von 253 Volt (230 Volt plus 10 Prozent) anzustoßen. Um das zu vermeiden, muss die Einspeisung per Ferneingriff reduziert werden. Das ist in einigen Gegenden Süddeutschlands heute schon Realität.

Netzausbau dringend erforderlich

Mit dem Bau elektrischer Verbundnetze ist es gelungen, Energie flächendeckend für jeden Verbraucher zuverlässig und mit hoher Qualität bereitzustellen. Weltweit sind dreiphasige Wechselspannungsnetze im Einsatz, die bei gutem Ausbau eine zuverlässige und verlustarme Stromversorgung gewährleisten. Mit der Energiewende steigt die dezentrale Einspeisung aus naturgetriebenen Generatoren, die mit ihrer Leistungsabgabe Wetterzyklen, Tageslicht und Jahreszeiten folgen. Um diese Schwankungen ausgleichen zu können, ist ein Netzausbau dringend erforderlich. Außerdem bedarf es einer Informationstechnik, die flexible Erzeuger und Verbraucher koordiniert. Um die Ziele der Energiewende zu erreichen, ist auf längere Sicht auch die Integration von neuen, leistungsfähigen Speichertechniken in die Netze unerlässlich.

AUTOR

Christian Urbanke war bis 2012 für Siemens tätig, zuletzt als Leiter des Clusters „Electronics, Energy & Environment“ der Siemens Corporate Technology in Erlangen.



Sonnenenergie bildet den Grundpfeiler der zukünftigen Energieversorgung, dicht gefolgt von Windkraft. (Foto: Andre B., fotolia)

Post-nukleare Energielandschaft: Die neue Rolle von Konsument und Produzent

Die Nuklearkatastrophe im japanischen Fukushima im Frühjahr 2011 hat auch in Deutschland die Karten der Energieversorgung neu gemischt. Der neue Mix erfordert eine drastische Umstellung unseres Energiesystems.

Die Energiewende bedeutet für unsere Gesellschaft drei große Veränderungen im Energiesystem: Erstens beabsichtigt Deutschland, seinen Verbrauch an Erdöl, Erdgas und Kohle drastisch zu reduzieren. Derzeit beträgt der Anteil von fossilen Energieträgern an der Energieversorgung 80 Prozent, bis zum Jahr 2050 soll er auf unter 20 Prozent schrumpfen. Zweitens soll diese fossile Energie durch regenerative Energie ersetzt werden, also nicht durch Kernenergie, auch nicht im nennenswerten Umfang durch Kernfusion. Im Klartext: die volatilen und fluktuierenden Energieträger Sonne und Wind sollen die Hauptlast übernehmen, flankiert von Wasserkraft

und Geothermie, die einen Teil der Grundlast bereitstellen können. Ergänzt wird der Mix um Biomasse, die laut dem Sachverständigenrat für Umweltfragen und der Nachhaltigkeitsbeirat des Landes Baden-Württemberg maximal 10 Prozent zur Energieversorgung beitragen kann, da über diese Grenze hinaus eine nachhaltige Versorgung mit Biomasse kaum möglich sei und zudem die weltweite Nahrungsmittelversorgung gefährdet wäre. Und drittens soll, das wird häufig vergessen, die Energieeffizienz deutlich steigen. Bis zum Jahr 2050 müssen Privathaushalte, Unternehmen und Behörden in Deutschland rund 40 Prozent des Primärenergieeinsatzes

zusätzlich einsparen, um die Energieziele der Bundesregierung zu erfüllen. Erreicht werden soll diese Vorgabe vor allem mit der Dämmung von Altbauten gegen Wärmeverluste, mit dem Umstieg auf Elektrofahrzeuge und benzinsparende Motoren sowie mit der Effizienzverbesserung von Elektrogeräten. Trotz des Umbaus des Energiesystems sollen Quantität und Qualität der nachgefragten Energiedienstleistungen möglichst erhalten bleiben. Ändern werden sich aber die etablierten Rollen von Energieversorgern und -verbrauchern.

