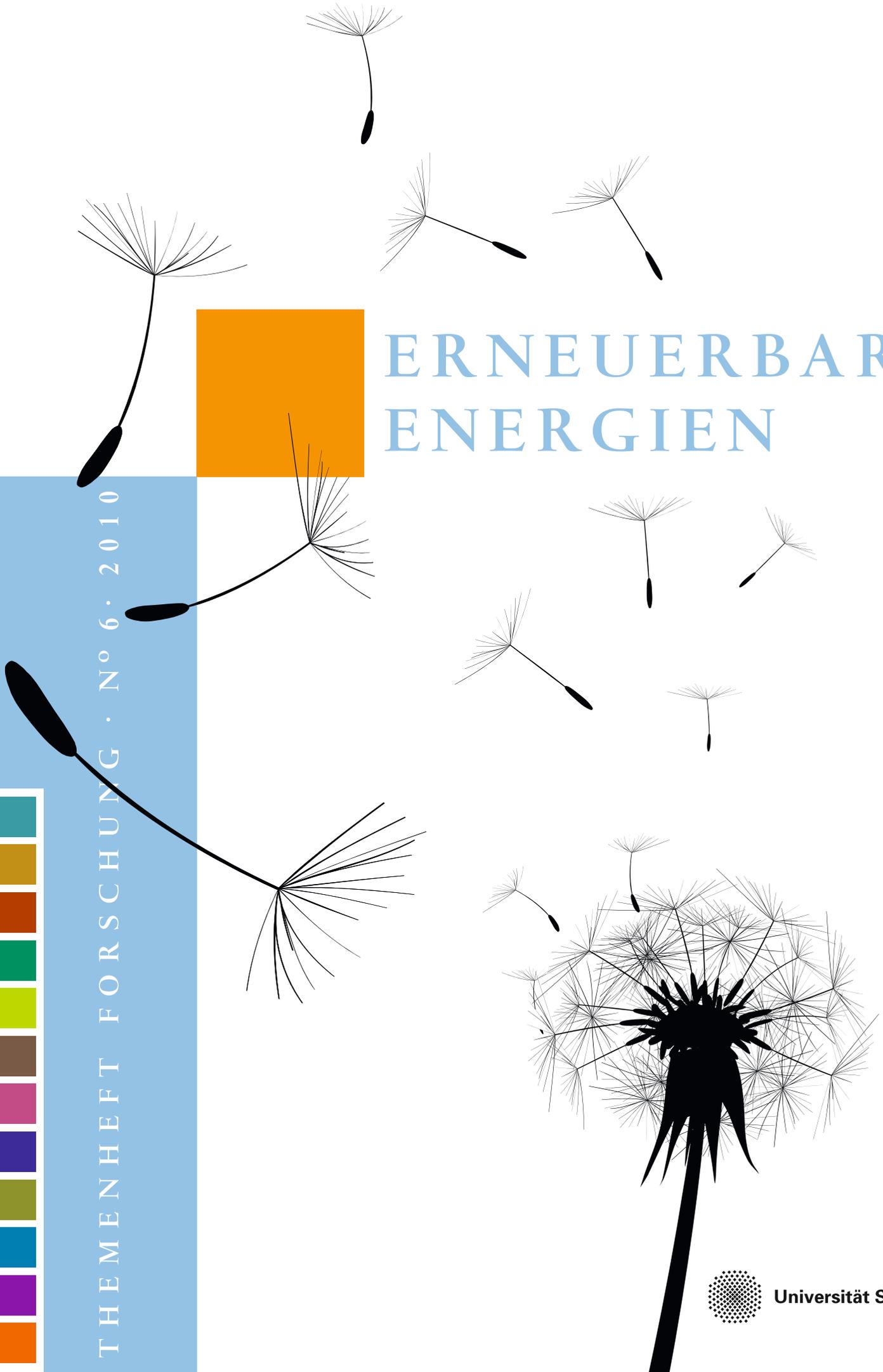


ERNEUERBARE ENERGIEN



THEMENHEFT FORSCHUNG

Erneuerbare Energien

Universität Stuttgart • 2010

Editorial

Liebe Leserinnen und Leser,

Impressum

Das THEMENHEFT FORSCHUNG wird herausgegeben im Auftrag des Rektorats der Universität Stuttgart.

Konzeption und Koordination

Themenheft Forschung:
Ulrich Engler, Tel. 0711/685-82205,
E-Mail: ulrich.engler@verwaltung.uni-stuttgart.de

Wissenschaftlicher Koordinator

Erneuerbare Energien:
Stefan Tenbohlen

Autoren Erneuerbare Energien:

Jürgen Apfelbeck, Rüdiger Barth, Thomas Brendel, Harald Drück, Christian Ehling, Ludger Eltrop, K. Andreas Friedrich, Niklas Hartmann, Anke Helbig, Wolfgang Heidemann, Ni Jinchang, Henner Kerskes, Jürgen Köhler, Christoph Kruck, Hans Müller-Steinhagen, Robert Pitz-Paal, Liv Prönneke, Alexander Probst, Christian Sattler, Günter Scheffknecht, Michael Schmidt, Markus Schubert, Anja Schuster, Michael Struschka, Rainer Tamme, Stefan Tenbohlen, Patrick Wajant, Jürgen H. Werner, Renate Zapf-Gottwick, Heinz-Georg Zäpfle-Tann, Bastian Zinßer

Titelseite und Grundlayout

Themenheft Forschung:
Zimmermann Visuelle Kommunikation, Gutenbergstraße 94 A, 70197 Stuttgart

Druck und Anzeigenverwaltung:

Alpha Informationsgesellschaft mbH, Finkenstraße 10, 68623 Lambertheim, Verkaufsleitung:
Peter Asel, Internet: <http://www.alphapublic.de>, Tel. 06206/939-0, Fax 06206/939-232

© Universität Stuttgart 2010

ISSN 1861-0269

Das THEMENHEFT FORSCHUNG wird gedruckt auf Recycling-Papier weiß matt oberflächengeleimt, aus 100% Altpapier, lebensmittelunbedenklich und alterungsbeständig.

im Jahr 1991 unterstützte der Autor dieser Zeilen das Lektorat des Verlages bei der deutschen Ausgabe des Greenpeace-Klassikers „Global Warming“ und wir stolperten damals noch darüber, ob Nachhaltigkeit auch die beste Übersetzung für den Terminus ‚Sustainability‘ sei. Heute wird der Anspruch auf Nachhaltigkeit auf zahlreichen Gebieten eingefordert, besonders aber in all jenen Bereichen der Energieversorgung, die sich unter dem Label der Erneuerbarkeit versammeln lassen. Wenn sich selbst die vom Öl-Boom des letzten Jahrhunderts profitierenden Staaten nun bei der Erforschung der Erneuerbaren Energien an die Spitze setzen wollen, wie gerade Abu Dhabi, kann man wohl konstatieren, dass ein allgemeiner Paradigmenwechsel ansteht.

Im laufenden *Jahr der Energie* in Deutschland kommt das THEMENHEFT FORSCHUNG der Universität Stuttgart zu den Potentialen der Erneuerbaren Energien gerade rechtzeitig, um weiter an diesem Wechsel zu arbeiten. Nachhaltige Energieerzeugung, nachhaltiges Wirtschaften, nachhaltiger Ressourceneinsatz, soziale Nachhaltigkeit – Sustainability – kennt heute bereits viele Forschungsgebiete. Und es erscheint daher keineswegs abwegig, dass auch die Organisation der

Wissenschaft selber Nachhaltigkeit erzielen möchte. Denn hat sie das in ihren Methoden nicht immer schon getan, wenn sie die Wahrheit zum Ziel hatte? Heute darf es erlaubt sein, auf ein *Sustainable Stuttgart* zu hoffen, in dessen Zentrum eine Universität Stuttgart steht, die Nachhaltigkeit zu ihrem Prinzip macht.

Durch die gerade erfolgte Einrichtung des überaus erfolgreichen, fakultätsübergreifenden Studiengangs *Erneuerbare Energien* ist die interdisziplinäre Breite an der Universität Stuttgart bereits sichtbar geworden. Bei der Erstellung dieser Ausgabe dieses THEMENHEFTs FORSCHUNG überraschte uns dennoch die Vielfalt der wissenschaftlichen Forschung. Damit fügt sich dieser Band nahtlos in die Heftreihe ein, deren Aufgabe es bekanntlich ist, wissenschaftliche Profile vorzustellen, die sich über bestehende Fach- und Organisationsgrenzen hinweg ausbilden können oder bereits ausgebildet haben.



Ulrich Engler

Inhalt

Editorial 1

Impressum 2

Geleitwort des Rektors 7



Neuer Strom in alten Netzen? 8

Anforderungen an die elektrische
Energieversorgung der Zukunft

Stefan Tenbohlen, Alexander Probst, Patrick Wajant



Windenergie 20

Auf dem Weg zur konventionellen Energie?

Martin Kühn, Tobias Klaus



Thermische Solartechnik 32

für Kälte, Wärme und Strom

Thomas Brendel, Harald Drück, Wolfgang Heidemann,

Henner Kerskes, Hans Müller-Steinhagen,

Robert Pitz-Paal, Christian Sattler, Rainer Tamme



Bioenergie 46

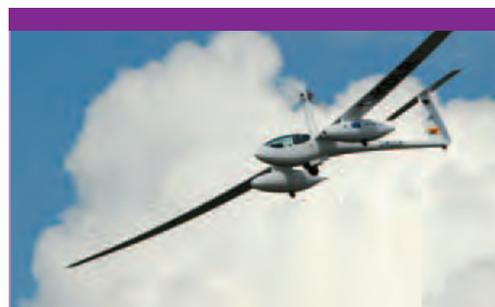
Ihr Beitrag zur nachhaltigen
Energieversorgung

Günter Scheffknecht, Anja Schuster, Michael Struschka

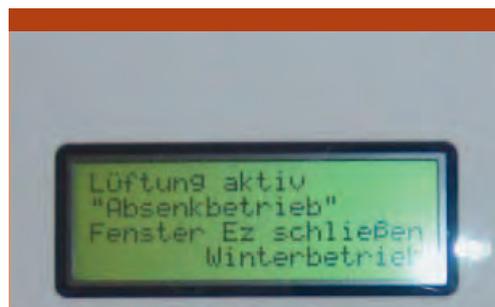
- Solarzellen aus Silizium** 54
Schritt für Schritt zu höheren
Wirkungsgraden und Erträgen
*Christian Ehling, Anke Helbig,
Jürgen Köhler, Liv Prömcke, Markus Schubert,
Jürgen H. Werner, Renate Zapf-Gottwick,
Heinz-Georg Zäpfle-Tann, Bastian Zinßer*



- Effizienzsteigerung
mit Brennstoffzellen** 66
Elektrochemische Energiewandlung
und -speicherung
K. Andreas Friedrich



- Potentiale erneuerbarer Energien** 76
in der Gebäudetechnik
Michael Schmidt, Ni Jinchang



- Speicherkraftwerke und Elektroautos** 84
Zukunftstechnologien zur Integration
fluktuierender Windstromerzeugung
*Ludger Eltrop, Christoph Kruck,
Niklas Hartmann, Rüdiger Barth, Jürgen Apfelbeck*



Geleitwort des Rektors

Der weltweit steigende Energiebedarf auf der einen Seite und die Endlichkeit der fossilen Ressourcen auf der anderen Seite zusammen mit deutlichen Anzeichen für einen Klimawandel weisen dem Einsatz und der Erforschung Erneuerbarer Energien (EE) eine Schlüsselstellung für eine nachhaltige Energieversorgung zu. Das Bundesministerium für Bildung und Wissenschaft hat das Wissenschaftsjahr 2010 unter das Motto „Die Zukunft der Energie“ gestellt und unterstreicht dabei die herausragende Bedeutung der Energieforschung.

Die in den letzten Jahrzehnten gemachten Prognosen und Szenarien haben die Potentiale der Erneuerbaren Energien sowohl unter ökologischen wie ökonomischen Gesichtspunkten immer wieder systematisch unterschätzt. Dabei sind diese enorm: allein für Deutschland sagt das Bundesumweltministerium ein jährliches Investitionsvolumen von circa 12 Milliarden Euro in Erneuerbare Energien voraus.

Die Universität Stuttgart, die in der Energieforschung in Deutschland seit Jahrzehnten führend ist, hat diese Entwicklung früh aufgegriffen und in einem erfolgreichen Forschungsprogramm umgesetzt. Die Deutsche Forschungsgemeinschaft hat in einer aktuellen Studie festgehalten, dass im Bereich „Energieforschung und -technologie“ die Universität Stuttgart mit 12 Mio. Euro im Berichtszeitraum 2005–2007 mit großem Abstand an der Spitze bei der Förderung durch den Bund steht. Das entspricht einem Anteil von 14 Prozent der gesamten Fördersumme aller Hochschulen in Deutschland. Dies gilt ebenso bei der Förderung durch die Europäische Union im Bereich „Nachhaltige Energiesysteme“. Hier entfallen mit 9,5 Mio Euro sogar 22,1 Prozent der Gesamtförderung auf die Universität Stuttgart.

Die Universität profitiert dabei auch von ihrem aktiven wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Umfeld in der Region Stuttgart. Zusammen mit der Fraunhofer Gesellschaft, der Hochschule für Technik und zahlreichen Firmen der Region konnten die Institute der Universität Stuttgart unter anderem den Zuschlag zu einer von acht Modellregionen für Elektromobilität beim Wettbewerb des Bundesverkehrsministeriums nach Baden-Württemberg holen. Und das eng mit der Universität verbundene Forschungsinstitut für Kraftfahrwesen und Fahr-

zeugmotoren (FKFS) hat Ende 2009 bei der Landesinitiative Elektromobilität 2,5 Mio Euro für den Wandel zu einem Forschungs- und Entwicklungszentrum für Hybrid- und Elektrofahrzeuge erhalten.

Die Tradition der Stuttgarter Aktivitäten im Bereich der Erneuerbaren Energien reicht weit zurück. erinnert sei an dieser Stelle zuletzt an die Einrichtung des ersten deutschen Stiftungslehrstuhls für Windenergie im Jahr 2004 sowie die Einrichtung des Stiftungslehrstuhls Wasserkraft in 2008 an der Universität Stuttgart. Und im Wintersemester 2009/10 startete mit einem enormen Zulauf aus ganz Deutschland der in seiner interdisziplinären Konzeption einzigartige Studiengang Erneuerbare Energien, an dem 21 Institute aus sieben Fakultäten beteiligt sind. Forschung und Lehre auf diesem Gebiet sind in der Wissenschaftskultur unserer Universität tief verwurzelt und besitzen weit verzweigte Ausläufer in zahlreiche Disziplinen.

Es war also geradezu überfällig, dass in unserem **THEMENHEFT FORSCHUNG** die Querschnittsdisziplin der Erneuerbaren Energien vorgestellt wurde. Ich möchte an dieser Stelle den Autoren und dem wissenschaftlichen Koordinator des Heftes, Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen, für ihren zusätzlichen Einsatz für das Public Understanding of Science danken.

Die Erforschung der Erneuerbaren Energien hat nicht nur eine große Tradition, sondern auch durch die ausgezeichneten experimentellen Bedingungen an unserer Universität eine spannende Zukunft. Und wir werden alles daran setzen, dass der wissenschaftliche Nachwuchs auf allen Ebenen die dafür nötige Unterstützung erhalten wird.

Viel Vergnügen bei der Lektüre wünscht

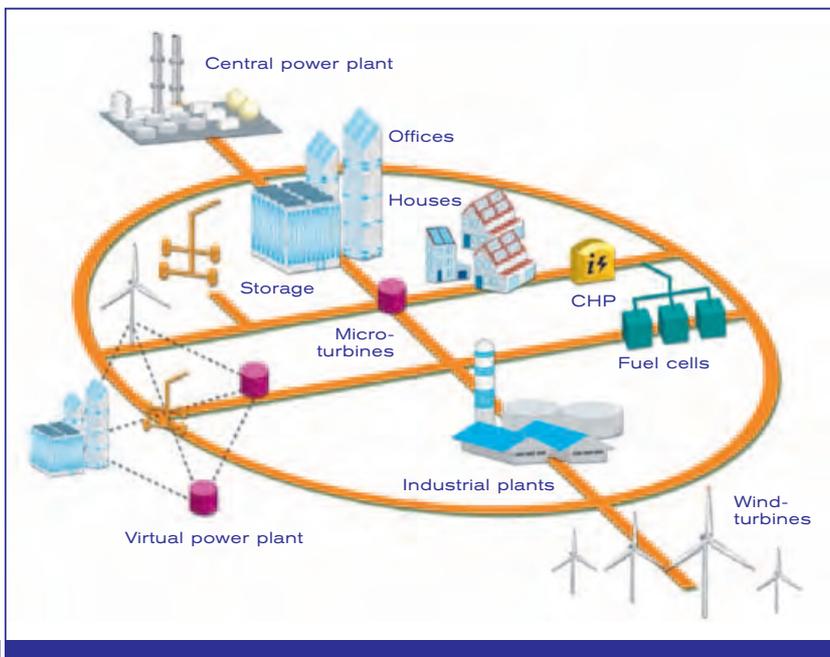


Wolfram Ressel, Rektor



Neuer Strom in alten Netzen?

Anforderungen an die elektrische Energieversorgung der Zukunft



Die Rahmenbedingungen der Erzeugung und Verteilung elektrischer Energie und die dazugehörige Technologie befinden sich in einem stetigen Wandel. Während der letzten Dekaden des 19. Jahrhunderts stritten Thomas Alva Edison und George Westinghouse im so genannten „Stromkrieg“ um die Technologie der Netze. Edison bevorzugte die Gleichspannung und zog mit nicht gerade zimperlichen PR-Kampagnen gegen Westinghouse zu Felde. Tiere wurden mit Wechselspannung getötet, um die

Gefahren dieser Technik zu belegen. Edison ersann eigens das Verb „to westinghouse“ dafür. Nachdem 1891 Oskar von Miller die Überlegenheit der Wechselspannung durch Übertragung einer Leistung von 70 kW von Lauffen am Neckar nach Frankfurt gezeigt hatte, konnte auch Westinghouse mit Nikolai Teslas Hilfe den Stromkrieg für sich und die Wechselspannung entscheiden. Mit dem Umbau des konventionellen Kraftwerksparks und der Integration der Erneuerbaren Energien in die Stromnetze steht die elektrische Energieversorgung nun wieder vor großen Herausforderungen.

1. RAHMENBEDINGUNGEN

Die Herausforderungen des 21. Jahrhunderts an die Energieversorgung sind seit Oskar von Miller und Westinghouse ungleich größer geworden. Während die elektrische Energieversorgung zum ausgehenden 19.

Jahrhundert noch eine Nischenanwendung war, ist heutzutage die umfassende Versorgung mit elektrischer Energie nicht mehr wegzudenken. Große Veränderungen der Energieversorgungssysteme, die,

SUMMARY

The electrical power supply in Europe is in a profound process of change. In order to mitigate global warming, a significant reduction in CO₂-emissions is required. According to the objectives of the German Federal Government, the share of renewables in electricity supply ought to be 30% in 2020. In addition to the retrofitting of conventional power stations, major investments in distributed generation units are therefore inevitable. To integrate the volatile renewable energy sources in the existing electrical grid on a large scale, the transmission system is not only to be expanded but also needs to get smarter through the use of information and communication technology, even down to the distribution level. This so-called SMART GRID should interconnect Dispersed Energy Resources (DER, e.g. renewable energy sources, fuel cells, small combined heat and power plants) and adaptable customer loads. The control of the load according to the actual available power in the grid can be performed by means of smart meters. In that respect also electric vehicles are an interesting option, because they can provide system services by controlled loading or feeding the grid. Thus an active research field at the Institute of Power Transmission and High Voltage Technology (IEH) is the integration of renewable energy sources and electric vehicles into the power system.

wie wir im Folgenden noch sehen werden, unumgänglich sind, erfordern Investitionen in Milliardenhöhe.

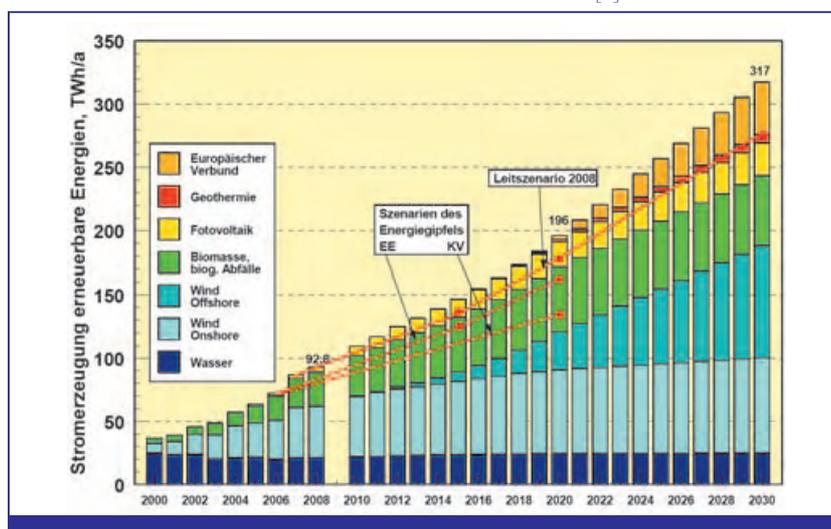
Die wohl gewaltigsten Veränderungen ergeben sich aus der globalen Klimaerwärmung aufgrund der Verbrennung fossiler Energieträger. Um die Klimaerwärmung aufzuhalten oder zumindest den Temperaturanstieg abzumildern, ist eine signifikante Absenkung der CO₂-Emissionen erforderlich. Gegenwärtig beruht ein Großteil der Stromerzeugung auf der Verbrennung fossiler Rohstoffe, im wesentlichen Braun- und Steinkohle. Verfahren zur Abtrennung und unterirdischen Speicherung des CO₂ sind zwar in Erprobung. Allerdings sinkt dadurch der Wirkungsgrad der Kraftwerke, da ein Teil der Energie zur Abscheidung des CO₂ benötigt wird. Des weiteren ist die Lagerung des CO₂ in der Bevölkerung umstritten. Eine sorgfältige Prüfung von möglichen Lagerstätten und Versuche im großtechnischen Maßstab sind somit unabdingbar.

Eine Möglichkeit, elektrische Energie im großen Stil nahezu CO₂-frei zu erzeugen, ist die Nutzung der Kernenergie. Wegen Sicherheitsbedenken gegenüber Kernkraftwerken und der nach wie vor ungeklärten Endlagerproblematik stellt die nachhaltige Nutzung der Kernenergie keine Option dar. Der Kernenergieausstieg, der unter der Rot-Grünen Koalition beschlossen wurde, macht innerhalb der kommenden Jahre die Substitution von über 21 GW Kraftwerksleistung notwendig.

Die Lücken in der Erzeugung sollen Erneuerbare Energien (EE) mit ihrer CO₂-freien Stromproduktion schließen. Nach den Zielen der Bundesregierung soll 2020 der Anteil der Erneuerbaren Energien am Strommix 30 Prozent betragen. Gemäß des Leitszenarios 2009 des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit kann der Beitrag der EE zur

Stromversorgung von 92,8 TWh/a im Jahr 2008 bis 2020 auf 196 TWh/a steigen (01) [1]. Bezogen auf den ermittelten Bruttostromverbrauch des Jahres 2020 liegt der Beitrag der EE bei 35,2 Prozent. Im Jahr 2030 werden mit 317 TWh/a bereits 58 Prozent des im aktualisierten Leitszenario errechneten Bruttostromverbrauchs durch EE gedeckt. Insgesamt ist in 2020 eine Leistung von 79 GW an EE-Anlagen installiert, der doppelte Wert von 2008. Den Löwenanteil wird hierbei die Windkraft bilden. Dies hat mehrere Gründe. Die Photovoltaik wird dank Subventionen und fallender Kosten weiterhin zunehmen, aber bei weitem nicht so stark wie die Windenergie. Bei der Wasserkraft ist nur noch ein geringer Zuwachs durch Modernisierungsmaßnahmen und Neubau zu erwarten, da ein Großteil der geeigneten Standorte bereits genutzt wird. Die Biomasse besitzt noch ein großes Potential, obgleich hier eine gewisse Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion besteht. Bei der Geothermie ist zwar ein großes Potential vorhanden, bisher gibt es allerdings erst wenige funktionierende Anlagen.

Stromerzeugung aus EE in Deutschland unter den Bedingungen der EEG-Novelle [1]



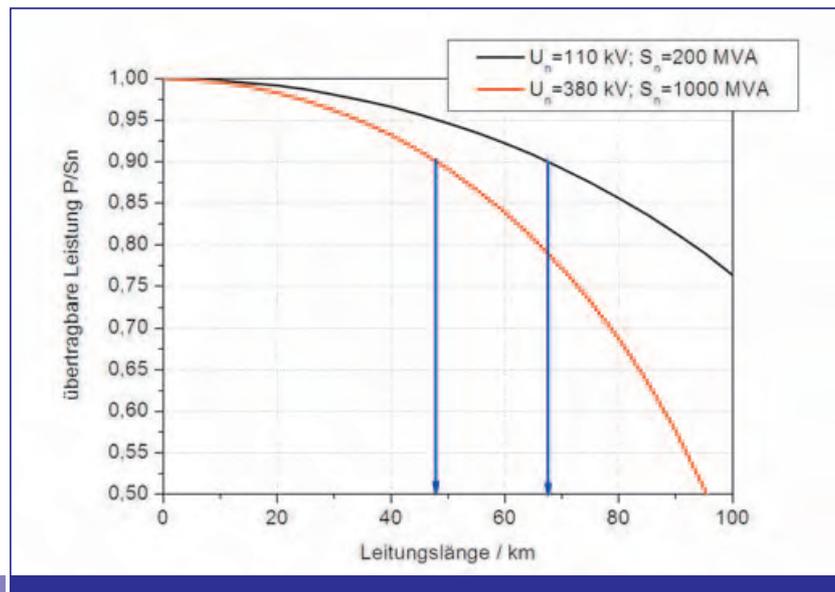
2. ÜBERTRAGUNGSNETZ

2.1. Übertragungstechnologien

Das Übertragungsnetz transportiert die elektrische Energie von den Kraftwerken zu den Lastschwerpunkten. In Deutschland werden hierfür im Höchstspannungsnetz Wechselspannungen von 220 kV oder 380 kV genutzt. Die Wechselspannung konnte sich aus mehreren Gründen durchsetzen. Zum einen lässt sich durch einen Generator eine dreiphasige Wechsel-

spannung erzeugen, mit der ein Drehfeld für Elektromotoren erzeugt werden kann. Während bei einem Gleichstrommotor zwangsweise Schleifringe eingesetzt werden müssen, kann darauf z. B. bei Drehstrom-Asynchronmotoren verzichtet werden, was zu geringerem Verschleiß und Wartungsaufwand führt. Zum anderen lässt Wechselspannung sich leicht transformieren, was für die Überbrückung längerer Distanzen unerlässlich ist, da eine verlustarme Übertragung nur mit hoher Spannung möglich ist. Seit dem Jahr 2009 sind in China Pilotanlagen mit einer Spannung von 1100 kV in Betrieb, um die weit entfernten Kraftwerke an die Lastzentren anzubinden. Dabei gilt es, zahlreiche technologische Herausforderungen in Bezug auf Dimensionierung und Bau der Betriebsmittel, Netzaufbau und -betrieb zu meistern.

Das permanente Umpolen dieses Feldes zu einem Blindstrom, der sich dem Laststrom auf der Übertragungsleitung überlagert. Hierdurch wird die Übertragungskapazität der Leitung reduziert. Insbesondere beim Einsatz von Kabeln mit ihren relativ hohen Kapazitätsbelägen führt der größere Blindleistungsbedarf zu einer Begrenzung der Übertragungslänge. In (02) sind die durch den Blindstrom reduzierten übertragbaren Leistungen in Abhängigkeit der Betriebsspannung des Kabels dargestellt. Zur besseren Vergleichbarkeit sind die Leistungen auf die Nennleistung S_n des Kabelsystems bezogen. Bei Einsatz von modernen 380 kV VPE-Kunststoffkabeln kann beispielsweise bei einem maximalen Leistungsverlust von zehn Prozent nur bis zu einer Länge von ca. 45 Kilometern Energie übertragen werden. Während die in (02) angegebenen Längen für die Übertragung in städtische Ballungsräume normalerweise ausreichen, sind sie z. B. bei der Seekabelübertragung deutlich zu kurz. Eine Kompensation des Blindleistungsbedarfs ist zwar möglich, aber meist unwirtschaftlich. Die immer wiederkehrende Forderung, bei zukünftigen Netzausbauten Freileitungen durch Kabel zu ersetzen, ist so nicht nur wegen der etwa dreifachen Kosten, sondern auch wegen der beschränkten Übertragungslänge technisch nicht sinnvoll oder z. T. auch unmöglich.



02

Auf die Nennleistung normierte übertragbare Leistung eines modernen VPE-Kunststoffkabels in Abhängigkeit der Leitungslänge

spannung erzeugen, mit der ein Drehfeld für Elektromotoren erzeugt werden kann. Während bei einem Gleichstrommotor zwangsweise Schleifringe eingesetzt werden müssen, kann darauf z. B. bei Drehstrom-Asynchronmotoren verzichtet werden, was zu geringerem Verschleiß und Wartungsaufwand führt. Zum anderen lässt Wechselspannung sich leicht transformieren, was für die Überbrückung längerer Distanzen unerlässlich ist, da eine verlustarme Übertragung nur mit hoher Spannung möglich ist. Seit dem Jahr 2009 sind in China Pilotanlagen mit einer Spannung von 1100 kV in Betrieb, um die weit entfernten Kraftwerke an die Lastzentren anzubinden. Dabei gilt es, zahlreiche technologische Herausforderungen in Bezug auf Dimensionierung und Bau der Betriebsmittel, Netzaufbau und -betrieb zu meistern.

Leitungen bilden im umgebenden Isolationsmedium ein elektrisches Feld aus. Bei der Verwendung von Wechselspannung führt

Die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) ist heute das Mittel der Wahl, um diese Längenbeschränkung praktisch aufzuheben. Da die Gleich- und Wechselrichterstationen aber einen sehr großen Investitionsbedarf darstellen, lohnt sich die HGÜ bei Freileitungen erst ab mehreren hundert Kilometern Länge und ist somit für Deutschland eine nur sekundäre Option beim Netzausbau. In China mit seinen großen Übertragungsdistanzen sind Trassen mit einer Spannung von 800 kV geplant oder teilweise bereits in Betrieb. Die Anbindung von Offshore-Windparks muss auf Grund der oben erläuterten Blindleistungsproblematik durch HGÜ-Kabel erfolgen.

Dabei werden heute zwei Technologien zum Gleich- bzw. Wechselrichten eingesetzt. Zum einen die netzgeführten Stromrichter, die bereits seit Jahren auch für höchste Leistungen im Bereich mehrerer GW eingesetzt werden. Die dort verwendeten Thyristorventile lassen sich nur ein- und nicht ausschalten. Folglich ist eine Kom-

mutierungsblindleistung vonnöten, die das Netz aufbringen muss. Ein Betrieb dieser Anlage ist ohne ein funktionierendes Netz also nicht möglich. Die selbstgeführten Anlagen sind dieser Beschränkung nicht unterworfen. Die Ventile dieses Anlagentyps – meist IGBTs – lassen sich im kHz-Takt ein- und ausschalten. Durch Fortschritte auf dem Gebiet der Leistungselektronik können diese Anlagen heute einen Leistungsbereich von mehreren hundert MW abdecken.

2.2. Netzausbau

Der oben genannte Ausbau der Offshore-Windenergie und die politisch forcierte zunehmende Abkehr vom Prinzip der verbrauchsnahe Erzeugung bedingen natürlich auch einen Ausbau der Übertragungskapazität des Netzes. Schon heute müssen auf Grund von Netzengpässen in Norddeutschland Windparks zeitweise abgeschaltet werden. Die Basis für die Netzausbauplanung auf Grund der Netzintegration der Windenergie bildet die DENA-Netzstudie aus dem Jahr 2005 [2]. Laut dieser müssen bis 2010 461 Kilometer und bis 2015 zusätzliche 390 Kilometer neue Leitungstrassen gebaut und bestehende verstärkt werden. Die Kosten für diesen Netzausbau wurden auf 1,1 Mrd. Euro geschätzt. Ohne diese Maßnahmen ist der wachsende Anteil Erneuerbarer Energien nicht vernünftig in das Netz einzubinden. Den Vorgaben der DENA-Studie hinkt die Realität aber weit hinterher. Die für das Genehmigungsverfahren erforderlichen Zeiten übersteigen die Zeit für den Trassenbau um den Faktor fünf. Selbst wenn die Bauanträge genehmigt sind, können Klagen von Anwohnern oder Grundstücksbesitzern Projekte über Jahre verzögern. Ob das „Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze“ hier wirklich für eine deutliche Erleichterung sorgt, wird sich noch zeigen müssen.

2.3. Systemdienstleistungen

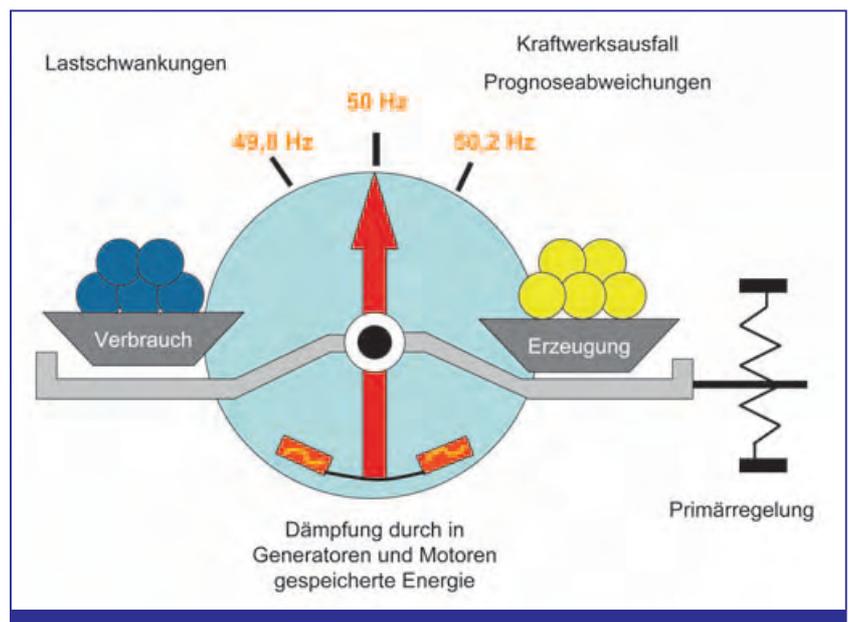
Innerhalb eines Übertragungsnetzes müssen zu jedem Zeitpunkt Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie im Gleichgewicht sein. Ist der Verbrauch höher als die Erzeugung, wird den rotierenden Generatoren Energie entzogen – die Netzfrequenz sinkt. Ein plötzlicher Ausfall



03

Notwendiger Ausbau des Übertragungsnetzes zur Integration der Windenergie [2]

eines großen Kraftwerkblocks führt demnach zum sofortigen Absinken der Frequenz und würde ohne Gegenmaßnahmen zum automatischen Abschalten von Verbrauchern bis hin zum teilweisen oder kompletten Zusammenbruch der Stromversorgung, dem so genannten Blackout, führen. Um einem solchen Leistungsungleichgewicht schnell entgegen wirken zu können, besteht daher ein Bedarf für die sofortige Aktivierung von schneller



04

Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch

positiver Regelleistung. Die europäischen Netzbetreiber sind zur Vorhaltung einer primären Regelleistung von 3000 MW verpflichtet, die innerhalb von 30 Sekunden aktiviert werden kann. Diese Primärregelleistung entspricht einem angenommenen Ausfall zweier Großkraftwerke mit

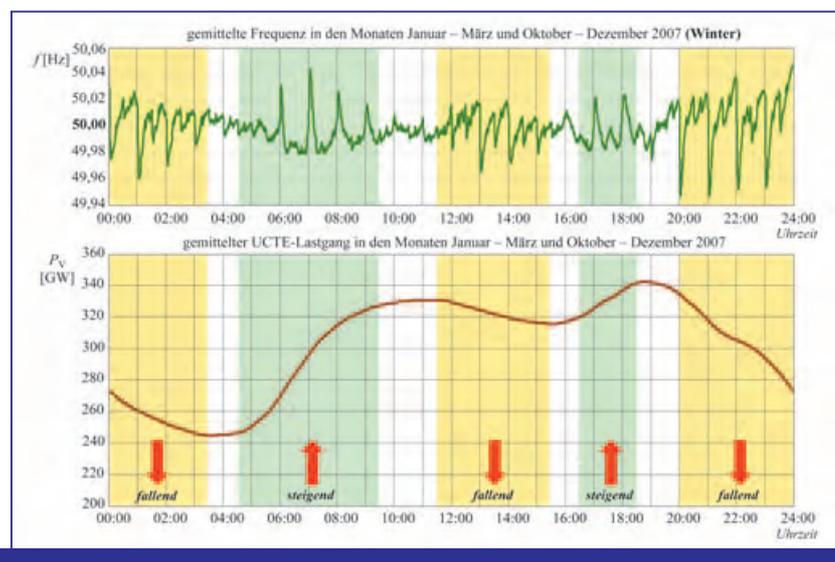
je 1500 kW. Zur Aktivierung werden in den thermischen Kraftwerken, die in der Regel angedrosselt gefahren werden, die Einlassventile geöffnet, um mehr Dampf auf die Turbinenschaufeln zu bringen. Außerdem werden Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke gestartet.

Der Großteil der Erneuerbaren Energien nahm bisher nicht an dieser Leistungs-Frequenzregelung teil, da sie nur einen sehr geringen Teil zur Stromerzeugung beitragen, der Anschluss in der Regel am Mittel- oder Niederspannungsnetz erfolgte und die Anlagen nicht über die notwendi-

steigerung ist im allgemeinen nicht möglich. Die Biomasse ist hier im Vorteil, da sie zu den steuerbaren Erneuerbaren Energien gehört. Ist im Netz ein Überangebot an Strom vorhanden, kann das Biomasseheizkraftwerk seine Leistung heruntersetzen und der Brennstoff, die Biomasse, wird eingespart. Bei sinkender Frequenz kann die Leistung des Heizkraftwerks hochgefahren werden.

Ein weiteres aktuelles Problem der Frequenzhaltung stellt der Stromhandel dar. Die Liberalisierung des Strommarkts verfolgt das Ziel eines intereuropäischen

Wettbewerbs auf dem Elektrizitätsmarkt. Dies hat weitreichende Konsequenzen insbesondere für den Bereich der Erzeugung. Ein Energieversorgungsunternehmen kann für den Strom in großem Stil Energie aus verschiedenen



Frequenzabweichungen durch Fahrplanänderungen [3]

gen Regelungs- oder Kommunikationseinrichtungen verfügten, um dies zu leisten. Da der Anteil der Erneuerbaren Energien und durch deren Volatilität auch der Bedarf an Regelleistung stetig wächst, müssen sie in Zukunft auch Systemdienstleistungen bereitstellen. In der „Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen“ werden Systemdienstleistungen für Neuanlagen, die nach dem 30.06.2010 errichtet werden, festgeschrieben. Neben der Bereitstellung von Blindleistung ist auch die eingespeiste Wirkleistung ab 50,2 Hz mit einem Gradienten von 40 Prozent der momentan verfügbaren Leistung pro Hz abzusenken. Im Bereich von 51 Hz bis 51,5 Hz werden die Windkraftanlagen gestaffelt durch den Überfrequenzschutz vom Netz getrennt. Generell können Windkraft und Photovoltaik bei zu hoher Frequenz die Einspeiseleistung absenken. Jedoch geht hier die Energie, sofern sie nicht gespeichert wird, verloren. Eine gesteuerte Leistungs-

nen Regelzonen beziehen oder selbst erzeugte Energie an außerhalb der eigenen Regelzone ansässige Abnehmer verkaufen. Stromhändler des eigenen Energieversorgungsunternehmens oder freie Stromhändler kaufen oder verkaufen auf eigene Rechnung Strom. Während vor der Deregulierung der überwiegende Teil des Strombedarfs von integrierten Unternehmen im Lastfolgebetrieb bereitgestellt wurde, führen die neuen Randbedingungen im deregulierten Strommarkt zum Übergang auf eine fahrplanbasierte Lastdeckung. Die Erzeugung folgt somit nicht mehr einem prognostizierten kontinuierlichen Verlauf des Strombedarfs sondern deckt lediglich die Bestellungen seitens der Stromhändler basierend auf zeitgerasteren Fahrplänen ab. Im europaweiten Strommarkt haben sich überwiegend Produkte mit einer Stundenraasterung als Standardprodukte etabliert. Durch die Abweichung zwischen Fahrplan und physischer Nachfrage kommt es insbesondere

an den Übergabezeitpunkten des Zeitrasters zu Ungleichgewichten zwischen erzeugter und verbrauchter Wirkleistung. Da elektrische Energie innerhalb eines Verbundnetzes nicht in nennenswertem Umfang gepuffert werden kann, führt dieses Ungleichgewicht zur sofortigen Abweichung von der Sollfrequenz des elektrischen Netzes.

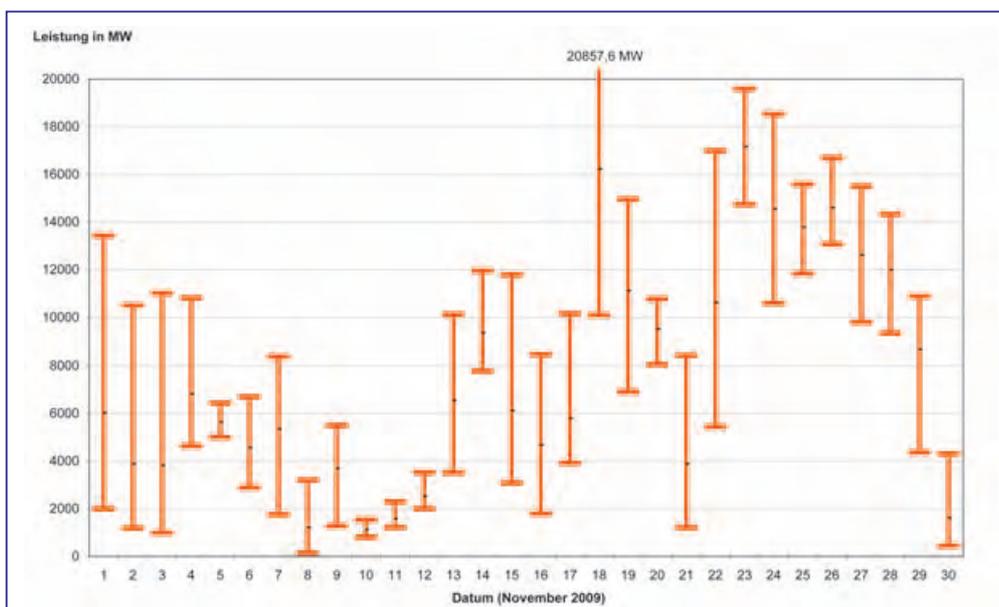
So treten durch den Übergang vom Lastfolgebetrieb zum Fahrplanbetrieb regelmäßig zum Stundenwechsel sehr große Frequenzabweichungen auf, die durch die Primärregelreserve ausgeregelt werden

nahmen wurde im Rahmen einer Dissertation an der Universität Stuttgart [3] untersucht und werden nun auf der Ebene der Regelzonenbetreiber diskutiert.

3. VERTEILNETZ

3.1. Aufgabe und Aufbau

Die Aufgabe des Verteilnetzes ist die Verteilung der elektrischen Energie von den Umspannwerken über zwei oder mehrere Spannungsebenen zu den Netzstationen, die das Niederspannungsnetz und die



06

müssen. In (05) sind der über die Wintermonate gemittelte Netzfrequenzverlauf und der entsprechend gemittelte Gesamtlastgang im Verbundnetz dargestellt. Dabei ist deutlich zu erkennen, wie Amplitude und Richtung der stündlichen Frequenzabweichungen direkt mit den Lastgradienten korrelieren. Ein ähnliches, aber etwas weniger ausgeprägtes Verhalten lässt sich auch für die Sommermonate feststellen [3].

Zum einen beanspruchen diese für den eigentlichen Netzbetrieb unnötigen Leistungsregelungen die für die Regelenergie zuständigen Kraftwerksblöcke dauernd und erhöhen so Materialbeanspruchung und Verschleiß. Zum anderen steht die Primärregelreserve nicht mehr im Falle eines gleichzeitig auftretenden Ausfalls von Erzeugerleistung zur Verfügung und es kommt somit zu einer Beeinträchtigung der Netzzuverlässigkeit. Gegenmaß-

daran angeschlossenen Verbraucher mit 400 V Drehstrom oder 230 V Wechselstrom versorgen. Dabei kommen in städtischen Netzen ab 10 kV vorwiegend Kabel zum Einsatz, da die zu überbrückenden Längen vergleichsweise kurz und die Spannung und damit die nötige Blindleistung relativ gering ausfallen. Mit steigendem Anteil der Erneuerbaren Energien fällt dem Verteilnetz mit der Integration der von Photovoltaikanlagen und kleineren Windparks erzeugten elektrischen Energie eine neue Aufgabe zu.

3.2. Virtuelle Kraftwerke

Gerade Photovoltaik- und Windkraftanlagen weisen eine starke Wetter- bzw. Witterungsabhängigkeit auf. In (06) ist die Schwankungsbreite der Windenergieeinspeisung durch die Viertelstundenwerte für den Monat November 2009 dargestellt.

Volatilität der Stromerzeugung aus Windenergie – Tagesminima und Tagesmaxima der 1/4-Stunden-Leistungsprofile (Quelle: BDEW)

Innerhalb eines Tages ist eine Schwankungsbreite von bis zu 12 GW zu erkennen. An mehreren Tagen gab es Zeiten, in denen weniger als 1000 MW aus Windenergie eingespeist wurde. Dies ist unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit bedenklich, da in diesen Zeitraum auch die Jahreshöchstlast fällt, die natürlich durch Kraftwerksleistung gedeckt sein muss.

Um regionale klimatische Schwankungen und Abweichungen von der am Tag zuvor prognostizierten Erzeugungskapazität auszugleichen, fasst man verschiedene Anlagen in einen Verbund zusammen, der ein so genanntes „virtuelles Kraftwerk“ bildet. Obwohl die Leistung der einzelnen Anlage vergleichsweise niedrig und u. U. fluktuierend ist, ergibt sich im Verbund eine Leistung und eine Verfügbarkeit, die durchaus vergleichbar mit konventionellen Kraftwerken ist [4]. Fasst man beispielsweise Windparks und Solaranlagen in einem virtuellen Kraftwerk zusammen, so kann der Windpark trotzdem Strom liefern, selbst wenn keine Sonne scheint und umgekehrt. Durch einen Verbund von vielen Anlagen wird die Versorgungssicherheit erhöht, da die Standort- und Wetterabhängigkeit reduziert wird und sich auch die Prognostizierbarkeit verbessert. Einzelne Wolken, die ein Solarpanel verdecken, sind schwerer zu prognostizieren als Tiefdruckgebiete, die eine ganze Region bewölken. Dazu müssen die Anlagen aber kommunizieren können, so dass die Biogasanlagen hochfahren, um die Windflaute zu kompensieren.

Das ‚Erneuerbare Energien Gesetz‘ und das ‚Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung‘ macht den Netzbetreibern zur Vorgabe, sämtliche Energie aus solchen Quellen selbst bei einem Überangebot ins Netz einzuspeisen und nach festgesetzten Tarifen zu vergüten. Im Zweifelsfall müssen konventionelle Kraftwerke heruntergefahren werden, um dies auszugleichen. Nur wenn die Netzstabilität gefährdet ist, darf die aus Erneuerbaren Energien eingespeiste Leistung reduziert werden. Die Anlagenbetreiber von Erneuerbaren Energien haben somit keinen Anreiz, ihre Erzeugung dem Verbrauch anzupassen, was bei einer fluktuierenden Einspeisung vorteilhaft wäre. Des Weiteren waren für kleine Anlagen keine Kommunikationsschnittstellen vorgesehen, da dies zu aufwändig war. Aber erst die intelligente

Regelung und Kommunikation zwischen Erzeugungseinheiten und Lasten gewährleisten bei einem hohen Anteil volatiler Erzeuger die Systemstabilität. Folgerichtig wird solch ein intelligentes Netz auch als „Smart Grid“ bezeichnet. Die Einbeziehung von Wind-, Sonnen- und Lastprognosen in das System sowie die Verknüpfung von intelligenten Zählern und steuerbaren Verbrauchern eröffnet hier ein großes Optimierungspotential. Neue Technologien und sinkende Preise im Markt für Kommunikationstechnik haben einen deutlichen Entwicklungsschub ausgelöst. Dies ist gleichzeitig der Bereich, in dem zur Zeit die größten Forschungsanstrengungen unternommen werden. Dabei muss die Kommunikationsinfrastruktur Anforderungen, wie beispielsweise Sicherheit gegen Missbrauch und ausreichende Reaktionsgeschwindigkeit, erfüllen. Bislang spielen Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) in der Energieversorgung noch keine große Rolle. So besteht erheblicher technologiepolitischer Handlungsbedarf, um die großen Optimierungspotenziale der IKT für den Energiebereich zu erschliessen.

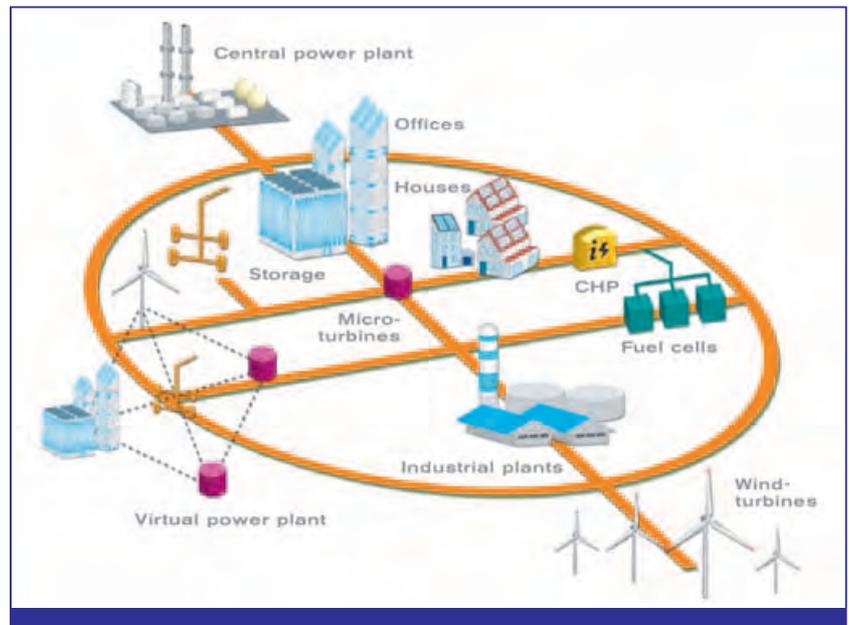
3.3. Lastbeeinflussung

Auch auf Seiten der Verbraucher besteht Handlungsbedarf. Nach der Ölkrise wurde auf elektrische Nachtspeicherheizungen gesetzt, die mit günstigerem Nachtstrom geladen wurden. Somit war man zum einen unabhängig vom Öl und hatte andererseits die Möglichkeit, den nächtlichen Energieüberschuss der Grundlastkraftwerke zu nutzen. Elektrische Nachtspeicherheizungen sind aus klimaproblematischer Sicht nicht sinnvoll, wenn der zum Betrieb notwendige Strom aus Kohle gewonnen wird. Es ist ineffizient, Kohle im Kraftwerk zu verfeuern, aus der dadurch gewonnenen Wärmeenergie mit einem geringen Wirkungsgrad von etwa 40 Prozent elektrische Energie zu erzeugen, nur um diese dann wieder beim Verbraucher in Wärmeenergie umzuwandeln. Diese Betrachtung ändert sich allerdings schlagartig, wenn der Strom CO₂-frei aus Erneuerbaren Energien gewonnen wird. Durch Nachtspeicherheizungen bestände die Möglichkeit, die Last in großem Maßstab der Erzeugung anzupassen. Intelligente, kommunikationsfähige Stromzähler und flexible Tarife sind allerdings not-

wendig, um den Verbrauchern einen Anreiz dazu zu geben.

3.4. Smart Metering

Intelligente Zähler, auch Smart Meter genannt, sind elektronische Stromzähler, bei denen der aktuelle Verbrauch über das Internet abgefragt werden kann. Durch die Analyse des Verbrauchs wird der Verbraucher für das Thema Energiesparen sensibilisiert. Erste Praxiserfahrungen zeigen, dass durch das damit einhergehende höhere Effizienzbewusstsein zwischen drei und fünf Prozent an Strom eingespart werden können. Weitere Kosteneinsparungen können durch die automatische Zählerablesung realisiert werden. Smart Metering bietet den Energieversorgern die Möglichkeit, zeitabhängige, adaptive Tarife einzuführen, die den Verbrauch besser steuern. Hierdurch hat zum einen der Kunde einen Kostenvorteil, wenn er z. B. seine Waschmaschine erst nach 21 Uhr einschaltet, zum anderen der Netzanbieter, der so eine Möglichkeit hat, das Lastprofil zu beeinflussen, indem er den Kunden einen finanziellen Anreiz gibt, bei großer Netzauslastung Strom zu sparen. So wird weniger Regelenergie benötigt, um Lastspitzen zu kompensieren. In weiterer Zukunft könnte dies mit Hilfe der intelligenten Zähler auch automatisiert werden. Dies setzt allerdings voraus, dass Haushaltsgeräte „kommunikationsfähig“ werden. Somit könnten Geräte wie zum Beispiel Gefriertruhen oder Wärmepumpen immer dann in Betrieb genommen werden, wenn ein hohes Stromangebot herrscht. Smart Meter sind damit ein Herzstück für Smart Grids – also die Aufrüstung der Stromnetze mit Informations- und Kommunikationstechnologie. Durch intelligente Netze können die stark fluktuierenden Erneuerbaren Energien besser in das bestehende Energieversorgungssystem integriert werden. Seit dem 1. Januar 2010 ist bei Neubauten und Altbausanierung der Einbau von intelligenten Stromzählern verbindlich vorgeschrieben. Bis zum Jahr 2022 müssen in Deutschland 42 Millionen Stromzähler ausgetauscht werden. Allerdings stecken die automatisierte Verbrauchersteuerung und die zur Verbreitung der Zähler notwendigen Geschäftsmodelle z. Z. noch in den Kinderschuhen.



Smart Grid

3.5. Speichertechnologien

Ein weiteres wichtiges Element in der Energieversorgung der Zukunft und in einem Smart Grid sind Energiespeicher, die genutzt werden können, wenn Über- oder Unterkapazitäten im Netz auftreten. Die Speicherung von elektrischer Energie ist eine Aufgabe so alt wie die Existenz der Stromnetze selbst. Weil Strom in großem Maßstab nur schwer und mit großen Verlusten gespeichert werden kann, wird die Energieerzeugung dem Energieverbrauch nachgeführt, so dass hier ein Gleichgewicht herrscht. Jedoch ändert sich die Nachfrage nach Strom über den Tag hinweg (05). Um die benötigte zusätzliche Energie beispielsweise zur Mittagszeit zur Verfügung zu stellen, können Speicher verwendet werden. Diese werden zur Schwachlastzeit, also normalerweise nachts, geladen, und im Bedarfsfall wieder entladen. Diese Speicher sind unverzichtbar, um kurzfristige Lastspitzen auszugleichen.

Als Energiespeicher im Stromnetz haben sich seit Anfang des 20. Jahrhunderts Pumpspeicherkraftwerke bewährt. Sie bestehen im Wesentlichen aus einem Ober- und einem Unterbecken, welche höhenmäßig möglichst weit auseinander liegen. Nun ist das Kraftwerk einerseits in der Lage, Strom zu liefern, indem es Wasser vom Ober- ins Unterbecken ablässt und damit Generatoren antreibt. Andererseits kann es beispielsweise in Zeiten eines Stromüberangebots Energie speichern,



Internetfähiger intelligenter Stromzähler (Smart Meter)

indem es Wasser wieder vom Unter- ins Oberbecken pumpt. So wird in der Nacht Energie aus Grundlastkraftwerken gespeichert und zu Spitzenlastzeiten am Tag zusätzlich zur Verfügung gestellt. Neue Speichertechnologien, wie z. B. Druckluftspeicher, bei denen Druckluft in Kavernen gespeichert wird, sind in der Entwicklung. Für den weiteren Einsatz der Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung sind sie unverzichtbar, da Speicher helfen, die Prognostizierbarkeit zu verbessern, indem sie überschüssigen Strom aufnehmen, sofern der tatsächlich produzierte Strom die Prognose übersteigt, beziehungsweise Strom abgeben, sollte die Prognose unterschritten werden.

3.6. Elektromobilität

Einen hohen Wirkungsgrad im Vergleich zu den zwei zuvor erwähnten Speichertechnologien haben Batterien. Problematisch ist allerdings der z. Z. noch sehr hohe Preis und die beschränkte Lebensdauer. Dies könnte sich in den nächsten Jahren allerdings schnell ändern, da zur Zeit die Batterietechnik in den Mittelpunkt der Forschung gerückt ist. Batterien sind eine Schlüsseltechnologie für den Durchbruch von Elektroautos, weshalb die Forschung auf diesem Gebiet sowohl vom Bund als auch von der Automobilindustrie stark gefördert wird. Elektroautos haben diverse Vorteile gegenüber Autos mit Verbrennungsmotor:

- Elektromotoren erzeugen vor Ort keine Abgase und können einen Beitrag zur Verringerung des Schadstoffausstoßes in Ballungszentren liefern;
- Elektromotoren sind deutlich wartungsärmer;
- durch elektrisches Bremsen kann Energie zurückgewonnen werden;
- einfaches kostengünstigeres Tanken an der Steckdose, kein Verschütten/Verdunsten;
- kein Energieverbrauch bei Staus oder Ampelstopps.

CO₂- und Schadstoffemissionen werden nicht nur aus den Städten zu den Kraftwerken verlagert, sondern darüber hinaus auch deutlich reduziert. Die Ziele der EU sehen eine Reduktion der Treibhausgasemissionen im Verkehr auf 120 g CO₂ bis 2012 und 95 g CO₂ bis 2020 vor. An dieser Stelle können Elektroautos einen wesentlichen Beitrag leisten. Ein Smart ForTwo electric drive erzeugt nur 65 g/km CO₂ (geladen mit deutschem Strommix 541 g CO₂ / kWh). Die vergleichbare Benzinervariante erzeugt bereits 103 g/km und die Dieselvariante 88 g/km. Jedoch hat der Diesel weitere Nachteile wie den erhöhten Ausstoß von Stickoxiden und Feinstaub, die zu einer Belastung der Umwelt und der Gesundheit führen. Des Weiteren ist abzusehen, dass sich, wie oben ausgeführt, die elektrische Energieerzeugung in den nächsten Jahren strukturell ändern wird und ein zunehmender Anteil aus Erneuerbaren Energien erzeugt wird. Durch die Modernisierung des Kraftwerksparks sinkt damit zusätzlich jedes Jahr der Treibhausgasausstoß pro kWh.

Jedoch haben Elektroautos auch einige Nachteile, wie die erhöhten Anschaffungskosten, lange Ladezeiten und geringe Reichweite, die alle mit dem Batteriespeicher zu tun haben. Derzeit haben Elektroautos eine Reichweite zwischen 150 und 350 Kilometern. Dies erscheint im ersten Moment relativ wenig, da Tanken vergleichsweise lästig ist. Jedoch bedeutet das Tanken bei einem Elektroauto lediglich, dass man, wenn man zuhause ist, den Wagen an eine Steckdose anschließt. 90 Prozent der Tagesfahrstrecken sind kürzer als 100 Kilometer. Dabei beträgt die durchschnittliche Tagesstrecke sogar nur 30 Kilometer. Lediglich für längere Strecken wäre es notwendig, die Batterie zwischendurch zu laden. So genannte Plug-In Hybride könnten bei längeren Strecken und leerer Batterie auf den Benzinmotor umschalten, aber während der täglichen Fahrten zur Arbeit vollständig mit Strom gespeist werden, da die Batterie jeden Abend geladen wird. Die herkömmliche Autobatterie ist eine Blei-Säure-Batterie. Sie zeichnet sich durch eine hohe Zyklenfestigkeit und einen

ZUSAMMENFASSUNG

Die elektrische Energieversorgung Europas befindet sich in einem tief greifenden Veränderungsprozess. Um die Klimaerwärmung abzumildern, ist eine signifikante Absenkung der CO₂-Emissionen erforderlich. Nach den Zielen der Bundesregierung soll daher 2020 der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung 30 Prozent betragen. Neben der Ertüchtigung des konventionellen Kraftwerksparks sind daher große Investitionen in dezentrale Erzeugungseinheiten unumgänglich. Um die z. T. sehr volatilen erneuerbaren Energien im großen Maßstab in die bestehende Stromnetze integrieren zu können, müssen die Übertragungsnetze nicht nur ausgebaut, sondern auch durch Informations- und Kommunikationstechnik bis hinunter auf die Verteilungsebene intelligenter gemacht werden. So sind aktuelle Forschungsthemen am Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH) die Integration Erneuerbarer Energien in die Stromnetze der Zukunft. Hierbei könnte die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge, wie z. B. gesteuertes Laden oder Rückeinspeisung in das Netz, eine viel versprechende Option sein.

günstigen Preis aus. 2000 Zyklen und eine Lebensdauer von 6 bis 12 Jahren sind üblich. Die Blei-Säure-Batterie kostet etwa 100 bis 300 EUR/kWh. Sie ist jedoch nicht geeignet, das gesamte Fahrzeug anzutreiben, da die spezifische Kapazität lediglich 25 Wh/kg beträgt. In mobilen Anwendungen sind Lithium-Ionen-Batterien quasi der Standard geworden. Sie zeichnen sich durch eine hohe spezifische Kapazität von circa 120 Wh/kg aus, was sie sehr viel leichter als Blei-Säure-Batterien macht. Allerdings verlieren sie etwa 20 Prozent ihrer Kapazität nach 500 Zyklen, was ihre Lebensdauer verkürzt. Zudem sind sie mit 500 bis 1000 EUR/kWh deutlich teurer, aber trotzdem momentan die erste Wahl, wenn es um Elektromobilität geht. Zur Zeit forschen viele, wie zum Beispiel Li-Tec (ein Zusammenschluss von Evonik und Daimler), an der Verbesserung der Lithium-Ionen Batterie und es wurden bereits deutliche Fortschritte gemacht, was die Lebensdauer betrifft. Die Kosten zur Herstellung werden ebenso fallen, wenn sich Elektrofahrzeuge durchsetzen und die Absatzmenge steigt [5].

Die Verbreitung von Elektrofahrzeugen stellt das Netz vor neue Herausforderungen. Das Ziel der Bundesregierung ist es, eine Million Elektrofahrzeuge in Deutschland im Jahr 2020 zugelassen zu haben [6]. McKinsey rechnet dabei in den Metropolen sogar schon mit einer Rate von 16 Prozent Neuzulassungen von Plug-In Hybriden im Jahr 2015. Es stellt sich die Frage, ob das derzeitige Stromnetz dieser Verbreitung gewachsen ist oder ob zusätzliche Maßnahmen getroffen werden müssen. Nach der Arbeit, wenn viele Berufstätige nach Hause fahren, wird das Auto beispielsweise zum Laden an die Steckdose angeschlossen. Zu dieser Zeit wird die Stromnachfrage rapide steigen. Auf der anderen Seite können Elektroautos aufgrund der in ihnen verbauten Speicher,

welche die meiste Zeit am Tag ungenutzt auf einem Parkplatz stehen, auch dazu beitragen, das Netz zu entlasten und regenerative Energien im Verbund mit einem virtuellen Kraftwerk besser zu nutzen, indem sie zu Starklastzeiten Strom zurück ins Netz einspeisen. Für Stromerzeuger und Netzbetreiber ist dieses Konzept interessant, da sie weniger Regelleistung bereit halten müssen und auch bei großen Speichern Kapazität sparen können. Für den Halter eines Fahrzeugs kann es ebenso interessant sein, das eigene Fahrzeug für Regeldienste zur Verfügung zu stellen, da dieser beispielsweise dafür entsprechend entlohnt wird. Heutzutage stehen diesem vehicle-to-grid genannten Konzept allerdings noch die hohen Kosten für die Energiespeicherung in der Lithium-Ionen-Batterie entgegen. Unter der realistischen Annahme, dass 2015 der Anschaffungspreis 400 EUR/kWh und die Lebensdauer 5000 Ladezyklen betragen, wären die Kosten für die Speicherung einer kWh acht Cent. Dies ist sicherlich ein Wert, der diese Technologieoption auch sinnvoll erscheinen läßt.

Neue Tarife sind gegenwärtig in der Planung. Teilweise sehen diese Tarife vor, keinen Strom zu handeln, sondern die Mobilität selbst. Die Idee von Better Place etwa ist, dass der Kunde zwar das Elektroauto kauft, aber ohne Batterie (www.better-place.com). Diese ist Eigentum von Better Place. Das Konzept sieht vor, vollautomatische Batteriewechselstationen flächendeckend aufzubauen, so dass lange Wartezeiten beim Aufladen wegfallen. Während die Batterien in den Wechselstationen geladen werden, könnte Better Place mit den ungenutzten Energiespeichern zusätzlich Netzdienstleistungen durch Bereitstellen von Regelernergie erbringen. •

Stefan Tenbohlen,
Alexander Probst,
Patrick Wajant

DIE AUTOREN

**PROF. DR.-ING. STEFAN TENBOHLEN**

studierte an der RWTH Aachen Allgemeine Elektrotechnik und promovierte dort am Institut für Allgemeine Elektrotechnik und Hochspannungstechnik über die „Entladungsentwicklung in gasisolierten Schaltanlagen“. Von 1997 bis 2004 war er bei der AREVA Schorch Transformatoren GmbH in Mönchengladbach in verschiedenen verantwortlichen Positionen tätig. Seit 2004 leitet er das Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik an der Universität Stuttgart. Professor Tenbohlen ist Mitglied des Vorstands der energietechnischen Gesellschaft im VDE.

**ALEXANDER PROBST**

studierte an der Universität Stuttgart Technische Kybernetik und ist derzeit wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik. Er forscht auf dem Gebiet der Elektromobilität und ihrer Auswirkung auf die elektrischen Netze.

**PATRICK WAJANT**

studierte an der Universität Stuttgart Elektro- und Informationstechnik und ist derzeit wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik. Er forscht an dynamischen Modellen dezentraler Einspeiser und deren Einfluss auf die elektrischen Netze.

Kontakt

Universität Stuttgart, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik
Pfaffenwaldring 47, 70569 Stuttgart, Tel. 0711/685-67870, Fax 0711/685-67877
E-Mail: ieh@ieh.uni-stuttgart.de, Internet: www.uni-stuttgart.de/ieh

LITERATUR

- [1] Leitszenario 2009: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland, Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, www.erneuerbare-energien.de, 2009
- [2] DENA-Netzstudie: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Deutsche Energie Agentur GmbH (dena), Köln, 2005
- [3] T. Weißbach, Verbesserung des Kraftwerks- und Netzregelverhaltens bezüglich handelsseitiger Fahrplanänderungen, Dissertation Universität Stuttgart, 2009
- [4] VDE-Studie: Smart Distribution 2020, Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen – Technische, regulatorische und kommerzielle Rahmenbedingungen, 2008
- [5] VDE-Studie: Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf, 2009
- [6] Bundesregierung, Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität, August 2009

Windenergie

Auf dem Weg zur konventionellen Energie?

In Deutschland drehen sich inzwischen mehr als 20.000 Windräder, die im Mittel pro Jahr 7,25 Prozent des Strombruttoverbrauchs erzeugen. Damit übertreffen sie hierzulande jede andere erneuerbare Energieform [1]. Das Bundesumweltministerium hält bis zum Jahre 2030 sogar einen Anteil von 25 Prozent für möglich. Welches Potential steckt noch in der Windenergie? Welche technologischen, wirtschaftlichen und politischen Entwicklungen haben dies ermöglicht?



Der Mensch nutzt die Kraft des Windes seit etwa 4000 Jahren. In Mesopotamien, Afghanistan und China wurden schon früh neben dem Schiffsantrieb windbetriebene Schöpf- und Mahlwerke entwickelt. Die ersten Formen von Windmühlen verwendeten ein Windrad mit vertikaler Achse, das durch die vom Wind auf die Rotor-

blätter ausgeübte Widerstandskraft angetrieben wurde. Diese als Widerstandsläufer bezeichnete Bauform erreichen nur einen geringen Wirkungsgrad von maximal etwa einem Viertel der im Folgenden beschriebenen Auftriebsläufer [2]. Heute werden sie deshalb nur noch in Form der verbreiteten Schalenstern-Anemometer zur Windmessung eingesetzt.

In Nordeuropa wurden ab etwa dem 12. Jahrhundert andere Windmühlentypen wie die Bockwindmühle und die Holländerwindmühle als wichtige Ergänzung zum Antrieb durch menschliche und tierische Muskelkraft entwickelt. Der entscheidende Fortschritt dieser historischen abendländischen Windmühlen besteht nicht in der meist horizontalen Orientierung der Rotorachse, sondern in der höheren Strömungsgeschwindigkeit an den Rotorblättern und dem Antrieb durch die aerodynamische Auftriebskraft senkrecht zur Strömungsrichtung. Bei einem in der Strömung gewissermaßen mitschwimmenden Widerstandsläufer ist die Relativgeschwindigkeit am Rotorblatt, die letztendlich die Antriebskraft bewirkt, stets kleiner als die Windgeschwindigkeit. Auftriebsläufer können hingegen durch die Überlagerung von Windgeschwindigkeit und Umfangsgeschwindigkeit höhere Anströmgeschwindigkeiten realisieren. Nur so lassen sich die für eine optimale Abbremsung des Windes erforderlichen

Kräfte erzeugen, und der Anteil der dem Wind entzogenen Leistung nähert sich dem theoretischen Maximum von 59 Prozent an [2].

Die bekanntesten Formen dieser Arbeitsmaschinen waren die vierblättrige Holländer-Windmühle und die zum Pumpen von Wasser eingesetzte langsam laufende „Westernmill“ mit zwanzig und mehr Rotorblättern – die erste industriell in großen Stückzahlen hergestellte Windkraftanlage, die zudem für den automatischen Betrieb ohne menschliche Bedienung durch einen Müller auskam. Ein robustes Regelungssystem mit zwei Windfahnen ermöglichte es, das Windrad in den Wind zu drehen und es auch wieder herauszudrehen, um die Leistung bei Starkwind zu begrenzen.

1. Dreiblättrige Schnellläufer

Das Aufkommen der Dampfmaschine und später der Elektromotoren resultierte zur Zeit der industriellen Revolution in einem Niedergang der Windmühle als Arbeitsmaschine. Nur die Westernmill wird teilweise noch als dezentrale Wasserpumpe eingesetzt. Die erste zur Erzeugung von Elektrizität eingesetzte Windmühle entwickelte 1891 der Däne Paul La Cour. Er erkannte, dass es neben einer Erhöhung des aerodynamischen Wirkungsgrades auch konstruktiv günstig ist, wenn die Umfangsgeschwindigkeit ein Vielfaches der Windgeschwindigkeit beträgt. Bei diesen sogenannten Schnellläufern sind nur wenige, sehr schlanke Blätter erforderlich, und der Generator wird mit einer relativ hohen Drehzahl und entsprechend kleinem Drehmoment angetrieben. Albert Betz, Frederick W. Lancaster und Nikolai J.

ZUSAMMENFASSUNG

Der rasante Ausbau der Windenergie innerhalb der letzten fünfzehn Jahre wurde maßgeblich durch die technologische Entwicklung und günstige politische Rahmenbedingungen gefördert. Neben der weiteren Verbesserung der Effizienz und Wirtschaftlichkeit der Windenergieanlagen gewinnen nun politische Fragen an Bedeutung. Hierzu zählen die Integration ins Verbundnetz und in die internationale Energiewirtschaft sowie ein gesellschaftlicher Konsens in Energiefragen. Damit befindet sich die Windenergie auf dem Weg von einer alternativen zu einer konventionellen Energiequelle. Diese kann zukünftig entscheidend zu einer klimaverträglichen und bezahlbaren Stromversorgung beitragen.

Joukowski verallgemeinerten zeitlich parallel diese Erkenntnisse und leiteten den maximalen aerodynamischen Wirkungsgrad von 59 Prozent ab.

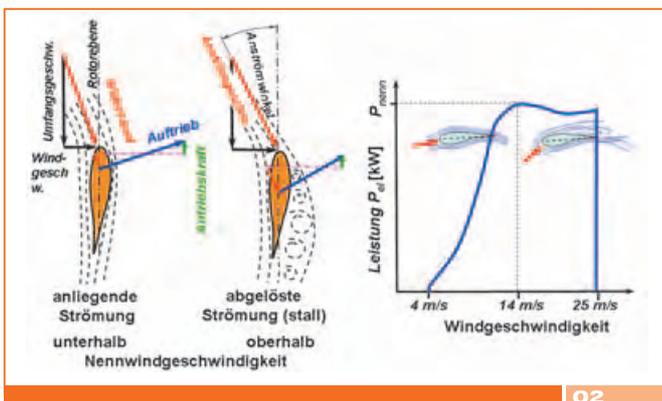
Alle Windenergieanlagen erfordern ein Verfahren zur Begrenzung der aufgenommenen Leistung und der Belastungen, da die im Wind enthaltene Leistung mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ansteigt. Hierzu haben sich ausgehend von La Cour und fortgesetzt durch Windenergiepioniere in Dänemark, Frankreich, USA und Deutschland zwei Konzepte durchgesetzt: *Stall* und *Pitch*.

In der einfachsten Bauart (*Stall*) sind die Rotorblätter fest mit der Nabe verbunden (01). Die Drehzahl hält ein direkt an das Netz gekoppelter Asynchrongenerator praktisch konstant. Dabei handelt es sich um einen generatorisch betriebenen, üblichen Drehstrommotor. Bei stärkerem Wind kommt es zu einer Veränderung der Anströmrichtung, die aus der vektoriellen Addition von Windgeschwindigkeit und Umfangsgeschwindigkeit



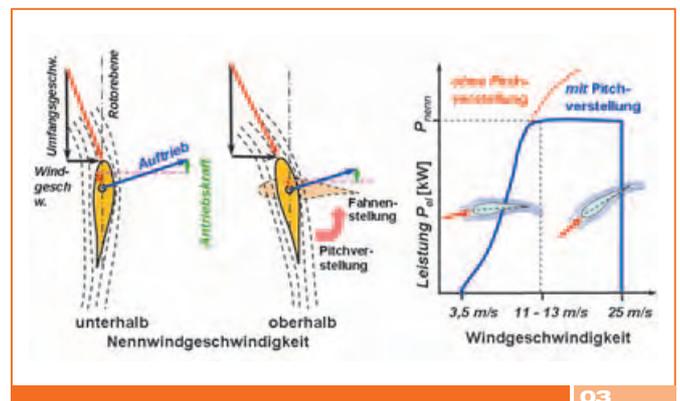
01

Stall-geregelte Anlage • Aufbau einer stall-geregelten Windenergieanlage mit Getriebe und konstanter Drehzahl der Firma NEG-Micon (Grafik: Bundesverband Windenergie)



02

Stall-Konzept • links: Leistungsbegrenzung bei Windzunahme durch Strömungsabriss (engl. stall); rechts: Leistungskurve durch den Strömungsabriss begrenzt.



03

Pitch-Konzept • links: Leistungsbegrenzung bei Windzunahme durch Abregeln mit Blattwinkelverstellung (engl. pitch); rechts: Leistungskurve.

resultiert. Diese Vergrößerung des Anstellwinkels zwischen der Anströmrichtung und der Profildicke führt an der Saugseite der Blätter zur Strömungsablösung (engl. *stall*). Das bewahrt die Windturbine vor überhöhter Leistung, da sich der Auftrieb vermindert und der Widerstand erhöht (02).

Dieses einfache und robuste System führte 1957 Johannes Juul ein, es ist nach seinem Ursprungsland als „dänisches Konzept“ bekannt. Es ermöglichte Mitte der 1980er-Jahre den erstmaligen Einsatz Strom erzeugender Windenergieanlagen in großer Zahl mit 15 bis 20 Meter Rotordurchmesser und einer Leistung von 50 bis 100 kW. In den folgenden zehn Jahren wurde das Konzept zum Aktiv-Stall-Konzept weiterentwickelt. Dazu müssen die Rotorblätter um ihre Längsachse drehbar in der Nabe gelagert sein. Durch ein Ver-

stellen der Rotorblätter um wenige Grad hin zu größeren Anstellwinkeln (Hinterkante in den Wind gedreht) lässt sich dabei der Strömungsabriss aktiv beeinflussen und zuverlässig die gewünschte Nennleistung einstellen.

Das zweite Konzept zur Leistungsbegrenzung basiert auf einer stärkeren Verstellung des Blattwinkels (engl. *pitch*). Nimmt die Windgeschwindigkeit nach Erreichen der Nennleistung zu, so wird das Blatt mit der Vorderkante in den Wind gedreht (03). Die Verringerung des Anstellwinkels begrenzt Leistung und Belastungen.

Maßgebend für diese am Leichtbau orientierte Konzeptlinie war unter anderem der Stuttgarter Windenergiepionier Ulrich Hütter, Ordinarius für Flugzeugbau zwischen 1965 und 1980. Er hatte 1942 über die Auslegung von Windenergieanlagen promoviert und setzte diese Arbeiten in den Nachkriegsjahren, als zunächst die Luftfahrtforschung stark reglementiert war, bei den Allgaier-Werken in Uhingen fort. Ab 1950 wurde die WE-10 in Serie produziert, die deutschlandweit erste Windenergieanlage mit aerodynamisch optimierten Blättern. Ein von Studierenden restauriertes Exemplar mit 10 Meter Rotordurchmesser wurde auf dem Campus

der Universität Stuttgart vor dem Institut für Flugzeugbau wiederaufgebaut (04). Die technologisch als Urmodell moderner Windenergieanlagen geltende Anlage StGW34 der Studiengruppe Windenergie (StGW) mit 34 Meter Durchmesser und 100 kW Leistung wurde 1957 auf dem Testfeld Schnittlingen bei Stötten auf der Schwäbischen Alb errichtet.

Diese pitch-geregelte Zweiblattanlage mit Pendelnabe verwendete erstmals Blätter aus glasfaserverstärktem Kunststoff, eine Bauweise, die sich ab den 1980er-Jahren als Standard etablierte. Damals war es die erste Anwendung eines völlig neuen Werkstoffes für ein so großes Konstruktionsbauteil; erst später folgten Anwendungen in der Luftfahrt und anderen Industriebereichen. Ende der 1960er-Jahre – die kurze Zeitspanne des billigen Öls und der Euphorie über die friedliche Nutzung der Kernenergie war angebrochen – kamen die Forschung und die industriellen Aktivitäten in der Windenergie zum Erliegen. Erst 1974 nach der Ölpreiskrise wurde wieder nach Alternativen gesucht. In Deutschland, Schweden, England und den USA entstanden große Experimentalanlagen, die sich an den Prinzipien der Hütter'schen Anlagen orientierten, während in Dänemark an der Konzeptlinie einfacherer, robusterer und meist kleinerer Stall-Anlagen gearbeitet wurde. Am Institut für Aero- und Gasdynamik der Universität Stuttgart (IAG) wurden von Franz Xaver Wortmann spezielle Profile für Windrotoren entwickelt, eine Tradition die sich bis heute in der aeroakustischen Erforschung von besonders geräuscharmen und leistungsfähigen Profilformen fortsetzt. Das Stuttgarter Institut für Computeranwendungen führte numerische und experimentelle Untersuchungen zur Aeroelastik, Regelung und Belastungsreduktion von Windturbinen durch. Um die durch diese Universitätsinstitute und die Deutsche Forschungs- und Versuchsanstalt für Luft- und Raumfahrt (DFVLR), das heutige Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), etablierte „Stuttgarter Schule“ entstand in den 1980er-Jahren ein erstes industrielles Umfeld. Die süddeutschen Firmen Dornier, MAN, MBB und Voith bauten Windenergieanlagen mit mehreren hundert kW bis zu drei MW Leistung und 100 Meter Durchmesser. Leider blieben dies jedoch meist nur Prototypen. Die böige Kraft des Windes war



04

Hütter-Modell • Das Urmodell aller modernen Windanlagen, 1949 von Professor Hütter entwickelt, steht seit 2003 auf dem Vaihinger Campus. Foto: Eppler

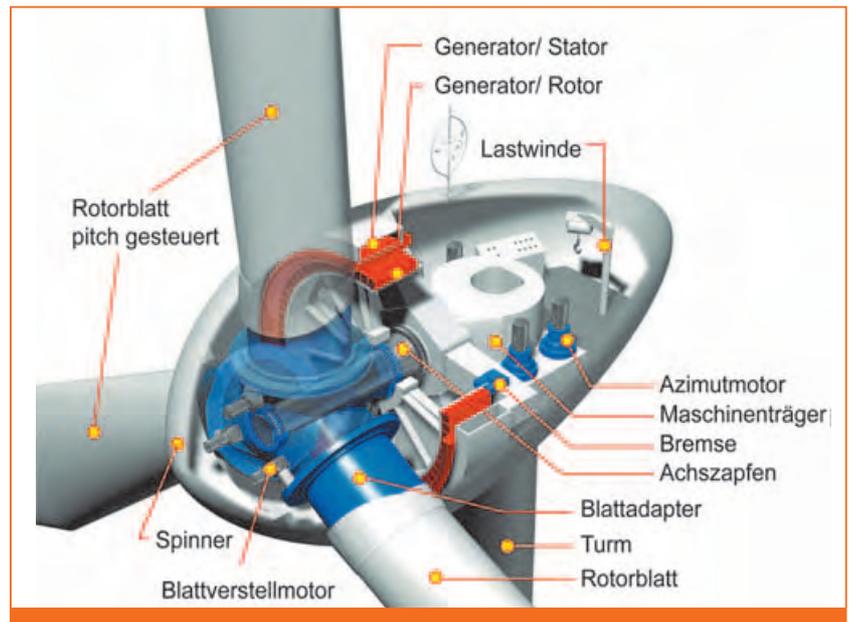
damals noch nicht mit Großanlagen zu bezähmen. Durch das 250-MW-Förderprogramm der Bundesregierung und vor allem das so genannte Stromeinspeisegesetz entwickelte sich ab 1991 eine neue Branche, da nun Windstrom zu einem erhöhtem Preis durch die Energieversorgungsunternehmen abgenommen werden musste. In Wilhelmshaven wurde das Deutsche Windenergieinstitut (DEWI) von ehemaligen Mitarbeitern des DLR, das sich inzwischen aus der Windenergie verabschiedet hatte, gegründet. Kleinere Unternehmen in den windreicheren norddeutschen Küstenländern, die das Stuttgarter Know-how zunächst mit der robusten Bauweise der dänischen Anlagen kombinierten, bauten erfolgreich Windenergieanlagen. Ausgehend von Rotordurchmessern von 15 bis 20 Meter wuchsen die Anlagen evolutionär in ihrer Größe und technischen Komplexität. Dabei setzte sich die Verwendung von drei Rotorblättern aus strukturdynamischen, akustischen und ästhetischen Gründen durch.

2. Von netzgebundenen zu netzstützenden Windenergieanlagen

Auch wenn sich die äußere Form von Windenergieanlagen in den letzten 15 bis 20 Jahren nicht mehr verändert hat, so vollzog sich im Innern doch eine rasante technische Entwicklung: Stets größere und effizientere Turbinen speisen den elektrischen Strom in immer besserer Qualität und zu geringeren Kosten ins Verbundnetz ein. Entscheidend hierfür war die Einführung des drehzahlvariablen Betriebs, der nun als Windturbinen bezeichneten Anlagen.

Schon bald zeigte sich, dass Anlagen mit konstanter Drehzahl die Böigkeit des Windes selbst bei sehr schneller Blattwinkelverstellung nicht vollständig ausregeln konnten und größeren, kurzzeitigen Leistungsschwankungen sowie entsprechenden Strukturbelastungen und Netzurückwirkungen ausgesetzt waren. Die Vorteile des Pitch-Konzepts – konstante Nennleistung sowie gutes Anlauf- und Sturmverhalten – lassen sich nur in Kombination mit einer gewissen Drehzahlvariabilität realisieren. Dies erfordert jedoch zusätzlichen Aufwand im elektrischen System. Hierzu haben sich von anfänglich drei nun zwei Bauarten etabliert.