Vernetzung als Schlüssel

Im Zuge der Energiewende wird eine systemische Vernetzung der Energieträger notwendig sein. In Zeiten, in denen Kohle und Kernkraft die Stromversorgung sicherstellten und Öl und Gas uns mit Wärme versorgten, war die Vernetzung relativ einfach. Die Energieversorgung der Zukunft wird aber wesentlich komplexer sein und auch mehr intelligente Steuermöglichkeiten besitzen, um Spitzen und Täler der Energieversorgung auszugleichen sowie entsprechende Backup-Systeme bedarfsgerecht einzubinden. Diese Aufgabe werden die Energieanbieter übernehmen, um eine dauerhafte Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Integration wird in diesem Zusammenhang immer mehr an Bedeutung gewinnen. Informationstechnik, Wasser- und

Energieversorgung etwa werden viel stärker als heute miteinander verzahnt sein. Das bringt die erhofften Synergieeffekte – vielleicht aber auch Probleme, wenn sich das eine oder andere gegenseitig behindert. Die Integration von Architektur, Design und Technologieentwicklung zur Bereitstellung unterschiedlicher Dienstleistungen wird das Rückgrat der künftigen Entwicklung bilden.

Gut durchdacht werden muss auch die Verbindung von zentraler und dezentraler Energiebereitstellung. Es ist eine Illusion zu glauben, die gesamte Energieversorgung ließe sich dezentral organisieren. Die Stoffkreisläufe dezentraler Systeme sind hinsichtlich der Energieeffizienz sowie des Material- und Flächenverbrauchs keineswegs den zentralen Lösungen überlegen. Vor allem wegen der zu erwartenden Spitzen und Senken der Energiebereitstellung ist ein weiträumiger Lastenausgleich unbedingt erforderlich. Wenn in einer Region weder Wind weht noch die Sonne scheint, müssen andere Regionen mit ihrem Überschuss einspringen. Es gilt also eine Infrastruktur zu schaffen, die zentrale und dezentrale Versorgungsstrukturen miteinander kombiniert. Diese Mischung wiederum setzt eine intelligente Steuerung voraus.

Als wesentliche Folge der Umstellung unserer Energieversorgung werden sich neue Kooperationsformen zwischen Verbrauchern und Versorgern entwickeln, quasi als Zwitter



Bürgerproteste gegen Kernenergie: In Deutschland haben sie sich erledigt, aber mit Widerständen gegen den Netzausbau oder neue Pumpspeicherkraftwerke ist zu rechnen. (Foto: Michael Grabscheit, pixelio)

zwischen Konsum und Produktion. Wer eine Photovoltaik-Anlage auf seinem Dach installiert hat, ist heute schon Prosument, das heißt Produzent und Konsument in einem. Energieunternehmen werden neue Modelle entwickeln müssen, um bestimmte Energiedienstleistungen zu einem mehr oder weniger festgelegten Preis anzubieten. Sie steigern ihren Gewinn, wenn sie die Leistung immer effizienter bereitstellen. Die Anbieter könnten zudem Anlagen zur Erzeugung von Wärme und Strom an den Endnutzer zu einem festgelegten Monatspreis vermieten.

Bedenken der Bevölkerung ernst nehmen

Eng mit den zu bewältigenden Herausforderungen verbunden ist die Frage nach der politischen Akzeptanz. Auf die Annahme, dass sich mit dem Abschied von der Kernenergie Akzeptanzprobleme von selbst erledigen, sollte man sich nicht verlassen. Im Gegenteil: Es zeichnen sich bereits jetzt massive Widerstände ab, die vielleicht sogar ähnliche Formen annehmen wie Proteste gegen Atomkraftwerke – Akzeptanzprobleme also, von denen die Gesellschaft dachte, sie hätte sie hinter sich gelassen. Wenn Energieversorger neue Netze oder große Pumpspeicherkraftwerke bauen wollen oder wenn sie den Energieverbrauch durch eine übergeordnete Regeltechnik steuern möchten, die die Autonomie des Verbrauchers teilweise einschränkt, müssen sie mit erheblichen Widerständen der betroffenen Bevölkerung rechnen.

Dass im Zuge der Energiewende Proteste vorprogrammiert sind, zeigt auch eine im Jahr 2011 veröffentlichte Umfrage

des Instituts für Demoskopie in Allensbach: 83 Prozent der befragten Deutschen äußerten Verständnis dafür, dass sich die Anwohner von geplanten Stromnetzen gegen diese zur Wehr setzen. Der Anteil von 83 Prozent sank auf gerade mal 76 Prozent, als die Frage mit dem Zusatz versehen wurde, dass über das Netz nur Ökostrom verteilt wird und dass die Mehrheit der Bewohner den Netzausbau befürwortet.