Zunächst setzte vor allem die dänische Firma Vestas ein Verfahren ein, das eine bis zu zehnprozentige Drehzahlvariabilität erreicht. Dies gelingt mit einer schnellen Regelung der Drehzahlnachgiebigkeit (Schlupf) des netzgekoppelten Asynchrongenerators. Durch das Zusammenspiel des



Pitch-geregelte Anlage • Aufbau einer Drehzahl-variablen, Pitch-geregelten Windenergieanlage ohne Getriebe der Firma Enercon (Grafik: Bundesverband Windenergie)

nun als Schwungrad fungierenden Rotors mit der etwas langsameren Pitch-Regelung lassen sich Windschwankungen oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit recht befriedigend ausregeln.

Besonders in Deutschland wurde durch die oben genannten Experimentalanlagen ab den 1980er Jahren, kommerziell ab 1995, ein Konzept mit vollständiger Drehzahlvariabilität entwickelt, das heute in mehr als der Hälfte aller neuen Anlagen verwendet wird. Während der Ständer des Asynchrongenerators nach wie vor direkt ans Netz gekoppelt ist, wird dem Generatorläufer durch einen Umrichter genau diejenige Stromfrequenz aufgeprägt oder entnommen, die zum Einstellen der gewünschten Drehzahl erforderlich ist. Durch einen derartigen doppelt-gespeisten Asynchrongenerator lässt sich die Drehzahl zwischen der Einschaltwindgeschwindigkeit bei etwa 3,5 m/s und dem Erreichen der Nennwindgeschwindigkeit bei etwa 11 bis 13 m/s annähernd verdoppeln. Der Rotor arbeitet nahe an seinem aerodynamischen Optimum, aerodynamische Geräusche sind effektiv reduziert. Oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit pendelt die Drehzahl dann noch um circa

± 10 Prozent, um wiederum in Arbeitsteilung mit der Pitch-Verstellung die Böigkeit des Windes auszuregeln.

Der naheliegendste, wenn auch aufwendigste Weg zu einer vollständigen Drehzahlvariabilität liegt in einer elektrischen Entkoppelung des Generators durch einen Umrichter mit einem Gleichstromzwischenkreis. Bei diesem, in der Regel mit einem Synchrongenerator realisierten Konzept wird die gesamte Leistung durch den Frequenzumrichter geführt. Durch Steuerung der Erregung im Läufer lässt sich die Drehzahl bis zum dreifachen Wert der Anlaufdrehzahl variieren. Die Firma Enercon, Marktführer in Deutschland, praktiziert dieses Konzept sehr erfolgreich bei getriebelosen Anlagen mit einem speziell entwickelten, direkt angetriebenen, vielpoligen Synchrongenerator (05). Mittlerweile wird das Prinzip wegen exzellenter Netzverträglichkeit und Unabhängigkeit von der lokalen Netzfrequenz auch vereinzelt in getriebebasierten Maschinen verwendet, die immer noch circa 85 Prozent des Weltmarktes abdecken.

Inzwischen haben sich die beiden letztgenannten Konzepte pitch-geregelter, drehzahlvariabler Anlagen am Markt durchgesetzt und die einfachen, robusten Stall-Anlagen praktisch verdrängt. Die teilweise oder vollkommene Entkopplung des Generators vom Netz bewirkt eine sehr viel bessere Netzverträglichkeit und ermöglicht es unter Umständen sogar, das elektrische Verbundnetz zu stützen. Der Phasenwinkel zwischen Strom und Spannung (Leistungsfaktor) kann variabel eingestellt werden. Negative Netzurückwirkungen, wie Schaltströme, Spannungs- und Leistungsschwankungen sowie Oberwellen, lassen sich vermeiden oder stark reduzieren. Außerdem verhalten sich die Anlagen nun unempfindlich gegenüber Netzstörungen, wie kurzzeitigen Spannungseinbrüchen.

3. Leichtbau, Anlagenintelligenz und Zuverlässigkeit

Heutige Windenergieanlagen gehören mit bis zu 127 Meter Rotordurchmesser und einer Nennleistung von 6 MW zu den größten rotierenden Maschinen. Sie trotzen den äußerst rauen Umgebungsbedingungen in der bodennahen atmosphärischen Grenzschicht durch den Einsatz aufwendiger Regelungstechnik, beispiels-

weise durch Überwachung einer Vielzahl von Betriebsparametern oder laser-optischer Fasersensoren zur Messung der Belastungen in den Blättern. Außerdem kommen moderne Werkstoffe, wie Kohlefaserverbund oder dynamisch hochfeste Guss- und Schmiedelegerungen, zum Einsatz.

Durch die zeitliche und räumliche Struktur von Böen wirkt jeder lokale Windstoß mehrfach auf die umlaufenden Blätter. Innerhalb der Auslegungsdauer von zwanzig Jahren treten daher bis zu eine Milliarde Lastwechsel auf – eine in anderen Bereichen unbekannte Größenordnung. Gleichzeitig erfordern die immer größer werdenden Anlagen leichtere Bauweisen. Andernfalls würden wegen der ständigen Wechselbiegung durch das Eigengewicht der Blätter problematische Materialspannungen auftreten. Aktuelle Forschungsprojekte setzen daher unter anderem auf die Verbesserung der experimentellen und numerischen Verfahren zur Ermittlung der Auslegungslasten für Rotorblätter, Triebstrang, Pitch- und Giersystem sowie Turm. Außerdem sollen durch individuelle Pitchverstellung und passive Mechanismen, die auf Faserverbundtechnologien basieren, Lasten reduziert und zugleich die Erträge erhöht werden. Großes Potential verspricht die Regelung von Windenergieanlagen unter Zuhilfenahme einer laser-optischen Böenprognose mittels LiDAR (Light Detecting and Ranging).

Die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber konventionellen Kraftwerken erfordert Kosteneinsparungen, die sich nicht nur durch größere Stückzahlen, sondern vor allem durch effizientere Anlagen realisieren lassen. Da häufig der maximale aerodynamische Leistungsbeiwert recht gut angenähert wird, versucht man vor allem die Investitionskosten pro produzierter Kilowattstunde zu reduzieren, beispielsweise durch aktive und passive Schwingungsdämpfung, Ausregeln von Belastungen sowie die Umsetzung von Leichtbaukonzepten. Darüber hinaus lassen sich die Betriebskosten zum Beispiel durch eine weitere Steigerung der Anlagenzuverlässigkeit senken. Die technische Verfügbarkeit von Anlagen, das heißt der Zeitanteil, in dem die Turbine betriebsbereit ist, liegt inzwischen bei 98 bis 99 Prozent [4]. Trotzdem sind weitere Verbesserungen in der Haltbarkeit der teuren Komponenten Rotorblatt und Getriebe sowie in der

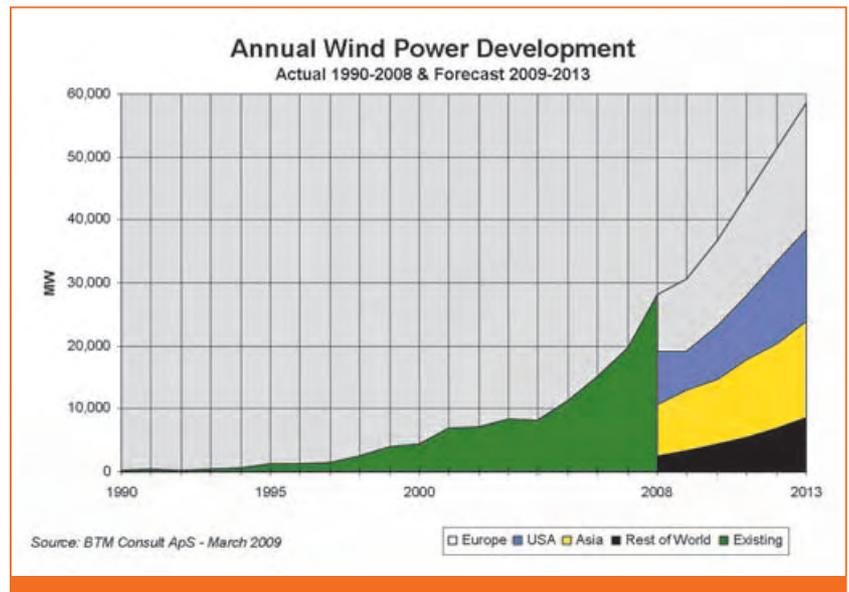
Zuverlässigkeit der elektrischen Komponenten und Sensoren notwendig. Dies betrifft insbesondere Anlagen der Megawattklasse, die seit Ende der 1990er Jahre und zu Beginn dieses Jahrzehnts, oft nach zu kurzer Erprobungszeit, in größeren Stückzahlen installiert wurden.

4. Windenergie im Aufwind – Offshore-Anlagen

Seit einigen Jahren erlebt die Windenergienutzung einen weltweiten Boom. Bis Ende 2008 wurden weltweit insgesamt etwa 121.000 MW installiert, davon allein etwa 27.000 MW im Jahr 2008. Der Weltmarkt, an dem die deutschen Hersteller von Anlagen und Komponenten einen Anteil von knapp 29 Prozent der Wertschöpfung besitzen (2008), wächst jährlich im Durchschnitt mit über 20 Prozent (06) [5, 6].

Bei einem Umsatz von knapp acht Milliarden Euro beträgt der Exportanteil der deutschen Anlagen- und KomponentenhHersteller mittlerweile 82 Prozent. Wenngleich Deutschland inzwischen nicht mehr der wichtigste Markt ist, findet ein weiterer Ausbau in anderen europäischen Ländern, den USA und den aufstrebenden asiatischen Schwellenländern, insbesondere in der Volksrepublik China und Indien, statt. Windenergie entwickelt sich zu einem nicht mehr zu vernachlässigenden Teil des globalen Energiesystems, in dem die deutsche Industrie eine führende Rolle behaupten kann. Mit zunehmendem Wachstum dieser Märkte gewinnen mehr und mehr Fragen der Erschließung der enormen Windressourcen auf dem Meer, der Integration in das internationale Energiesystem, der Wirtschaftlichkeit und des Natur- und Umweltschutzes sowie nicht zuletzt der sozialen Akzeptanz an Bedeutung.

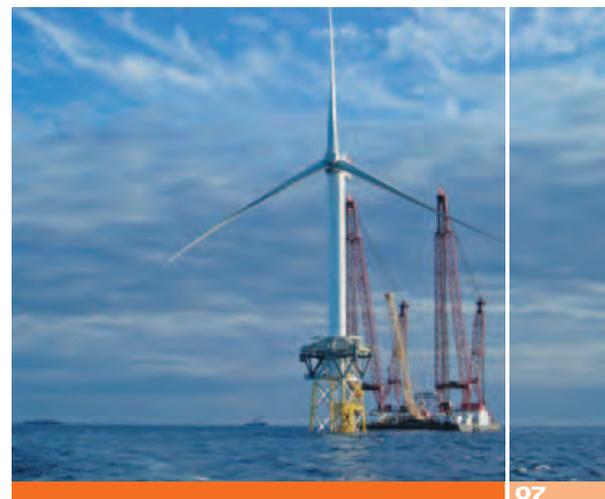
Die küstennahen Meeresgebiete bieten für die Windenergie enormes Potenzial. Neben einem Mehrertrag von 40 bis 50 Prozent gegenüber guten Küstenstandorten stehen auch größere Flächen als an Land zur Verfügung. Das Bundesumweltministerium rechnet innerhalb der nächsten fünfzehn Jahre offshore mit der Installation von 15 GW gegenüber einer weiteren Installation von 10 GW an Land.



06

Nach den ersten Ideen für Offshore-Windprojekte in den 1970er Jahren wurden in den 1990er Jahren kleinere europäische Demonstrationsprojekte gebaut. Ab 2000 begann man dann erstmals mit der Realisierung kommerzieller Windparks mit bis zu 160 MW Leistung unter Verwendung von Windenergieanlagen der 1,5- bis 2-MW-Klasse. Bis zum Jahresende 2008 betrug die installierte Leistung offshore knapp 1500 MW. Das entspricht etwa 1,2 Prozent der weltweiten Windenergieleistung. Die Betriebserfahrungen sind bisher überwiegend positiv und unterstützen die weitere Entwicklung, die derzeit vor allem in Großbritannien, Dänemark, den Niederlanden und Schweden stattfindet. Wie bei jeder neuen Technik, gab es auch hier Rückschläge. So mussten Mitte 2004 im ersten großen dänischen Offshore-Windpark Horns Rev, zwei Jahre nach dessen Errichtung, alle 80 Anlagen abgebaut und kostspielig an Land instandgesetzt werden – die Transformatoren und Generatoren waren der Belastung durch das Salzwasser nicht gewachsen. Hier zeigte sich die Branche gereift genug, um derartige Belastungen zu bewältigen: Bis Mitte Dezember desselben Jahres waren alle Anlagen wieder am Netz.

Entwicklung • Internationale Entwicklung der jährlich neu installierten Windenergieleistung seit 1990 und Prognose bis 2013 (Grafik: BTM Consult ApS)



07

Aufbau • Installation einer 5-MW-Offshore-Windenergieanlage mit 126 Meter Rotordurchmesser vor der schottischen Küste im August 2006 (Grafik: REpower Systems AG)

In Deutschland stellen die großen Wassertiefen von 25 bis 40 Meter und Küstentfernungen von 30 bis über 100 Kilometer vor allem eine finanzielle Hürde für erste Projekte dar. Das erste „echte“ Offshore-Projekt in Deutschland ist das Testfeld „alpha ventus“ 45 Kilometer nördlich der Insel Borkum, das seit August 2009 in Betrieb ist. Zwölf Windenergieanlagen der zur Zeit leistungsstärksten 5-MW-Klasse kommen dort zum Einsatz, wie sie aktuell nur von vier deutschen Herstellern angeboten werden. 2006 wurde eine derartige Anlage auf einem Fundament in 44 Meter Wassertiefe vor der schottischen Küste aufgebaut (07). Der Stiftungslehrstuhl Windenergie der Universität Stuttgart koordiniert zwei Projekte der wissenschaftlichen Begleitforschung im Windpark „alpha ventus“. Hierbei wird einerseits die laser-optische Windmessung mittels LiDAR weiterentwickelt, andererseits werden die Entwurfsannahmen der Offshore-Windenergieanlagen in Kooperation mit zehn anderen Partnern verifiziert. Von besonderer Bedeutung sind dabei die Beschreibung der Einflüsse der maritimen atmosphärischen Grenzschicht auf die Leistungsabgabe, die Strömungsbedingungen in großen Windparks, die auftretenden aero- und hydrodynamischen Lasten sowie die Überwachung der Windenergieanlagen. Weitere Projekte befassen sich mit der Entwicklung von Tragstrukturen und Fundamenten, dem Netzanschluss sowie der Ökologie. Hieraus werden sich weitreichende Erkenntnisse für die Planung und die Errichtung der bereits genehmigten und zukünftiger deutscher und internationaler Offshore-Parks ergeben.

Für die zukünftige Entwicklung der Windenergie existieren unterschiedliche Vorschläge. Eine Marktstudie der Europäischen Windenergieagentur (EWEA) vom Dezember 2007 [7] beschreibt folgende Szenarien: Es wird ein Wachstum des jährlichen Marktes von derzeit etwa 500 MW auf 1000 bis 1500 MW in 2010 und 1700 bis 3000 MW im Jahre 2015 erwartet. Kumuliert bedeutet dies eine Steigerung der Gesamtkapazität in Europa von 1,1 GW Ende 2007 auf 3 bis 4 GW Ende 2010 und 20 bis 40 GW im Jahre 2020. Die wichtigsten Märkte werden voraussichtlich Großbritannien und Deutschland sein. Das dänische Büro BTM Consult prognostiziert für das Jahr 2013 eine weltweite Gesamtleistung offshore von 11,7 GW,

davon 10,8 GW in Europa. Der größte Zuwachs wird auch in absehbarer Zukunft an Land stattfinden, weswegen der Anteil der Offshore-Windenergie an der installierten Gesamtleistung im Jahre 2013 auf nicht mehr als drei Prozent geschätzt wird [8].

5. Netzintegration trotz schwankender Leistung

Allgemein wird angenommen, dass sich Erneuerbare Energieträger wie Wind und Sonne bis zu einem Anteil von 20 Prozent ohne größere Probleme in ein Verbundnetz integrieren lassen. Obwohl eine solche Situation im Jahres- und Landesmittel in Deutschland erst in etwa fünfzehn Jahren zu erwarten ist [9], stellt die Integration neuer Anlagen schon heute eine technische und wirtschaftliche Herausforderung dar. Dies liegt an der regionalen Konzentration in den nord- und ostdeutschen Küstenländern sowie den täglichen und saisonalen Windschwankungen. Zeitweise übersteigt die Windenergieeinspeisung dort die Netzlast, während zu anderen Zeiten kaum Windenergie in der Region zur Verfügung steht.

Eine dezentrale Einspeisung in die schwache Netzperipherie, neue Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen und die Marktliberalisierung erfordern eine Umgestaltung der Jahrzehnte alten Struktur des europäischen Versorgungsnetzes in ein Transportnetz für große Handelsströme. Eine von der Deutschen Energie Agentur (dena) im Konsens mit der Energiewirtschaft und der Windenergiebranche durchgeführte Studie untersuchte im Jahre 2005 die Konsequenzen einer Erhöhung des Windstromanteils auf 15 Prozent bis zum Jahre 2015. Demnach bestehen keine wesentlichen technischen Hindernisse und es werden nur moderate Mehrkosten auftreten. Rund 400 Kilometer des vorhandenen 380-kV-Verbundnetzes müssen verstärkt und rund 850 Kilometer neu gebaut werden. Das entspricht fünf Prozent des derzeitigen Übertragungsnetzes. In zehn Jahren werden die Mehrkosten je nach Szenario zwischen 0,39 und 0,49 ct/kWh für private Haushalte und 0,15 ct/kWh für die Industrie betragen. Hierbei sind neben dem Netzausbau auch die erhöhte Einspeisevergütung und die Regel- und Reservehaltungskosten abzüglich vermiedener Kosten konventioneller Erzeugung, enthalten [10].

Seit 2003 wird bei Neuanlagen in Gebieten mit hohem Windstromanteil ein Erzeugungsmanagement angewendet, das dem Übertragungsnetzbetreiber die Drosselung oder Abschaltung bei zu geringer Netzlast oder Netzengpässen erlaubt. Bei konventionellen Kraftwerken führt ein solches Verfahren zu einer Brennstoff- und Kosteneinsparung. Dagegen kann es für Windenergieerzeuger einen empfindlichen Einnahmeverlust bedeuten, weil hier die Betriebs- und Finanzierungskosten nahezu gleich bleiben.

Neue Anlagen benötigen zusätzliche Kapazitäten im Netz, aber Akzeptanzprobleme und langwierige Verfahren erschweren die Planung neuer Freileitungen. Neue Lösungsansätze wie konventionelle Erdkabel oder neue bipolare Kabelkonzepte mit hoher Kapazität verfolgt die Energiewirtschaft teils zögerlich. Jedoch schlummern auch im derzeitigen Verbundnetz noch erhebliche Kapazitätsreserven, wenn bei kälterer Witterung oder stärkerem Wind die tatsächliche thermische Übertragungsleistung ausgenutzt wird. Durch Messung von Wetterdaten können 30 Prozent, mit einem Monitoring der Leitungstemperatur sogar bis zu 100 Prozent höhere Ströme übertragen werden [11]. In Deutschland wurde 2006 erstmalig ein solches Monitoring durchgeführt, das in anderen EU-Ländern schon länger verwendet wird.

Die Betriebsführung des Verbundnetzes durch die vier deutschen Netzbetreiber besteht vor allem aus einer permanenten Anpassung der eingespeisten Erzeugungsleistung an die schwankende Last. Leistungserzeugung und Stromeinkäufe werden jeweils 24 Stunden im Voraus geplant. Durch Zu- und Abschalten von unterschiedlich schnell regelbaren Kraftwerken und die kurzzeitige Pufferung über die Rotationsenergie der Generatoren und Turbinen erreicht man ein Gleichgewicht. Während bisher nur die Lastschwankungen und mögliche Kraftwerksstörungen auszugleichen waren, wird nun das Ausregeln durch die Schwankungen der vorrangig abzunehmenden Windenergie erschwert. Windenergie-Prognoseprogramme werden eingesetzt, um die erforderliche Kapazität an konventionellen Kraftwerken und von zusätzlicher Regelenergie zu minimieren. Inzwischen liegt die durchschnittliche Abweichung von 24-Stunden-Vorhersagen bei etwa 6,5 Prozent (ausgedrückt als quadratischer Mittelwert

des Fehlers normiert auf die installierte Leistung) [12].

Erhebliche Prognoseabweichungen treten vor allem durch Zeitverschiebungen beim Durchzug von Wetterfronten und damit korrespondierenden großen Leistungsgradienten auf. Unter solch ungünstigen Bedingungen kann die Windeinspeisung in einer Regelzone um mehrere Gigawatt innerhalb einiger Stunden abnehmen. Weitere Prognoseverbesserungen und eine Reduktion von Reserveleistung sind durch Einsatz neuer Kommunikationstechniken, eine flexiblere Kraftwerksplanung und einen kurzfristigen Ausgleich zwischen den Netzbetreibern möglich. Sinnvolle Maßnahmen umfassen die Kurzzeitkorrektur der 24-Stunden-Prognose, die Messung der tatsächlich erzeugten Windleistung und die Einführung von kürzeren Handelszeiträumen an den Strombörsen (Intraday-Handel). Aktuelle Forschungsprojekte, die unter anderem vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) und dem Stiftungslehrstuhl Windenergie verfolgt werden, setzen hier beispielsweise darauf, den Prognosefehler für den Ertrag von Windenergieanlagen mit einem Ansatz basierend auf rekurrenten neuronalen Netzen zu minimieren. Eine auf dieser Methode beruhende verbesserte Vorhersage von Sturmabschaltungen kann zu einer Verringerung des Vorhaltebedarfs für Reserveleistung führen. Zusätzliche Kraftwerke sind dabei nach der Dena-Studie bis zum Jahr 2015 zur Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung in keinem Fall erforderlich: Im Mittel reicht eine Stunden- und Minutenreserve konventioneller Kraftwerke in Höhe von acht bis neun Prozent der installierten Windenergieleistung aus.

Um die traditionell sehr hohe Netzstabilität und Versorgungssicherheit in Deutschland aufrecht zu erhalten, wurden 2003 neue Netzanschlussregeln für Windenergieanlagen eingeführt, die nun bestimmte Kraftwerkseigenschaften einhalten müssen. Zuvor installierte Windenergieanlagen müssen entsprechend den früheren Bedingungen bei Netzfehlern augenblicklich abgeschaltet werden. Das könnte im ungünstigen Falle zu einem schlagartigen Ausfall von mehreren Gigawatt an Leistung und Instabilitäten im europäischen Stromverbund führen. Mit modernen Windenergieanlagen mit Umrichter-

technologie, Nachrüstungen und eine ohnehin notwendige Netzmodernisierung lassen sich diese Risiken jedoch minimieren. So kann die Netzsicherheit auch bei einem weiteren Windenergiezuwachs gewährleistet werden.

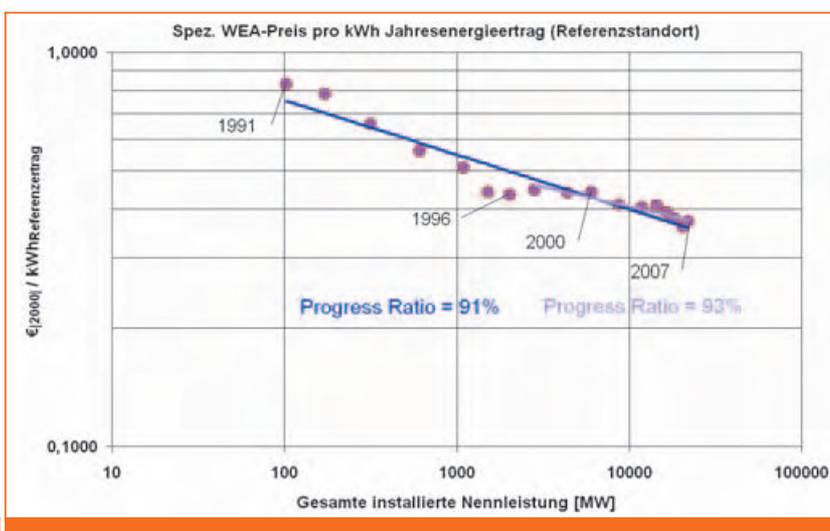
Ein steigender Anteil von täglich schwankender Windenergieleistung wird mittelfristig Energiespeicher im Kraftwerksmaßstab erfordern, da neue Pumpspeicher-Wasserkraftwerke in Deutschland nicht zu erwarten sind. Die Speicherung durch elektrolytisch erzeugten Wasserstoff als Alternative besitzt einen sehr geringen Systemwirkungsgrad. Auf absehbare Zeit

weil sie eine Mindestvergütung für Windstrom und die damit verbundene Planungssicherheit erreicht haben. Technologische Weiterentwicklung und der Bau großer Stückzahlen haben die Anlagenkosten weiter sinken lassen. Derzeit kostet eine Anlage mit 2 MW Leistung, 90 Meter Rotordurchmesser und 105 Meter Nabenhöhe circa 2,3 Millionen Euro ab Werk, zuzüglich 25–30 Prozent Infrastrukturkosten im Windpark. An einem küstennahen Referenzstandort (5,5 m/s mittlere Jahreswindgeschwindigkeit in 30 Metern Höhe) können etwa 6,1 GWh pro Jahr erzeugt und damit 1750 Haushalte mit jeweils vier Personen versorgt werden.

Wichtiger als die reinen Investitionskosten sind die spezifischen Kosten pro produzierter Kilowattstunde. **(08)** zeigt eine inflationsbereinigte Reduktion der Anlagenkosten pro jährlich erzeugter kWh am Referenzstandort von deutlich über 50 Prozent zwischen 1990 und 2007. Aus dieser Entwicklung ergibt sich eine Lernkurve mit einem Fortschrittsgrad von 91 Prozent, seit 1997 von 93 Prozent. Das heißt, bei jeder Verdoppelung der Leistung fielen die Kosten um neun Prozent (sieben Prozent) **(08)**.

Während 1991 die Einspeisevergütung noch maximal 18,31 ct/kWh betrug, verringerte sie sich bis zum Jahre 2006 um 59 Prozent auf einen mittleren Wert von 7,44 ct/kWh. Diese historische Entwicklung wird im aktuellen Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) extrapoliert und regelmäßig überprüft. Die Mindestvergütung für neu in Betrieb genommene Anlagen an Land verringert sich von einem Jahr zum nächsten um nominal ein Prozent. Unter Berücksichtigung der Inflation müssen also neue Anlagen pro Jahr um circa drei Prozent kosteneffektiver werden.

Zwischen 2006 und 2008 sind jedoch wegen der steigenden Rohstoffpreise für Kupfer und Stahl sowie die weltweit stark zunehmende Nachfrage die Verkaufpreise von Windenergieanlagen in Deutschland um fast 30 Prozent gestiegen. In der Novellierung des EEG zum 1.1.2009 wurde dem Rechnung getragen. Onshore steigen die Grundvergütung von 4,97 ct/kWh auf 5,02 ct/kWh und die erhöhte Anfangsvergütung von 7,87 ct/kWh auf 9,2 ct/kWh, bei einer von zwei auf ein Prozent reduzierten Degression. Erstmals wird ein Systemdienstleistungsbonus von 0,5 ct/kWh für moderne Anlagen eingeführt, die die



Anlagenkosten • Entwicklung der Anlagenkosten bezogen auf den Jahresenergieertrag am Referenzstandort in Abhängigkeit der insgesamt installierten Leistung (Grafik: ISET)

wird es sinnvoller sein, durch den Einsatz von Windenergie fossile Brennstoffe einzusparen und Windschwankungen gegebenenfalls mit konventionellen Kraftwerken zu überbrücken [13]. Relativ gute Zukunftsaussichten besitzen unterirdische adiabate Druckluftspeicher, die durch Wärmerückgewinnung Wirkungsgrade um 70 Prozent erreichen könnten. Allerdings werden erste Anwendungen dieser noch völlig neuen Technologie nicht vor 2015 erwartet. Langfristig können durch den Einstieg in die Elektromobilität auch die Energiespeicher von Fahrzeugen Schwankungen aus Wind- und Sonnenenergie auffangen und so das Netz stabilisieren.

6. Wirtschaftlichkeit

Das Stromeinspeisegesetz (1991 bis 2000) und das Erneuerbare Energien Gesetz (ab April 2000) haben den Ausbau der Windenergie in Deutschland maßgeblich stimuliert,

Stabilität des Verbundnetzes stützen können. Offshore sinkt die Grundvergütung von 5,95 ct/kWh auf 3,5 ct/kWh bei einer von 8,74 ct/kWh auf 15 ct/kWh (13 ct/kWh bei Inbetriebnahme nach 2015) erhöhten Anfangsvergütung. Ab 2015 wird zudem für Offshore-Anlagen eine jährliche Degression von fünf Prozent eingeführt. Bei dem so genannten Repowering (Ersetzen alter Anlagen durch neue Anlagen mit höherem Ertrag) wurde die Anfangsvergütung um 0,5 ct/kWh erhöht.

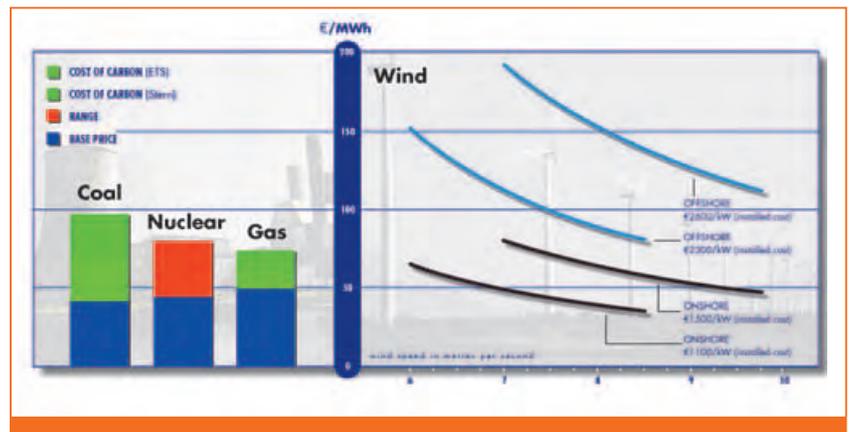
Eine andere Regelung des EEG berücksichtigt die große Bedeutung der lokalen Windbedingungen für die Wirtschaftlichkeit. Hierdurch bestimmt sich die Höhe und die zeitliche Staffelung der unterschiedlichen Vergütungsstufen während des zwanzigjährigen Vergütungszeitraums. Offensichtlich unwirtschaftliche Projekte sind inzwischen von einer Förderung ausgeschlossen. Besonders günstige Bedingungen gelten hingegen für Offshore-Standorte und das Repowering.

Die starke weltweite Nachfrage nach Windenergieanlagen wird nicht nur durch den Umwelt- und Klimaschutz, sondern durch die inzwischen an sehr guten Landstandorten erreichte Wirtschaftlichkeit gegenüber neu zu bauenden konventionellen Kraftwerken vorangetrieben. Ein aktueller internationaler Kostenvergleich (09), der die Preissteigerungen im Kraftwerks- und Windenergiemarkt berücksichtigt, verdeutlicht dies.

7. Naturschutz und Akzeptanz

Mit dem Aufkommen größerer Windparks hat diese Form der Erneuerbaren Energie zunehmend Akzeptanzprobleme bekommen. Windkraftanlagen wirken sich aber nur lokal und in vergleichsweise geringem Maße negativ aus. Dies muss man vergleichen mit anderen Natureingriffen, wie der Anreicherung der Atmosphäre mit CO₂- und Schadstoffemissionen, Verkehr, Freileitungen und vielem mehr. Angesichts der direkt spürbaren Konsequenzen der traditionellen Energieversorgung ist nach wie vor eine deutliche Mehrheit der Bundesbürger für einen weiteren Ausbau der Windkraft. Trotzdem tritt häufig ein paradoxes Verhalten auf, englisch treffend als „Not in my backyard!“-Phänomen (NIMBY) charakterisiert: Windkraft ja, aber nicht vor meiner Haustür.

Für konkrete Windparkprojekte ist daher eine sozial- und umweltverträglichen Planung unverzichtbar. Sie muss die Interessen der lokalen Bevölkerung einbeziehen und anerkannte Mindeststandards des Natur- und Landschaftsschutzes berücksichtigen [14]. Hierdurch wird eine häufig beobachtete politische Voreingenommenheit und Polarisierung auf allen Seiten vermieden, die kaum mit wissenschaftlichen Fakten oder technischen Lösungen zu beseitigen ist.



09

8. Ökologie und Wirtschaft

Vor dem Hintergrund der Klimaproblematik befindet sich die Elektrizitätswirtschaft in einem Dilemma. In den nächsten Jahrzehnten steht ein Großteil der Kraftwerkskapazität zur Erneuerung an. Mit etwa 596 Gramm emittiertem CO₂ pro produzierter Kilowattstunde liegt die Bundesrepublik zur Zeit deutlich über dem europäischen Durchschnitt [15, 16]. Eine Fortsetzung des derzeitigen Erzeugungsmixes bei einem nur moderat ansteigenden Anteil Erneuerbarer Energie scheint wenig aussichtsreich, insbesondere auch angesichts der Selbstverpflichtung der Bundesregierung, die CO₂-Emissionen gegenüber den Werten von 1990 um 40 Prozent zu senken.

Ein gesellschaftlicher Konsens über den Neubau von Kernkraftwerken ist nicht zu erwarten; auch die Entsorgung verbrauchter Brennelemente ist nicht geklärt. Die verbleibenden Optionen der CO₂-armen Stromerzeugung aus fossilen Energiequellen sind wenig überzeugend: Die noch reichlich vorhandenen Kohlereserven können weiter ausgebeutet und in Kraftwerken mit technologisch unausgereifter CO₂-Abscheidung und -Sequestrierung (CCS) mit hohen Infrastrukturkosten und

Energiegestehungskosten • Vergleich der Energiegestehungskosten für On- und Offshore-Windparks mit verschiedenen konventionellen Energieträgern (Grafik: Windpower Monthly 1/2008)

Effizienzverlusten von bis zu 40 Prozent verstromt werden [17]. Auch eine politisch riskante, mittelfristig teure und lediglich CO₂-reduzierte Verstromung von importiertem Erdgas erscheint problematisch. Zu den steigenden Rohstoffpreisen kommen so bei der Verwendung fossiler Energieträger die ökologischen und politischen Kosten hinzu, die sich auf der einen Seite aus dem Vermeiden und Bewältigen von Umweltschäden und auf der anderen Seite aus entstehenden einseitigen Abhängigkeiten von Rohstofflieferanten aus oft politisch instabilen Regionen ergeben. Kurzfristig können diese Ansätze sicherlich zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen beitragen, langfristig tragfähig im Sinne einer nachhaltigen Energieversorgung bei überschaubarer Kostenentwicklung sind sie jedoch nicht.

Als neue Herausforderungen treten die beschriebene Netzintegration Erneuerbarer Energien und die Anpassung der energiewirtschaftlichen Strukturen auf. Das Institut für Solare Energieversorgung (ISET) in Kassel zeigte 2005, wie die Stromversorgung Europas und seiner Nachbarn unter ausschließlicher Nutzung Erneuerbarer Energie mit bereits heute weitgehend entwickelten Technologien und zu Stromgestehungskosten sehr nahe am heute Üblichen gesichert werden könnte [18]. Zentrales Element eines solchen Konzepts mit sehr hohem Windenergieanteil ist der regionsübergreifende Ausgleich der Angebotschwankungen erneuerbarer Energieformen untereinander. Dies kann mit einer Kombination verschiedener Energiequellen und durch Energietransport in einem transkontinentalen Verbundnetz auf der Basis von Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) mit geringen Verlusten (10 bis 15 Prozent) erreicht werden. Eine ähnliche Idee wird im kleineren Rahmen mit dem Konzept dezentraler Kombikraftwerke verfolgt, bei denen Wetterprognosen und Prognosen des Lastverlaufs als Ausgangsdaten für die Anlagensteuerung genutzt werden, die dann je nach realer Erzeugung und Bedarf angepasst wird. Biogasanlagen und Pumpspeicherwerke gleichen aus Wind und Sonne entstehende Lastschwankungen aus. Erste Erfahrungen mit einer Pilotanlage scheinen erfolversprechend [19] und stützen und ergänzen die Ergebnisse der ISET-Studie. Mit dem DESERTEC-Projekt schließt die deutsche Industrie an

diese Ideen an und beginnt Strategien in Richtung eines integrierten Kraftwerk-parks auf Basis Erneuerbarer Energien zu entwickeln.

Im Rahmen internationaler Energiesysteme verbessern sich so die technischen und wirtschaftlichen Perspektiven deutlich. Bei weiter steigenden Rohstoffkosten wird prognostiziert, dass bereits 2015 ein Energiemix aus Erneuerbarer Energie (ohne Photovoltaik) kostengünstiger ist als aus fossiler Strombereitstellung [9]. Damit ist der weitere zügige Ausbau Erneuerbarer Energie mittelfristig ein Garant für eine Stabilisierung der Strompreise und damit letztlich auch für die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie. • Martin Kühn, Tobias Klaus

Literatur

- 1 J. P. Molly, *Status der Windenergienutzung in Deutschland, Stand 30.06.2009*, DEWI GmbH 2009, www.dewi.de/dewi/index.php?id=47&L=1
- 2 R. Gasch, J. Twele (Hrsg.), *Windkraftanlagen – Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb*, 6. Aufl., Teubner, 2009
- 3 H. Dörner, *Drei Welten – ein Leben*, Prof. Dr. Ulrich Hütter – Hochschullehrer, Konstrukteur, Künstler, 2. Aufl., Selbstverlag, 2002
- 4 Institut für Solare Energieversorgung (ISET), *Windenergie Report Deutschland 2005*, reisi.iset.uni-kassel.de
- 5 VDMA, BWE, *Die deutsche Windindustrie im Weltmarkt, 2009*, www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/statistiken/WE%20Deutschland/090723_PK_BWE_VDMA.pdf
- 6 WWEA, *World Wind Energy Report 2008*, www.unendlich-viel-energie.de/en/wind/details/article/53/world-wind-energy-report-2008.html
- 7 EWEA, *Delivering Offshore Wind Power in Europe*, European Wind Energy Association (EWEA), Dezember 2007, www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/images/publications/offshore_report/ewea-offshore_report.pdf
- 8 BTM Consult Aps, *World Market Update 2008*, März 2009
- 9 J. Nitsch, *Leitstudie 2008: Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit*, Oktober 2008, www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/42383.php
- 10 Deutsche Energie-Agentur (dena), *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore*

bis zum Jahr 2020 (dena-Netzstudie), 2005, www.dena.de/de/themen/thema-esd/publikationen/publikation/netzstudie/

- 11 Bundesverband Windenergie, Pressemitteilung 18.9.2006, www.wind-energie.de
- 12 B. Lange, Wind Power Prediction in Germany – Recent Advances and Future Challenges, European Wind Energy Conference (EWEC), Athen 2006
- 13 G. Eisenbeiß, Physik in unserer Zeit, 2005, 36 (3), 135
- 14 Deutscher Naturschutzring (DNR), Umwelt- und naturverträgliche Nutzung der Windenergie an Land, Bonn 2005, www.wind-ist-kraft.de
- 15 Umweltbundesamt, Climate Change 01/07: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix, Berlin, April 2007
- 16 Umweltbundesamt, Climate Change 06/03: Anforderungen an die zukünftige Energieversorgung, Berlin, Aug. 2003
- 17 Umweltbundesamt, CCS – Rahmenbedingungen des Umweltschutzes für eine sich entwickelnde Technik, Mai 2009
- 18 G. Czisch, Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung – Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien, Universität Kassel, Dissertation, 2005
- 19 H. Emanuel, R. Mackensen, K. Rohrig, Das regenerative Kombikraftwerk, Abschlussbericht, Kassel, April 2008

Internet

- Bundesumweltministerium:
www.erneuerbare-energien.de
- European Wind Energy Association:
www.ewea.org
- World Wind Energy Report 2008:
www.unendlich-viel-energie.de/en/wind/details/article/53/world-wind-energy-report-2008.html
- Stiftungslehrstuhl Windenergie
Universität Stuttgart:
www.uni-stuttgart.de/windenergie

DIE AUTOREN

MARTIN KÜHN

geb. 1963, Studium der Physikalischen Ingenieurwissenschaften in Hannover, Berlin und Delft, bis 1999 wissenschaftlicher Mitarbeiter der TU Delft, danach bis 2003 Project Manager Offshore Engineering bei GE Wind Energy GmbH, 2001 Dissertation TU Delft, seit 2004 Inhaber des ersten deutschen Lehrstuhls für Windenergie, Universität Stuttgart.



TOBIAS KLAUS

geb. 1967, Studium der Politikwissenschaft in Bonn, Frankfurt und Dublin, seit 2008 Mitarbeiter am Stiftungslehrstuhl Windenergie der Universität Stuttgart.



Kontakt

Prof. Dr. Dipl.-Ing. Martin Kühn
Stiftungslehrstuhl Windenergie (SWE)
Allmandring 5B, 70550 Stuttgart
Tel. 0711/685-68258
E-Mail: kuehn@ifb.uni-stuttgart.de
Internet: <http://www.ifb.uni-stuttgart.de/index.php/institut/41-stiftungslehrstuhl-windenergie-swe>

Thermische Solartechnik für Kälte, Wärme und Strom



Stadtwerke Crailsheim

Die thermische Nutzung der Solarenergie kann einen entscheidenden Beitrag zur Klima- und Ressourcenschonung leisten. Die Anwendungsmöglichkeiten reichen von der solaren Trinkwassererwärmung und Raumheizung über die Bereitstellung von solarer Wärme für industrielle Prozesse sowie die solarthermische Klimatisierung und Stromerzeugung bis hin zur thermo-chemischen Herstellung von Treibstoffen.

1. Einleitung

Im Rahmen der Nachfolgeregelung für die beiden aus Altersgründen ausscheidenden Institutsleiter wurde im April 2000 die Leitung des Instituts für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW) der Universität Stuttgart und des Instituts für Technische Thermodynamik (ITT) des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) in Personalunion an Prof. Hans Müller-Steinhagen übertragen. Die beiden Institute haben heute zusammen 240 Mitarbeiter/innen (ITW = 40, ITT = 200), von denen ca. 160 in Stuttgart, 60 in Köln-Porz, 15 in Almería/Spanien und fünf in Hamburg stationiert sind. Die Struktur und Hauptarbeitsgebiete der beiden Institute können **(01)** entnommen werden.

Insgesamt beschäftigen sich über 100 Wissenschaftler/innen mit Forschungs- und Entwicklungsarbeiten zur thermischen Nutzung der Solarstrahlung im Temperaturbereich von 0 °C bis 1.500 °C. Damit ist der Verbund aus ITW und ITT die größte For-

scherguppe auf diesem Themengebiet in Europa und möglicherweise weltweit.

2. Bedeutung der Wärmebereitstellung

In Deutschland werden heute 50 Prozent des Endenergiebedarfs im Wärmemarkt umgesetzt, alleine 40 Prozent der energiebedingten CO₂-Emissionen entstehen bei der Wärmebereitstellung. Diese Zahlen unterstreichen die herausragende Bedeutung des Wärmemarktes für einen erfolgreichen Klimaschutz. Durch die vollständige energetische Sanierung des gesamten Gebäudebestandes kann der Endenergieeinsatz zur Wärmebereitstellung bis zum Jahr 2050 fast halbiert werden.

Um den Anteil Erneuerbarer Energien den Ausbauzielen der Bundesregierung entsprechend schnell ansteigen zu lassen, ist wegen der begrenzten Biomassepotenziale insbesondere ein schneller Ausbau der Solar- und Erdwärmenutzung erforderlich. Dem BMU „Leitszenario“ entspre-

chend kann bis zum Jahr 2050 knapp die Hälfte des dann noch verbleibenden Wärmebedarfs mit Erneuerbaren Energien gedeckt werden.

Die thermische Nutzung der Sonnenstrahlung ist jedoch nicht auf die Erwärmung von Wasser und die Beheizung von Gebäuden beschränkt. Der industrielle und gewerbliche Prozesswärmebedarf in Deutschland beträgt gegenwärtig etwa 1.800 PJ/a, davon rund 500 PJ/a unterhalb 200 °C. Dies entspricht etwa fünf Prozent des gesamten Endenergiebedarfs. Die solare Bereitstellung der Prozesswärme mit entsprechend geeigneten Kollektoren und Wärmespeichern könnte deshalb zusätzlich einen erheblichen Beitrag zur Minderung des Verbrauchs an fossilen Energieträgern und der damit verbundenen Emissionen beitragen.

Weitere Anwendungen von solar bereitgestellter Wärme sind

- die solare Klimatisierung und Kälteerzeugung,
- solarthermische Kraftwerke für die Stromerzeugung im MW bis GW Bereich,
- die Herstellung von solaren Brennstoffen wie zum Beispiel Synthesegas oder Wasserstoff.

Trotz der vielfältigen Anwendungen der Sonnenwärme wird ihre Bedeutung häufig im Vergleich zu anderen Technologien zur Nutzung der Erneuerbaren Energien stark unterschätzt. (02) zeigt jedoch einen Vergleich der im Jahr 2008 weltweit installierten Kapazitäten. Bei der gegenwärtigen Marktentwicklung kann davon ausgegangen werden, dass sich die führende Rolle der Solarthermie in den kommenden Jahrzehnten noch weiter verstärken wird.

3. Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung und Raumheizung im Einfamilienhaus

Die Wärmeerzeugung mit Solarenergie hat bereits eine mehr als 30jährige Geschichte in Deutschland. Zum Ende des Jahres 2008 waren in Deutschland thermische Solaranlagen mit einer Wärmeleistung von insgesamt 7,9 GW_{th} bzw. einer Kollektorfläche von 11,3 Mio. m² installiert. Diese erzeugten im Jahr 2008 insgesamt 4520 GWh Solarwärme, wodurch mehr als 1,2 Mio. Tonnen CO₂-Emissionen vermieden wurden. Dennoch werden heute erst 0,3

SUMMARY

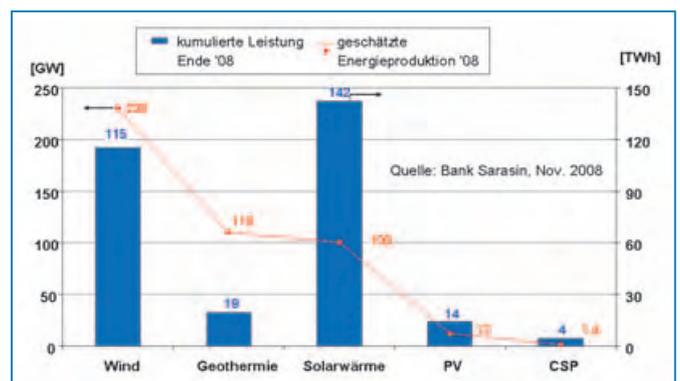
The thermal use of solar radiation can make an enormous contribution to the conservation of climate and natural resources. This ranges from the provision of heat for water, buildings and industrial processes to solar thermal air conditioning and power generation, and finally thermo-chemical production of fuels. Already today, more useful energy is provided by these technologies than by any other process using renewable energies, with the exception of the well-established hydropower. Together, the Institute for Thermodynamics and Thermal Engineering in the University of Stuttgart and the Institute of Technical Thermodynamics of the German Aerospace Centre (DLR) are amongst the leaders in the international research and development effort to exploit this almost unlimited source of energy.

Elliptischer Sonnensimulator für die Vermessung von Receiverrohren für Parabolrinnenkraftwerke



01

Im Jahr 2008 weltweit installierte Leistung und Energiebereitstellung

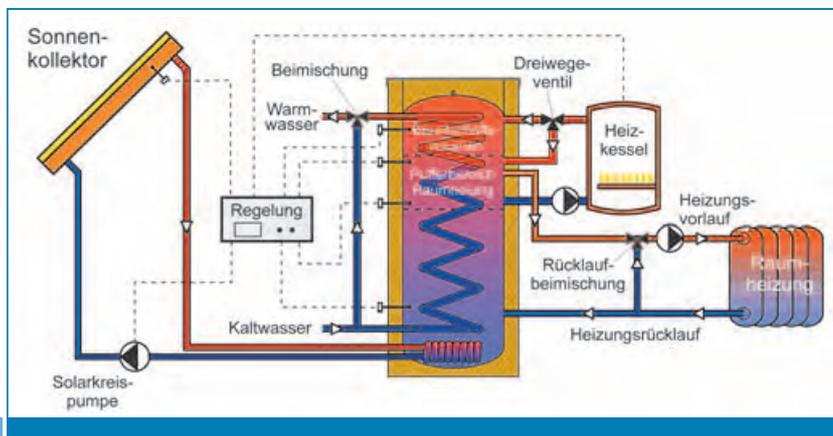


02

Prozent des deutschen Wärmebedarfs mit Solarwärme gedeckt. Es wird davon ausgegangen, dass bis 2020 europaweit im Durchschnitt 1 m² Kollektorfläche pro Einwohner installiert werden kann. Da Deutschland heute bereits den europäischen Durchschnitt übertrifft, könnten hier bis zum Jahr 2020 möglicherweise schon 2 m² Sonnenkollektorfläche installiert werden. Mit insgesamt 160 Mio. m² Kollektorfläche bzw. 112 GW_{th} installierter

thermischer Leistung würde dann über sechs Prozent des Wärmebedarfs gedeckt werden.

Solarwärme wird in Deutschland heute primär zur solaren Trinkwassererwärmung und Unterstützung der Raumheizung genutzt. Hierzu kommen in mehr als 98 Prozent aller Fälle Einzelanlagen für individuelle Gebäude zum Einsatz. Überwiegend handelt es sich hierbei um solare Kombianlagen, die sowohl zur Trinkwassererwärmung als auch zur Heizungsunterstützung dienen. Auf diese Anlagentechnologie entfällt der weitaus größte Teil der im Jahr 2008 neu installierten solarthermischen Leistung von 1,47 MW_{th} bzw. 2,1 Mio. m² Kollektorfläche.



Prinzipieller Aufbau einer solaren Kombianlage

Vereinzel werden große solarthermische Anlagen zur solaren Wärmeversorgung von Mehrfamilienhäusern sowie Verbundsysteme, sogenannte solare Nahwärmesysteme zur Wärmeversorgung gesamter Siedlungsgebiete eingesetzt. Integraler Bestandteil von Solaranlagen sind Wärmespeicher, deren Speicherzeit meist im Bereich von wenigen Tagen liegt, jedoch auch mehrere Monate (saisonale Wärmespeicher) betragen kann. Im Hinblick auf den Nichtwohnungsbereich sind typische Einsatzgebiete von thermischen Solaranlagen die solare Kühlung und Prozesswärmeerzeugung für Industriebetriebe, Gewerbeimmobilien und öffentliche Einrichtungen wie z. B. Schwimmbäder.

Thermische Solaranlagen zur Erwärmung des Trinkwassers und für die Unterstützung der Raumheizung haben bereits einen hohen technischen Stand erreicht. Sie bestehen als zentrale Komponenten aus einem Sonnenkollektor, einem Wärmespeicher und einer Regelung (03). Der Kollektor absorbiert die von der

Sonne kommende Solarstrahlung und wandelt diese in Wärme um. Die erzeugte Wärme wird über ein in einem hydraulischen Kreislauf (Solarkreislauf) zirkulierendes Wärmeträgerfluid einem Warmwasserspeicher zugeführt. Zusätzlich wird dieser Speicher ggf. durch eine konventionelle Nachheizung (z. B. Öl- oder Gaskessel) beheizt. Vom Speicher ausgehend wird das Leitungsnetz für die Trinkwarmwasserversorgung sowie Raumheizung und ggf. weiterer Verbraucher wie z. B. ein Schwimmbad, mit Wärme versorgt. Der Betrieb der Anlage wird durch eine Regelung kontrolliert, die z. B. die Pumpe im Solarkreislauf ein- und ausschaltet sowie die Nachheizung aktiviert.

Etwa ein Drittel der heute in Ein- und Zweifamilienhäusern installierten Solaranlagen dient ausschließlich der Trinkwassererwärmung und etwa zwei Drittel aller Anlagen unterstützen zusätzlich die Raumheizung. Heute übliche solare Kombianlagen besitzen eine Kollektorfläche von etwa 10 bis 20 m² und Speichervolumina im Bereich von 0,7 bis 1,5 m³. Beim Einsatz in einem ‚üblichen‘ Einfamilienhaus kann mit diesen Anlagen eine Reduktion des Gesamtenergieverbrauchs für Heizung und Warmwasser von ca. 20 bis 30 Prozent erreicht werden. Soll ein deutlich größerer Anteil der benötigten Energie von der Sonne geliefert werden, so sind größere Kollektorflächen und/oder Speicherkapazitäten erforderlich.

Ein zukünftiges Ziel für den Gebäudebereich ist die Etablierung des sogenannten „100% SOLARAKTIVHAUSES“ als Baustandard. Beim „100% SOLARAKTIVHAUS“ wird der gesamte Wärme- und Kältebedarf zu 100 Prozent durch Solarwärme gedeckt. Entsprechend den Vorgaben der europäischen und deutschen Solarthermie-Technologieplattform (ESTTP, DSTTP) soll dieses Ziel bis spätestens 2030 erreicht sein. Zusätzlich zum Neubaubereich ist es das Ziel, im Gebäudebestand den Verbrauch fossiler Energieträger durch die sogenannte „solar aktive Sanierung“ deutlich zu reduzieren.

4. Solarunterstützte Nahwärme und Saisonale Wärmespeicherung

Für die Wärmeversorgung von größeren Wohnsiedlungen mit mindestens 100 Wohneinheiten wurden in den vergangenen Jahren Konzepte entwickelt, die bei

möglichst geringen Mehrkosten den fossilen Brennstoffbedarf zur Wärmeversorgung um bis zu 50 Prozent und mehr reduzieren. Ein wichtiger Baustein dieser Versorgungskonzepte ist die Nutzung von solarthermischer Energie in Nahwärmeversorgungssystemen mit saisonaler Wärmespeicherung. Seit 1993 wird durch die Energieforschungsprogramme Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus u. a. die Technik der Langzeit-Wärmespeicherung einschließlich des technischen Systems zur Nutzung der gespeicherten Wärme entwickelt und in Pilotanlagen verwirklicht. Elf Anlagen mit Langzeit-Wärmespeicher, die im Rahmen des Energieforschungsprogramms Solarthermie-2000plus von verschiedenen Instituten – so auch dem Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik – wissenschaftlich-technisch begleitet werden, sind in Betrieb. Große Solaranlagen mit bis zu 7000 m² Kollektorfläche sind heutzutage Stand der Technik. Die zeitliche Verschiebung zwischen Solarstrahlungsangebot im Sommer und maximalem Wärmebedarf im Winter wird über die saisonale Wärmespeicherung ausgeglichen, für die vier erprobte Techniken zur Verfügung stehen. Diese müssen jedoch weiterentwickelt werden, um die derzeit noch hohen Baukosten zu reduzieren.

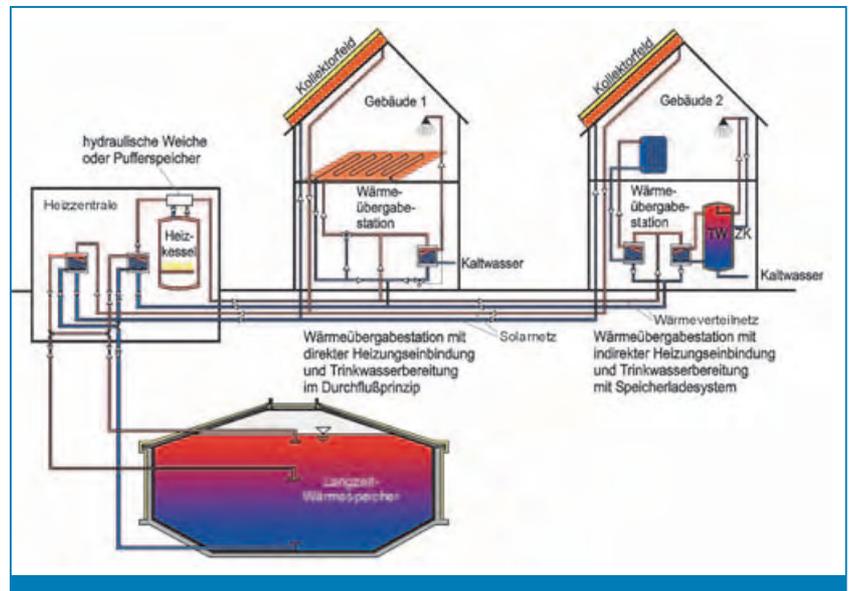
(04) zeigt das Schema einer solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher. Die von den Sonnenkollektoren gewonnene Wärme wird über das Solarnetz zur Heizzentrale transportiert und bei Bedarf über ein Wärmeverteilnetz den Gebäuden zugeführt. Die Kollektoren sind auf den Dächern der Gebäude montiert, die möglichst nahe an der Heizzentrale liegen.

Die im Sommer anfallende Überschusswärme wird in den saisonalen Wärmespeicher eingespeist, der in den Untergrund des Siedlungsgeländes eingebaut ist. Das über das Wärmeverteilnetz gelieferte Heizwasser versorgt die Heizung und Trinkwassererwärmung der Gebäude. Die Heizwassererwärmung in der Heizzentrale verwendet die im Langzeit-Wärmespeicher gespeicherte Solarwärme und heizt bei Bedarf konventionell nach. Die Auslegungsrichtlinien dieser Anlagen lassen sich vereinfacht wie folgt zusammenfassen: Die Systemmindestgröße beträgt 100 Wohneinheiten mit je 70 m² Wohnfläche. Pro m² Wohnfläche sollte (0,14 – 0,21) m² Flach-

kollektor und je m² Flachkollektor (1,4 – 2,4) m³ Wasseräquivalent als Wärmespeicher vorgesehen werden. Eine so ausgelegte solarthermische Großanlage liefert pro Jahr circa 230 – 350 kWh pro m² Flachkollektor für einen solaren Deckungsanteil von 40 bis 60 Prozent am Gesamtwärmebedarf.

5. Solarthermische Kühlung

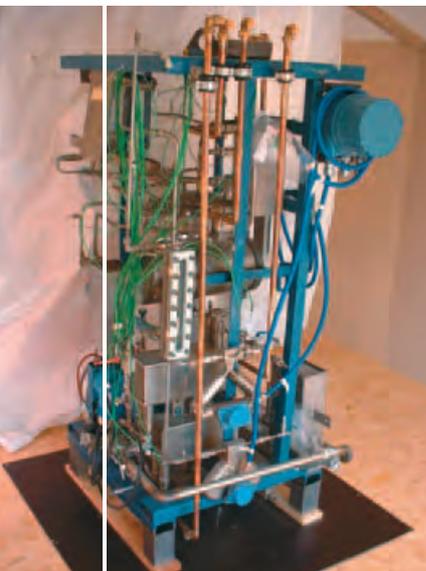
Auch in Deutschland entsteht durch moderne Bauformen und -materialien und durch den zunehmenden Einsatz elektrischer Geräte ein steigender Bedarf nach Raumklimatisierung. Zur Gebäudekühlung im kleinen Leistungsbereich (1 bis 10



Schema einer solar unterstützten Nahwärmeversorgung

kW Kälteleistung) werden heutzutage in der Regel Kompressionskältemaschinen eingesetzt. Diese Art der Kälteerzeugung benötigt als Antriebsenergie elektrischen Strom. Dadurch tritt gerade in Spitzenlastzeiten im Sommer eine erhebliche Belastung der Stromnetze auf, die bis zum Zusammenbruch führen kann. Weiterhin sind mit der Erzeugung von elektrischem Strom erhebliche CO₂-Emissionen verbunden.

Der Einsatz von Anlagen zur solaren Klimatisierung hat ein enormes Potenzial. Sie können Stromnetze im Sommer entlasten und Primärenergie einsparen. Die Nutzung Erneuerbarer Energien ist hier besonders attraktiv, weil im Gegensatz zur solaren Beheizung der zeitliche Verlauf von Nachfrage und Energieangebot weitgehend identisch sind. Noch sind viele An-



05a Absorptionskältemaschine



05b Solarkollektoren



05c Trockenkühler

Solare Kälteanlage des ITW

lagen in der Entwicklungs- bzw. Erprobungsphase. Damit diese Anlagen auf dem Markt konkurrenzfähig sind, müssen in erster Linie Optimierungen stattfinden. Am ITW wurde eine thermisch angetriebene Ammoniak/Wasser-Absorptionskältemaschine mit einer Kälteleistung von 10 kW entwickelt und in einem neuen Anlagenkonzept mit Eisspeicher umgesetzt, um eine maximale Verfügbarkeit an Kälteleistung zu sichern. Mit einer Prototyp-Anlage werden 115 m² Bürofläche des Institutsgebäudes mittels Kühldecken gekühlt. Ein weiterer Vorteil der Anlage des ITW ist, dass die installierte Solaranlage in den kühleren Monaten zusätzlich für die Gebäudeheizung verwendet wird, wobei die Absorptionskältemaschine als Wärmepumpe arbeitet. Somit ist es möglich, mit einer Anlage die komplette Versorgung von Gebäuden mit Wärme und Kälte zu übernehmen. Als Wärmequelle dienen thermische Solarkollektoren. Die Abwärme der Kältemaschine wird ausschließlich über einen Trockenkühler abgeführt. Die wesentlichen Komponenten dieser Anlage sind in (05) gezeigt.

6. Solarthermische Kraftwerke

Solarthermische Kraftwerke nutzen fokussierte Solarstrahlung, um damit Dampf oder Druckluft bei hohen Temperaturen zu erzeugen, die dann in konventionelle Dampf- oder Gasturbinenkreisläufe eingespeist werden. Bei Verwendung von effizienten Wärmespeichern können solche Großkraftwerke in den sonnenreichen Ländern planbaren und regelbaren Strom im MW- und GW-Bereich bereitstellen. Am 30. Oktober 2009 wurde von 12 großen Unternehmen die sogenannte DESERTEC Industrial Initiative (DII) gegründet, mit dem Ziel bis zum Jahr 2050 etwa 400 Mrd. Euro in solarthermische Kraftwerke in Nordafrika und in Hochspannungsgleichstrom-Leitungen (HGÜ) nach Europa zu investieren, um damit 15 Prozent des europäischen Strombedarfs zu decken. Das DESERTEC-Konzept basiert im Wesentlichen auf wissenschaftlichen Arbeiten des DLR Instituts für Technische Thermodynamik.

Zwei unterschiedliche Systeme zur großtechnischen solarthermischen Stromerzeugung in sonnenreichen Ländern sind heute verfügbar, siehe (06). Zum einen linienfokussierende Systeme, die die kon-

zentrierte Strahlung in ihrer Brennnlinie auf ein selektiv beschichtetes Absorberrohr richten und damit Temperaturen bis zu 400 °C im dort zirkulierenden Wärmeträger erzielen. Zum anderen punktfokussierende Systeme, bei denen dreidimensional gekrümmte der Sonne nach geführte Einzelspiegel (Heliostaten) die Solarstrahlung auf einen Wärmetauscher (Receiver) ausrichten, der sich auf der Spitze eines Turms befindet. Dabei können höhere Temperaturen als in den linienfokussierenden Systemen erzielt werden.

Solarthermische Kraftwerke mit Parabolrinnenkollektoren werden seit mehr als 20 Jahren in der kalifornischen Mojave Wüste betrieben. Lange fand ihre Erfolgsgeschichte keine Nachahmer. Inzwischen werden jedoch im gesamten Sonnengürtel der Welt neue Kraftwerke gebaut und betrieben. Allein in Spanien befinden sich zurzeit knapp 200 MW an Solarkraftwerken in Betrieb, mehr als 800 MW im Bau und mehrere GW in konkreter Planung. Auch in den USA und in einigen nordafrikanischen Staaten wird bereits gebaut und in zahlreichen weiteren Staaten laufen bereits konkrete Planungen. Bis zum Jahr 2020 werden weltweit 20 bis 40 GW an Solarkraftwerkskapazitäten erwartet. Dass es soweit gekommen ist, ist nicht zuletzt dem DLR zu verdanken, das diese Entwicklungen seit mehr als 30 Jahren kontinuierlich unterstützt hat. Zusammen mit seiner spanischen Schwesterorganisation CIEMAT und Industriepartnern wurde die Technik weiterentwickelt und im spanischen Testzentrum, der Plataforma Solar in Almeria, gemeinsam erprobt.

Kommerziell werden heutzutage überwiegend Parabolrinnenkollektoren eingesetzt, so zum Beispiel im Anfang 2009 eingeweihten Andasol 1 Kraftwerk in Andalusien, dem derzeit größten Solarkraftwerk der Welt. Auf einer Gesamtfläche von fast zwei Quadratkilometern stehen über 600 Parabolrinnen-Kollektoren, von denen jeder einzelne 150 Meter lang und 5,7 Meter breit ist. Insgesamt haben die Spiegel eine Fläche von über 500.000 Quadratmetern. In der Mitte dieses riesigen Solarfeldes befindet sich außerdem ein Wärmespeicher. Hier wird in zwei großen Tanks von 14 Metern Höhe und 36 Metern Durchmesser die überschüssige Energie während der Mittagsstunden in 26.000 Tonnen flüssigem Salz gespeichert. Das Salz wird durch Sonnenenergie auf bis zu

390 °C aufgeheizt. Mit der gespeicherten Wärme kann das Kraftwerk dann bis zu 7,5 Stunden nach Sonnenuntergang noch Strom mit voller Leistung (50 Megawatt) liefern. Neben diesem ersten kommerziell betriebenen Kraftwerk Andasol 1 sind bereits zwei weitere Solarkraftwerke am selben Ort im Bau: Andasol 2 befindet sich seit Mitte 2009 in der Erprobungsphase mit ebenfalls 50 Megawatt, Andasol 3 mit weiteren 50 Megawatt wird voraussichtlich Anfang 2011 folgen.

Heutzutage ist der Strom aus solarthermischen Kraftwerken noch deutlich teurer als konventionell erzeugte Elektrizität. So werden z. B. in Spanien bis zu 27 Cent/kWh vergütet. Durch die rasche Implementierung und die Vergrößerung der Anlagengrößen sind aber schon deutliche Kostensenkungen durch Skaleneffekte erkennbar. Dazu kommen technische Verbesserungen, die den Wirkungsgrad der Anlage erhöhen, so dass die gleiche Elektrizitätsmenge mit weniger Kollektoren erreicht werden kann. Auch die Verlängerung der Lebensdauer und die Reduzierung von Betriebs- und Wartungskosten tragen zur Kostensenkung bei. Auf all diesen Gebieten forscht das DLR häufig in Kooperation mit der Industrie. Höhere Effizienzen lassen sich z. B. durch höhere Temperaturen im Wärmeträgermedium erreichen, so dass die Wärmeenergie dann effizienter in mechanische Arbeit umgewandelt werden kann. Dem DLR ist es z. B. gelungen, in einem Turmkraftwerk Lufttemperaturen von über 1.000 °C zu erzeugen und in eine Gasturbine einzukoppeln. Damit lassen sich längerfristig bis zu 40 Prozent Spiegelfläche im Vergleich zu heutiger Kraftwerkstechnik einsparen. Auch kostengünstigere Speichermaterialien und innovative Kollektor- und Reflektorstrukturen werden entwickelt und erprobt. Insgesamt wird erwartet, dass sich durch die technische Weiterentwicklung mit solarthermischen Kraftwerken an guten Solarstandorten in den nächsten 15 Jahren wettbewerbsfähig CO₂-freier Strom nach Bedarf erzeugen lässt.

7. Solare Chemie

Die Nutzung von Solarenergie für chemische Prozesse eröffnet die Möglichkeit, sie in solaren Energieträgern wie Wasserstoff aber auch flüssigen solaren Kraftstoffen zu speichern. Aber auch durch die Vermeidung

von Energiewandlungsschritten – wie etwa Solarstrahlung in Wärme oder Wärme in Strom – können höhere Effizienzen bei ihrem direkten Einsatz als Energiequelle in chemischen Prozessen erzielt werden.

Im DLR Institut für Technische Thermodynamik wird seit 20 Jahren an der Entwicklung solarchemischer Prozesse gearbeitet. Der Fokus liegt dabei auf der Umsetzung von grundlegenden Forschungsergebnissen in praktische Anwendungen. Die bearbeiteten Themen reichen von der solar fotochemischen Reinigung von Wasser über die solare Synthese von Fein- und Massenchemikalien, das solarthermische Recycling von Rest- und Wertstoffen bis zum Schwerpunkt der Arbeiten, der Erzeugung von Energieträgern wie Wasserstoff, Synthesegas und daraus erzeugbaren flüssigen Energieträgern wie etwa Methanol. An zwei Beispielen sollen die Möglichkeiten der Solarchemie exemplarisch dargestellt werden.

Im Bereich der solaren Wasserreinigung hat das DLR in einer Reihe von nationalen und europäischen Projekten Katalysatoren, Verfahren und Anlagen entwickelt, mit dem Ziel die Nutzung von Solarstrahlung hier so effizient und wirtschaftlich attraktiv zu machen, dass ein Markteinstieg erfolgen kann. Diese Entwicklung ist inzwischen soweit, dass ein kommerzieller Solarreaktor von Industriepartnern vermarktet wird. Die Technologieentwicklung wurde unter anderem durch die Deutsche Bundesstiftung Umwelt in dem Projekt SOWARLA gefördert. Eine Demonstrationsanlage mit einer Solarreaktorfläche von 250 m² und einer jährlichen Reinigungsleistung von 18.000 m³



Bauformen von solarthermischen Kraftwerken (unten Andasol 1 Kraftwerk)



07

SOWARLA Demonstrationsanlage,
Lampoldshausen

Wasser wurde im Oktober 2009 in Lampoldshausen in Baden-Württemberg eingeweiht, siehe (07). Die SOWARLA Technik wurde 2008 mit dem Energy Globe Award – Germany ausgezeichnet.

Die solare Wasserstofferzeugung durch thermochemische Kreisprozesse zur Wasserspaltung wird seit annähernd zehn Jahren in überwiegend durch die Europäische Union geförderten Projekten entwickelt. Einer der bearbeiteten Prozesse ist der sogenannte zweistufige thermochemische Kreisprozess, bei dem spezielle Eisenoxide solar auf 800 °C aufgeheizt werden, um Wasserdampf Sauerstoff zu entziehen und so Wasserstoff zu erzeugen.

Bei der Aufheizung auf über 1.200 °C wird die Reaktion rückgängig gemacht und das Eisenoxid gibt den Sauerstoff wieder ab und kann erneut für die Wasserstofferzeugung eingesetzt werden. Im Projekt HYDROSOL hat das DLR Institut für Technische Thermodynamik diesen Prozess von Laborversuchen über Reaktoren, die im Sonnenofen des DLR betrieben werden und eine Leistungsaufnahme von < 10 kW haben, in einen kontinuierlichen Prozess weiterent-



08

HYDROSOL 2 Reaktor auf dem Solarturm der Plataforma
Solar de Almería, Spanien

wickelt. Im Projekt HYDROSOL 2 wurde dann eine vollständig automatisierte Anlage im Maßstab von 2 x 100 kW entwickelt, die derzeit erfolgreich auf einem Solarturm der Plataforma Solar de Almería in Spanien betrieben wird. HYDROSOL wurde unter anderem mit dem Descartes Research Prize 2006 der Europäischen Union ausgezeichnet.

8. Wärmespeicher im Temperaturbereich von 0 °C bis 800 °C

Effiziente Wärmespeicher sind eine wesentliche Voraussetzung für die weitreichende Nutzung der Solarthermie. Die bisher kommerziell eingesetzten Wärmespeicher verwenden Wasser als Speichermedium, das trotz seiner ansonsten ausgezeichneten Stoffwerte Nachteile im Hinblick auf Energiedichte und Einsatztemperatur aufweist. Charakteristische Merkmale thermischer Speicher sind die für die jeweiligen Anwendungen hochspezifischen Anforderungsprofile (hinsichtlich Temperatur, Wärmeträgermedien, Menge und Leistung der benötigten Energie). Dementsprechend befassen sich das ITW und das ITT in diesem Arbeitsgebiet mit einem breiten Spektrum an Speichertechnologien, Materialien und Methoden. Weiterhin werden Fragestellungen zur hocheffizienten Wärmeübertragung und Systemintegration gleichermaßen bearbeitet.

Gegenstand der Forschung ist die Entwicklung fortschrittlicher Speicherkonzepte wie Latentwärmespeicher, Sorptions- und thermochemische Speicher. Im Bereich der (etablierten) sensiblen Speicher liegt der Fokus auf Weiterentwicklungen im Hochtemperaturbereich. Dabei zielt das ITW darauf hin, die solaren Deckungsanteile von Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung und Raumheizung durch effizientere Speicher zu erhöhen. Hierzu werden neue Speichertechnologien mit einer hohen Energiedichte erforscht und bereits etablierte Warmwasserspeicher z. B. in Hinblick auf eine Reduktion der Wärmeverluste und eine Verbesserung der thermischen Schichtung weiterentwickelt. Für die Leistungsprüfung von Warmwasserspeichern für Solaranlagen wurde am ITW ein Prüfverfahren entwickelt, das heute Bestandteil europäischer Normen ist. Die Arbeiten des ITT sind auf eine rationellere Energienutzung in Industrie und Kraft-

werkstechnik ausgerichtet. Hierbei ist die Speicherentwicklung für solarthermische Kraftwerke mit einbezogen.

Die Entwicklung von Speichertypen zur *saisonalen Wärmespeicherung* wird am ITW seit 1984 kontinuierlich fortgeführt; der erste deutsche Langzeitwärmespeicher wurde auf dem Gelände der Universität Stuttgart gebaut und betrieben. In verschiedenen Forschungsvorhaben wurden vier Leitkonzepte für die Wärmespeicherung im Untergrund konzipiert (Heißwasser-, Erdbecken-, Erdsonden- und Aquifer-Wärmespeicher) und in Größen zwischen 1.000 m³ und 60.000 m³ realisiert. Die Entscheidung für einen bestimmten Speichertyp hängt im Wesentlichen von den örtlichen Gegebenheiten, dem Volumen und insbesondere von den geologischen und hydrogeologischen Verhältnissen im Untergrund des jeweiligen Standortes ab.

Der *Heißwasser-Wärmespeicher* besteht aus einer wassergefüllten Tragkonstruktion z. B. Stahlbeton und ist teilweise im Erdreich eingebaut. Die Wärmedämmung wird heutzutage durch geeignete schüttfähige und druckfeste Materialien wie Schaumglasschotter und Blähglasgranulat am Boden, Deckel und den Seitenwänden vorgesehen. Als wasserdichte Auskleidung des Speichers dient z. B. Edelstahlblech. Die Speicher werden drucklos im Temperaturbereich von 30 bis 95 °C betrieben. Eine thermische Durchmischung des Speicherinhalts beim Be- und Entladen wird durch Ladewechseinrichtungen z. B. Prallteller in unterschiedlichen festen Positionen oder höhenvariablen ausgeführt.

Erdbecken-Wärmespeicher können beispielsweise als Kies/Wasser-Wärmespeicher ausgeführt werden. Dabei wird eine mit wasserdichter Kunststoffolie ausgekleidete Grube mit einem Kies/Wasser-Gemisch als Speichermedium gefüllt. Der Speicher ist seitlich, oben und unten mit schüttfähigen Materialien wärmedämmend. Die Ein- und Auspeicherung der Wärme erfolgt über direkten Wasseraustausch oder indirekt über Rohrschlangen. Eine statische Tragkonstruktion ist nicht notwendig, da die auftretenden Lasten über den Kies an die Seitenwände und den Boden abgetragen werden. Derzeitig eingesetzte Abdichtfolien begrenzen die Maximaltemperaturen auf ca. 90 °C.

Beim *Erdsonden-Wärmespeicher* werden ca. 20 bis 100 Meter lange U-Rohre vertikal ins Erd-

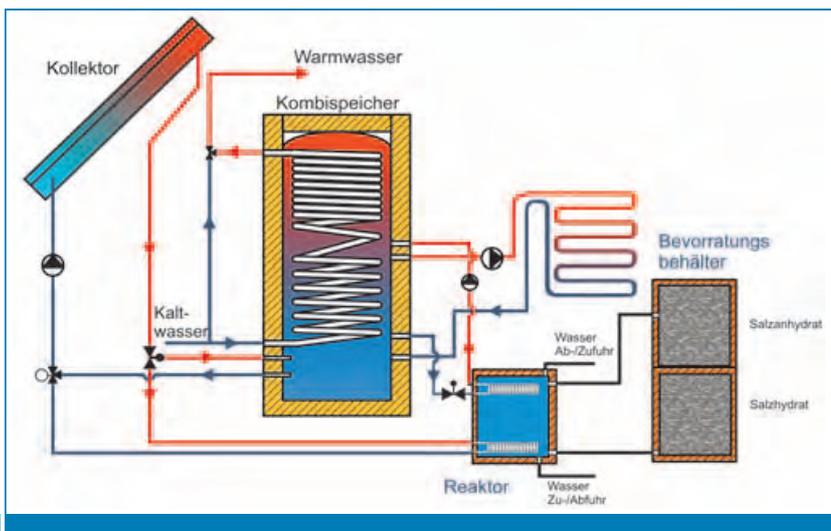


Hochtemperaturbetonspeicher, noch ohne Wärmedämmung

reich verbracht. Dabei muss ein möglichst guter thermischer Kontakt zwischen U-Rohr und Erdreich erreicht werden. Beim Durchströmen der U-Rohre von heißem/kaltem Wärmeträgerfluid (z. B. Wasser) wird Wärme in den Untergrund ein- bzw. aus diesem ausgespeichert. Dieser Speichertyp kann nur zur Oberfläche hin wärmedämmend werden. Maximale Speichertemperaturen liegen bei etwa 80 °C, begrenzt durch die Lebensdauer des Erdwärmesonden-Materials.

Beim *Aquifer-Wärmespeicher* werden natürlich vorkommende, nach oben und unten abgeschlossene Grundwasserschichten zur Wärmespeicherung genutzt. Über zwei Brunnenbohrungen („kalte“ und „warme“ Bohrung) wird dem Speicher Grundwasser entnommen, dieses über einen Wärmeübertrager erwärmt und wieder in den Untergrund eingeleitet. Aquifer-Wärmespeicher stellen sehr hohe Anforderungen an die geologischen Verhältnisse (hydraulische Durchlässigkeit, Grundwasserfließgeschwindigkeit, biologische und chemische Zusammensetzung des Grundwassers) des jeweiligen Standortes. Die maximale Speichertemperatur ist auf 50 °C limitiert, um biologische und geochemische Veränderungen im Grundwasser zu vermeiden.

Als ein technisch und wirtschaftlich attraktives Konzept für Anwendungen bis 400 °C



Schema einer solaren Kombianlage mit zusätzlicher chemischer Wärmespeicherung

im Bereich industrieller Prozesswärme und solarer Kraftwerkstechnik werden Feststoffspeicher mit temperaturfestem Beton entwickelt. Gemeinsam mit dem Industriepartner Ed. Züblin AG wurde vom ITT ein 400 kWh Speichermodul erfolgreich getestet. Der Arbeitsbereich des Speichers liegt zwischen 100 und 400 °C. Je nach Betriebsweise kann eine spezifische Speicherkapazität von 20 bis 50 kWh pro Kubikmeter erreicht werden.

Am Institut für Technische Thermodynamik wird jetzt eine Versuchsanlage im Pilotmaßstab aufgebaut, mit der Feststoff-Wärmespeicher für Temperaturen bis 800 °C untersucht werden können.

Zur Stromspeicherung werden gemeinsam von ITT und ITW neue Speicherkonzepte auf Basis *adiabater Druckluftspeicherkraftwerke* untersucht, um effiziente Lösungen zur Netzintegration großer Mengen an Windstrom zu entwickeln. Beim adiabaten Kraftwerksprozess wird ein Wärmespeicher benötigt, der die bei der Luftkompression entstehende Wärme zwischenspeichert und dadurch Anlagen mit hohen Stromspeicherwirkungsgraden von etwa 70 Prozent ermöglicht. Hierzu sind Wärmespeicher erforderlich, die bei Fluidparametern von 650 °C und 100 bar eine sehr geringe Temperaturgrädigkeit beim Be- und Entladen aufweisen.

Ebenfalls in der Entwicklung befinden sich am ITT *Hochtemperatur-Latentwärme (PCM) Speicher* für Prozessdampf im Bereich der Kraftwerkstechnik und für zahlreiche industrielle Anwendungen. Hierzu werden

unterschiedliche Nitratsalze und -salzmischungen im Bereich von 140 bis 400 °C untersucht. Ein wesentlicher Schwerpunkt der Forschungsarbeiten befasst sich mit der Frage, wie sich Latentmaterialien oder Auslegungskonzepte identifizieren lassen, mit denen das Problem des unzureichenden Wärmetransports zwischen dem Speichermedium und dem Wärmeträgerfluid befriedigend gelöst werden kann. Hierzu werden neue Materialien und Auslegungskonzepte erforscht, die auf der Verwendung von hochleitfähigen Wärmeleitstrukturen aus Graphit oder Metall beruhen. Die bisher erzielten Ergebnisse zeigen, dass sich hiermit Wärmeleitfähigkeiten im Bereich von 5 bis 15 W/(mK) erzielen lassen, die um ein Vielfaches höher sind als die bislang verfügbarer Materialien. Eine Demonstrationsanlage mit einer Speicherkapazität von 1 MWh wurde gemeinsam mit einem internationalen Industriekonsortium in Spanien errichtet und in Betrieb genommen.

Im Rahmen der Entwicklungsarbeiten zu *thermo-chemischen Wärmespeichern* werden Verfahren erforscht, die auf der Verwendung reversibler chemischer Reaktionen oder von Adsorptionsprozessen beruhen. Zur Speicherung von Solarwärme wird die Adsorption und Desorption von Wasserdampf an Zeolithmaterialien untersucht. Hierzu wurde eine neuartige Materialkonfiguration auf der Basis extrudierter Wabenkörper entwickelt, die derzeit für den Einsatz als Kurz- und Langzeitspeicher getestet wird. Für die Entwicklung thermochemischer Speicher zur Energierückgewinnung und Speicherung von Solarwärme sowie in Industrie- und Kraftwerksprozessen untersuchen ITW und ITT reversible Gas/Feststoffreaktionen. Aus einer Vielzahl potentieller Speicherreaktion konzentrieren sich die aktuellen Arbeiten auf Salzhydrate für Anwendungen bis 150 °C und Metallhydroxide für den Bereich 150 bis 500 °C. Schwerpunkt der Arbeiten sind Simulationen und experimentelle Untersuchungen zu Kinetik und Stoff- und Wärmetransport sowie die Entwicklung einer angepassten Speicherauslegung und geeigneter Verfahrenskonzepte. Hiermit sollen die Grundlagen für eine nachfolgende technische Umsetzung geschaffen werden.

9. Leistungsprüfung und Qualitätssicherung

Für die erfolgreiche Implementierung der Solarthermie als ein elementarer Baustein einer zukünftigen Energieversorgung ist es wichtig, dass die Leistungsfähigkeit von thermischen Solaranlagen bekannt und ihre Funktionsfähigkeit über einen Zeitraum von 20 bis 30 Jahren gewährleistet ist. Für die Prüfung von Sonnenkollektoren, Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung und solaren Kombianlagen existieren heute bereits europäische Normen, die in den vergangenen zehn Jahren unter maßgeblicher Beteiligung des ITW entwickelt wurden. Produktprüfungen nach diesen Normen werden am „Forschungs- und Testzentrum für Solaranlagen (TZS)“ des Instituts für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW) durchgeführt – siehe (11).

Das TZS ist heute das größte Prüfzentrum für thermische Solartechnik in Europa. Im Jahr 2002 wurde das TZS durch den DAR (Deutscher Akkreditierungsrat) für die Durchführung von Prüfungen an thermischen Solaranlagen und ihren Komponenten wie z. B. Sonnenkollektoren und Wärmespeicher entsprechend den europäischen Normen EN 12975, EN 12976 und ENV 12977 akkreditiert. Das TZS darf damit auch Prüfungen gemäß den Regularien des europäischen Qualitätslabels „Solar Keymark“ durchführen. Ebenso erfolgen Prüfungen entsprechend den Vorgaben der US-Amerikanischen Zertifizierungsstelle SRCC (Solar Rating and Certification Cooperation).

Zusätzlich zur reinen Prüftätigkeit ist das TZS sehr stark im F&E-Bereich engagiert. Aktuelle Forschungsprojekte beschäftigen sich mit der Entwicklung von Prüfverfahren für solarthermische Kälteanlagen und für Kombinationen aus Wärmepumpen und Solaranlagen, sowie der Entwicklung beschleunigter Alterungstestverfahren für solarthermische Kollektoren und deren Komponenten.