Anlagen zum Ferntransport von Energie, Standorte für Windräder, Pumpspeicher oder dezentrale Biogasanlagen führen zu unterschiedlichen Formen des Bürgerprotestes. Vorliegende Umfrageergebnisse deuten zwar auf eine insgesamt hohe Unterstützung für den Ausbau von erneuerbaren Energien hin, aber im Einzelfall ist dennoch mit dem Nimby-Phänomen zu rechnen. Nimby steht für den englischen Ausdruck „Not in my backyard“, auf Deutsch: „Nicht in meinem Hinterhof“. Im Einzelfall sind also Prozesse der Risikowahrnehmung und -bewertung zu berücksichtigen. Sorgen um sinkende Immobilienwerte, um Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes und die Ansprüche des Naturschutzes müssen ernst genommen werden.

Wenn die Illusion vorherrscht, dass wir weder einen Netzausbau noch neue Pumpspeicherkraftwerke brauchen und dass die Sonnenenergie so kostengünstig wird, dass die Politik sie gar nicht mehr fördern müsse, dann läuft die Gesellschaft in eine schwer zu überwindende Akzeptanzfalle. Wenn der Einzelne dann merkt, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien doch Belastungen mit sich bringt, wird er behaupten, dass er das nicht gewusst habe und jetzt nicht mehr zustim-



Produzent und Konsument in einem: Wer eine Photovoltaik-Anlage auf seinem Dach installiert hat, ist ein Prosument. (Foto: Stefan Göthert, pixello)



Mit intelligenten Stromzählern können Kunden ihren Stromverbrauch zeitgenau prüfen, steuern und so Kosten senken. (Foto: Siemens)

men könne. Die Menschen frühzeitig und schonungslos an unvermeidbare Belastungen erinnern und sie darauf einstellen – das ist das A und O einer vorbeugenden Akzeptanzpolitik. Das hinterher zu machen, läuft fast immer ins Leere.

Immerhin wurde im gerade verabschiedeten Netzausbaubeschleunigungsgesetz festgelegt, dass Bürger bei Ausbauprojekten von Anfang an zu beteiligen sind. Aus der verhaltens- und sozialwissenschaftlichen Energieforschung lässt sich auch ableiten, dass Modell- und Demonstrationsprojekte positive Einstellungen bewirken, besonders in Bereichen, die – wie grüner Strom – nicht sicht- oder fühlbar sind. Auch Bürgerwiderstand und Konfliktpotenzial lassen sich verringern, wenn bereits mit Beginn der Planungen und vor den gesetzlich festgelegten Mitbestimmungsphasen die Bedenken der Öffentlichkeit ernst genommen, regionale Besonderheiten berücksichtigt und etwaige Planungsalternativen diskutiert werden, etwa in moderierten Bürgerversammlungen.

Motivation zum Energiesparen

Zu den Herausforderungen im Zuge der Energiewende gehört auch, den Endverbraucher verstärkt zum Energiesparen zu motivieren. Der Stromverbrauch eines Haushalts hängt davon ab, mit wie vielen und welchen elektrischen Geräten er ausgestattet ist und wie häufig und wofür sie genutzt werden. Stromsparen im Haushalt lässt sich daher auf zwei Wegen fördern. Zum einen kann man das Kaufverhalten von Personen so beeinflussen, dass sie energieeffiziente Geräte erwerben oder auf manche Geräte besser verzichten. Zum anderen kann man dazu anregen, vorhandene elektrische Geräte stromsparend zu nutzen. Dabei geht es meist darum, ein bestimmtes Ziel auf einem energieeffizienteren Weg zu erreichen, beispielsweise kann die Wäsche bei einer niedrigeren Temperatur gewaschen und auf dem Wäscheständer statt im Wäschetrockner getrocknet werden.