Das ITT des DLR hat 2009 das weltweit erste Qualifizierungszentrum für Komponenten von solarthermischen Kraftwerken in Betrieb genommen, die hier unter kontrollierten Standardbedingungen vermessen werden können.

• T. Brendel, H. Driick,
W. Heidemann, H. Kerskes,
H. Müller-Steinhagen, R. Pitz-Paal,
C. Sattler, R. Tamme



Außenprüfstände des „Forschungs- und Testzentrums für Solaranlagen (TZS)“ des Instituts für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW)

DIE AUTOREN



1

1 PROF. DR. DR.-ING. HABIL HANS MÜLLER-STEINHAGEN

leitet seit 2000 in Personalunion das Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik der Universität Stuttgart (ITW) und das Institut für Technische Thermodynamik (ITT) des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt. Er wurde in zahlreiche nationale und internationale Gremien berufen, darunter auch der Innovationsrat des Ministerpräsidenten und der Nachhaltigkeitsrats von Baden-Württemberg.



2

2 PROF. DR. ROBERT PITZ-PAAL

ist seit 1993 im Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) e. V. in Köln tätig. Seit 2003 ist er Universitäts-Professor für Solartechnik an der RWTH Aachen und leitet die Abteilung Solarforschung im DLR Institut für Technische Thermodynamik.



3

3 DIPL.-ING. THOMAS BRENDEL

ist seit 1999 am Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik angestellt und dort für Verwaltung und Infrastruktur verantwortlich. Parallel dazu arbeitet er an einer Dissertation zum Thema thermosiphonische Flüssigkeitsförderung und leitet eine Arbeitsgruppe zur Weiterentwicklung von solar angetriebenen Absorptionskälteanlagen und Wärmepumpen.



4

4 DR.-ING. HARALD DRÜCK

ist der Leiter des „Forschungs- und Testzentrums für Solaranlagen (TZS)“ am ITW. Er ist u. a. Vorsitzender mehrerer deutscher und europäischer Normungsgremien sowie Mitglied der Steuerungsgruppe der deutschen und europäischen Solarthermie-Technologieplattformen (DSTTP, ESTTP).



5

5 DR.-ING. WOLFGANG HEIDEMANN

ist Leiter der Abteilung Rationelle Energienutzung am Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik der Universität Stuttgart. In dieses Arbeitsfeld fällt auch die solarunterstützte Nahwärmeversorgung mit saisonalen Wärmespeichern.



6

6 DR.-ING. HENNER KERSKES

hat an der Universität Stuttgart studiert und promoviert. Er ist als wissenschaftlicher Mitarbeiter am ITW angestellt und leitet dort die Arbeitsgruppe thermo-chemische Wärmespeicherung



7

7 DR. CHRISTIAN SATTLER

ist Diplom-Chemiker, seit 1997 im DLR und leitet das Fachgebiet Solare Stoffumwandlung in der Solarforschung des Instituts für Technische Thermodynamik. Er ist im Vorstand von N.ERGHY, der Gesellschaft der Forschungseinrichtungen in der europäischen Wasserstoff und Brennstoffzellen Joint Technology Initiative, für den Bereich Wasserstoffproduktion und -speicherung verantwortlich.



8

8 DR. RAINER TAMME

ist Diplom-Chemiker und hat auf dem Gebiet der Festkörper-Chemie promoviert. Er ist Leiter der Abteilung Thermische Prozesstechnik im Institut für Technische Thermodynamik des DLR. Schwerpunkt seiner wissenschaftlichen Tätigkeit sind Energiespeicherung, thermo-chemische Umwandlungen und Wasserstoffherzeugung. Gegenwärtig leitet er den Annex 19 „High Temperature Heat Storage“ im IEA Programm „Energy Conservation through Energy Storage“.

Kontakt

Universität Stuttgart, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik
Pfaffenwaldring 6, 70550 Stuttgart
Tel. 0711/685-63536, Fax 0711/685-63503
E-Mail: pm@itw.uni-stuttgart.de
Internet: <http://www.itw.uni-stuttgart.de>, Internet: <http://www.dlr.de/tt>

Bioenergie

Ihr Beitrag zur nachhaltigen Energieversorgung



Die Bioenergie ist die älteste Energiequelle der Menschheit und wird bereits seit Tausenden von Jahren vom Menschen zum Heizen und Kochen genutzt. Mit Einführung fossiler Brennstoffe als Energiequelle hatte die Biomasse zunächst an Bedeutung verloren. Der Trend geht jedoch nach den Energiekrisen des letzten Jahrhunderts, der Kenntnis über die Endlichkeit der Ressourcen sowie dem Wissen über die Auswirkungen der energetischen Nutzung der fossilen Brennstoffe auf das Klima wieder zu einer stärkeren Nutzung regenerativer Energieträger. Regenerative Energieträger sind klimafreundlich, da sie als CO₂-neutral gelten. Das heißt, die gleiche Menge an CO₂, das bei der Verbrennung frei wird, wurde bereits bei der Entstehung von Biomasse durch die Photosynthese eingebunden.

1. Einleitung

Biomasse stellt unter den regenerativen Energien den größten Anteil am Gesamtprimärenergieverbrauch und lag im Jahr 2007 in Deutschland bei 5,1 Prozent. Durch entsprechende politische Rahmenbedingungen zur Förderung Erneuerbarer Energien auf europäischer und nationaler Ebene wird ihr Anteil in den nächsten Jahren weiter zunehmen und soll langfristig sogar bis auf einen Anteil von 20 Prozent ansteigen.

Im Vergleich zu anderen regenerativen Energieträgern ist Bioenergie speicherbar und kann so bedarfsgerecht für die

Energiebereitstellung eingesetzt werden. Ein weiterer Vorteil der Biomasse ist ihre Vielseitigkeit hinsichtlich ihrer Endenergien. So kann Biomasse sowohl der Wärme- und Stromgewinnung als auch der Kraftstoffherzeugung dienen. In Deutschland wird Biomasse zu etwa 55 Prozent in Wärme, zu 30 Prozent in Kraftstoffe und zu 15 Prozent in Strom umgewandelt. Bei der Wärmeerzeugung dominieren feste Biomassen. Dagegen werden bei der Stromerzeugung mehr als 50 Prozent flüssige Biomassen und Biogas eingesetzt.

SUMMARY

Bioenergy is the oldest energy source and has been used by mankind for thousands of years for heating and cooking. Bioenergy lost its importance with introduction of fossil fuels but has once again garnered attention due to limited supply of fossil fuels and their contribution to climate change. In comparison to other renewable energies bioenergy has several advantages, among them its possibility for storage and energy production on demand.

At the Institute of Combustion and Power Plant Technology (IFK), several biomass-related projects are under examination. Small scale firing systems for the utilization of biomass in households are for example optimized with respect to emission behavior, or down-stream measures like precipitators or catalysts are tested in order to reduce the emission of pollutants. For large scale biomass utilization, mostly grate firing systems are employed. In order to predict or evaluate the effect of operation parameters, a CFD model for grate firing furnaces is under development at IFK. For validation of the CFD model various measurements are carried out both on a test facility at IFK as well as on an industrial grate-fired boiler.

To improve the efficiency of biomass conversion, polygeneration processes are expected to gain higher interest in the future. The combined generation of heat and cooling can be realized by the successful combination of an absorption-chiller with a biomass boiler for hot water production. In the case of successful development, biomass can be used in the future for decentralized generation of both heat and cooling. On a larger scale, an innovative fluidized bed gasification process, the Adsorption-Enhanced-Reforming-process (AER), is under development at IFK in cooperation with the Centre for Solar Energy and Hydrogen Research (ZSW). The AER-process is a flexible technology for the production of high quality syngas for either heat and power production or the generation of biofuels, like hydrogen or substitute natural gas (SNG), using a broad range of suitable biomass sources.

These examples show how biomass-related research can contribute to strengthen the importance of bioenergy in order to ensure a sustainable energy supply in the future.

Das Angebot an festen Biomassen ist vielfältig und reicht von Holzresten aus der Forstwirtschaft und der Holzverarbeitenden Industrie über Reststoffe aus der Landwirtschaft, wie beispielsweise Stroh, bis hin zu speziell für die energetische Nutzung angebauten Energiepflanzen. Zu den flüssigen Biomassen zählen sämtliche Pflanzenöle und bei den gasförmigen biogenen Brennstoffen seien hier beispielhaft das Bio-, Deponie- oder Klärgas erwähnt.

Für die energetische Nutzung der verschiedenen Biomassen stehen unterschiedliche Konversionstechnologien zur Verfügung, deren Auswahl einerseits durch die einzusetzende Biomasse und andererseits durch die gewünschte Nutzenergie beziehungsweise das gewünschte Endprodukt getroffen wird. Bei den thermo-chemischen Verfahren unterscheidet man zwischen Verbrennung, Vergasung und Pyrolyse. Bei der Verbrennung liegt der Fokus auf einem möglichst vollständigen Umsatz der Biomasse, um daraus Wärme beziehungsweise Strom zu erzeugen. Bei der Vergasung und Pyrolyse sollen aus der Biomasse vorrangig Ausgangsstoffe zur Erzeugung von hochwertigen Kraftstoffen oder andere wertvolle Endprodukte hergestellt werden. Bereits im 19. Jahrhundert wurden durch die Holzverkohlung viele wichtige Rohstoffe für die Chemiewirtschaft erzeugt. Die bei der Holzverkohlung entstandene Holzkohle findet auch heute noch als Aktivkohle wichtige Anwendungsbereiche. Ein weiteres Produkt war der Holzteer, der früher für Anstriche



Verschiedene Biomassen

01

von Häusern, Schiffen und zum Abdichten von Holzfässern eingesetzt wurde.

Auch die Holzvergasung blickt auf eine lange Geschichte zurück.

In Kriegszeiten wurden beispielsweise Fahrzeuge aus Mangel an Treibstoff mit Holzvergäsern ausgerüstet und das Holzgas als Kraftstoff für die Motoren verwendet.

2. Bioenergie zur Wärme-, Strom- und Kraftstofferzeugung

Die heutigen Technologien zur Erzeugung von Wärme aus Biomasse sind weitestgehend ausgereift. Die Wärmeerzeugung aus Biomasse reicht vom häuslichen Be-



Fahrzeug mit Holzvergaser

02

reich mit wenigen Kilowatt bis zum gewerblichen und kommunalen Bereich mit mehreren hundert Kilowatt bis einige Megawatt. Die eingesetzten Feuerungstypen reichen von einfachen Kachel- und Scheitholzöfen über moderne Pellet- und Hack-schnitzelfeuerungen zu automatisierten Rostfeuerungen. Neben Wärme und Warmwasser kann durch die Verbrennung von Biomasse auch Dampf erzeugt und anschließend in Dampfmotoren oder -turbinen zu Strom umgewandelt werden. Diese Verfahren sind bereits Stand der Technik. Eine Alternative im kleinen und mittleren Leistungsbereich stellen Gasmotoren dar, die entweder mit Gas aus biologischen Verfahren wie der anaeroben Gärung (Biogas) oder mit Gas aus thermochemischen Verfahren, wie der Vergasung von Biomasse, betrieben werden können. Bei der gasmotorischen Nutzung können ebenfalls flüssige Biomassen wie verschiedene Pflanzenöle zum Einsatz kommen. Für größere Leistungsbereiche können zukünftig auch Gasturbinen an Bedeutung gewinnen. Eine andere potentielle Stromerzeugungstechnologie der Zukunft mit hohen Wirkungsgraden stellt die Brennstoffzellentechnik dar. Um eine möglichst hohe Ausnutzung der eingesetzten Biomassen zu erreichen, wird die sogenannte Kraft-Wärme-Kopplung angestrebt, bei der sowohl der erzeugte Strom als auch die anfallende Wärme genutzt wird.

Neben der Wärme- und Stromerzeugung kann Biomasse auch zur Erzeugung von biogenen Kraftstoffen dienen. Bereits heute werden Ethanol, Pflanzenöle oder durch Umesterung von Pflanzenöl gewonnener Biodiesel als Biokraftstoffe in Verbrennungsmotoren eingesetzt. Auch über thermo-chemische Wege können Treibstoffe aus Biomasse gewonnen werden. Das bei der thermo-chemischen Umwandlung von Biomasse erzeugte Gas dient als Ausgangsstoff für eine anschließende Synthese biogener Kraftstoffe. Diese synthetischen Biokraftstoffe werden als Biomasto-Liquid-Kraftstoffe (BtL) bezeichnet. Vorteil dieser Verfahren ist die Nutzung der gesamten Pflanze für die Biokraftstoff-erzeugung und damit einer höheren Ausnutzung der eingesetzten Biomasse im Vergleich zu biologisch-chemischen beziehungsweise physikalischen Verfahren, bei denen nur der zucker- beziehungsweise stärkehaltige Anteil der Pflanzen genutzt wird. Neben den flüssigen Kraftstoffen

können auch gasförmige Kraftstoffe wie Biomethan, auch Substitute Natural Gas (SNG) genannt, oder Wasserstoff aus Biomasse erzeugt werden. Hierbei wird Bio- oder Vergasungsgas mittels geeigneter Verfahren zu entsprechenden Qualitäten aufbereitet.

3. Nutzung von Biomasse im häuslichen Bereich

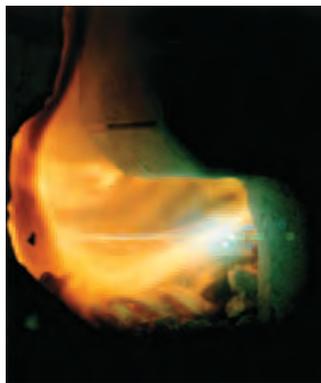
Der Einsatz von Biomasse zur Wärmeerzeugung in häuslichen Feuerstätten für feste Brennstoffe – beispielsweise in Stückholzkesseln oder in Kaminöfen – hat wie eingangs bereits erwähnt viele Vorteile und trägt zum Erreichen der politischen Ziele für den Klimaschutz und zur Ressourcenschonung bei. Diesen positiven Aspekten stehen erhöhte Emissionen von Produkten unvollständiger Verbrennung wie beispielsweise toxische organische Verbindungen, Geruchsstoffe und Feinstäube aus diesen Feuerungen entgegen. Handbeschildete und relativ einfach aufgebaute kleine Feuerungsanlagen für stückige Holzbrennstoffe emittieren in vielen Betriebszuständen hohe bis sehr hohe Konzentrationen von Feinstäuben und organischen Verbindungen. Feinstäube und bestimmte organische Verbindungen wie beispielsweise Benzol und polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe gefährden die Gesundheit und können unter anderem die Entstehung von Atemwegs- oder Herz-Kreislauferkrankungen fördern.

Zur Erzeugung von Raum- und Prozesswärme sowie zur Warmwassererwärmung bei Haushalten werden derzeit sowohl gasförmige, flüssige als auch feste Brennstoffe eingesetzt. Hierbei wird neben Erdgas vor allem leichtes Heizöl in Feuerungsanlagen verbrannt. Feste Brennstoffe tragen nur zu einem vergleichsweise geringen Anteil zur Energieversorgung in diesen Bereichen bei. Dieser lag im Jahr 2005 bei etwas weniger als 10 Prozent. Aufgrund der aktuellen Preissteigerungen bei Erdgas und leichtem Heizöl sowie der Fördermechanismen nimmt der Anteil von Biomassen allerdings in der letzten Zeit merklich zu. Bei einem Gesamtbestand von rund 34,5 Millionen Feuerungsanlagen in Haushalten in Deutschland im Jahr 2005 stellen Feuerungsanlagen für Brenngase und feste Brennstoffe mit 13,7 beziehungsweise 13,9 Millionen Anlagen die beiden bedeutendsten Anteile dar. Hierbei besteht der weit-

aus überwiegende Teil der Feuerungsanlagen für feste Brennstoffe aus handbeschickten Hausbrandfeuerstätten, die beispielsweise als Stückholzkessel, Kaminöfen, Kachelöfen und Kamineinsätze installiert sind. In diesen handbeschickten Feuerstätten werden derzeit über 90 Prozent der festen Brennstoffe, die im Bereich der Haushalte genutzt werden, verfeuert. Am Emissionsaufkommen sind die verschiedenen Energieträger allerdings sehr unterschiedlich beteiligt. So tragen derzeit feste Brennstoffe trotz des relativ geringen Anteils am Endenergieverbrauch überwiegend zum Emissionsaufkommen an Produkten unvollständiger Verbrennung wie Kohlenmonoxid, Kohlenwasserstoffe oder Partikel bei. Nach neuesten Berechnungen können mit festen Brennstoffen betriebene Feuerungsanlagen der Haushalte und Kleinverbraucher als eine der Hauptquellen für Kohlenmonoxid und Feinstaub im Bereich dieser stationären Anlagen angesehen werden. Die handbeschickten Feuerstätten für feste Brennstoffe tragen überwiegend zum Emissionsaufkommen von Kohlenmonoxid und Partikeln im Bereich der Haushalte bei.

Dies ist der Grund für intensive Forschungs- und Entwicklungsarbeiten zur weiteren Verbesserung des Emissionsverhaltens dieser kleinen und mittleren Feuerungsanlagen. Niedrigere Emissionen von Produkten unvollständiger Verbrennung und Feinstaub können beispielsweise durch die Optimierung des Verbrennungsprozesses erreicht werden. Hiermit beschäftigt sich ein aktuelles Forschungsvorhaben für Einzelraumfeuerstätten wie Kaminöfen oder Kachelöfen-Heizeinsätze, bei dem durch eine Verbesserung der Strömungs- und Temperaturverteilung niedrige Schadstoffemissionen während der Chargenabbrände erreicht werden sollen.

Auch durch den Einsatz von Sekundärmaßnahmen wie Katalysatoren oder Staubfilter lassen sich die Schadstoffemissionen von Biomassefeuerungen deutlich reduzieren. Beispiel hierfür ist eine Katalysatorentwicklung als Nach- oder Erstausrüstung für Kaminöfen, Kamineinsätze oder Kachelöfen-Heizeinsatz, die intensiv untersucht und deren Wirksamkeit bewertet wurde.



03

Lasermessungen zur Geschwindigkeitsverteilung in der Nachbrennkammer eines Heizeinsatzes



04

Katalysatorlinse zum Einbau im Abgasweg (Bild: Institut für Energie- und Umwelttechnik e.V., Duisburg)

Weitere wichtige Arbeiten am Institut wurden in Zusammenarbeit mit Herstellern für Holzkessel im mittleren Leistungsbereich durchgeführt. Hierbei wurde in mehrjährigen Untersuchungen die Grundlage für den Einsatz eines Edelstahl-Gewebefilters zur weitestgehenden Entstaubung der Abgase geschaffen. Mit derartigen Filtersystemen sind sehr niedrige Staubkonzentrationen im Reingas möglich, die nicht nur auf dem Prüfstand, sondern auch im praktischen Betrieb der Feuerungsanlagen sicher eingehalten werden. Ein weiteres wichtiges Potenzial zur Minderung der Schadstoffemissionen liegt in der Weiterentwicklung der Sensortechnik und entsprechenden Regelalgorithmen zur Kessel- und Verbrennungsregelung. Hierzu laufen verschiedene Untersuchungen am Institut. So wurden beispielsweise unterschiedliche Abgassensoren auf ihre Eignung zum Dauereinsatz in verschiedenen Biomassenfeuerungen während einer mehrmonatigen Langzeitmessung an installierten Feuerungen untersucht.

Wichtige Grundlage zur Weiterentwicklung von Kesselregelungen ist die genaue Kenntnis über das Betriebsverhalten dieser Anlagen im praktischen Heizbetrieb. Dies ist oft nicht bekannt, da die Kessel in der Regel bei Entwicklungsarbeiten und bei der Kesselprüfung unter stationären Bedingungen betrieben werden. Damit solche Untersuchungen durchgeführt werden können, wurde am Institut ein Prüfstand aufgebaut, mit dem realistische Wärmebedarfsprofile, wie sie beispielsweise im täglichen Heizbetrieb in Haushalten anzutreffen sind, abgebildet werden können. Hiermit sind dann realistische Untersuchungen an Heizkesseln möglich, die



05

Filterpatrone aus Edelstahl-Gewebe (Bild: Köb Holzheizsysteme GmbH, Wolfurt, Österreich)



06

Kaminofen ausgerüstet mit Sensortechnik



Stärken und Schwächen der Kesselregelungen aufzeigen. Laufende Untersuchungen betreffen z. B. Vergleichsmessungen an Pelletkesseln aus unterschiedlichen Preissegmenten.

4. Kombinierte Erzeugung von Wärme und Kälte

Wie bereits erwähnt, wird bei der energetischen Nutzung der Biomasse eine möglichst hohe Ausnutzung ange-

strebt. Neben der Kraft-Wärme-Kopplung kann auch die kombinierte Kälte- und Wärmeerzeugung aus Biomasse zu hohen Ausnutzungsgraden führen. Die kombinierte Kälte- und Wärmeerzeugung ist eine ökologisch und wirtschaftlich interessante Alternative zur reinen Wärmeerzeugung aus Biomasse mit einer möglichen Heizwärmeerzeugung im Winter und einer zusätzlichen Kälteerzeugung im Sommer. Am Institut wird daher aktuell zusammen mit verschiedenen Firmen an der Kombination innovativer Verfahren zur Wärme- und Kälteerzeugung aus Biomasse geforscht. Die neuartige auf dem Resorptionsprinzip basierende Absorptionskälteanlage der Firma Makatec GmbH sowie der FLOX[®]-Brenner (FLOX ist eine Abkürzung für flammenlose Oxidation) der Firma e-flox GmbH sind die innovativen Kernkomponenten der Anlage zur Kälte- und Wärmeerzeugung. Um neben der Erzeugung von Niedertemperaturwärme auch eine Nutzkälteerzeugung im Sommer zu ermöglichen, wird von der Firma Ryll-Tech GmbH ein neuartiger Kessel zur Wärmeübertragung vom Rauchgas auf einen flüssigen Wärmeträger bei erhöhten Temperaturen bis 140 °C entwickelt. Zudem soll der FLOX[®]-Brenner direkt in den Kessel integriert werden. Bisher gibt es weltweit keine verfügbare Technologie zur Kälteerzeugung aus organischen Reststoffen im Leistungsbereich unter 100 kW Kälteleistung. Für Großanlagen können Verbrennungsanlagen mit Dampferzeugung in Kombination mit Absorptionskälteanlagen eingesetzt werden. Im kleinen Leistungsbereich unter 20 kW Kälteleistung werden derzeit einige Projekte zur Entwicklung von Absorptionssystemen zur solaren Kühlung durch-

geführt. Zurzeit sind am Markt keine Kälteanlagen erhältlich, die im Leistungsspektrum unter 100 kW Kälteleistung direkt mit biogenen Brennstoffen betrieben werden. Eine erfolgreiche Entwicklung dieser kombinierten Kälte- und Wärmeerzeugungsanlage im kleinen Leistungsbereich unter Nutzung biogener Reststoffe verspricht ein enormes CO₂-Minderungspotential gegenüber erdgasgefeuerten Absorptionskälteanlagen. Einsatzmöglichkeiten für die kombinierte Kälte- und Wärmeerzeugung gibt es im landwirtschaftlichen und gewerblichen Bereich, im Einzelhandelsbereich zur Kühlung von Lebensmitteln sowie bei der Gebäudeklimatisierung.

5. Entwicklung neuer Verfahren zur Erzeugung von Wasserstoff und SNG aus Biomasse

Die Erzeugung hochwertiger Produktgase zur energetischen oder stofflichen Nutzung heimischer Biomasse ist seit geraumer Zeit auf erhebliches Interesse gestoßen. Gründe hierfür sind die steigenden Preise für fossile Energieträger, vor allem Erdöl und Erdgas, sowie die bestehenden Abhängigkeiten von politisch instabilen Exportländern. Um mittelfristig auch quantitativ relevante Mengen an Gasen und Kraftstoffen erzeugen zu können, ist die thermo-chemische Vergasung der vielversprechendste Weg. Sorptionsgestützte Wirbelschichtvergasungsverfahren, bei denen zur Beeinflussung der gewünschten Produktgasqualität adsorptive Bettmaterialien eingesetzt werden, stellen eine vielversprechende Alternative zu den klassischen thermo-chemischen Gaserzeugungsverfahren dar. Damit ist die Erzeugung sehr hochwertiger Produktgase möglich. Das Institut erforscht und entwickelt zusammen mit dem Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung ein neuartiges Gaserzeugungsverfahren, den „Adsorption Enhanced Reforming“-Prozess (AER), bei dem Kalziumoxid (CaO) als CO₂-Adsorbens genutzt wird.

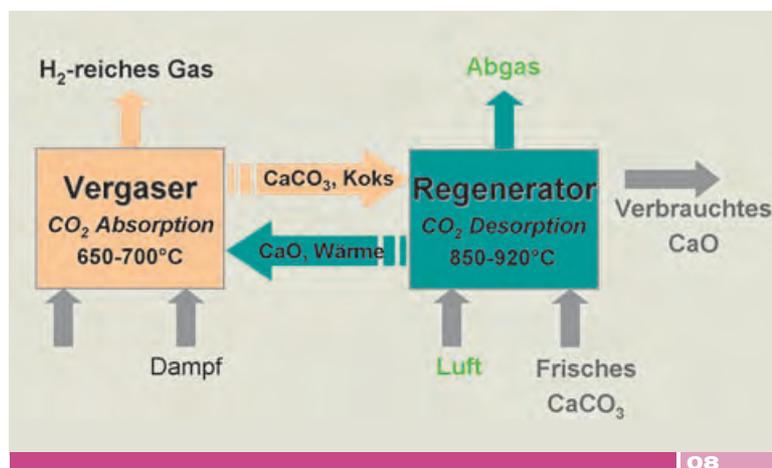
Im Gegensatz zur konventionellen Wasserdampfvergasung wird bei dem AER-Verfahren die Biomasse in Gegenwart von Kalziumoxid mit Wasserdampf vergast. Das Kalziumoxid adsorbiert zum einen das entstehende CO₂ und verschiebt dadurch das Gleichgewicht der Wassergas-Shift-

Brennkammer eines Pelletkessels

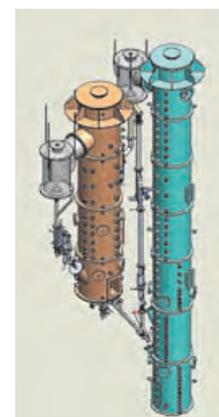
Reaktion hin zum Wasserstoff. Außerdem liefert die Adsorption des CO_2 die notwendige Energie für den endothermen Vergasungsprozess selbst, d. h. der Prozess kann im Gegensatz zu anderen Vergasungsverfahren autotherm ablaufen. Die Karbonatisierungsreaktion ist eine Gleichgewichtsreaktion und läuft bei atmosphärischen Drücken bei einer Temperatur von circa $650\text{ }^\circ\text{C}$ ab. Das bei der Reaktion von CaO mit CO_2

entstandene CaCO_3 wird kontinuierlich aus dem Vergasungsreaktor entfernt und in einem zweiten Reaktor wiederum zu CaO regeneriert. Der aus dem Vergaser mitgenommene Restkoks wird in der Regenerationsstufe zusammen mit Luft verbrannt, um die Temperatur des eingebrachten Materials auf die Kalzinierungstemperatur von 850 bis $900\text{ }^\circ\text{C}$ zu erhöhen und den Energiebedarf für die endotherme Kalzinierungsreaktion bereitzustellen. Dabei wird das CO_2 ausgetrieben und es steht wieder regeneriertes CaO für den Vergasungsprozess zur Verfügung. Neben dem Vorteil eines autothermen Prozesses und eines nahezu vollständigen Umsatzes der eingesetzten Biomasse ermöglicht diese integrierte Prozessführung die Erzeugung eines Produktgases mit einer Wasserstoffkonzentration von mehr als 80 Prozent und gleichzeitig geringen Stickstoff- und CO_2 -Anteilen. Das Produktgas kann anschließend durch entsprechende Aufbereitungsschritte entweder weiter auf Wasserstoff- und Erdgasqualität aufbereitet oder direkt zur Wärme- beziehungsweise Stromerzeugung genutzt werden. Ein weiterer Vorteil der AER-Vergasung liegt in den niedrigen Teerkonzentrationen des Produktgases, was eine anschließende Nutzung beispielsweise in Gasmotoren erleichtert oder zusätzliche Reinigungsstufen für die weitere Aufbereitung des Produktgases vermeidet. Durch das bei dem AER-Verfahren verwendete Kalziumoxid-Bett kann zudem eine größere Palette an biogenen Einsatzmaterialien verwendet werden, da auch schwierige Brennstoffe verwertet werden können.

Für die experimentelle Untersuchung des AER-Verfahrens steht neben einer bereits



Schema des AER-Verfahrens



200 kW Versuchsanlage

bestehenden elektrisch beheizten Wirbelschichtversuchsanlage mit einer Brennstoffleistung von 20 kW nun auch eine gekoppelte Wirbelschichtversuchsanlage mit 200 kW Leistung für die kontinuierliche Erprobung des Verfahrens zur Verfügung. Mit Hilfe der Versuchsanlagen werden sowohl optimale Anlagen- und Prozessbedingungen für die gewünschte Produktgaszusammensetzung als auch nachgeschaltete Aufbereitungsschritte in Zusammenarbeit mit anderen Forschungsstellen untersucht. Ein weiterer Schwerpunkt der Arbeiten am Institut ist die Erforschung der Teerbildungs- beziehungsweise -abbaumechanismen bei der AER-Vergasung sowie die Erweiterung der möglichen Einsatzstoffe auf mineralreiche Biomasse wie beispielsweise Stroh oder Landschaftspflegematerial.

6. Optimierung von Biomassefeuerungen durch Anwendung von Simulationsmodellen

Rostfeuerungen sind die am häufigsten eingesetzten Feuerungstypen für Biomasse im mittleren und größeren Leistungsbereich. Bei Rostfeuerungen sind die Ansprüche an die Größe und Feuchtigkeit der Einsatzstoffe geringer und auch aschereiche Biomassen können zum Einsatz kommen. Eine bewährte Methode zur Optimierung von Feuerungsanlagen ist die CFD-Simulation, mit deren Hilfe Betriebsprobleme bereits vorab identifiziert und die Auswirkungen von veränderten Betriebs- und Anlagenparametern auf den Anlagenbetrieb bewertet werden können.

Im Bereich von Großkraftwerken, die mit fossilen Brennstoffen befeuert werden,

werden dreidimensionale Simulationsmodelle als Werkzeug zur Absicherung des Designs und zur Optimierung schon seit geraumer Zeit verwendet. Durch die Verwendung solcher Modelle besteht die Möglichkeit, zuverlässige Bewertungen der Feuerungstechnik vornehmen zu können, potentielle Probleme im Vorfeld zu erkennen und das Wissen über die Verbrennungs- und Schadstoffbildungsvorgänge in der Feuerung und im Bereich der konvektiven Wärmeübertrager zu vertiefen. Ein solches Werkzeug ist das seit vielen Jahren am Institut kontinuierlich entwickelte und mit Messdaten aus Großkraftwerken umfangreich validierte Feuerraumsimulationsprogramm AIOLOS.

Die darin enthaltenen physikalisch-chemischen Reaktionsmodelle haben AIOLOS zu einem erprobten und verlässlichen Werkzeug zur Vorhersage der Leistungs-

fähigkeit industrieller Feuerungstechnik werden lassen. AIOLOS verfügt unter anderem über Modelle zur Bewertung der Schadstoffbildung, des Ausbrands und der Korrosionsgefahr

und kann dadurch zuverlässige Vorhersagen für eine Vielzahl relevanter Fragestellungen liefern.

Eine Übertragung des Modells auf die Verhältnisse von Rostfeuerungen für biogene Brennstoffe setzt das Vorhandensein einer in vergleichbarer Güte verifizierten Modellbeschreibung für die Verbrennungsvorgänge auf dem Rost voraus. Zu diesem Zweck wird am Institut ein Projekt in Zusammenarbeit mit einem Energieversorger durchgeführt, um die benötigten Daten für die Modellierung der Rostfeuerung zu erhalten. Experimentell werden die Vergleichsdaten zur Brennstoffbewegung und -trocknung, zum Brennstoffabbrand und zu den feuerungstechnischen Randbedingungen ermittelt. Ziel dieses Projektes ist es, durch die Entwicklung und Validierung eines Feuerraummodells zur simulationsgestützten Biomasse-Rostfeuerungsopti-

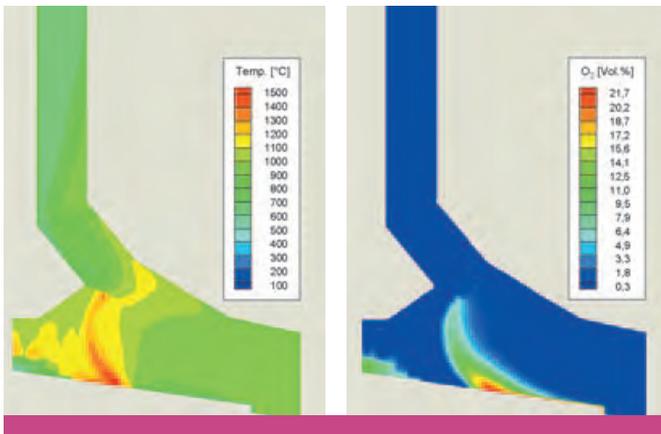
mierung die Voraussetzungen zu schaffen, um die aus Großfeuerungen bekannten Vorteile der Simulationstechnik auch für die Rostverbrennungsanlagen zu nutzen.

Die Modellentwicklung wird von umfangreichen Experimenten im Versuchs- und Großanlagenmaßstab unterstützt. Hierfür steht eine institutseigene Rostfeuerungsversuchsanlage zur Verfügung. Diese ist mit einem horizontalen Vorschubrost für die Verbrennung von Holzhackschnitzeln und sonstigen Festbrennstoffen ausgerüstet. Die thermische Nennleistung beträgt 240 kW. Über zahlreiche Messöffnungen im Bereich des Feuerraums und entlang des Rauchgaswegs können Temperatur- und Gaskonzentrationsprofile mit hohem Detaillierungsgrad aufgezeichnet werden. Basierend auf diesen Daten wird das Modell der Rostfeuerung entwickelt.

Anhand einer industriellen Biomasseverbrennungsanlage wird die Verlässlichkeit des entwickelten Modells erprobt. Hierzu werden ebenfalls Messdaten erhoben, die wesentlich zur Verbesserung und Validierung des Simulationsmodells beitragen. Dadurch wird eine deutliche Verbesserung des Rostfeuerungsmodells erwartet, mit dem neben der Gesamtfeuerungssituation in dieser Rostfeuerungsanlage auch Optimierungs- und Verbesserungsmaßnahmen bewertet werden können. Da das Modell auf allgemein gültigen Gleichungen beruht, ist die Übertragung auf andere Anlagen möglich. Somit wird durch die Arbeiten die Möglichkeit der Bewertung und Optimierung von beliebigen Rostfeuerungsanlagen erzielt.

Günter Scheffknecht,

Anja Schuster, Michael Struschka



Temperatur- und Sauerstoffverteilung im Feuerraum einer Rostfeuerung als Ergebnisse einer CFD-Simulation mit AIOLOS

DIE AUTOREN

PROF. DR. TECHN. GÜNTER SCHEFFKNECHT

studierte Maschinenbau an der Technischen Universität Wien. Er arbeitete anschließend am Institut für Technische Wärmelehre als Universitätsassistent und graduierte 1988 zum Doktor der Technischen Wissenschaften. Zwischen 1988 und 2004 war er in verschiedenen Funktionen bei der Firma ALSTOM in Stuttgart und zuletzt auch in Paris tätig. In den letzten acht Jahren war er für die Auslegung von Kraftwerks- und Industriedampferzeugern sowie der zugehörigen Feuerungsanlagen und für den Bereich Forschung und Entwicklung verantwortlich. Im Jahre 2004 wurde Dr. Scheffknecht auf den Lehrstuhl „Thermische Kraftwerkstechnik“ der Universität Stuttgart berufen und leitet seither das Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen IVD, nunmehr Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik IFK. Die Forschungsschwerpunkte des IFK sind die effiziente und umweltfreundliche Verbrennung und Vergasung von fossilen und biogenen Brennstoffen. Dabei steht neben der Bereitstellung der Gebrauchsenergieformen Strom und Wärme zunehmend auch die Umwandlung in andere Energieträger wie zum Beispiel in Kraftstoffe im Zentrum der Forschungsaktivitäten. Prof. Scheffknecht hält Vorlesungen zu den Fachgebieten Verbrennung, Dampferzeugung und Energie- und Umwelttechnik. Er ist Mitglied in mehreren einschlägigen Ausschüssen und Beiräten. Die technische und wissenschaftliche Arbeit von Prof. Scheffknecht ist in rd. 170 Publikationen zusammengefasst.

**DIPL.-ING. ANJA SCHUSTER**

schloss ihr Verfahrenstechnik-Studium an der TU Bergakademie Freiberg im Jahre 2003 ab. Von 2004 bis 2006 arbeitete sie als wissenschaftliche Mitarbeiterin am Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen IVD der Universität Stuttgart. Seit 2007 leitet sie die Abteilung Dezentrale Energieumwandlung am Institut. Ihre Forschungsschwerpunkte liegen u. a. auf dem Gebiet der Verbrennung und Vergasung von Biomasse zur Wärme- und Stromerzeugung im dezentralen Bereich.

**DR.-ING. MICHAEL STRUSCHKA**

schloss sein Verfahrenstechnik-Studium an der Universität Stuttgart im Jahre 1984 ab. Von 1985 bis zur Promotion 1992 arbeitete er als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen IVD der Universität Stuttgart. Ab 1992 bis 2002 war er mit seinem Ingenieurbüro selbstständig. Seit 2002 ist er wieder als wissenschaftlicher Mitarbeiter am IVD tätig. Seine Forschungsschwerpunkte liegen u. a. auf dem Gebiet der Biomasseverbrennung, Messtechnik und Anlagenentwicklung im Bereich kleiner und mittlerer Feuerungsanlagen.

**Kontakt**

Universität Stuttgart, Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik
Pfaffenwaldring 23, 70569 Stuttgart
Tel. 0711/685-68913, Fax 0711/685-63491
E-Mail: guenter.scheffknecht@ifk.uni-stuttgart.de
Internet: www.ifk.uni-stuttgart.de

Solarzellen aus Silizium

Schritt für Schritt zu höheren Wirkungsgraden und Erträgen



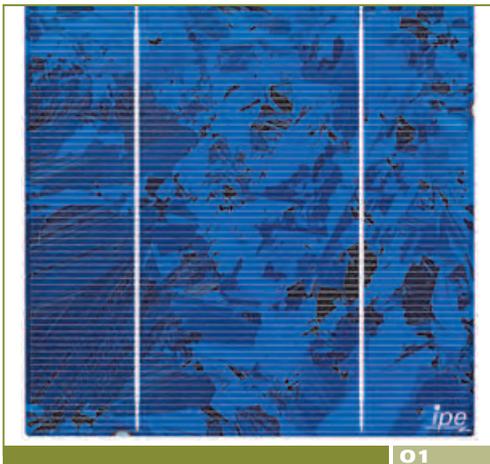
Von allen Möglichkeiten, mit Erneuerbaren Energien Strom zu erzeugen, hat die Photovoltaik das größte Potential. Theoretisch würden allein die (gesamten) 3000 Quadratkilometer Dachflächen von Deutschland ausreichen, um im Jahresmittel den gesamten deutschen Strom zu erzeugen – mit dem gegenwärtigen technischen Stand der Photovoltaik. Natürlich ist dieses Bild optimistisch: Zum einen können nicht die ganzen Dachflächen benutzt werden, weil Dachfenster, Kamine und solarthermische Anlagen mit der Photovoltaik konkurrieren, und schließlich sind nicht alle Dächer optimal unverschattet nach Süden orientiert. Dennoch, wenn auf die 800 Quadratkilometer günstig gelegenen Dachflächen ca. 100 GW Photovoltaikmodule aufgeständert würden, dann ließen sich (je nachdem, wie die technische Entwicklung bei Speichern weitergeht), etwa 10 bis 20 Prozent des deutschen Stromes mit Photovoltaik bereitstellen. Bei Verwendung von noch mehr Fläche wäre noch mehr möglich.

Heutige Module mit Solarzellen aus kristallinem Silizium haben Wirkungsgrade um 15 Prozent, die darin verschalteten Zellen erzielen in der industriellen Massenproduktion bei sehr guten Herstellern etwa 17 Prozent. Allerbeste und kleinflächige

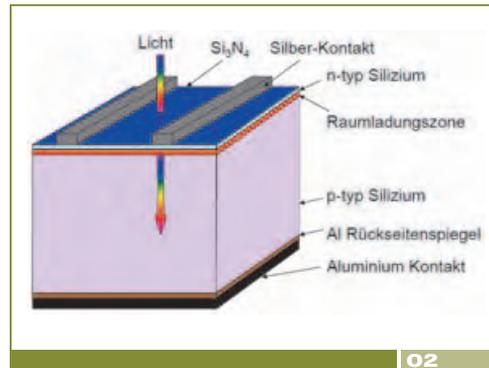
(2 x 2 cm²) Laborzellen haben Wirkungsgrade bis ca. 25 Prozent. Solche Höchstwerte bei Laborzellen erfordern aber einen enormen technologischen Aufwand; großflächig und wirtschaftlich herstellbar in industriellem Maßstab sind diese Zellen

SUMMARY

The direct conversion of solar energy into electricity, i.e. photovoltaics, offers the highest potential of providing electrical energy among the various renewable energy sources. Nowadays photovoltaic modules with crystalline silicon solar cells present power conversion efficiencies of 15 percent, small high-efficiency cells in the research laboratory reach up to 25 percent. For delivering electrical energy from photovoltaics below 20 cent/kWh, the solar cell efficiencies must rise. At the same time, low-cost and fast manufacturing methods with low energy consumption are needed, and the wafer thickness must further shrink. Targeting those challenges, the Institut für Physikalische Elektronik (ipe) develops technologies and concepts of advanced industrial solar cells. Improvements and cost savings arise from integrating thin film as well as laser technologies with the actual manufacturing methods based on screen printing.



Multikristalline Solarzelle mit einer Kantenlänge von 15,6 Zentimetern. Die unterschiedliche blaue Farbe ist eine Folge unterschiedlicher Dicke der ca. 80 Nanometer dicken Siliziumnitrid-Frontseitenpassivierung, die je nach Oberflächenorientierung der Kristallite etwas unterschiedlich dick wächst. Das Kontaktgitter wird mit Hilfe von Siebdrucktechniken aufgebracht.



Aufbau einer Solarzelle aus kristallinem Silizium. Die Raumladungszone zwischen dem n-Typ und p-Typ Silizium ist entscheidend für die Trennung der durch das eingestrahlt Sonnenlicht erzeugten Ladungsträgerpaare. Blaue Strahlung wird direkt unter der Oberfläche der Zelle absorbiert, rotes Licht dringt tief in die Zelle ein und muss an der Rückseite möglichst noch einmal zurück in die Zelle gespiegelt werden. Zur Herstellung des pn-Übergangs dient üblicherweise eine Eindiffusion von Phosphor in einem Ofen; im Gegensatz dazu verwendet das ipe einen Laserprozess.

nicht. Wenn der Photovoltaik-Strom in wenigen Jahren unter ca. 20 Cent pro Kilowattstunde kosten soll, dann wird man dieses Ziel nur erreichen, wenn **i)** man die Wirkungsgrade von großflächigen (15,6 x 15,6 cm²) hergestellten Zellen auf etwa 20 Prozent Wirkungsgrad steigert, **ii)** man dabei nur sehr kostengünstige, schnelle Techniken einsetzt, **iii)** diese Herstelltechniken selbst nur wenig Energieeinsatz erfordern, **iv)** die Zellen noch dünner werden (z. B. 150 statt 180 µm) und **v)** die Zellen in sehr hohen Stückzahlen in einer hoch automatisierten Massenproduktion hergestellt werden können.

(01) zeigt eine typische blau schimmernde Industrie-Solarzelle mit den Silber-Kontaktfingern auf der Vorder- und dem Aluminium-Kontakt auf der Rückseite. Licht tritt auf der Vorderseite zwischen den metallfreien Stellen in die Zelle ein. Die Antireflexschicht aus Siliziumnitrid (Si₃N₄), welche die Zelle blau erscheinen lässt, und eine zusätzliche Oberflächenrauigkeit,

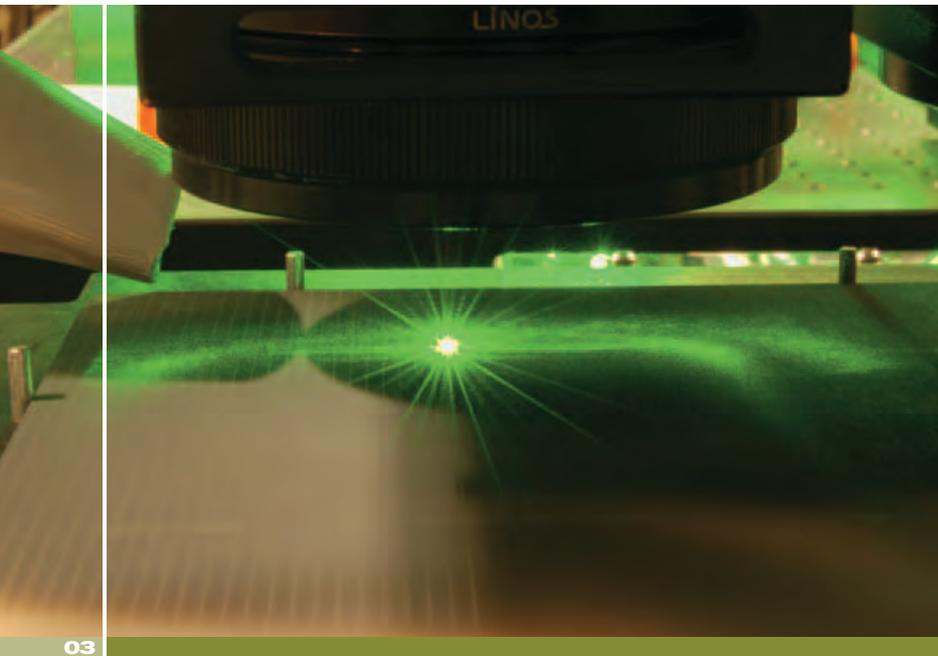
die „Textur“, sorgen für einen möglichst hohen Lichteinfall. Die durch Photonen erzeugten Elektronen/Loch-Paare trennen sich im elektrischen Feld der Raumladungszone zwischen dem n-Typ „Emitter“ und der p-Typ „Basis“, also am pn-Übergang der Silizium-Diode. Die Elektronen laufen in Richtung Vorderseite, die Löcher in Richtung Rückseite; ein Teil der Ladungsträger rekombiniert leider und geht so verloren. Die Rekombinationsgeschwindigkeit verringert sich mit einer verbesserten Oberflächen-Passivierung der Solarzelle und natürlich mit der Qualität des Siliziums und seiner Dotierung.

Das Institut für Physikalische Elektronik der Universität Stuttgart (ipe), das jahrelang eines der weltweit führenden Institute im Bereich der Dünnschichtphotovoltaik („zweite Generation Photovoltaik“) war, hat vor etwa drei Jahren damit begonnen, spezielle Technologien und Konzepte für solche industriellen Solarzellen aus kristallinem Silizium („erste Generation Photovoltaik“)

zu entwickeln. Die Stärke des Institutes liegt darin, dass Konzepte der Dünnschichttechniken (Abscheiden aus der Gasphase oder Vakuum), die bisher der „zweiten Generation“ Photovoltaik vorbehalten waren, auf die „erste Generation“ angewandt werden. Jedenfalls erscheint es möglich, die 20 Prozent Wirkungsgrad für großflächige (15,6 x 15,6 cm²) Zellen tatsächlich zu erreichen. Zusätzlich arbeitet das Institut auch an Konzepten der „dritten Generation“, d. h. an Versuchen, mit Hilfe der *Photonik* die Wirkungsgrade noch weiter zu steigern. Vielleicht entsteht so aus der Kombination von Techniken verschiedener „Generationen“ in Zukunft eine Photovoltaik „erster Klasse“ industrieller Zellen. Neben der Forschung an neuen Zelltechnologien arbeitet das *ipe* auch an der Vermessung von ganzen Solarmodulen und Photovoltaikanlagen.

dieren von Phosphor in die mit Bor p-Typ dotierte Siliziumziumscheibe, die „Basis“, hergestellt. Der Diffusionsprozess findet in einem Diffusionsofen über eine typische Zeit von 30 Minuten bei einer typischen Temperatur von 900 °C statt. Der Prozess ist deshalb energie- und zeitaufwändig.

(03) zeigt, wie das *ipe* den pn-Übergang mit einem gepulsten Laser herstellt, anstatt einen Ofenprozess zu verwenden. Hierzu wird auf die Oberfläche einer Siliziumscheibe, zunächst eine hauchdünne Phosphorschicht aufgebracht. Anschließend heizt ein circa eine Milliardstel Sekunde kurzer Laserpuls die Siliziumschicht in einer Tiefe von weniger als einem Millionstel Meter auf über 2000 °C auf; der Rest der Siliziumscheibe bleibt kalt. Der Phosphor an der Oberfläche mischt sich mit dem bei dieser Temperatur flüssigen Silizium und wird dann in Sekundenbruchteilen in das kristallisierende Silizium eingebaut. Für die Qualität der Solarzelle ist es entscheidend, dass der Laser nur auf einen etwa fünf Mikrometer breiten (aber einige Zentimeter langen) Streifen fokussiert ist; nur so gelingt die Herstellung des pn-Übergangs in dem patentierten Verfahren völlig defektfrei. Der entscheidende Herstellungsprozess der Solarzelle dauert an jeder Stelle der Solarzelle nur etwa 0,1 Mikrosekunden. Der Laser wird deshalb Schuss für Schuss im zeitlichen Abstand von weniger als einer zehntausendstel Sekunde über die Oberfläche der Siliziumscheibe gerastert. Durch die beschleunigte Entwicklung neuer Lasertypen ist es möglich, neue Halbleiterprozesse auch für Großflächen-Elektronik wirtschaftlich zu gestalten. So ist es möglich, auch große Solarzellenflächen in sehr kurzer Zeit zu bearbeiten. Der industrietaugliche Prozess eignet sich besonders für in Zukunft immer dünner werdende Solarzellen.



Herstellung eines pn-Übergangs mit Hilfe des Lasers. An den Stellen, an denen später die streifenförmigen Frontkontakte (siehe **(01)**) aufgebracht werden, sorgt der Laser als Folge der Prozessführung für eine besonders hohe Dotierung („selektiver Emitter“) und verringert so den Kontaktwiderstand zwischen den Metallkontakten und dem Halbleiter, was zu einer Erhöhung des Wirkungsgrades führt. Bei industriellen Solarzellen erzielt das *ipe* auf diese Weise bis zu 18 Prozent Wirkungsgrad.

1. Laserdotieren: 0,4 Prozent mehr Wirkungsgrad

(02) zeigt den prinzipiellen Aufbau von Solarzellen aus kristallinem Silizium. Bei der konventionellen industriellen Herstellung von Solarzellen aus einkristallinem und multikristallinem Silizium erzeugt ein Hochtemperaturschritt den Solarzellen „emitter“, der den für die Funktionsweise der Solarzelle entscheidenden „pn-Übergang“ darstellt. Dieser wird in den allermeisten Fällen durch Eindiffun-

Mit dieser *ipe*-Technologie hergestellte, kleinflächige Solarzellen liefern bisher Wirkungsgrade von bis zu 19 Prozent. In Zusammenarbeit mit verschiedenen Laser-, Optik-, Automatisierungs- und Solarfirmen arbeitet das *ipe* jetzt an der Industrialisierung des Prozesses, der die Herstellkosten von Solarzellen weiter senken wird.

Viel wichtiger als dieser Weltrekordwirkungsgrad für Solarzellen, deren pn-Übergang *überall* mit dem Laser hergestellt ist, ist die Erzeugung eines so genannten „selektiven“ Emitters. Hierbei dient der Laser „nur“ dazu, um unter den metallischen Kontaktfingern an der Vorderseite der Solarzelle besonders viel Phosphor einzudiffundieren. Dabei wird der elektrische Kontaktwiderstand verbessert und die Verluste, die bei der Ableitung des Solarzellenstroms entstehen, reduziert. Das Konzept des „selektiven Emitters“ ist zwar bereits seit über 20 Jahren bekannt, jedoch verhinderten seither teure und komplizierte Herstellungsschritte eine industrielle Umsetzung. Basierend auf dem Laserdotierprozess hat das *ipe* jetzt ein einfaches Verfahren entwickelt, das in einer konventionellen Solarzellenherstellung mit nur einem zusätzlichen Prozessschritt eine selektive Emitterstruktur erzeugt und gleichzeitig alle vorausgehenden und nachfolgenden Prozessschritte beibehält. Hierbei nutzt der Laserdotierprozess eine dünne Phosphor-haltige Schicht auf der Solarzellenoberfläche, welche ohnehin automatisch in einem vorangegangenen Fertigungsschritt entsteht. Weil der Laserstrahl exakt auf jede beliebige Stelle der Solarzelle gezielt eingestrahlt werden kann, können wir auch nur dort Phosphor eindiffundieren, wo er benötigt wird, nämlich genau *unter* den Kontaktfingern. *Zwischen* den Kontaktfingern soll die Dotierung niedrig sein, um die Lebensdauer der durch das Licht erzeugten Ladungsträger nicht durch die sogenannte, dotierungsabhängige „Auger“-Rekombination zu verringern. In Zusammenarbeit mit einem Solarzellenhersteller ist es uns gelungen, allein mit dem Konzept des „selektiven Emitters“ den Wirkungsgrad von industriellen Solarzellen um über 0,4 Prozent von 17,5 auf 18 Prozent zu steigern.

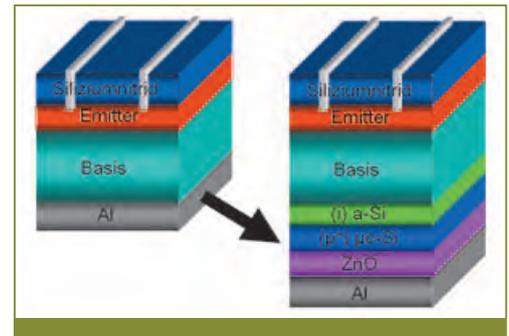
2. Andere Rückseite: 0,8 Prozent mehr Wirkungsgrad

Wie in (02) und der linken Seite von (04) gezeigt, weisen konventionelle industrielle Solarzellen eine vollflächig siebgedruckte und gefeuerte Aluminium-Rückseite (Al) auf. Dieser Rückkontakt weist zwei signifikante Nachteile auf. **i)** Die Reflexion für noch nicht im Silizium absorbierte Strahlung ist schlecht, was einen Stromverlust nach sich zieht. **ii)** Die Passivierungsqualität

(das heißt die Absättigung der offenen Gitterbindungen an der Silizium-Oberfläche) ist mangelhaft, was sich in Spannungsverlusten durch Rekombination bemerkbar macht. Beide Faktoren limitieren den Wirkungsgrad der Solarzelle.

Wir haben die industrielle Al-Rückseite durch eine so genannte „Hetero“-Rückseite ersetzt, die an der Schichtstruktur im Bild erkennbar ist. Die neuartige Rückseite basiert auf einem Schichtsystem aus undotiertem (intrinsischen) amorphem (i) a-Si und hochdotierten mikrokristallinem (p⁺) μ c-Si Silizium. Dabei ist die (i) a-Si Schicht für die Absättigung der Silizium-Oberflächenbindungen verantwortlich, was im Gegensatz zur industriellen Al-Rückseite eine Erhöhung der Spannung bedeutet. Die (p⁺) μ c-Si Schicht wirkt als elektrischer Spiegel, der die Ladungsträger von der rekombinationsbehafteten Rückseite abhält. Analog dazu fungiert die ZnO-Schicht als optischer Spiegel, der im Gegensatz zur Industrierrückseite höhere Zellströme liefert. Ein aufgedampfter Al-Rückkontakt komplettiert die neuartige Rückseite. Darüber hinaus basiert das gesamte Schichtsystem auf Niedertemperaturprozessen, die den industriellen Hochtemperatur-Feuerschritt umgehen. Somit verbessert das optimierte Rückseitenkonzept die beiden oben angeführten Schwachstellen eines industriellen Rückkontakts.

Ausgangspunkt für die Rückseitenoptimierung ist eine auf monokristallinem Silizium basierende industriell prozessierte Solarzelle mit einer standardmäßig siebgedruckten und gefeuerten Al-Rückseite, die einen Wirkungsgrad von 16,6 Prozent aufweist. Der Austausch des industriellen Rückkontakts durch die optimierte Heterorückseite ermöglicht aufgrund von Spannungs- und Stromgewinnen eine absolute Wirkungsgradsteigerung von +0,8 Prozent. Die Ergebnisse zeigen, dass bereits vergleichsweise einfache Zelloptimierungen den Wirkungsgrad von heute käuflich zu erwerbenden Siliziumsolarzellen deutlich verbessern können, was wiederum einen finanziellen Gewinn in Millionenhöhe für das jeweilige Solarunternehmen bedeutet.



Die Solarzelle auf der linken Seite hat einen ganzflächigen Rückseitenkontakt aus (siebgedrucktem) Aluminium. Der Rückseitenkontakt auf der rechten Seite steigert den Wirkungsgrad um bis zu 0,8 Prozent. Die Schichtfolge sorgt nicht nur dafür, dass rotes und infrarotes Licht (siehe (02)) von der Rückseite besser in die Zelle hinein zurückgespiegelt (und dann absorbiert) wird, sondern auch für eine verbesserte Lebensdauer der durch das Licht angeregten Elektron/Lochpaare. Auf diese Weise steigt der Wirkungsgrad der Zelle.

3. Verbesserte Frontgitter: 0,4 Prozent mehr Wirkungsgrad

Auch in der Optimierung der gitterartigen Fingerstruktur auf der Vorderseite steckt noch viel Potential: Je größer die Zahl und je breiter die Finger auf der Vorderseite sind, umso geringer ist der Widerstand im Kontaktgitter, umso geringer sind also die *elektrischen* Verluste. Die breiten Finger mit hoher Zahl erhöhen aber auch die *Ab- schattung* und treiben deswegen die *opti- schen* Verluste nach oben. Das optimale

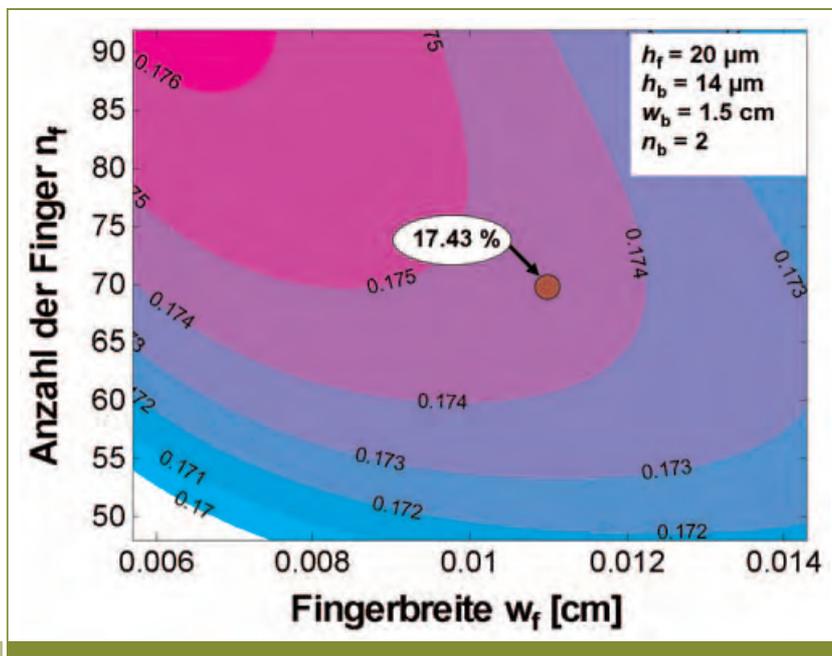
ändertes Design des Frontgitters eine 17,4 Prozent-Solarzelle herstellen.

Die Zukunft liegt in einer „Feinlinienmetal- lisierung“ mit einer zusätzlichen galvani- schen Abscheidung auf den vorhandenen Fingern. Damit wäre zwar ein zusätzlicher Schritt in der Industrieproduktion nötig; aber bei einem zu erwartenden Wirkungs- gradgewinn von absoluten 0,4 Prozent ist dies sicherlich ein lohnender Schritt. In Kooperation mit einer Firma findet derzeit der Aufbau einer Silber-Galvanisierungs- anlage am *ipe* statt.

4. Photonik erspart teure Solarzellenflächen

Die konventionelle Photovoltaik „bedeckt die Welt mit Silizium“, d. h. sie versucht, die Solarzellen dorthin zu stellen, wo das Licht hinkommt. Man kann auch umge- kehrt vorgehen: das Licht dorthin zu len- ken, wo die Solarzellen sind. Eine solche Vorgehensweise ist möglich, wenn man das Licht mit Spiegeln oder durch Linsen ablenkt; solche Systeme sind aber leider zu teuer. Einen Ausweg bieten möglicher- weise Fluoreszenzkollektoren (FluKos). Solche FluKos konzentrieren einfallendes Licht durch Streuung. Da sie Licht aus allen Richtungen einsammeln, eignen sie sich für ein konzentrierendes photovoltai- sches System, das *nicht* nachgeführt werden muss.

FluKos bestehen aus Acrylglasplatten, die mit Fluoreszenzfarbstoffen angereichert sind. Wie in (06) gezeigt, absorbieren diese Farbstoffe einfallende Strahlung eines Energiebereichs und emittieren Photonen in einem anderen Energiebereich. Das spektrale Absorptions- und Emissionsver- halten ist charakteristisch für das verwen- dete Material und bestimmt dessen Farbe. Die Strahlungsemission eines jeden Farb- stoffmoleküls erfolgt gestreut in alle Rich- tungen. Das führt dazu, dass die emittier- ten Strahlen in unterschiedlichen Winkeln auf die FluKo-Oberfläche fallen. Acrylglas ist optisch dichter als die umgebende Luft und reflektiert daher wie eine Wasserober- fläche ab einem bestimmten, material- abhängigen Winkel die einfallende Strah- lung. Dadurch leitet der FluKo Licht zu seinen Seitenflächen. Wenn nun unter dem FluKo Solarzellen liegen, erreichen Photonen durch die Lichtleitung diese Solarzellen, auch wenn die Photonen ursprünglich gar nicht direkt über der



Konventionelle mit Siebdruck her- gestellte Kontaktgitter haben Finger- breiten von ca. 110 μm , d.h. 0,01 cm. Ausgehend von dieser Fingerbreite bei einer Zelle mit 70 Kontaktfingern und einem Wirkungsgrad von 17,4 Prozent, lässt sich der Wirkungsgrad allein durch Verwendung von mehr (aber schmalere) Fingern bis auf 17,6 Pro- zent steigern. In Kombination mit dem Laserdotieren aus (03) und dem Rückseitenkontakt von (04) kommen so Wirkungsgradverbesserungen von etwa zwei Prozent (absolut) selbst bei industriellen Solarzellen zustande.

Kontaktgitter beruht deshalb auf einem Kompromiss zwischen elektrischen und optischen Verlusten. Auch hier hat das *ipe* eine neue, bisher übersehene Optimie- rungsmöglichkeit gefunden.

(05) zeigt in einem Höhenlinienbild, wie der Wirkungsgrad der Solarzellen von der Breite und Anzahl der Finger abhängt. Konventionelle Zellen haben mit etwa 60 im Siebdruck aufgetragenen Fingern von etwa 120 μm Breite und einer Höhe von 25 μm einen (guten) Wirkungsgrad um 17 Prozent. (05) demonstriert, dass 90 Fin- ger mit einer Breite von 70 μm und einer Höhe 20 μm Wirkungsgrade von über 17,6 Prozent zuließe; der derzeitige Stand der Siebdruck-Technik lässt die Produk- tion solcher Frontkontakte aber noch nicht zu. Mit der Siebdruck-Technik und mit Fingerbreiten von 110 μm können wir aber immerhin schon aus einer 17,2 Pro- zent-Solarzelle allein schon durch ein ver-

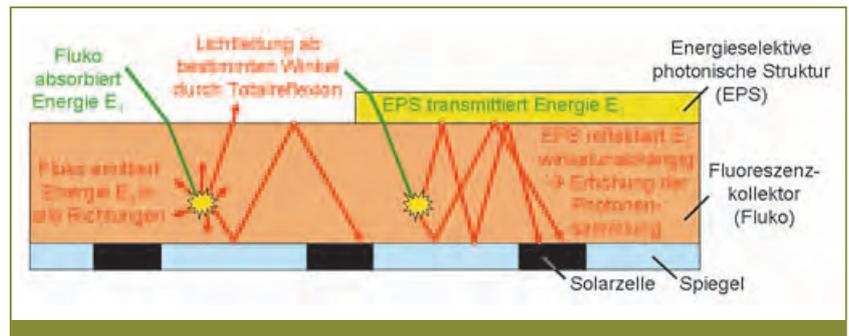
Solarzelle auf den FluKo traf. Durch die Lichteinsammlung mit Hilfe des Flukos besteht die Möglichkeit, Solarzellen zu verkleinern und mit einem Abstand zueinander unter dem Kollektor zu verteilen. Auf diese Weise spart man Solarzellenfläche ein, denn die gesamte Solarzellenfläche ist kleiner als die beleuchtete FluKo-Fläche. Die im FluKo stattfindende Streuung konzentriert die einfallende Sonnenstrahlung, so dass sie auf den Zellen landet und zur Stromerzeugung beiträgt.

Wie im linken Teil von (06) zu sehen, verliert der konventionelle Kollektor leider den Teil der emittierten Strahlen, der unter einem kleineren Winkel als dem der Totalreflexion auf die FluKo-Oberfläche trifft. Den Ausweg bietet hier eine energie-selektive photonische Struktur (EPS). Sie transmittiert Strahlung, die der FluKo absorbiert, reflektiert jedoch alle Strahlung, die der FluKo emittiert. Diese Reflexion erfolgt unabhängig von der Einstrahlrichtung der Photonen. So verbleiben auch Strahlen im FluKo, die die Totalreflexion nicht im Kollektor hält. Die EPS erhöht in diesem System also die Photonensammlung und damit die Stromerzeugung.

Fluoreszenzkollektoren haben gegenüber geometrisch konzentrierenden Systemen den großen Vorteil, dass sie Sonnenstrahlung unabhängig von der Einstrahlrichtung absorbieren. Sie müssen der Sonne also nicht nachgeführt werden und konzentrieren direktes ebenso wie diffuses Licht. Die zurzeit verwendeten EPS entsprechen einem dielektrischen Spiegel. Das bedeutet, dass durch eine definierte Abfolge Multi-Schichten verschiedener Materialien mit Dicken im Nanometerbereich aufeinander aufgebracht werden. Der Aufbau der Schichtstruktur hat eine Variation des Brechungsindex zur Folge, die die Transmission und Reflexion der EPS bestimmt und sie dem Emissionsverhalten des FluKos anpasst.

Die als EPS verwendeten dielektrischen Spiegel weisen allerdings die Brechungsindexvariation nur in einer Richtung auf. Auf diese Richtung, also auf senkrechten Einfall der Sonneneinstrahlung sind dann Transmission und Reflexion angepasst, während für alle anderen Richtungen die transmittierten und reflektierten Energiebereiche vom Optimum abweichen. Damit braucht ein photovoltaisches System mit Fluoreszenzkollektor und dielektrischem Spiegel als EPS zur optimalen Photonen-

einsammlung eine teure Nachführung. Außerdem reflektiert die EPS nicht alle von innen auf die FluKo-Oberfläche fallenden Strahlen im optimalen Bereich und damit verschlechtert sich die Lichtleitung im FluKo.



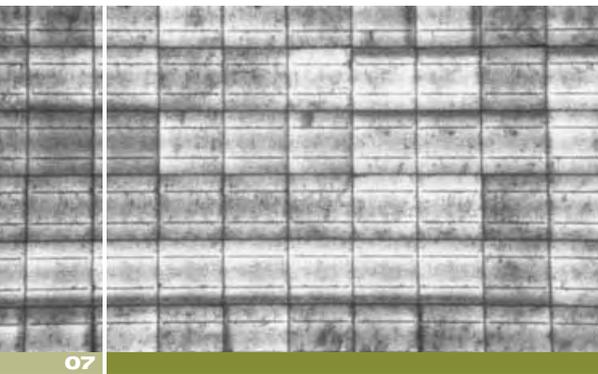
06

Deswegen arbeitet die Forschung an so genannten *dreidimensionalen* photonischen Kristallen. Die Konzepte zur Herstellung basieren auf der Brechungsindexvariation in allen drei Raumrichtungen. Das ist z. B. durch die Schichtung von Kugeln in Nanometergröße möglich. So kommen auch Opale zu ihrem vielfarbigem Schimmern. Eine andere Lösung besteht im kreuzweisen Stapeln von nanometerdünnen Stäben, wodurch quaderförmige Zwischenräume entstehen, die in allen drei Raumrichtungen den Brechungsindex gleichermaßen variieren. Auf ganz ähnliche Weise kommt der Pfauenschwanz zu seinen schimmernden Augen.

5. Solarmodule zum Leuchten bringen

(07) zeigt ein sogenanntes „Lumineszenzbild“ eines Solarmoduls. Jede der Zellen im Modul hat eine Kantenlänge von circa 16 Zentimetern. Am schnellsten kann man heute ein Solarzelle oder sogar ein solches Photovoltaik-Modul charakterisieren, indem man eine externe Spannung anlegt und so das Modul wie eine Leuchtdiode zum Leuchten bringt, man spricht von „Elektrolumineszenz“. Die Strahlung aus der Solarzelle misst man einfach mit einer im infraroten Bereich hochempfindlichen Digitalkamera. Der Vorteil dieser Methode liegt zum Einen in ihrer hohen Ortsauflösung bei gleichzeitig sehr geringen Messzeiten im Minuten- bis Sekundenbereich und zum Anderem im hohen Informationsgehalt der Elektrolumineszenzbilder.

Fluoreszenzkollektoren erlauben es, teure Solarzellenfläche einzusparen und das Licht dennoch auf die Solarzellen zu lenken. Der Kollektor absorbiert Strahlung bei einer Energie E_1 und emittiert sie bei einer niedrigeren Energie E_2 . Zwischen den Solarzellen auf der Rückseite sind Spiegel angebracht. Die photonische Struktur auf der Vorderseite lässt die einfallende Strahlung mit der Energie E_1 durch, aber reflektiert die Strahlung der Energie E_2 . Auf diese Weise ist das Licht in der Anordnung regelrecht „eingesperrt“, bis es schließlich in einer der Solarzellen absorbiert wird.



Elektrolumineszenzaufnahme eines Solarmoduls. Jede einzelne Zelle ist $15,6 \times 15,6 \text{ cm}^2$ groß; sie enthält jeweils zwei breite (horizontale) Streifen, die die Kontaktfinger (siehe **(01)**) miteinander verbinden. An diesen Stellen kann keine Strahlung aus den Zellen herauskommen, deshalb erscheinen die Streifen dunkel. Helle Stellen bedeuten eine gute Qualität der Solarzellen. Die anderen dunklen Stellen in den Zellen entstehen folglich durch elektronische Defekte. Solche Bilder enthalten daher Informationen über die elektrische und optische Qualität der Zellen.

Die Leistungsfähigkeit einer Solarzelle ist direkt proportional zu ihrer Leistungsfähigkeit als LED (light emitting diode, Leuchtdiode). Eine Solarzelle, die als LED betrieben viel Strahlung abgibt, produziert unter Bestrahlung mit geeignetem Spektrum eine hohe elektrische Leistung. Die Solarzelle wird bei der Elektrolumineszenzmessung als LED betrie-

ben, das heißt, die Solarzelle ist in Durchlassrichtung geschaltet. Auf Grund strahlender Rekombination der injizierten Überschussladungsträger emittiert die Solarzelle Strahlung im infraroten Spektralbereich, für den das Auge unempfindlich ist. Deshalb wird diese Strahlung mit einer im Infraroten empfindlichen, Peltier-gekühlten Silicium CCD-Kamera „abfotografiert“. Durch Auslesen der Kameradaten (Intensität der Strahlung pro Kamera-Pixel) entsteht so ein orts aufgelöstes Bild der Elektrolumineszenz der Solarzelle. Faktoren, die die strahlende Rekombination und damit die photovoltaische Leistungsfähigkeit der Zelle bestimmen, sind z. B. Oberflächendefekte, Kurzschlüsse und Kristallfehler in der Zelle. Stellen mit solchen Defekten erscheinen im Elektrolumineszenzbild dunkler.

Die Intensität der Elektrolumineszenz an einem bestimmten Punkt hängt neben der Materialqualität von der lokalen Spannung ab, die in diesem Punkt der Zelle anliegt. Deswegen enthält ein Elektrolumineszenzbild immer auch die Information über die Spannungsverluste, die über Zuleitungswiderstände verloren gehen, da bei der Elektrolumineszenzmessung die Ladungsträger auf dem selben elektrischen Weg in die Solarzelle eingebracht, wie sie im Solarzellenbetrieb auch im Modul auf dem Dach vom Verbraucher abgezogen werden. Ursachen für hohe Zuleitungswiderstände sind z. B. ein schlechtes Design der Frontgitter, Fingerunterbrechungen oder im Modul schlecht verschaltete Solarzellen.

(07) mit den unterschiedlich grauen, quadratischen Solarzellen zeigt eine Elektrolumineszenzaufnahme eines multikristallinen Silizium Solarmoduls der Firma SolarWorld bei einem angelegten Strom von 7,5 A. Der Schwarz/Weiß-Kontrast stellt die Intensität der Strahlung dar, wo-

bei Weiß eine hohe Strahlungsintensität bedeutet. Je heller eine Zelle leuchtet, desto besser kann die durch den eingepprägten Strom induzierte Strahlung die Zelle verlassen. Das bedeutet im Umkehrschluss, dass an diesen Stellen die von der Sonne generierten Ladungsträger gut (ohne vorher zu rekombinieren) zu den Kontakten gelangen können. Der Wirkungsgrad der Solarzelle ist dort also besonders hoch. Die Ursachen für dunkle Stellen sind entweder eine schlechte Qualität des Solarzellenmaterials selber oder aber die anliegende Spannung ist durch den Spannungsabfall über einen hohen Zuleitungswiderstand verringert. Gegenstand aktueller Forschung am *ipe* ist es, zwischen diesen beiden Möglichkeiten zu unterscheiden und die dadurch entstehenden Verluste quantitativ zu ermitteln.

6. Welche Technologie bringt am meisten?

(08) zeigt Photovoltaikanlagen, die das *ipe* seit dem Jahr 2006 an drei unterschiedlichen Standorten betreibt: Stuttgart (Deutschland), Nikosia (Zypern) und Kairo (Ägypten). Hierbei geht es darum, den Ertrag der jeweils dreizehn verschiedenen Photovoltaikanlagen unter verschiedenen klimatischen Bedingungen zu erforschen.

Die untersuchten Technologien basieren auf mono- und multikristallinen Solarzellen aus Silizium (c-Si), aber auch auf Dünnschichttechnologien aus amorphem Silizium (a-Si), Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS) und Cadmium-Tellurid (CdTe). Ziel ist die Ermittlung der optimalen Photovoltaik-Technologie für einen Standort und deren Verhalten physikalisch zu erklären. Die Homepage www.ipe.uni-stuttgart.de/pvsystem zeigt die aktuellen Messwerte aller untersuchten Photovoltaikanlagen.

Alle aufgebauten Photovoltaik-Anlagen haben jeweils eine ungefähre Leistung von einem Kilowatt (kW) und sind für den jeweiligen Standort im optimalen Winkel zur Sonne ausgerichtet. Ein bei allen Anlagen identischer Wechselrichter speist die erzeugte Solarenergie in das öffentliche Stromnetz ein. Das dreigeteilte Bild zeigt die Solaranlagen an den drei Standorten. In Nikosia arbeitet das *ipe* mit der *Photovoltaic Technology Group* des *Department of Electrical and Computer Engineering (ECE)* der

ZUSAMMENFASSUNG

Die direkte Umwandlung von Sonnenlicht in elektrische Energie, die Photovoltaik, bietet das größte Potential zur Bereitstellung elektrischer Energie aus Erneuerbaren Energien. Heute erhältliche Photovoltaikmodule mit Solarzellen aus kristallinem Silizium erreichen Wirkungsgrade um 15 Prozent, kleine Hochleistungszellen im Labor bis circa 25 Prozent. Um Photovoltaik-Strom in wenigen Jahren unter 20 cent/kWh anbieten zu können, müssen die Wirkungsgrade weiter steigen; dazu werden kostengünstige, schnelle Herstellungstechnologien mit niedrigem Energieaufwand und noch dünnere Siliziumwafer eingesetzt. Hierfür entwickelt das Institut für Physikalische Elektronik (ipe) Technologien und Konzepte fortgeschrittener industrieller Solarzellen. Verbesserungen und Einsparungen ergeben sich dabei aus der Integration von Verfahren der Dünnschicht- und Lasertechnologie mit der heute aktuellen Siebdrucktechnik.

University of Cyprus zusammen. In Kairo erfolgt die Zusammenarbeit mit der German University in Cairo (GUC), für welche die Universitäten Stuttgart und Ulm Paten-hochschulen sind.

In einem durchschnittlichen Sonnenjahr erzeugen die Solaranlagen in Stuttgart etwa 1000 kWh elektrische Energie pro Jahr und installiertem Kilowatt. Dieser Wert entspricht ungefähr dem jährlichen Stromverbrauch einer Person, wobei die c-Si Technologien ca. 7 bis 9 m² Dachfläche für eine Leistung von 1 kW benötigen. Die Dünnschichtanlagen benötigen für die gleiche elektrische Leistung aufgrund ihres geringeren Wirkungsgrades 9 bis 18 m² Dachfläche, erzielen aber dann auf der größeren Fläche auch wieder etwa 1000 kWh pro Jahr. Bezüglich des Energieertrages (kWh/kW) ist der Unterschied zwischen den verschiedenen Photovoltaik-Technologien also nicht sehr groß!

Obwohl die höheren Temperaturen in Zypern den Wirkungsgrad der Solarmodule etwas senken, sind die Energieerträge aufgrund der deutlich längeren Sonnenstunden um circa 64 Prozent höher als in Stuttgart. Zwischen den verschiedenen Technologien ergeben sich maximale Unterschiede von 15 Prozent im jährlichen Energieertrag, welche aber zu einem großen Teil durch die Toleranzen bei der Nennleistungsbestimmung (nach dem Typenschild) verursacht sind.

Die Untersuchungen in Ägypten ergaben, dass der Sandstaub die Leistung der Solaranlagen um bis zu 35 Prozent innerhalb eines Jahres beeinträchtigt. Das Thema Reinigung spielt nahe der Wüste eine große Rolle, wohingegen in Stuttgart der Regen die Module ausreichend reinigt.

Neben den feststehenden PV-Anlagen untersucht das ipe auch den Energiegewinn durch eine zweiachsige Sonnennachführung (Tracker) an den verschiedenen Standorten. Hier ergeben sich Energie-

gewinne von rund 30 Prozent gegenüber feststehenden Modulen.

Für private oder kommerzielle Betreiber von Solaranlagen sind natürlich die Energieerträge in Bezug zur (nach dem Typenschild!) bezahlten Nennleistung nach den relativ groben Typenschildangaben ausschlaggebend.

Im Fokus der wissenschaftlichen Untersuchungen steht deshalb die exaktere Bestimmung der tatsächlichen Nennleistung, sowie das Temperatur- und Schwachlichtverhalten der Solarmodule. Ziel ist es, aus diesen Werten per Simulation den Jahresenergieertrag im Voraus zu bestimmen und somit die optimale Photovoltaik Technologie für einen bestimmten Ort auswählen zu können.

Christian Ehling,
Anke Helbig, Jürgen Köhler, Liv Prönneke,
Markus Schubert, Jürgen H. Werner,
Renate Zapf-Gottwick,
Heinz-Georg Zäpfle-Tann, Bastian Zinßer



Jeweils dreizehn verschiedene Photovoltaikanlagen in Stuttgart (oben), Nikosia (Mitte) und Kairo (unten) dienen dazu, den Jahresenergieertrag der unterschiedlichen Technologien für Solarmodule (kristallines Silizium, amorphes Silizium, Cu(In,Ga)Se₂ und CdTe) unter verschiedenen klimatischen Bedingungen zu erforschen. Je nach Material findet man Unterschiede in der Abhängigkeit der Wirkungsgrade von Temperatur und Beleuchtungsstärke.

DIE AUTOREN

DIPL.-ING. CHRISTIAN EHLING

studierte bis Ende 2006 an der Universität Stuttgart Elektrotechnik und Informationstechnik. Seine Diplomarbeit über „Charakterisierung von laser-induzierten Defekten in kristallinem Silizium“ absolvierte er am Institut für Physikalische Elektronik (ipe). Seitdem promoviert er zum Thema „Heterorückkontakte für industrielle Siliziumsolarzellen“.

**DIPL.-NAT. ANKE HELBIG**

beendete Anfang 2006 ihr Studium Angewandte Naturwissenschaft an der TU Bergakademie Freiberg mit ihrer Diplomarbeit zur „Prozessinduzierten Defektanalyse von Solarzellen mittels Mikrowellen-detektierter Photoleitfähigkeit.“ Seit 2007 promoviert sie am ipe zum Thema „Quantitative Auswertung von Elektrolumineszenzbildern“.

**DR.-ING. JÜRGEN KÖHLER**

studierte Physik an den Universitäten Tübingen und Stuttgart. Seit 1984 arbeitet er als wissenschaftlicher Mitarbeiter am ipe; er promovierte im Jahr 1996 zu „Vorionisation von Excimer-Lasergasen mit Hilfe der stillen Entladung“. Seit 1997 leitet er die Gruppe „Laserprozesse“ am ipe.

**DIPL.-PHYS. LIV PRÖNNEKE**

studierte Physikalische Technologien an der TU Clausthal, wo sie im Frühjahr 2006 mit einer Diplomarbeit zum Thema „Implementierung eines Laserschreibaufbaus zur Herstellung von Wellenleiterstrukturen“ abschloss. Seit Juni 2006 promoviert sie am ipe zum Thema „Lumineszenzkollektoren für Solarzellen aus Silizium“.

**DR.-ING. MARKUS SCHUBERT**

studierte Elektrotechnik an der Universität Stuttgart und promovierte im Jahr 1992 am ipe zum Thema „Ramanstreuung an amorphem Silizium und verwandten Halbleitern“. Er leitet seit 1996 die Gruppe „Sensorik“ am ipe und ist gleichzeitig stellvertretender Leiter des ipe.

**PROF. DR. DR. HABIL. JÜRGEN H. WERNER**

studierte Physik an der Universität Tübingen, promovierte 1983 zum Thema „Korngrenzen in Silizium“ am Max-Planck-Institut für Festkörperforschung in Stuttgart, verbrachte zwei Jahre in den USA, habilitierte sich im Jahr 1992 an der TU München zum Thema „Halbleitergrenzflächen“ und leitet seit 1996 das ipe.

**DR. RENATE ZAPF-GOTTWICK**

studierte Physik an der TH Darmstadt Physik und promovierte dort zum Thema „Herstellung und Charakterisierung von Kohlenstoff-Mikrostrukturen“. Nach einer Kinderpause arbeitete sie am Max-Planck-Institut für Festkörperforschung an InGaAs-Nanotubes und GaAs-Quantenpunkten. Seit 2007 leitet sie die Gruppe „Siebdruck“ am ipe.

**DIPL.-CHEM.****HEINZ-GEORG ZÄPFLE-TANN**

studierte Chemie und Elektrotechnik an der FH Weihenstephan und der TU München, wo er im Jahr 2008 zum Thema „Wasserbasierte C₂H₅OH-Dotierung von Klärschlamm-Dunkelzellen“ diplomierte. Seit Mitte 2009 promoviert er am ipe zum Thema „Optimierter Verbrauch von fluiden Rothschild-Phasen in der Programmqualität von Solar-Modellen“.