Ein weiteres Beispiel ist der Personenverkehr. Kohlenstoffdioxid-Emissionen lassen sich mit verschiedenen verkehrspolitischen Strategien reduzieren, zum Beispiel mit einer Verkehrsverminderung durch stadtplanerische Maßnahmen, mit einer erhöhten Energieeffizienz von Automobilen, mit der Förderung eines energieeffizienten Fahrstils oder der Verlagerung des motorisierten Individualverkehrs auf energieeffizientere Verkehrsmittel. Um statt des eigenen Automobils Busse oder Bahnen zu nutzen, um am Carsharing teilzunehmen oder um Kurzstrecken mit dem Fahrrad zu fahren oder zu Fuß zu gehen, brauchen viele Leute aber einen Anreiz.

Die meisten unserer Handlungen dienen einem bestimmten Zweck, beispielsweise fährt man Auto, um schnell und bequem zum Arbeitsplatz zu gelangen. Dass mit solchen zweckgebunden bewussten Handlungen auch Energie verbraucht und Kohlenstoffdioxid freigesetzt wird, ist ein zum Teil kaum beachteter Nebeneffekt. Nur wenn die primäre Zweckerfüllung nicht im Widerspruch zum alternativen umweltgerechtem Handeln steht, ist mit einer Änderung der Verhaltensweise zu rechnen. Andernfalls gerät man in einen Zielkonflikt, der meist zugunsten des primären Zwecks entschieden wird. Um zu einer Verhaltensänderung zu motivieren, um zum Beispiel mit dem Fahrrad statt mit dem Auto zur Arbeit zu fahren, müssen aber nicht nur die Konsequenzen für die Umwelt positiv bewertet werden, sondern auch andere Faktoren wie der Zeitaufwand oder die Bequemlichkeit.

Das heißt: Eine Person wird nur dann mit dem Fahrrad zur Arbeit fahren, wenn sie ein Fahrrad besitzt, gut und gerne Rad fährt, Radwege vorhanden sind, der Weg nicht zu weit und das Wetter nicht zu schlecht ist. Außerdem ist das soziale Umfeld entscheidend. Bewerten Arbeitskollegen und Freunde das Radfahren zur Arbeit eher negativ und erwarten, dass man zum Beispiel aus Statusgründen mit dem Auto fährt, wird die Verhaltensabsicht geschwächt und die Wahrscheinlichkeit, dass die Person mit dem Fahrrad zur Arbeit fährt, nimmt ab.

Routineverhalten aufbrechen

Bei der Wahl eines bestimmten Verkehrsmittels, aber auch beim Wäschewaschen, Teekochen und vielen anderen stromverbrauchenden Tätigkeiten handelt es sich überwiegend um Routineverhalten. Möchte man hier Verhaltensänderungen initiieren, müssen die Besonderheiten von Routineverhalten beachtet werden. Zur Routine wird ein Verhalten, wenn es sich unter stabilen, unterstützenden Bedingungen einspielt, wobei die dauernde Wiederholung den Zweck der Handlung weitgehend erfüllt. Ist die Routine einmal in Gang gesetzt, läuft sie relativ unbewusst, schnell und mit minimaler Aufmerksamkeit ab und kann parallel zu anderen Aktivitäten durchgeführt werden. Routineverhalten ist hochökonomisch, hat im Alltag viele Vorteile und ist oft veränderungsresistent. Viele Studien haben gezeigt, dass Verkehrsteilnehmer mit der Zeit Verhaltensroutinen ausbilden, wenn sie mit der von ihnen getroffenen Wahl eines Verkehrsmittels für einen bestimmten Weg zufrieden sind.

Ein Verhalten aus Routine hat jedoch auch deutliche Nachteile. Wenn Personen sehr häufig ein bestimmtes Verkehrs-

mittel nutzen, nehmen sie Informationen über alternative Verkehrsmittel weniger wahr als Informationen über das routinemäßig gewählte. Informationsmaßnahmen, die sich nur auf den alternativen Verkehrsträger beziehen, etwa über dessen Kosten, Umweltauswirkungen oder Fahrpläne berichten, zeigen deshalb oft kaum Effekte. Je genereller also jemand verschiedenste Wege mit dem Auto fährt, desto weniger nimmt er Angebote zu alternativen Verkehrsmitteln wahr und damit auch an.