DIPL.-ING. BASTIAN ZINSSER

studierte an der Universität Stuttgart Elektro- und Informationstechnik. Seine Diplomarbeit über „Netzgekoppelte Photovoltaik-Anlagen“ schloss er 2005 am ipe ab. Seitdem promoviert er am ipe zum Thema „Jahresenergieerträge unterschiedlicher Photovoltaik-Technologien bei verschiedenen klimatischen Bedingungen.“

**Kontakt**

Institut für Physikalische Elektronik
Pfaffenwaldring 47, 70569 Stuttgart
Tel. 0711/685-67141
Fax 0711/685-67143
E-Mail: sekretariat@ipe.uni-stuttgart.de
Internet: <http://www.ipe.uni-stuttgart.de/>

Effizienzsteigerung mit Brennstoffzellen

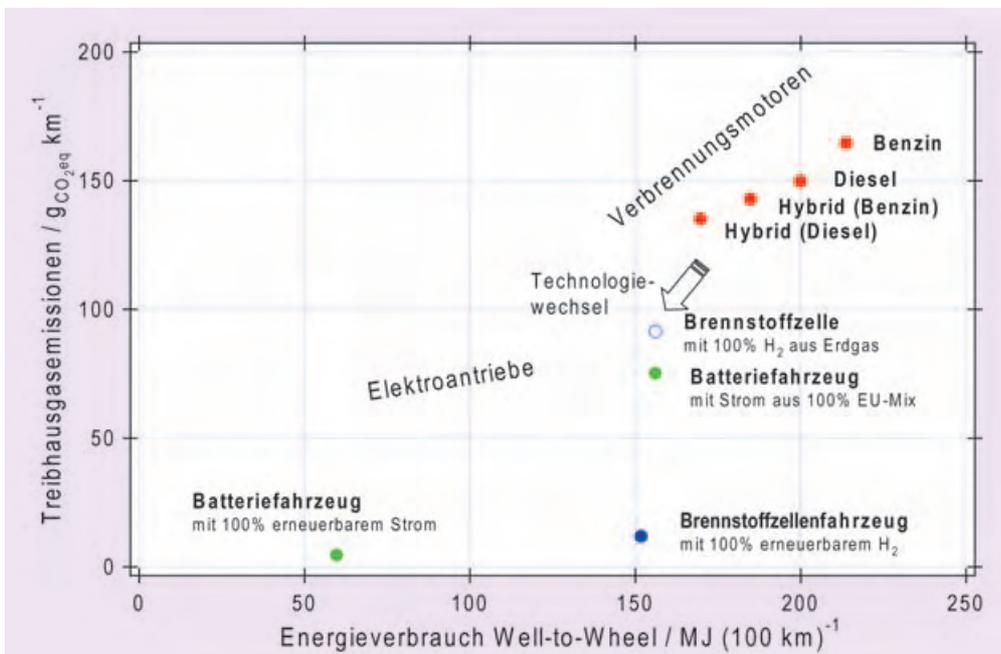
Elektrochemische Energiewandlung und -speicherung



Seit einigen Jahren spüren wir alle verstärkt, dass die Ressource Energie knapper wird und die Auswirkungen des menschlichen Energieverbrauchs immer stärkeren Einfluss auf unser Leben haben. Die Veränderung des Klimas, aber auch das Verschwinden der natürlichen und unbelasteten Areale, zwingen die stark wachsende menschliche Gemeinschaft, nach neuen Energiewandlungslösungen zu suchen. Da unsere technisierte Welt auf die Verfügbarkeit von Energie angewiesen ist, wird die Suche nach energieeffizienteren Technologien und die Entwicklung neuer, von fossilen Energieträgern unabhängiger, Technologien immer dringender. Schon der berühmte Chemiker Wilhelm Ostwald hatte um 1900 die Vision („kein Rauch, kein Ruß“), die umweltschädlichen Verbrennungsprozesse durch die direkte elektrochemische Energiewandlung mittels Brennstoffzellen zu ersetzen.

Die technologische Umsetzung gelang damals nicht, weil die geeignete Material- und Werkstoffbasis nicht vorhanden war. Während Batterien schon lange in den Massenmärkten präsent sind, nähern sich Brennstoffzellen erst in der heutigen Zeit der breiten Markteinführung. Die hohen Kosten, die sich teilweise auf die teuren Materialien zurückführen lassen, sind

noch ein Hindernis für eine umweltfreundlichere Energiewandlung mittels Brennstoffzellen. Es ist daher entscheidend für den Erfolg dieser Technologie, dass innovative Zellenkonzepte und optimierte Prozesse für hohe Leistungsfähigkeit der Brennstoffzellen gefunden werden, um damit den Materialeinsatz zu reduzieren.



Vergleichende Gesamtenergiebilanz für PKWs – Well-to-Wheel-Analyse auf Basis von Eucar / Concawe „Well-to-Wheels Report 2004“

01

1. Elektrischer Antrieb

Laut IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) ist der Verkehr für etwa zwölf Prozent der weltweiten CO₂-Emissionen verantwortlich, die von über 900 Millionen Fahrzeugen auf den Straßen der Welt stammen. Experten gehen davon aus, dass sich diese Zahl in weniger als 30 Jahren verdoppeln wird. Für die weltweite Entwicklung spielt das Automobil – ob Pkw oder Nutzfahrzeug – eine enorm wichtige Rolle. Es gibt mittlerweile einen breiten Konsens, dass der Antriebsstrang für Automobile in der Zukunft elektrisch sein wird. Batteriefahrzeuge wären bezüglich des Energieverbrauchs grundsätzlich die effizienteste Lösung. Jedoch zeigen Be-

wertungen der Technologie und des Infrastrukturaufwands für Strom und Wasserstoff aus der Automobilindustrie (z. B. von Daimler), dass Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen bereits mittelfristig, sicherlich aber langfristig, exzellente Perspektiven hat. Der Kostenaufwand für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur wird ähnlich wie der für den Aufbau einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur gesehen. Diese Bewertung berücksichtigt dabei technische Parameter (wie z. B. Energiedichten und Wirkungsgrade), Umweltaspekte, Infrastrukturaspekte (Stromnetz und Wasserstoffinfrastruktur) sowie die Anforderungen der Kunden an die Fahrleistungen der Fahrzeuge. (01) zeigt eine Bewertung von Well-to-Wheel-Studien

SUMMARY

Electrochemical energy conversion and storage are key technologies for an environmentally friendly energy supply and for securing a future individual mobility. However, to realize this potential an extension of renewable energies is of paramount importance. The development and research activities for future technology improvements are described shortly. Hybrid power plants combining high-temperature fuel cells with gas turbines promise very high electrical efficiency for distributed energy supply and cogeneration of power and heat. The development of a control strategy and the qualification of SOFC at elevated pressures is a prerequisite for the operation of the plant being researched at DLR and the University of Stuttgart. In addition, compact cell concepts based on cassette arrangement are being developed. The reliable and durable operation of fuel cells requires diagnostic methods which are a further priority topic. Segmented bipolar plates have been developed to provide a detailed view into the distribution of current densities and temperatures. The civil aircraft application requires a multifunctional approach where all by-products of fuel cells are used, namely the electrical energy, the reaction water generated for cabin use and the exhaust gases for inerting purposes of the jet fuel tank. First demonstrators have been developed and are being tested. One important testing platform realized in 2009 is the motor glider Antares DLR-H2, the first piloted aircraft capable of starting with only fuel cell power. The research also comprises the characterization of elementary processes like the conductivity of fuel cell membranes on the nanometer scale. Different membranes have been successfully investigated and their understanding is being used for improvements.

von drei europäischen Forschungsinstitutionen Conca (Forschungsinstitut der Ölindustrie), EUCAR (European Council for Automotive R & D) und JRC (Joint Research Center der EU). Die Elektrofahrzeuge auf Basis von Batterie oder Brennstoffzellen besitzen schon das Potenzial einer deutlichen Primärenergieeinsparung selbst wenn der Wasserstoff aus fossilen Quellen oder der Strom aus dem jetzigen EU-Strommix stammt. Das volle Potenzial für Umweltverträglichkeit kann allerdings erst mit der Gewinnung von Wasserstoff oder Strom aus erneuerbaren Quellen (z. B. Wind oder Sonnenenergie) ausgeschöpft werden.

SOFC (750 bis 950 °C, Kohlenwasserstoffe/Luft)

- stromerzeugende Heizgeräte
- Kleinkraftwerke
- dezentrale Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (auch Prozesswärmeerzeugung)
- Bordstromversorgung in Personen-Kraftwagen und Last-Kraftwagen
- Kombi-Kraftwerke mit Brennstoffzelle und Gas- bzw. Dampfturbine (Hybridkraftwerk)

für die **PEFC**

- Batteriesubstitute z. B. für Kommunikationsgeräte
- tragbare Stromerzeuger
- Hausenergieversorgung

Prinzip Brennstoffzelle

Brennstoffzellensysteme erzeugen elektrische Energie und Nutzwärme unmittelbar aus Brenngasen, während Batterien die elektrische Energie aus ihren Aktivmassen beziehen. Brennstoffzellen können je nach Typ mit Wasserstoff (H₂) oder Synthesegas aus Kohlenwasserstoffen unter Bildung von Wasser, CO₂ und der Erzeugung von Gleichstrom und Wärme betrieben werden. Wasserstoffreiches Synthesegas kann in so genannten „Fuel-Prozessoren“ (Reformer, partielle Oxidation oder Kombinationen und Gasreinigung) aus heute gebräuchlichen Energieträgern wie z. B. Erdgas/Erdöl, oder aus regenerativen Energieträgern wie z. B. Biomasse erzeugt werden, und schließlich kann reiner Wasserstoff (H₂), der auch solar erzeugt werden kann, eingesetzt werden.

Wasserstoff oder Synthesegas wird in der eigentlichen Brennstoffzelle jeweils an porösen Gasdiffusionselektroden, die voneinander durch einen Elektrolyten getrennt sind, umgesetzt. Entsprechend der Art des Elektrolyten unterscheidet man alkalische (AFC = Alca-

line Fuel Cell), Polymerelektrolyt (PEFC), phosphorsaure (PAFC = Phosphoric Acid Fuel Cell), Karbonatschmelze (MCFC = Molten Carbonate Fuel Cell) und oxidkeramische Brennstoffzellen (SOFC = Solid Oxide Fuel Cell). Als weitere Variante kommt die Direkt-Methanol-Brennstoffzelle (DMFC) hinzu, bei der eine wässrige Methanollösung in einer PEFC-ähnlichen Zelle umgesetzt wird.

Die wichtigsten Vorteile der Brennstoffzellentechnik sind:

- Hohe Wirkungsgrade der Elektrizitätserzeugung, die vor allem bei relativ kleinen Anlagen mit Leistungen von wenigen Kilowatt bis mehreren Megawatt diejenigen der konventionellen Energiewandlungstechniken übersteigen können
- Auch bei Teillast hoher Wirkungsgrad
- Geringe Emissionen von NO_x, CO und CH₄
- Sauberes Abgas/Abwasser
- Geräuscharm und Vibrationsfreiheit
- Schnelle Dynamik der elektrischen Ausgangsleistung

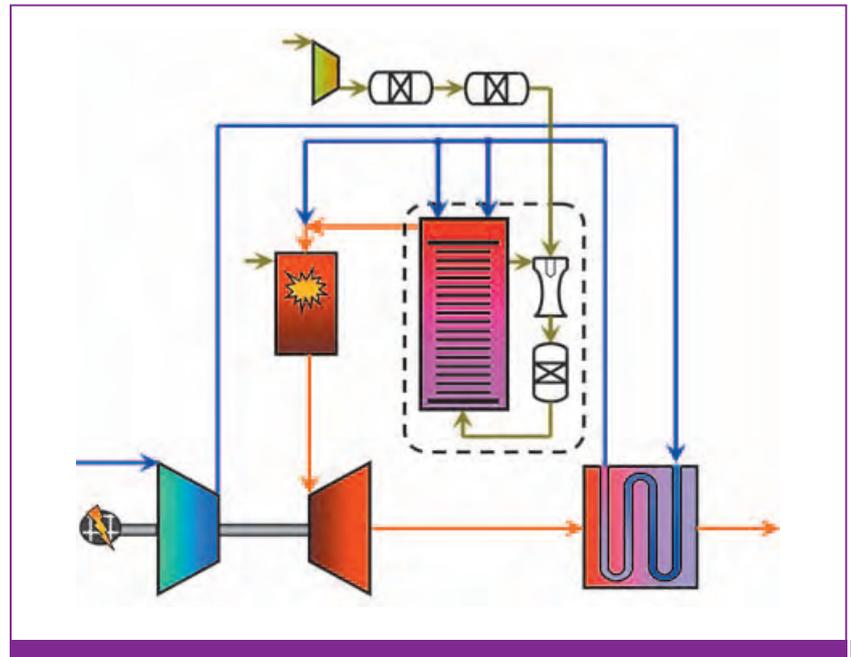
Das DLR entwickelt zwei Brennstoffzellentechnologien: die oxidkeramische Brennstoffzelle in planarer Konfiguration bei 800 °C und die Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzelle für Temperaturen bis max. 130 °C. Die Anwendungsbereiche dieser Technologien können folgendermaßen zusammengefasst werden:

- dezentrale Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung
- Bordenergieversorgung von Flugzeugen
- Antrieb von Bussen
- Antrieb von Personen-Kraftwagen
- Unterseeboote, bemannte Raumfahrt

2. Hybridkraftwerke

Eine zukunftsweisende und zudem finanzierbare Stromerzeugung unter den aktuellen Rahmenbedingungen erfordert die Entwicklung von hocheffizienten Energietechnologien und Anlagenkonzepten, mit denen der elektrische Wirkungsgrad von fossil befeuerten Kraftwerken erhöht und der Schadstoffausstoß zugleich minimiert werden kann. Ein mögliches Anlagenkonzept, welches diese Forderung erfüllt, ist das Hybridkraftwerk. Hierbei wird eine Gasturbine mit einer Hochtemperaturbrennstoffzelle (SOFC) gekoppelt, was langfristig den höchsten erreichbaren elektrischen Wirkungsgrad bei der Stromproduktion verspricht. Zur Umsetzung eines solchen Kraftwerkes kooperieren die DLR-Institute für Verbrennungstechnik und Technische Thermodynamik sowie das Institut für Luftfahrtantriebe der Universität Stuttgart. Hybridkraftwerke auf Basis Brennstoffzellen ermöglichen ähnliche oder höhere elektrische Wirkungsgrade wie GuD-Kraftwerke (kombinierte Gas- und Dampfkraftkraftwerke) schon bei kleinen dezentralen Anlagen im Bereich von Kilowatt bis Megawatt und erlauben dabei die Nutzung der Wärme.

(02) zeigt folgenden Kreislauf: Der Kompressor der Gasturbine verdichtet die Luft auf ungefähr 4 bar, dabei erwärmt sich gleichzeitig die Luft. Diese erwärmte, komprimierte Luft wird dann im Rekupeurator weiter aufgeheizt und steht dann dem Brennstoffzellensystem als Kathodenluft zur Verfügung. Auf der Brennstoffseite wird das Brenngas ebenfalls auf ca. 4 bar verdichtet. Das Hybridkraftwerk erfordert daher die Qualifizierung von SOFC bei erhöhtem Druck. Hierfür wurde 2009 der in **(03)** gezeigte Teststand in Betrieb genommen, der es ermöglicht, planare SOFC Zellen und Stapel detailliert zu untersuchen. Damit können die Einflüsse des erhöhten Drucks auf die Elektrochemie in den Elektroden genau untersucht werden. Die Analyse der Zellen während des Druckbetriebs mittels Impedanzspektroskopie ermöglicht es, auch die internen Modelle exakt zu validieren. Damit können in Zusammenhang mit den Modellen der Systemkomponenten genaue Vorhersagen für den Betrieb des SOFC Systems im Kraftwerksverbund getroffen werden. Die Gasanalyse am Ein- und Ausgang der Zellen erlaubt darüber



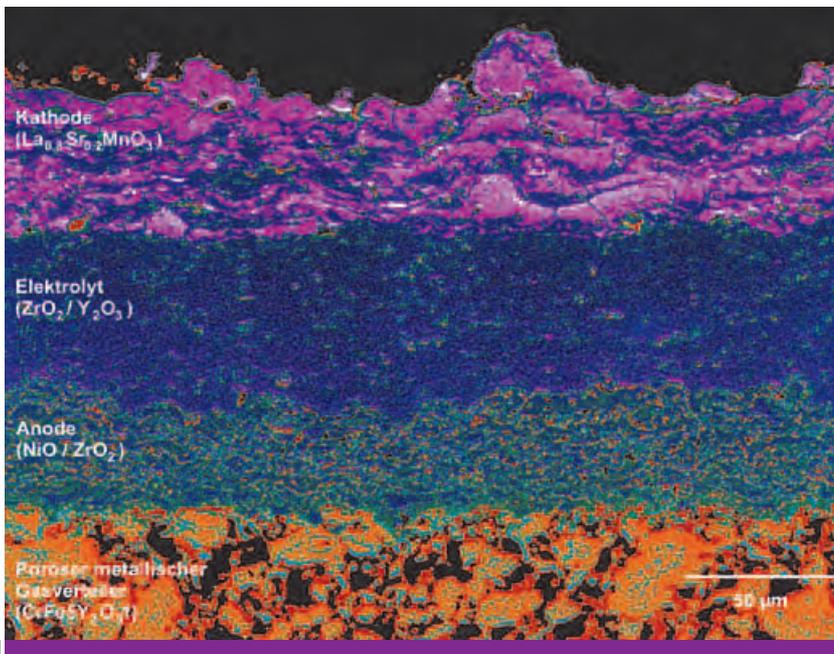
Schema der Hybrid-Kraftwerk-Konfiguration

hinaus, Aussagen über den Betriebszustand der Zellen zu treffen und liefert weitere Validierungsdaten für Zell- und Systemmodelle. Der Teststand verfügt über eine sehr exakte Druckregelung mit der die Druckdifferenzen zwischen den Reaktionsräumen sowie zwischen Zelle und Umgebung auf bis zu 10 mbar genau geregelt werden können. Mit dieser genauen Druckregelung ist es möglich, SOFC bei Drücken von bis zu 8 bar zu betreiben. Mit diesem Teststand sind auch die Rahmenbedingungen geschaffen, Stacks bei Bedingungen zu betreiben, wie sie später im Kraftwerk auch auftreten werden, wie Druckschwankungen und Lastwechsel.

Zeitgleich wird am Institut für Verbrennungstechnik das Gasturbinensubsystem detailliert untersucht. Der Fokus der Forschung liegt hier auf dem Verhalten der Gasturbine bei höheren Druckverlusten im System, die im Kraftwerk von der Brennstoffzellenseite ausgelöst werden, sowie auf dem Zusammenspiel der Brennkammer und der Turbine mit dem Abgas der Brennstoffzelle. Hierfür wurde eine Turbec Gasturbine vom Typ T100 installiert und instrumentiert und mit einem SOFC Simulator gekoppelt. Damit ist der Forschungsverbund in der Lage, alle Komponenten des Systems genau zu untersuchen und zu verstehen, wo sich Probleme im Kraftwerk ergeben können.



Neuer Prüfstand für druckaufgeladenen Betrieb von Hochtemperaturbrennstoffzellen



04

Querschnitt einer DLR metallgestützten SOFC-Zelle

3. Festelektrolyt-Brennstoffzelle (SOFC)

Die planare Festelektrolyt-Brennstoffzelle (SOFC) des DLR-Stuttgart sieht dünn-schichtige Elektrolyt- und Elektroden-schichten vor, die mit Hilfe des Plasmaspritzverfahrens auf porösen metallischen Trägersubstraten aufgebaut werden. Diese Tragfunktion wird durch eine poröse metallische Struktur auf der Anodenseite (die negative Elektrode) ausgeübt, die gleichzeitig für eine gleichförmige Brenngaszuführung zu sorgen hat. Die Gesamtdicke der Membran-Elektrodeneinheit (MEA) beträgt dabei lediglich circa 100–150 µm. Diese Dünnschichtbauweise ermöglicht eine Verringerung der Verluste in der Zelle, ein Absenken der Betriebstemperatur auf 650–750 °C und weist auch Vorteile bei Thermo- und Redoxzyklisierung der Zelle auf.

Auf Grund der hohen thermischen Belastungen, die sowohl bei der Zellherstellung als auch während des Zellbetriebs auftreten, werden an das metallische Träger-substrat hohe Anforderungen gestellt. Als rein metallische SOFC-Komponente muss es neben einem porösen gasdurchlässigen Gefüge für die anodenseitige Brenngasversorgung eine hohe elektrische Leitfähigkeit, eine an den Elektrolyten angepasste thermische Ausdehnung und vor allem eine adäquate chemische Stabilität in feuchten, kohlenstoffhaltigen Brenngasatmosphären aufweisen.



05

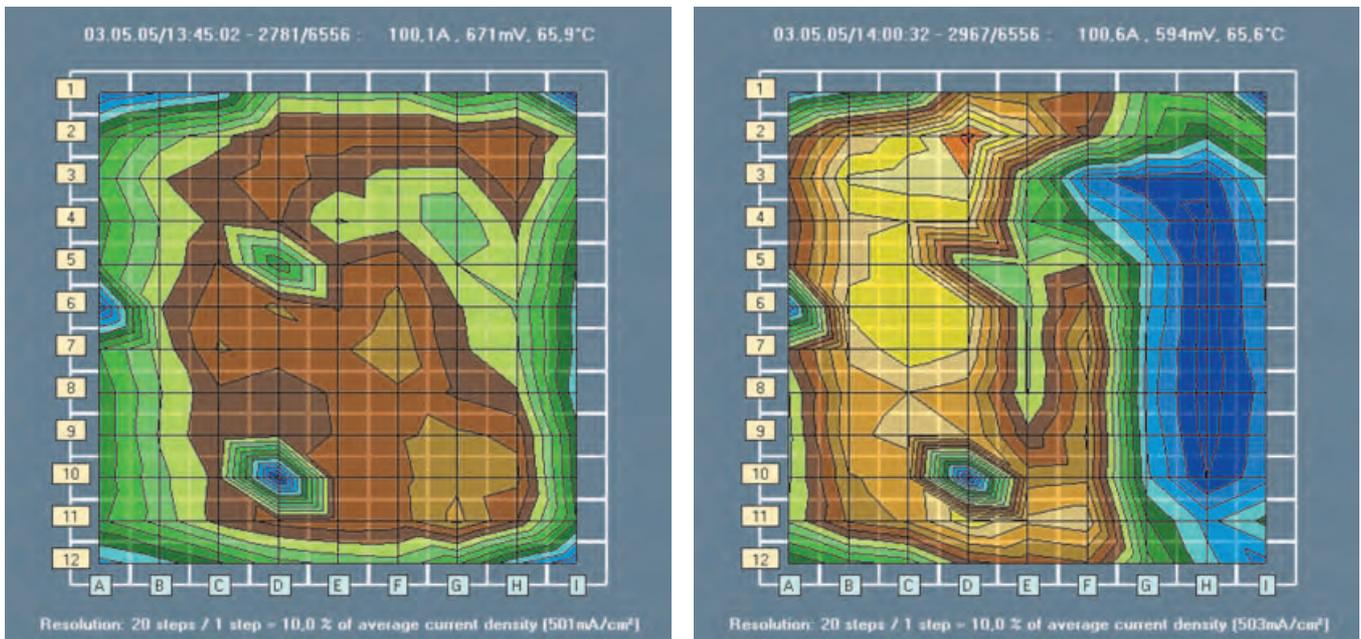
Kassetten-Design für Oxidkeramische Brennstoffzellen

Die nach dem DLR-Spritzkonzept hergestellten plasmagespritzten Zellen zeigen ein hohes Potenzial für stabilen Betrieb bei zyklischer Betriebsweise. Sowohl während der Durchführung von thermischen Zyklen (schnelle Aufheizung bzw. Abkühlung) als auch durch chemische Oxidation und anschließende Reduktion der Elektroden wird nur eine geringe Degradation beobachtet. Während des stationären Langzeitbetriebs von Zellen wird eine Degradation von etwa ein bis zwei Prozent pro 1000 Stunden festgestellt.

Die Arbeiten konzentrieren sich dabei auch auf die Integration der Zellen in den so genannten Kassettenverbund. Eine Kasette besteht aus einer Unter- und Ober-schale, in die die Zelle mittels Löt- oder Schweißprozessen integriert wird. Um die durch den mobilen Betrieb aufgezwungenen Randbedingungen, wie z. B. Einbaulage, verfügbarer Raum, geringe Aufheizzeiten, mechanische Belastbarkeit und Kostenziele darstellen zu können, bedarf es der Weiterentwicklung des Kassetten-designs. Das Ziel ist ein industrialisierbarer MSC-Stackbau mit optimierter Prozessfolge und ggf. Ersatz vorhandener Füge- und Kontaktierkonzepte.

4. Hochtemperatur-PEFC-Brennstoffzellen

Für die Markteinführung von Brennstoffzellenfahrzeugen und stationären Systemen ist eine Erhöhung der Betriebstemperatur der Brennstoffzelle aus System-sicht sehr vorteilhaft. Das DLR entwickelt dazu sogenannte „Hochtemperatur“-PEFC-Brennstoffzellen für einen Betriebstemperaturbereich von –30 °C bis 130 °C. Die Minimaltemperatur ist beim Kaltstart im Winter gefordert, während die Maximaltemperaturen im Sommer bei hohen Temperaturen und hohen Lasten auftreten, wie beispielsweise bei einer starken Steigung der Strasse. Die Vorteile eines erweiterten Temperaturbereiches sind dabei eine reduzierte Kühlerfläche und reduzierte Hilfsenergie-Leistung für Kühlerlüfter des Fahrzeugs, ein vereinfachtes Kaltstartmanagement und eine Vereinfachung des Systemaufbaus. Diese Aspekte können insgesamt zu einer deutlichen Reduktion der Systemkosten beitragen. Die technologischen Herausforderungen für die Erweiterung der Betriebstemperaturen liegen in der Verringerung der



06

Wasser-Kondensatempfindlichkeit und Selbststartfähigkeit bei Raumtemperatur, der Erhöhung der Dauerhaltbarkeit der Membran (des Protonenleiters). Dazu kommt die Entwicklung von Brennstoffzellensystemen, die in der Lage sind, Hochtemperatur-PEFC Brennstoffzellen im automobilen Fahrzyklus oder in der stationären Anwendung mit hohem Wirkungsgrad und ausreichender Dynamik stabil zu betreiben. Hierzu ist die Entwicklung neuartiger Systeme und Betriebsstrategien, die die erforderlichen Betriebsbedingungen für den Hochtemperatur-Brennstoffstapel erfüllen, erforderlich. Zellen konnten bereits mit Temperaturen bis 130 °C mit niedriger relativer Feuchte der Gase betrieben werden.

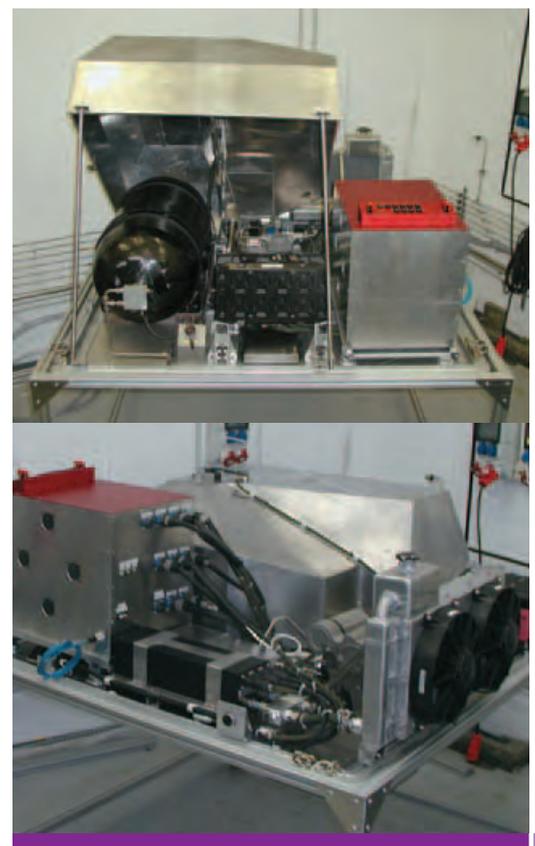
Um ein Brennstoffzellensystem optimal und zuverlässig unter extremen Temperaturen betreiben zu können ist es notwendig, dass eine geeignete Steuerung und Sensorik zur Verfügung steht. Für diese Aufgaben hat das DLR „segmentierte Messzellen“ (die Platten, die die Zellen verbinden, sind dabei in viele Segmente unterteilt und können unabhängig voneinander vermessen werden) zur Messung von lokalen Strömen entwickelt. Mit dieser Messzelle lässt sich auch lokal die Temperaturverteilung bestimmen und zusätzlich können noch andere wichtige Daten (wie der Wechselstromwiderstand der Zellen) aufgenommen werden. Aus diesen ortsaufgelösten Messungen können dann Schadensfrüherkennungen und Alterungs-

vorgänge ermittelt werden. Um die Schäden gering zu halten, ist es außerordentlich wichtig, die Schadensursache zu kennen und zu verstehen und eine vorzeitige Schädigung (Degradation) der Brennstoffzelle zu verhindern. (06) zeigt beispielhaft eine homogene, d.h. gleichmäßige, und eine ungleichmäßige Verteilung der Stromdichte über die aktive Fläche des Brennstoffzellen-Stapels. Eine gleichmäßige Verteilung ist dabei immer vorteilhaft. Das gleiche Prinzip wurde erstmalig vom DLR auch auf die oxidkeramische Hochtemperaturbrennstoffzelle angewandt und auf die lokale Bestimmung der Gaszusammensetzung erweitert.

5. Brennstoffzellen für die Luftfahrt

Auf dem Gebiet der Polymer-Brennstoffzelle ist das DLR führend für Systeme in der Luftfahrt. Hier dient die Brennstoffzelle als so genannte Auxiliary Power Unit, die Bordstrom zur Verfügung stellt, um die

Stromdichteverteilung einer Polymer-Brennstoffzelle in technischer Größe (220 Quadratzentimeter) mit DLR segmentierten Sensorplatten: Links ist eine homogene Stromdichteverteilung; rechts eine inhomogene Stromdichteverteilung zu sehen.



07

Multifunktionales Brennstoffzellensystem für die Luftfahrt



08

Testplattform Antares DLR-H2 im Flug

Triebwerke zu starten und die elektrische Versorgung am Boden zu gewährleisten. Dabei reicht allerdings die elektrische Energiebereitstellung aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht aus und es wird ein System benötigt und entwickelt, das alle Pro-

dukte und Vorteile der Brennstoffzelle ausnutzt. Das Produktwasser, das bei der elektrochemischen Reaktion entsteht, kann für die Kabinensysteme (z. B. Toiletten und Klimaanlage) verwendet werden und verringert die beim Start mitzunehmende Wassermenge. Auch das Kathoden-Abgas kann genutzt werden: Die Abgasluft ist sauerstoffabgereichert und damit ideal, um die Entflammbarkeit des Kerosingemisches im Tank herabzusetzen (Kerosininertisierung). Die Vermeidung einer möglichen Entflammbarkeit ist eine neue Flugsicherheitsrichtlinie. Um diese Vorteile zu nutzen, wird ein maßgeschneidertes System benötigt, an dem das DLR bereits arbeitet. Die elektrische Energie wird zusätzlich sowohl für den Betrieb der Klimaanlage wie auch für die Steuerung des Flugzeugs im Notfall bei Verlust aller

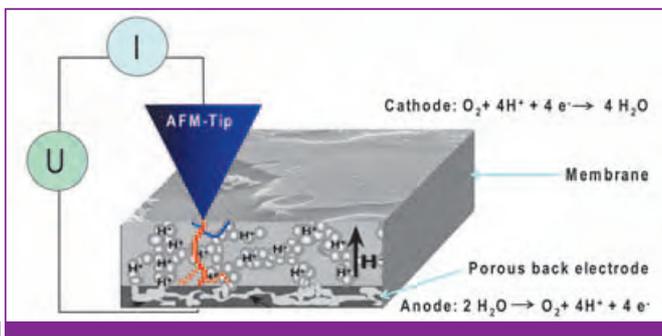
Triebwerke benötigt. Außerdem wird die Möglichkeit untersucht, einen emissionslosen Antrieb mittels Bugrad am Flughafen für den Betrieb am Boden einzusetzen. Diese Multifunktionalitätsanforderungen sind für die Luftfahrtanwendung entscheidend und rangie-

ren in ihrer Bedeutung vor der reinen Effizienz.

Als kostengünstige Test-Plattform wurde vom DLR 2009 das erste bemannte und ausschließlich mit Brennstoffzellen angetriebene Flugzeug Antares DLR-H2 entwickelt (08). Als Wasserstoff angetriebenes Flugzeug ist es völlig CO₂-frei und wesentlich geräuschärmer als andere vergleichbare Flugzeuge. Die Antares DLR-H2 ist eine Kooperation des Instituts für Technische Thermodynamik mit den Projektpartnern Lange Aviation (Motorsegler), BASF Fuel Cells und Serenergy (Dänemark) und basiert auf dem kommerziellen Motorsegler Antares 20E. Um sowohl die Brennstoffzelle als auch den zum Betrieb der Brennstoffzelle notwendigen Wasserstoff an Bord zu bringen, wurden zwei zusätzliche Außenlastbehälter unter den extra verstärkten Flügeln angebracht. Da diese abnehmbaren und flexibel austauschbaren Container jeweils bis zu 100 kg zusätzliches Gewicht mit sich bringen, musste eine aeroelastische Neuauslegung der Flügel vorgenommen werden, damit die Stabilität des Flugzeugs nicht beeinträchtigt wird. Durch Optimierungsarbeiten des DLR-Instituts für Aeroelastik kann nun bei einer Geschwindigkeit von bis zu 300 km/h ein flatterfreier Flug des Antares DLR-H2 gewährleistet werden. Der gegenwärtige Antrieb erlaubt eine Höchstgeschwindigkeit von ca. 170 km/h. Vor kurzem konnte ein Höhenrekord des Antares mit einer Höhe über 2520 m über dem Boden realisiert werden.

6. Elementare Prozesse

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Verbesserung und Untersuchung der Komponenten auf kleinster Skala, auf der die elementaren Prozesse stattfinden. So kann die ionische Leitfähigkeit der Membran von Brennstoffzellen durch eine neu entwickelte Messmethode auf einer Länge von nur wenigen Millardstel Meter abgebildet werden. Dazu benutzt man ein sogenanntes Rasterkraftmikroskop, das mit einer leitfähigen platinbeschichteten fein zulaufenden Messspitze ausgerüstet ist. Das Messprinzip ist in (09) dargestellt: zur Messung wird eine nur einseitig mit einer Elektrode beschichtete Elektrolyt-Membran verwendet. Die Elektrode besteht aus einer Mischung von Platinkatalysatorpartikeln und die Membran liegt zur



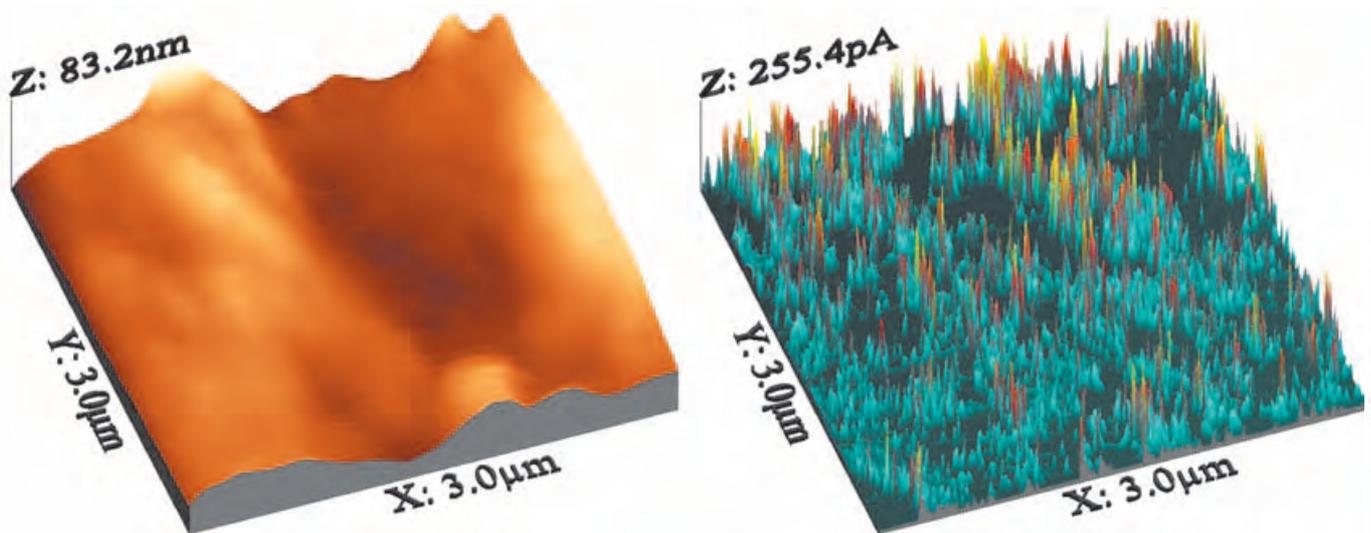
09

Prinzipbild eines Rasterkraftmikroskops zur Untersuchung der mikroskopischen Leitfähigkeit von Polymermembranen

am Boden einzusetzen. Diese Multifunktionalitätsanforderungen sind für die Luftfahrtanwendung entscheidend und rangie-

ZUSAMMENFASSUNG

Elektrochemische Energiewandlung und -speicherung sind Schlüsseltechnologien für eine effiziente, klimaverträgliche Energiebereitstellung, insbesondere für die Sicherstellung einer zukünftigen individuellen Mobilität. Die Ausschöpfung des Effizienzpotentials ist von der breiten Anwendung Erneuerbarer Energien abhängig. Für die breite Markteinführung sind weitere Forschungs- und Entwicklungsfortschritte bei Brennstoffzellen und Batterietechnologien notwendig, die hier kurz beschrieben werden. Ein Hybridkraftwerk mittels Kopplung von Hochtemperaturbrennstoffzelle (SOFC) mit Gasturbine ermöglicht sehr hohe elektrische Wirkungsgrade von dezentralen kleinen Anlagen und erlaubt eine Wärmenutzung. Neue Regelungskonzepte und der druckaufgeladene Betrieb von SOFC werden am DLR und der Universität Stuttgart erforscht. Neue Stapel und Zellkonzepte für einen besonders kompakten Kassettenaufbau von SOFC werden erprobt. Dazu werden auch diagnostische Methoden, wie segmentierte Sensorplatten, benötigt, um den zuverlässigen Betrieb und die Dauerhaltbarkeit der Zellen zu gewährleisten. Eine besondere Anwendung von Brennstoffzellen ist die zivile Luftfahrt, die die Nutzung von mehreren Produkten der Brennstoffzelle wie der elektrischen Energie als APU-Ersatz, dem Reaktionswasser für Kabinenanwendungen sowie dem Abgas für Inertisierungszwecke verlangt. Erste Demonstratoren für diese Anwendungen wurden am DLR realisiert. Als Testplattform wurde die Antares DLR-H2 im Jahr 2009 vorgestellt, das erste bemannte und ausschließlich mit Brennstoffzellen angetriebene Flugzeug. Schließlich ist auch das Verständnis der Komponenten auf kleinster Skala, auf der die elementaren Prozesse stattfinden notwendig. Hier arbeiten das DLR, die Universität Stuttgart und die Hochschule Esslingen an der Charakterisierung von Membranen auf der Nanometer Skala, um auf dieser Basis das makroskopische Verhalten zu verstehen und zu verbessern.



Kontaktierung auf einem Platinblech auf. Auf der unbeschichteten oberen Membranseite dient die Spitze als „Nanoelektrode“ (1 Nanometer = 0,000000001 Meter). Beim Anlegen einer genügend großen Spannung fließen die Ionen durch die Polymer-Elektrolyt-Membran zur anderen Seite. Dieser Strom durch die Membran kann nur fließen, wenn eine Ionen leitende Verbindung zur anderen Membranseite existiert. Dort ist zunächst keine Elektrode vorhanden, an der die Protonen wieder reagieren können. Erst wenn die Spitze als Elektrode diesen Bereich kontaktiert, kann die Leitfähigkeit gemessen und abgebildet werden. Eine solche Reaktion kann nur dann stattfinden, wenn sich die Spitze auf einem wasserliebenden ionenleitfähigen Bereich der Oberfläche befindet. Die Abbildung zeigt rechts die ionische Leitfähigkeit und links die Topographie des gleichen Oberflächenbereichs.

Die Eigenschaften der Nafionmembran hängen von der Luftfeuchtigkeit ab. Bei 48 Prozent Luftfeuchtigkeit sieht die Stromverteilung sehr inhomogen aus, es gibt sehr große Bereiche, in denen kein Strom fließt und andere Bereiche, in denen eine Vielzahl von kleinen und auch größeren leitfähigen Flächen zu erkennen ist. Diese leitfähigen Bereiche oder Kanäle sind Stellen, an denen das Ionen (Protonen) leitfähige Netzwerk an die Membranoberfläche tritt und eine Protonenleitung durch die Membran stattfinden kann. Somit kann man mit dieser Methode auch auf kleinster Größenskala die Gleichmäßigkeit des Stromes in der Brennstoffzelle verbessern.

Viele der Arbeiten finden in Kooperationen mit Partnern aus Industrie und Forschung statt. Bei der Entwicklung der SOFC werden die Beiträge unserer Partner – Plansee SE, Sulzer Metco und ElringKlinger –

Vergleich der simultan aufgenommenen Oberflächentopografie (linke Seite) und der Stromverteilung auf einer Nafion 112-Membran: Es ist keine Korrelation zwischen Stromverteilung und Struktur feststellbar.

DER AUTOR

PROF. DR. K. ANDREAS FRIEDRICH



ist Leiter der Abteilung Elektrochemische Energietechnik im Institut für Technische Thermodynamik des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) und Professor für Brennstoffzellentechnik an der Universität Stuttgart. Er hat Physik an der Wolfgang-Goethe Universität Frankfurt studiert. Seine Dissertation beinhaltete eine Arbeit zur „Nichtlinearen Optik an Elektrodenoberflächen“ an der Freien Universität Berlin unter der wissenschaftlichen Leitung des Nobelpreisträgers Prof. Gerhard Ertl. Nach einer Tätigkeit als Postdoc in den USA und Tätigkeiten am Forschungszentrum Jülich, der Technischen Universität München und dem ZSW in Ulm erhielt er den Ruf nach Stuttgart. Die Arbeitsgebiete von Prof. Friedrich sind die Entwicklung von Polymer-Brennstoffzellen und Festkeramik Brennstoffzellen. Die Ziele der Entwicklung beinhalten die Erhöhung der Leistungsdichte, Verlängerung der Standzeiten, Reduktion der Material- und Herstellungskosten, Identifikation der Degradationsmechanismen und deren Minderung und fortschrittliche, hocheffiziente Systemintegration. Die Abteilung umfasst ca. 50 Personen und ein Schwerpunkt der systemtechnischen Arbeiten ist seit einigen Jahren die zivile Luftfahrtanwendung. Für diese Arbeiten hat das DLR zusammen mit Airbus 2008 einen f-cell award erhalten. 2009 wurde ihm von der DECHEMA die Fischer-Medaille für herausragende wissenschaftliche Arbeiten verliehen.