Wenn sich eine Person dennoch auf einen Bewertungsprozess einlässt, wird sie dasjenige Verkehrsmittel, mit dem sie bereits viel Erfahrung hat, als sicherer bewerten als die Alternative. Wissenschaftliche Studien wiederum haben gezeigt, dass sichere Handlungsmöglichkeiten gegenüber unsicheren auch dann bevorzugt werden, wenn letztere einen höheren Nutzen versprechen. Das bedeutet in der Regel: Werden Verkehrsalternativen häufiger genutzt, verändern sich die Einstellungen meist in eine positive Richtung. Möchte man die Verkehrsmittelwahl von Personen beeinflussen, zum Beispiel Autonutzer zum Umsteigen auf energieeffizientere Verkehrsmittel motivieren, müssen Verhaltensroutinen aufgebrochen und als Routinen bewusst gemacht werden. Das gilt, wie weitere sozial- und verhaltenswissenschaftlichen Studien und Praxisbeispiele gezeigt haben, ebenso, wenn Hausbesitzer dazu bewegt werden sollen, ihre Häuser mit Wärmedämmungen oder Solaranlagen auszustatten. Ein weiteres Beispiel ist die Motivation zum Bau von Niedrigenergie- oder Passivhäusern.

Vertrauen schaffen statt monetärer Anreize

Auf der Basis von wissenschaftlichen Theorien und Forschungsergebnissen lassen sich energierelevante Konsumentscheidungen planen und der effiziente Umgang mit Energie wirksam vermitteln. Hilfreich sind die Erkenntnisse auch, um Kommunikations- und Marketingstrategien für erneuerbare Energieanlagen zielgruppenspezifisch zu entwickeln. Die kommunale Energiepolitik kann bei der Planung von neuen dezentralen Energieanlagen ebenfalls von den vorliegenden Erkenntnissen profitieren, ebenso Unternehmen, die energieeffiziente Innovationen wie Brennstoffzellen im Markt etablieren möchten.

Entgegen der herkömmlichen Überzeugung bewirken aufklärende oder beeinflussende Appelle und Informationsmaterialien wie Flyer relativ wenig, wenn der Umgang mit Energie verändert werden und das Konsum- und Mobilitätsverhalten überdacht werden soll. Auch ökonomische Instrumente

allein sind wenig wirksam, um zu energieeffizientem Verhalten zu motivieren, um Investitionen in energiesparende Gebäude und Geräte zu fördern oder um die öffentliche Akzeptanz von neuen Energieanlagen zu verbessern.

Forschungsergebnisse haben gezeigt, dass eine Fülle verschiedener Einflussvariablen zu berücksichtigen ist, um klimaschonende und energierelevante Verhaltensweisen zu fördern. Die Fördermaßnahmen müssen dabei zielgruppen- und kontextangepasst ausgewählt und sinnvoll kombiniert werden. Anreize zu individuellen oder kollektiven Verhaltensänderungen sind vielfältig und sollten keinesfalls nur monetäre Aspekte berücksichtigen. Besonders jene Gewohnheiten und Routinen, die den Energiekonsum, die Mobilität oder auch die Ernährung betreffen, sind schwer zu verändern. Hier wirken monetäre Anreize nur für kurze Zeit attraktiv. Fallen sie weg, werden meist die alten Routinen wieder aufgenommen. Eine besondere Rolle für energierelevante Verhaltensänderungen hingegen spielen Ziele, die man sich selbst gesetzt hat oder an deren Festlegung man beteiligt war. Auch Rückmeldungen zur erzielten Energieeinsparung sind wichtig, beispielsweise über in der Küche installierte elektronische Melder, die einem mitteilen, wie viel Strom oder Wärme man gerade verbraucht und wie man Energie sparen könnte.

Die Energiewende kann nur gelingen, wenn die Öffentlichkeit den Schlüsselakteuren vertraut. Die Verantwortlichen aus Wirtschaft und Politik müssen daher zwischen absurden Illusionen und dem tatsächlich Möglichen eine klare Grenze ziehen. Zur Vertrauensbildung gehören auch Ehrlichkeit und Aufrichtigkeit, die Vor- und Nachteile einer jeden Alternative in der Energiepolitik unabhängig von den eigenen Wünschen und Präferenzen ungeschminkt darzustellen. Diejenigen, die Kraft ihres Amtes oder ihrer institutionellen Einbindung einen Vertrauensvorschuss genießen, sollten gemeinsame Anstrengungen unternehmen, um der Öffentlichkeit die Chancen und Risiken der Energiewende möglichst eindeutig und handlungsbezogen nahezubringen.

AUTOR

Ortwin Renn ist Professor für Umwelt- und Techniksoziologie am Institut für Sozialwissenschaften der Universität Stuttgart.

Literaturverzeichnis

Zum Beitrag „Kohle: Heimisch und noch unverzichtbar“

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) e.V., 2013. Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2012, Berlin/Köln.
www.ag-energiebilanzen.de.

Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein (DEBRIV) e.V., 2000. Braunkohle – Ein Industriezweig stellt sich vor. Köln.

Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein (DEBRIV) e.V., 2011. Braunkohle in Deutschland 2011 – Profil eines Industriezweiges. Köln.
www.braunkohle.de.

Deutsche Rohstoffagentur (DERA), 2012. Energiestudie 2012 – Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Hannover.
www.deutsche-rohstoffagentur.de.

Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., 2008. Zahlen zur Kohlenwirtschaft, Heft Nr. 155, Essen, Köln.

Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., 2013. Datenangebot zum Download,
www.kohlenstatistik.de.

Verein der Kohlenimporteure (VDKI) e.V., 2012. Jahresbericht 2011 – Fakten und Trends 2010/2011. Hamburg.
www.verein-kohlenimporteure.de.

Zu den Beiträgen „Erdöl: Deutschlands wichtigster Energieträger“ und „Erdgas: Deutschlands zweitwichtigster Energieträger“

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) e.V., 2013. Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2012. Berlin, Köln.
www.ag-energiebilanzen.de.

BP, 2013. BP Statistical Review of World Energy Juni 2012. London.
www.bp.com.

Erdölbevorratungsverband (EBV), 2012. Geschäftsbericht 2011/2012. Hamburg.
www.ebv-oil.org.

Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), 2013. Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2012. Hannover.
www.lbeg.niedersachsen.de.

Zum Beitrag „Raffiniert: Kraftstoffe aus Erdöl“

A. Jess, C. Kern, 2009. Energieverbrauch und Kosten der Herstellung von Mineralölprodukten in Deutschland. Erdöl Erdgas Kohle 125 (2009), 207-214.

W. Keim, A. Behr, G. Schmidt, 1986. Grundlagen der industriellen Chemie. Otto Salle Verlag, Frankfurt, Berlin, München.

A. Jess, P. Wasserscheid, 2013. Chemical Technology. Wiley-VCH, Weinheim.

Zum Beitrag „Erneuerbare Energien: Auf die Mischung kommt es an“

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) e.V., 2012. Energieverbrauch in Deutschland – Daten für das 1. bis 3. Quartal 2012. Berlin.

Deutsche Windguard GmbH, 2012. Status des Windenergieausbaus in Deutschland. Varel.

Fachverband Biogas e.V., 2012. Branchenzahlen 2011 und Prognose der Branchenentwicklung 2012/2013. Freising.

ForschungsVerbund Erneuerbare Energien, 2012. Forschungsziele 2013 – Gemeinsam forschen für die Energie der Zukunft. Berlin.

ForschungsVerbund Erneuerbare Energien, 2010. Energiekonzept 2050. Berlin.

Zum Beitrag „Elektrochemische Speicher: Batterien und Co.“

B. Dunn, H. Kamath, J. Tarson, 2011. Electrical Energy Storage for the Grid: A Battery of Choices, Science 334 (2011), 928-935.

J. Lee, S. Kim R. Cao, N Choi, M Liu, K Lee, J Cho, 2011. Metal-Air Batteries with High Energy Density: Li-Air versus Zn-Air, Adv. Energy Mater. 1 (2011), 34-50.

A. Heinzl, F. Mahlendorf, J. Roes (Herausgeber), 2006. Brennstoffzellen: Entwicklung – Technologie – Anwendung, C. F. Müller Verlag, 3. Auflage, Heidelberg.

NOW Workshop „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse“, Mai 2011, Berlin.
www.now-gmbh.de.

Zum Beitrag „Wärmespeicher: Sonne, Wind und Abwärme sammeln“

Informationen zu aktuellen Projekten und Forschungsergebnissen zur Solarthermie unter www.solarthermie2000.de und www.solarthermie2000plus.de.

D. Laing, D. Lehmann, C. Bahl, 2008. Concrete Storage for Solar Thermal Power Plants and Industrial Process Heat, 3rd International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2008), Berlin.

R. Marquardt, S. Hoffmann, S. Pazzi, M. Klafki, S. Zunft, 2008. AA-CAES – Opportunities and challenges of advanced adiabatic compressed air energy storage technology as a balancing tool in interconnected grids, Kraftwerkstechnisches Kolloquium TU Dresden, Oktober 2008, Vol. 2.

F. Schaub, A. Wörner, R. Tamme, 2011. High temperature thermo-chemical heat storage for CSP using gas-solid reactions, ASME J. Sol. Energy Eng. 133(3).

Zum Beitrag „Mechanische Speicher: Von Pumpturbinen, Kompressoren und Rotoren“

RWTH Aachen, Vorlesungsskript Energiewirtschaft, Kapitel 9, „Systeme zur Speicherung elektrischer Energie“, Stand 2001.

Dagmar Oertel, 2008. Energiespeicher – Stand und Perspektiven, Sachstandsbericht zum Monitoring „Nachhaltige Energieversorgung“, Arbeitsbericht Nr. 123, Büro für Technikfolgenabschätzung im Bundestag (TAB).

Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung, 2008. Energiespeicher – Stand und Perspektiven, Sachstandsbericht zum Monitoring „Nachhaltige Energieversorgung“. Deutscher Bundestag, Drucksache 16/10176.

Agentur für Erneuerbare Energien, 2008. Strom speichern (Hintergrundinformation), www.unendlich-viel-energie.de.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2007. Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht).

T. J. Doherty, 1982. Report on technical feasibility of underground pumped hydroelectric storage, Abstract unter <http://adsabs.harvard.edu/abs/1982STIN...8322835D>.

KEMA, 2009. Large-scale electricity storage – Energy island offers innovative solution, Download unter www.dnvkema.com/Images/Large-scale-electricity-storage.pdf.

K. Klein, J. Schernthanner, 2009. Pumpspeicherkraftwerke – Garanten für die Stabilität europäischer Übertragungsnetze, VGB Powertech, Ausgabe 09/2009.

M. Popp, 2010. Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit Erneuerbaren Energien, Dissertation, ISBN 978-3-642-01926-5, Springer, Berlin, Heidelberg.

RWE Power, 2010. ADELE – Der adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung, www.rwe.com/rwepower.

W. A. Franks, 2010. Flywheel Energy Storage for Primary/Secondary Reserve, Marcus Evans European Electricity Ancillary Services & Grid Integration Forum, 09/2010, Berlin.

www.energystorageblog.com/2011/10/26/beam-powers-catastrophic-flywheel-failures/ (2. 3. 2012, Seite aktuell nicht verfügbar)

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, 2012. Sonderseite im Internet www.pumpspeicher-unter-tage.de.

Weiterführende Weblinks: www.seo.lu/ (Informationen zum Pumpspeicherkraftwerk Vianden, zu Laufwasserkraftwerken und Windkraftanlagen), www.schluchseewerk.de (Informationen zu Pumpspeicherkraftwerken), www.rwe.com/web/cms/de/8/rwe/ (Informationen rund um die Energiewende), www.rwe.com/web/cms/de/365478/rwe/innovation/projekte-technologien/energiespeicher/projekt-adele/ (Informationen zum Projekt ADELE)

Zum Beitrag „Chemische Speicher: Von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern“

S. Bajohr, M. Götz, F. Graf, F. Ortloff, 2011. Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur. gwf-Gas/Erdgas, April 2011, 200-210.

B. Müller, K. Müller, D. Teichmann, W. Art, 2011. Energiespeicherung mittels Methan und energietragenden Stoffen – ein thermodynamischer Vergleich. Chem. Ing. Tech. 83 (2011), 2002-2013.

G. Schaub, R. Edzang, 2011. Erzeugung synthetischer Kraftstoffe aus Erdgas und Biomasse – Stand und Perspektiven. Chem. Ing. Tech. 83 (2011), 1912-1924.

F. Schüth, 2011. Chemical Compounds for Energy Storage. Chem. Ing. Tech. 83 (2011), 1984-1993.

Zum Beitrag „Post-nukleare Energielandschaft: Die neue Rolle von Konsument und Produzent“

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina (Hrsg.), 2011. Energiepolitische und forschungspolitische Empfehlungen nach den Ereignissen in Fukushima. Ad-hoc-Stellungnahme der Deutschen Akademie der Naturforscher Leopoldina – Nationale Akademie der Wissenschaften, Berlin.

B. Mack, 2007. Energiesparen fördern durch psychologische Interventionen. Entwicklung und Evaluation einer Stromsparkampagne in einer Energiesparhaussiedlung. Waxmann Verlag, Münster, Berlin, New York.

O. Renn, 2013. Partizipation bei öffentlichen Planungen. Möglichkeiten, Grenzen Reformbedarf. In: S. I. Keil, S. I. Thaidigsmann (Hrsg.): Zivile Bürgergesellschaft und Demokratie. Aktuelle Ergebnisse der empirischen Politikforschung. Springer VS, Wiesbaden, 71-96.

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), 2011. Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten des SRU vom 26. 1. 2011, Berlin.

Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung (WBGU), 2011. Welt im Wandel. Gesellschaftsvertrag für eine große Transformation. Springer, Berlin.

IMPRESSUM:

Herausgeber:

Deutsche Bunsen-Gesellschaft für physikalische Chemie

Dr. Florian Ausfelder

Deutsche Bunsen-Gesellschaft

für physikalische Chemie e.V.

Theodor-Heuss-Allee 25

60486 Frankfurt/Main

E-Mail: ausfelder@bunsen.de

Homepage: www.bunsen.de



Diese Veröffentlichung wurde mit Mitteln des Fonds der Chemischen Industrie gefördert.

Das vorliegende Werk wurde sorgfältig erarbeitet. Dennoch übernehmen Autoren, Herausgeber und Verlag für die Richtigkeit von Angaben, Hinweisen und Ratschlägen sowie für eventuelle Druckfehler keine Haftung. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Bibliografische Information der Deutschen Bibliothek

Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet unter <http://dnb.ddb.de> abrufbar.

© 2013 Deutsche Bunsen-Gesellschaft für physikalische Chemie e.V., Frankfurt am Main

Alle Rechte, insbesondere die der Übersetzung in andere Sprachen, vorbehalten. Kein Teil dieses Buches darf ohne schriftliche Genehmigung des Verlages in irgendeiner Form – durch Fotokopie, Mikroverfilmung oder irgendein anderes Verfahren – reproduziert oder in eine von Maschinen, insbesondere von Datenverarbeitungsmaschinen, verwendbare Sprache übertragen oder übersetzt werden. Die Wiedergabe von Warenbezeichnungen, Handelsnamen oder sonstigen Kennzeichen in diesem Buch berechtigt nicht zu der Annahme, dass diese von jedermann frei benutzt werden dürfen. Vielmehr kann es sich auch dann um eingetragene Warenzeichen oder sonstige gesetzlich geschützte Kennzeichen handeln, wenn sie nicht eigens als solche markiert sind.

Layout und Satz:

PM-GrafikDesign

Im alten Weg 7

63607 Wächtersbach

Druck:

Seltersdruck GmbH

65618 Selters/Ts

Printed in Germany

ISBN: 978-3-9809691-5-4

Oktober 2013

Bildquellen der Titelseiten:

Gasspeicher (Foto: mmmx, fotolia), Batterien (Foto: monticellllo, fotolia), Raffinerie (Foto: anekoho, fotolia), Windkraftanlagen (Foto: chromatika, fotolia), Wasserpumpspeicher (Foto: Netzer Johannes, fotolia), Parabolrinnenkraftwerk (Foto: DLR)



Herausgeber:

Deutsche Bunsen-Gesellschaft
für physikalische Chemie
Theodor-Heuss-Allee 25
60486 Frankfurt am Main

unter Mitwirkung der DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie,
der Deutschen Gesellschaft für Materialkunde, der DGMK Deutsche Wissenschaftliche
Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle, der Deutschen Physikalischen Gesellschaft,
der Gesellschaft Deutscher Chemiker und des Verbandes der Chemischen Industrie