Kontakt

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. in der Helmholtz-Gemeinschaft
 Institut für Technische Thermodynamik
 Abteilung Elektrochemische Energietechnik
 Pfaffenwaldring 38–40
 70569 Stuttgart
 Tel. 0711/686-2278
 Fax 0711/686-21278
 E-Mail: andreas.friedrich@dlr.de
 Internet: www.DLR.de

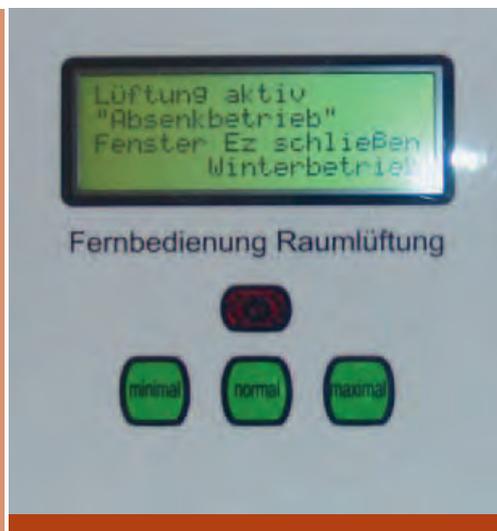
anerkannt, die die Entwicklung z. B. der Substrate, Zellen und Kassetten vorantreiben. Die mikroskopische Messung der Leitfähigkeit mit dem Rasterelektronenmikroskop ist eine Zusammenarbeit mit der Hochschule Esslingen (Prof. Dr. Renate Hiesgen) und der Universität Stuttgart (Dipl. Chem. Elena Aleksandrova und Prof. Dr. Emil Roduner).

- K. Andreas Friedrich

Literatur

- K. A. Friedrich, „Brennstoffzellen“ BWK 61 (2009) Nr. 4, S. 141–147
- P. Schumann, C. Graf, J. Kallo, K.A. Friedrich, „Architecture Analysis, Modelling and Simulation of PEM Fuel Cell Systems for Aircraft Applications“ in Proceedings of H2Expo International Conference and Trade Fair on Hydrogen and Fuel Cell Technologies 2008, Hamburg Messe und Congress, Hamburg, October. 22.–23., 2008
- F. Leucht, K. Andreas Friedrich, T. Haar, „Balance of Plant Modelling in the Hybrid Power Plant Project“ in Proceedings of H2Expo International Conference and Trade Fair on Hydrogen and Fuel Cell Technologies 2008, Hamburg Messe und Congress, Hamburg, October 22.–23, 2008
- P. Treffinger, O. Thalau, K.A. Friedrich „Entwicklungstendenzen von Brennstoffzellensystemen für die Anwendung im Automobil“ in VDI-Berichte 2036 Brennstoffzelle, VDI-Tagung Braunschweig, 27.–28.5.2008, p.85
- P. Metzger, H. Müller-Steinhagen, G. Schiller, K.A. Friedrich, „SOFC Characteristics along the Flow Path“, Solid State Ionics, 177 (2006), 2045
- M. Lang, T. Weckesser, C. Auer, P. Jentsch, A. C. Friedrich, and C. Westner, „SOFC Stacks for Mobile Applications“ ECS Transactions 25 (2) (2009) 97–104
- K. A. Friedrich, J. Kallo, J. Schirmer, G. Schmitz, „Fuel Cell Systems for Aircraft Application“ ECS Transactions 25 (1) (2009) 193–202
- R. Hiesgen, E. Aleksandrova, G. Meichsner, I. Wehl, E. Roduner and K.A. Friedrich, „High-resolution imaging of ion conductivity of Nafion® membranes with electrochemical atomic force microscopy“ Electrochimica Acta 55 (2009) 423
- E. Aleksandrova, R. Hiesgen, K.A. Friedrich and E. Roduner, „Electrochemical atomic force microscopy study of proton conductivity in a Nafion membrane“ Phys. Chem. Chem. Phys., 9 (2007), 2735.

Potentiale erneuerbarer Energien in der Gebäudetechnik

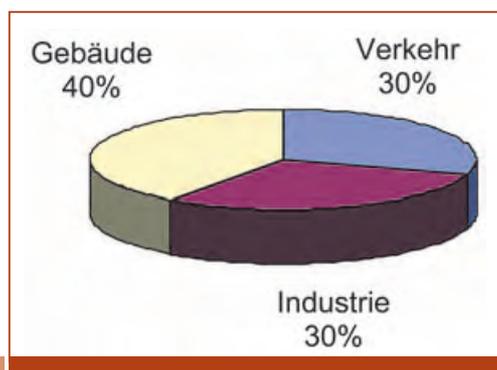


In Europa und auch in Deutschland sind 40 Prozent der umgesetzten Endenergie für den Betrieb von Gebäuden nötig. Sie sorgen für die gesunden und funktionsgerechten Innenraumkonditionen. Die eingesetzte Energie fließt neben Heizung und Trinkwassererwärmung auch in geringerem Maße in die Beleuchtung, den Betrieb elektrischer Geräte und die Kühlung. Mit diesem Volumen gehören Gebäude zu den größten „Energieverbrauchern“: Sie benötigen eindeutig mehr als alle Verkehrssysteme und alle industriellen Anwendungen. In (01) ist diese Verteilung zu sehen. Unser Ziel muss sein, den Energieumsatz für den Gebäudebetrieb zu senken, gleichzeitig den mit den energetischen Wandlungsprozessen verbundenen Schadstoffausstoß zu mindern und den Anteil Erneuerbarer Energien deutlich zu steigern. Wie das gehen kann, erklärt der folgende Beitrag.

1. Ausgangssituation

Prozent – elektrische Energie. Der Wärmeenergie kommt demnach eine besondere Bedeutung zu.

Eine Analyse des Wärmeverbrauchs hinsichtlich der eingesetzten Energieträger zeigt, dass Gas und Öl mit Anteilen von 50 beziehungsweise von 30 Prozent vorrangig eingesetzt werden (03). Auf die Erneuerbaren Energiequellen entfällt ein Anteil von nur sieben Prozent. Dieser Anteil setzt sich wiederum aus unterschiedlichen Energiequellen zusammen, wobei mit über 80 Prozent biogene feste Brennstoffe dominieren (04). Alle anderen Erneuerbaren Energiequellen tragen nur jeweils unter zehn Prozent bei.



Der überwiegende Anteil des Endenergieverbrauchs von Gebäuden wird für die Heizung eingesetzt (02). Je nach Nutzungstyp des Gebäudes beträgt dieser zwischen 50 und 60 Prozent. In die Trinkwassererwärmung fließt ein Anteil von zehn bis 25 Prozent. Somit sind zwischen 60 und 85 Prozent des Endenergieverbrauchs eines Gebäudes Wärmeenergie und der Rest – zwischen 15 bis 45

SUMMARY

In Europe as well as in Germany about 40% of all consumed energy is used for the operation of buildings. Most of this energy is heat used in heating systems and in domestic hot water. The share of renewable energy for this heat is only 7%.

It is our goal to cut down the energy consumption used in buildings, to cut down the related emissions and to increase the share of renewable energy. Based on the current state of the art this goal can be reached. This would need in parallel the reduction of the energy demand and the substitution of fossil fuels.

The reduction of the energy demand is technically possible, even for refurbished buildings. According to the envisaged goal for the refurbishment, reductions on the total German energy demand in the order of 10 to 30% are possible.

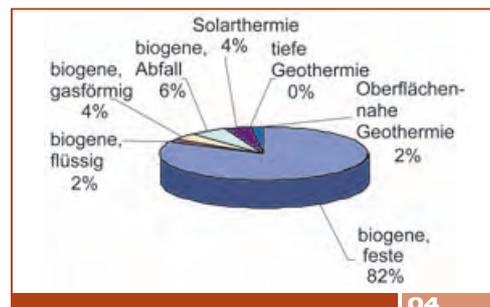
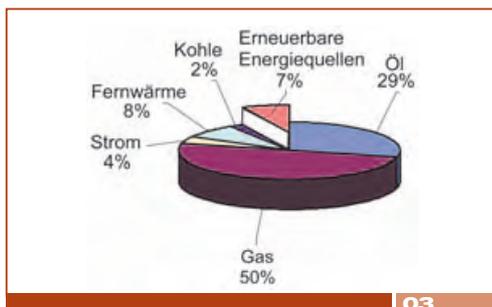
The substitution of fossil fuels is technically feasible. To achieve this, there is not one single solution. What is necessary is to develop a case by case package of measures. This will lead to a mix of renewable energy, such as biomass, solar, geothermal, outside air and heat-power-coupling. The resulting energy potential is more than sufficient.

To take the necessary actions is primarily not an engineering question but a public one. If there is a public consensus on our energetic and our ecological goals, then we need to take a decision in the public to go ahead.

If we use the current state of the art, then we already can achieve quite a lot. Nevertheless further research and development in building energetics will open further remarkable saving potentials for energy.



Struktur des Endenergieverbrauchs im jeweiligen Gebäudesektor in der EU



Wärmeverbrauch (Endenergie) nach den eingesetzten Energieträgern in Deutschland

Eingesetzte erneuerbare Energiequellen für den Wärmeverbrauch in Deutschland

Bei vielen energetischen Wandlungsprozessen wird CO_2 freigesetzt. Vom soeben dargestellten Energieumsatz für die Deckung des Wärmeverbrauchs ist nur ein Anteil von unter einem Prozent „ CO_2 -frei“. Mit guter Näherung können demzufolge alle genannten Zusammenhänge für den Energieumsatz auch auf die CO_2 -Emission übertragen werden.

2. Ziel und Hypothese

Seit mehreren Jahrzehnten besteht das unbestrittene gesellschaftliche und auch politische Ziel, den Energieumsatz zu senken. Damit will man außenpolitische Abhän-

gigkeiten mindern und begrenzte Ressourcen schonen. Hinzu gekommen ist das aus heutiger Sicht primäre Ziel, die Minderung des CO_2 -Ausstosses. Um beide Ziele erreichen zu können, sind auf Landes-, Bundes- und auch auf EU-Ebene diverse Gesetze, Verordnungen und Direktiven in Kraft gesetzt worden. Nach dem „Erneuerbaren-Energie-Wärmegesetz“ des Bundes vom August 2008 müssen in allen nach dem 1. Januar 2009 neu errichteten Gebäuden, bestimmte Anteile des Wärmebedarfs aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden. Für Baden-Württemberg beträgt dieser Anteil 20 Prozent. Des Weiteren gilt hier, dass bei einem Austausch der Hei-

zungsanlage nach dem 1. Januar 2010 mindestens zehn Prozent der Wärmeenergie aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden muss.

Die politische Absicht Deutschlands ist, bis zum Jahr 2020 den Anteil Erneuerbarer Energien am Wärmebedarf auf 14 Prozent zu erhöhen – Baden-Württemberg hat diese Grenze mit 16 Prozent sogar noch ehrgeiziger formuliert. In der aktuellsten, vom Europäischen Parlament verabschiedeten, „Energy Performance of Buildings Directive“ (EPBD) wird als Ziel für neu zu errichtende Gebäude ab dem Jahr 2018 eine „Energie-Neutralität“ gefordert, das heißt im Klartext die Gebäude erzeugen mindestens so viel Energie, wie sie verbrauchen. Die derzeitige jährliche Steigerungsrate bei den Erneuerbaren Energien beträgt sechs Prozent. Mit diesem Zuwachs wäre das Ziel von 14 Prozent im Jahr 2020 erreichbar. Welche zukünftigen Anteile für die Erneuerbaren Energien bei angesetzten Steigerungsraten entstehen würden, zeigt **(05)**. Weitergehende Ziele erfordern auch weitergehende Konsequenzen. Die möglichen Maßnahmen hinsichtlich der Deckung des Wärmebedarfs werden nachfolgend diskutiert.



05

Prognostizierter Anteil Erneuerbarer Energiequellen für den Wärmeverbrauch bei angesetzten Steigerungsraten von sechs und 12 Prozent pro Jahr

3. Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien

3.1 Eine Übersicht

Um den Anteil Erneuerbarer Energien an der Wärmeerzeugung steigern zu können, sind zwei Lösungsansätze bekannt:

1. Nicht erneuerbare Energieträger werden durch Erneuerbare Energiequellen ersetzt, also fossile Energieträger substituiert.
2. Der Wärmebedarf wird gesenkt.

Die Substitution ist durch den Ausbau und die Erschließung folgender Erneuerbarer Energiequellen möglich:

- Biomasse
- Solarthermie
- Geothermie
- Außenluft
- Kraft-Wärme-Kopplung
- Biogas
- Bioflüssigkeiten
- Müll
- Grundwasser
- Oberflächenwasser

Auf die Diskussion über Einsatz und Nutzung von Biogas und -flüssigkeiten, von Müll sowie von Grund- und Oberflächenwasser zur Wärmeerzeugung in stationären Anlagen wird nachfolgend verzichtet. Biogas und Bioflüssigkeiten werden in stationären Anlagen aus Biomassen oder aus Bioflüssigkeiten erzeugt. Hier scheint es sinnvoller, die Ausgangsstoffe direkt zur Wärmeerzeugung einzusetzen. Der Einsatz von Müll zur Wärmeerzeugung würde eine Steigerung des Müllanfalls voraussetzen. Dem laufen allerdings all unsere Bestrebungen entgegen. Die Nutzungen von Grund- oder Oberflächenwasser zur Wärmeerzeugung sind wasserwirtschaftlich und ökologisch bedenklich.

Unterstellt man eine stationäre oder auch konstant langsam steigende, absolute Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien, dann kann deren Anteil durch Bedarfssenkungen gesteigert werden. Hierzu sind diverse Lösungen bekannt und erprobt. Solche Maßnahmen werden seit Jahrzehnten auch durch Verordnungen und Gesetze vorgeschrieben. Der erkennbare aber auch bescheidene Erfolg dieser Bemühungen ist damit zu erklären, dass die Vorschriften in der Regel „nur“ auf den Neubau gerichtet sind. Bei einer mittleren Neubauquote von rund einem Prozent pro Jahr, bezogen auf den Gebäudebestand, ist das Tempo der „Marktdurchdringung“ klein. Abhilfe kann hier nur ein breiter gesellschaftlicher Konsens zur Sanierung im Bestand schaffen. Dieser würde aber auch die Bereitschaft erfordern, die notwendigen Investitionsmittel bereit zu stellen. Die technische Machbarkeit solcher Sanierungen im Bestand ist unbestritten.

Die beiden dargestellten, prinzipiellen Lösungsansätze können nicht unabhängig voneinander betrachtet werden: Eine energetisch minimale Lösung beziehungsweise eine Lösung mit minimalem CO₂-Ausstoss entsteht nur, wenn für das einzelne Gebäude zuerst die Bedarfssenkung erfolgt und dann auf der erreichten Basis substituiert wird. In der Praxis entsteht hier oft das Problem des unzureichenden Budgets, das eine „komplette“ Sanierung nicht gestattet. So entstehen häufig Fragen nach der „erfolgsträchtigen“ Teilsanierung, wobei sich andere Maßnahmenreihenfolgen ergeben. Grundsätzlich kann aber festgehalten werden, dass eine „schnelle“ Steigerung des Anteils der Erneuerbaren Energien beide angesprochenen Lösungsansätze erfordert.

3.2 Substitution fossiler Energieträger durch Erneuerbare Energiequellen

3.2.1 Zu substituierender Wärmebedarf

Als zu substituieren wird hier der Wärmebedarf für die Heizung und die Trinkwassererwärmung der Wohn- und Nicht-Wohngebäude betrachtet. Maßgeblich ist der Bedarf an Wärme am Ausgang des Erzeugers. Dieser beträgt für Deutschland etwa 3.000 PJ/a [1]. Alle nachfolgenden Aussagen zu Deckungsanteilen der jeweils betrachteten Lösung beziehen sich auf diesen Wert.

3.2.2 Biomasse

Fossile Energieträger wie Heizöl und Erdgas werden durch folgende, Erneuerbare Energieträger ersetzt:

- Stroh
- Landschaftspflegematerial
- Waldrestholz
- Schwachholz
- zusätzlich nutzbares Waldholz
- Landschaftspflegeholz
- Industrierestholz
- Altholz

Für diese wird ein technisch nutzbarer Maschinenstrom von rund 50 Millionen Tonnen pro Jahr angesetzt. Bei einer mittleren

Verteilung auf die Einzelprodukte ergibt das eine realisierbare Wärmearbeit von circa 750 PJ/a. Dazu kommt Biomasse aus Pflanzenanbau. Hierfür wird von einer maximalen Anbaufläche von zwei Millionen Hektar ausgegangen. Damit ist eine zusätzliche, technisch realisierbare Wärmearbeit von 120 PJ/a erzielbar [2]. Diese berücksichtigt nur feste Brennstoffe, keine gasförmigen und flüssigen. Der Nutzungsgrad der Kesselanlagen ist je nach Nennleistung zwischen 0,80 und 0,85 anzusetzen. Damit ergibt sich eine Ausgangswärmearbeit von rund 720 PJ im Jahr.

Der Deckungsanteil einer Biomassenutzung beträgt damit, bezogen auf den vorstehend genannten Bedarf von 3.000 PJ/a, etwa 25 Prozent. Das bedeutet, dass durch den Einsatz von fester Biomasse maximal ein Viertel des Wärmebedarfes ersetzt werden kann. Höhere Deckungsanteile sind möglich, setzen dann aber den Import von Biomasse voraus. Kesselanlagen zur Biomasseverbrennung sind erprobt und marktgängig. Gegenstand der Forschung und Entwicklung sind Anlagen mit höherem Nutzungsgrad, deren Regelfähigkeit sowie Verfahren der Abgasreinigung, die auch bei kleineren Leistungen marktgerecht eingesetzt werden können.

3.2.3 Solarthermie

Fossile Energieträger werden durch die Nutzung solarthermischer Energie ersetzt. Betrachtet werden hier Anlagen für die Wärmeerzeugung zur Heizung und zur Trinkwassererwärmung. Die Solarkollektoren können als nicht-fokussierende (Flachkollektoren, Niedertemperaturkollektoren) oder als fokussierende Kollektoren (Hochtemperaturkollektoren) ausgeführt sein. Für eine Potentialabschätzung wird von einer möglichen Aufstellung auf allen Dach- sowie Freiflächen ausgegangen. Die verfügbare Dachfläche wird auf rund 840 Millionen Quadratmeter geschätzt, die der Freiflächen auf etwa 3.000 Millionen [3].

Mit diesen Flächen ergibt sich für Deutschland folgendes theoretisches Potential der Globalstrahlung:

Dachflächen	3.080 PJ/a
Freiflächen	11.000 PJ/a
	14.080 PJ/a

Für die Kombinationen der Kollektoren mit Kurzzeitspeichern (Schichtspeicher) werden die Nutzungsgrade für nicht-fokussierende Kollektoren mit 15 bis 20 Prozent angesetzt, für fokussierende mit 35 bis 40 Prozent. Damit ergeben sich folgende theoretische Potentiale:

Dachflächen	540	...	1.150	PJ/a
Freiflächen	1.930	...	4.130	PJ/a
	2.470	...	5.280	PJ/a

Der Deckungsanteil beträgt damit, bezogen auf den vorstehend genannten Bedarf von 3.000 PJ/a, von 80 bis zu 180 Prozent. Dieser theoretische Anteil ist heute real nicht erreichbar. Bei der Bilanzierung über das ganze Jahr entstehen saisonale Über- und Unterschüsse, die mangels Speicherung in der Regel nicht nutzbar sind.

Für reale Anlagen zur Wärmeversorgung – sowohl der Heizung als auch der Trinkwassererwärmung – werden Nutzungsgrade, bezogen auf den jeweiligen Bedarf des Einzelobjektes, von 20 bis 30 Prozent erreicht. Der dabei verbleibende Rest wird mit einer separaten, nicht solaren Wärmeerzeugung gedeckt. Solche Anlagensysteme sind erprobt und gelten als Stand der Technik. Gegenstand von Forschung und technischer Entwicklung sind Kollektoren mit höheren Wirkungsgraden, zum Beispiel durch Verminderung der Leistungsabhängigkeit von der Einstrahlungsrichtung (Halbkugelkollektoren). Daneben werden auch saisonale Speicher untersucht, die beispielsweise in Nahwärmenetze eingebunden sind. Mit solchen Speichern mit geringen Wärmeverlusten – als marktgängige Konstruktion vorausgesetzt –, wäre der Wärmebedarf problemlos komplett solarthermisch zu decken.

3.2.4 Geothermie

Auch geothermische Energie ersetzt fossile Energieträger. Die erforderlichen Wärmeübertrager werden in geringer Tiefe unter der Erdoberfläche positioniert (oberflächennahe Geothermie). Horizontale Kollektoren werden in einer Tiefe von rund zwei Metern angeordnet. Sie weisen eine deutliche saisonale Abhängigkeit der Leistung und des Temperaturniveaus auf und zudem sind vergleichsweise große Flächen erforderlich.

Vertikale Kollektoren werden als Sonden in Bohrlöchern mit einer Tiefe von rund 100 Metern realisiert. Deren Leistung und Temperaturniveau ist deutlich weniger saisonal ausgeprägt. Das Temperaturniveau aus den Wärmeübertragern ist für eine direkte Nutzung zu niedrig. Die geothermischen Übertrager werden deshalb als Umweltwärmequelle für Wärmepumpen genutzt. Diese werden entweder als Kompressionswärmepumpe oder als Absorptionswärmepumpe ausgeführt. Die energetische Bewertung der Kompressionswärmepumpen erfolgt anhand der Jahresarbeitszahl, das heißt dem Verhältnis der Heizwärmeenergie zur Antriebsenergie. Üblich ist ein elektrischer Antrieb. Dieser wiederum ist gekennzeichnet durch den Primärenergiefaktor der Stromerzeugung. Wenn ein energetischer Vorteil gegenüber einer konventionellen Kesselanlage erreicht werden soll, dann muss der Primärenergiefaktor kleiner als die Jahresarbeitszahl sein. Bei geothermischen Wärmepumpen in Deutschland und der hiesigen Stromerzeugung ist dies gegeben. Die energetische Bewertung der Absorptionswärmepumpe erfolgt anhand des Jahreswärmeverhältnisses, also dem Verhältnis Heizwärmeenergie zur thermischen Antriebsenergie. Wenn ein energetischer Vorteil gegenüber einer konventionellen Kesselanlage erreicht werden soll, dann muss der Kehrwert des Produktes aus Jahreswärmeverhältnis und dem Nutzungsgrad der Antriebswärmeerzeugung kleiner als eins sein. Bei geothermischen Wärmepumpen in Deutschland ist das in aller Regel so. Eine Auswahlentscheidung zwischen beiden Wärmepumpenlösungen kann anhand einer Primärenergiekennzahl getroffen werden. Diese wird für die Kompressionswärmepumpen aus dem Verhältnis des Primärenergiefaktors der Stromerzeugung zur Jahresarbeitszahl gebildet. Für die Absorptionswärmepumpen wird die Primärenergiekennzahl aus dem Kehrwert des Produktes aus Jahreswärmeverhältnis und dem Nutzungsgrad der Antriebswärmeerzeugung ermittelt. Die Lösung mit dem kleineren Wert ist energetisch besser. Für eine Abschätzung des Potentials geothermischer Wärmepumpen werden Erdsonden betrachtet. Deren Tiefe wird mit 100 Metern angesetzt, deren Leistung mit 40 W/m, also 4 kW/Sonde. Um eine gegenseitige thermische Beeinflussung zweier

benachbarter Sonden möglichst klein zu halten, ist der Sondenabstand 12 Meter, das heißt die Bodenfläche pro Sonde beträgt 144 Quadratmeter. Es wird eine Kompressionswärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl von vier unterstellt. Für das System werden 1.600 Vollbetriebsstunden pro Jahr angesetzt.

Für den soeben dargestellten Bedarf von 3.000 PJ/a sind demnach 98 Millionen Sonden nötig. Die erforderliche Bodenfläche beträgt 14 Milliarden Quadratmeter, was rund vier Prozent der deutschen Bodenfläche entspricht. In dieser überschlägigen Bilanzierung erscheint die Bedarfsdeckung durchaus möglich. In der Realität dagegen ist eine solche „Nachrüstung“ zumindest in städtischen Ballungsgebieten anzuzweifeln. Ein nennenswerter Beitrag aus geothermischer Energie ist dennoch sicher erreichbar. Problematisch ist die Bereitstellung der Antriebsenergie. Eine Substitution fossiler Energieträger ist wirklich nur gegeben, wenn die Stromerzeugung ohne Einsatz fossiler Energieträger erfolgt, also beispielsweise aus Wasserkraft, Windkraft, Kernenergie, oder wenn die thermische Antriebsenergie ebenfalls ohne Einsatz fossiler Energieträger erzeugt wird.

Geothermische Anlagen zur Wärmeerzeugung sind erprobt und marktgängig. Sie sind Stand der Technik. In letzter Zeit publik gewordene Probleme sind offensichtlich auf unzureichende Kenntnisse der geologischen Verhältnisse am Standort zurück zu führen. Gegenstand der Forschung und Entwicklung sind Sonden mit höherer Wärmeleistung, etwa durch Einsatz anderer Wärmeträger als Wasser oder als Wasser mit Frostschutzmitteln. Solche Wärmeträgermaterialien könnten auch Phasenwechselmaterialien sein.

Weiterhin werden Kombinationen der Wärmeübertrager mit anderen, unterirdischen Bauwerken untersucht. Durch die Kombination mit Tunnelwandungen könnten Ausgaben eingespart werden, da die Bauwerkskosten ohnehin anfallen. Weiterer Gegenstand der Forschung und Entwicklung sind Modelle des Gesamtsystems aus Sonden und umgebendem Erdreich, insbesondere unter Berücksichtigung von Grundwasserströmen, um so bessere Aussagen über die erreichbaren Leistungen und das Langzeitverhalten geben zu können.

3.2.5 Außenluft

Fossile Energieträger werden durch Nutzung von Außenluftenergie ersetzt. Als Wärmequelle muss die Außenluft in der Regel um circa fünf K abgekühlt werden. Das Temperaturniveau ist für eine direkte Nutzung zu niedrig, deshalb sind Wärmepumpen im Einsatz. Alle Aussagen über Wärmepumpen aus dem vorhergehenden Abschnitt gelten hier analog. Eine Abschätzung des Potentials von Außenluft-Wärmepumpen, also die Prüfung der aus der Außenluft verfügbaren Wärme, zeigt ausreichendes Potential zur Bedarfsdeckung. Problematisch ist eher die Bereitstellung der Antriebsenergie. Eine Substitution fossiler Energieträger ist wirklich nur gegeben, wenn die Stromerzeugung ohne Einsatz fossiler Energieträger erfolgt, also aus Wasserkraft, Windkraft, Kernenergie. Oder wenn die thermische Antriebsenergie ebenfalls ohne Einsatz fossiler Energieträger erzeugt wird.

Außenluft-Wärmepumpenanlagen sind erprobt, marktgängig und Stand der Technik. Gegenstand der Forschung und Entwicklung sind Systeme mit höheren Jahresarbeitszahlen, im kleinen Leistungsbereich sowie Absorptionssysteme mit „Umschaltung“ aus dem „Wärmepumpenbetrieb“ in einen „Kesselbetrieb“, um die schlechten Arbeitszahlen bei tiefen Außentemperaturen zu vermeiden.

3.2.6 Kraft-Wärme-Kopplung

Fossile Energieträger werden durch die Nutzung von Abwärme, die bei der Stromerzeugung anfällt, ersetzt. Diese kann entweder bei zentralen Kraftwerken durch Kraft-Wärme-Kopplung und Wärmeeinspeisung in ein Fernwärmenetz erfolgen oder bei dezentraler Stromerzeugung in Blockheizkraftwerken durch direkte Wärmeeinspeisung in die Hausnetze oder in Nahwärmenetze.

Die Stromerzeugung in Deutschland beträgt etwa 1800 PJ/a. Davon werden rund 300 PJ/a aus Erneuerbaren Energien erzeugt [1]. Resultierend aus den verbleibenden 1500 PJ/a ergibt sich eine theoretische Jahreswärmearbeit von etwa 2150 PJ/a. Dieses Wärmepotential ist nicht komplett nutzbar. Zum einen ist ein systembedingter Nutzungsgrad von 90 bis 95 Prozent anzusetzen, des Weiteren ist saisonal – ohne Speicherung – das Potential nur zeit-

weise nutzbar. Das technisch nutzbare Potential beträgt damit circa 1600 PJ/a, was gut der Hälfte des eingangs genannten Bedarfs von 3000 PJ/a entspräche. Gegenstand der Forschung sind Vernetzungen von dezentralen Stromerzeugungen zu „virtuellen Kraftwerken“, diese hätten für die hier betrachtete Wärmeversorgung den Vorteil, dass keine oder nur begrenzte Wärmenetze erforderlich wären.

3.3 Senkung des Wärmebedarfs

3.3.1 Niedriginvestive Maßnahmen

Es ist leider Tatsache, dass die derzeit bestehenden Gebäude normalerweise nicht dem Stand der Technik entsprechen und darüber hinaus, dass sie sich nicht in

einem guten energetischen Zustand befinden. Die erstgenannte Feststellung ist damit zu erklären, dass bei einer Neubauquote von rund einem Prozent pro Jahr, die meisten bestehenden Gebäude vergleichsweise alt sind, zumindest mit Bezug auf den heutigen Stand der Technik. Die zweite Feststellung ist damit zu erklären, dass das durchschnittliche Gebäude Mängel aufweist hinsichtlich der Regelung der gebäudetechnischen Anlagen, hinsichtlich der Betriebszeiten der Anlagen verglichen mit der Nutzzeit der Räume, hinsichtlich der eingestellten Sollwerte zum Beispiel für die Raumtemperatur, hinsichtlich der Einregulierung aller Massenströme, wie etwa für den Heizmittelstrom. Das schließt nicht aus, dass weitere vielleicht sogar schwerer wiegende Mängel vorliegen.

Die genannten Mängel lassen sich leicht und ohne – oder nur mit kleinen – Investitionen beheben. Einschlägige Untersuchungen belegen, dass das energetische Potential, welches durch solche Mängelbehebungen erschließbar ist, im Durchschnitt 30 Prozent bezogen auf den Ist-Zustand des jeweiligen Gebäudes beträgt [4]. Die einzige Investition, die erforderlich ist, ist die Mängelanalyse und Mängelbeseiti-

gung. (06) zeigt die Auswirkung dieser Maßnahme – übertragen auf die Gesamtheit aller Bestandsbauten. Vom Endenergieverbrauch Deutschlands könnten so insgesamt zehn bis 15 Prozent eingespart werden. Zu untersuchen sind Expertensysteme für die Mängelanalysen, mit denen ein großer Personenkreis in die Lage versetzt werden kann, die Analysen zielgerichtet erstellen zu können.

3.3.2 Hochinvestive Maßnahmen

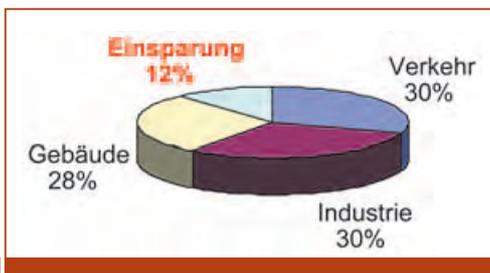
Wie dargestellt wurde, ist ohne dramatische Erhöhung der Neubauquote – für die es keine Anzeichen gibt – eine Verbesserung der energetischen Qualität der Gebäude in der Fläche nicht möglich. Hier kann nur eine Optimierung durch umfassende Sanierungen der Gebäude zum heutigen Stand der Technik Abhilfe schaffen. Einschlägige Untersuchungen belegen, dass solche Sanierungen technisch möglich sind. Wie „tief“ dabei das energetische Sanierungsziel gesetzt wird, ist weniger eine technische als eine wirtschaftliche Frage. (07) zeigt exemplarisch die Auswirkung einer Sanierung des kompletten Bestands auf ein so genanntes Drei-Liter-Niveau, das heißt auf einen Wärmebedarf entsprechend drei Litern Heizöl/m²a oder 34 kWh/m²a [5]. Vom Energieverbrauch Deutschlands insgesamt könnten so rund 30 Prozent eingespart werden.

Gegenstand der Forschung sind weitere energetische Verbesserungen der technischen Subsysteme, also die Erhöhung der Nutzungsgrade oder die Senkung der Aufwandszahlen. Hier sind insbesondere die Systeme zur Nutzenübergabe im Raum zu nennen, die derzeit das größte „Rest-Potential“ aufweisen.

Des Weiteren werden Systeme mit deutlich höherer Regeldynamik untersucht, die eine bessere Anpassung des Anlagenbetriebes an die effektiven Nutzungszeiten ermöglichen würden. Gegenstand der Forschung sind daneben auch adaptive Bauteile, die letztlich in der Veränderung ihrer physikalischen Parameter in die Regelung einbezogen würden.

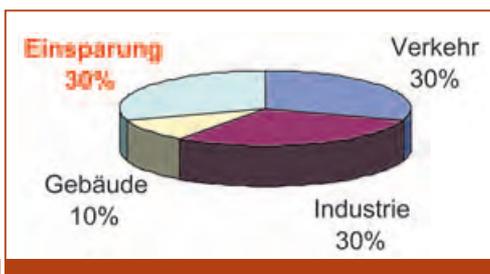
4. Fazit

Mit nur sieben Prozent ist der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Wärmebereitstellung für Heizung und Trinkwassererwärmung in Deutschland relativ gering.



06

Mögliche Energieeinsparung bei Sanierung aller Bestandsbauten mit niedriginvestiven Maßnahmen



07

Mögliche Energieeinsparung bei Sanierung aller Bestandsbauten mit hochinvestiven Maßnahmen: Zu sehen sind die Auswirkung einer Sanierung des kompletten Bestands auf ein so genanntes Drei-Liter-Niveau.

DIE AUTOREN

Die Ziele sind daher, einerseits den Energieumsatz für den Gebäudebetrieb zu senken und den mit den energetischen Wandlungsprozessen verbundenen Schadstoffausstoß zu mindern, sowie andererseits den Anteil Erneuerbarer Energien deutlich zu steigern. Ausgehend vom derzeitigen Stand der Technik sind diese Vorgaben erreichbar. Die Umsetzung erfordert parallel eine Senkung des Energiebedarfs und die Substitution fossiler Energieträger. Bedarfssenkungen insbesondere auch durch Sanierungen im Gebäudebestand sind technisch möglich. Je nach Sanierungsziel sind dabei Einsparungen des deutschen Energieverbrauchs von gut 10 bis zu 30 Prozent erreichbar. Die Substitution der fossilen Energieträger ist technisch möglich. Dabei gibt es allerdings keinen „Königsweg“. Es sind vielmehr fallbezogene Maßnahmenpakete zu entwickeln. In einem dabei entstehenden Mix aus Nutzungen der Biomasse, der Solarthermie, der Geothermie, der Außenluft sowie der Kraft-Wärme-Kopplung sind die verfügbaren Energiepotentiale mehr als ausreichend. Die Umsetzung notwendiger Maßnahmen ist nicht vorrangig ein technisches Problem, sondern ein gesellschaftliches. Wenn ein Konsens über die energetischen und ökologischen Ziele besteht, dann erfordert es „nur“ den gesellschaftlichen Entschluss zum Handeln. Mit der Anwendung des derzeitigen Standes der Technik sind vergleichbar mit der Ist-Situation deutliche Verbesserungen möglich. Durch weitere Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet der Gebäudeenergetik sind aber künftig noch deutliche Einsparpotentiale erschließbar.

Michael Schmidt, Ni Jinchang

Literatur

- 1 J. Nitsch: Leitstudie 2007 „Ausbastrategie Erneuerbare Energien“, Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050, Untersuchung im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stuttgart, Februar 2007

PROFESSOR DR.-ING. MICHAEL SCHMIDT

Studium der Energie- und Verfahrenstechnik an der TU Berlin; Promotion, TU Berlin; Abteilungsleiter, Prokurist, Geschäftsführer, KLIMASYSTEMTECHNIK Ingenieurgesellschaft, Berlin; Geschäftsführer, RP&K Ingenieurgesellschaft, Berlin/Maidenhead; Geschäftsführer ARUP Deutschland, Berlin; seit 2000 Lehrstuhl für Heiz- und Raumlufttechnik, Institut für Gebäudetechnik, Universität Stuttgart.



DR.-ING. JINCHANG NI

Studium der Heizung-, Lüftung- und Klimatechnik an der Tsinghua Universität Peking, Promotion an der Universität Stuttgart, wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Gebäudetechnik der Universität Stuttgart.



Kontakt

Universität Stuttgart
Institut für GebäudeEnergetik
Pfaffenwaldring 35
70569 Stuttgart
Tel. 0711/685-62085
Fax 0711/685-62096
E-Mail: sekretariat@ige.uni-stuttgart.de
Internet: www.ige.uni-stuttgart.de

- 2 M. Kaltschmitt, D. Merten, N. Fröhlich, M. Nill: Energiegewinnung aus Biomasse, Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003 „Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit“, Berlin, Heidelberg 2003
- 3 M. Kaltschmitt, A. Wiese, W. Stricher: Erneuerbare Energien; Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 3. Auflage, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2003
- 4 M. Schmidt, K. Stergiaropoulos, F. Schmidt: Energie- und Gebäudemanagement im Campus Pfaffenwald und seine Auswirkungen auf die Effizienz der Energieerzeugung, Bericht, IKE LHR Uni Stuttgart, April 2005
- 5 M. Schmidt, S. Schmidt, M. Treiber, J. Arold: Entwicklung eines Konzepts für energetische Modernisierungen kleiner Wohngebäude auf 3-Liter-Haus-Niveau in Mannheim-Gartenstadt, Schlussbericht, IGE Uni Stuttgart, Februar 2007.

Speicherkraftwerke und Elektroautos

Zukunftstechnologien zur Integration fluktuierender Windstromerzeugung

Erneuerbare Energien sind in aller Munde. Kaum ein Tag, an dem kein Projekt vorgestellt oder keine Anlage in Betrieb genommen wird. Trotz dieses Marktdurchbruchs ist in Zukunft eine Reihe von Herausforderungen zu meistern: Eine besondere Bedeutung kommt dabei der Integration Erneuerbarer Energien in die bestehenden technischen und energiewirtschaftlichen Strukturen zu. Speicherkraftwerke können eingesetzt werden, damit die Windstromerzeugung die Nachfrage zeitlich besser abdeckt. Der Ausbau der Elektromobilität kann genutzt werden, um ein besseres Lastmanagement im Netz zu

gewährleisten. Die intelligente Verknüpfung und Regelung verschiedener Technologien wird zum Schlüssel für eine bessere Integration der Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien in das Gesamtsystem. Am Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER) werden an diesem interdisziplinären Schnittpunkt, Untersuchungen zur besseren Einbindung und Weiterentwicklung Erneuerbarer Energien durchgeführt. Einige Beispiele für dieses spannende Arbeitsfeld werden hier vorgestellt.



1. Herausforderung: Die wachsende Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Seit rund einem Jahrzehnt entwickelt sich die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland sehr dynamisch. Zurückzuführen ist dies auf das zum 1. April 2000 in Kraft getretene Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), welches eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung und eine Weiterentwicklung der

Technologien zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zum Ziel hat. Um dieses Ziel zu erreichen, fördert das EEG die Einspeisung des aus Erneuerbaren Energien erzeugten Stromes über eine bevorzugte Abnahme und feste Vergütung, die über einen Zeitraum von 20 Jahren der Anlage gezahlt werden. Bis zum Jahr 2020 sollen nach dem Willen der Bundesregierung die Erneuerbaren Energien einen Anteil an der Stromerzeugung von mindestens 30 Prozent erreichen. Im Jahr 2009

SUMMARY

Electricity generation from renewable energies has increased considerably in recent years. In Germany the government has set a target of 30% of renewable energies for total electricity generation for the year 2020. Due to the intermittent character especially solar- and wind energy may pose a challenge to grid integration and regulation as the supply is not matching the demand profile in terms of temporal and spatial patterns. At present these gaps are filled mainly by the operation of reserve power plants stepping in when renewable electricity is not available. This task, however, can be mediated by a range of measures using renewable energies. Among these are the integration of large storage power plants like CAES (compressed air energy storage) and hydro power plants, the embedding of small-scale or mobile storage devices like car batteries in electromobility, the improvement of prognosis instruments or the combination of technologies in „Combi Power Plants“. The benefits or constraints of such measures are not always easy to overlook and are therefore evaluated by means of modelling tools, as done at IER.

betrug der Anteil der Erneuerbaren Energien bereits 16 Prozent, so dass in den verbleibenden zwölf Jahren eine Verdopplung der heutigen Stromerzeugung aus regenerativen Energien erreicht werden muss.

Der Anstieg der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien seit dem Jahr 2000 ist vor allem auf eine verstärkte Nutzung von Windenergie und Biomasse zurückzuführen. Die Stromerzeugung aus Photovoltaik hat zwar ebenfalls stark zugenommen, liegt aber noch deutlich hinter Windenergie und Biomasse zurück. Im Jahr 2009 wurden aus Erneuerbaren Energien über 90.000 Gigawattstunden (GWh) Strom erzeugt. Das bedeutet: Inzwischen wird etwa jede siebte Kilowattstunde in Deutschland von Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien bereitgestellt.

Das stärkste Wachstum hat in den vergangenen Jahren die Windenergie erfahren. Von 1990 bis 2008 stieg die Stromerzeugung von rund 40 auf 40.000 GWh. 2008 waren in Deutschland rund 20.300 Windenergieanlagen (Onshore) in Betrieb. Konnten 1990 theoretisch rund 10.000 Haushalte mit Strom aus Windenergie versorgt werden, so reichte die Stromerzeugung 2008 zur Deckung des Bedarfs von etwa 10 Millionen Haushalten aus (bei 4.000 kWh pro Haushalt und Jahr). Wenn in den nächsten Jahren die angekündigten Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee in Betrieb gehen, wird die Windstromerzeugung weiter stark ansteigen. 2009 ist nördlich von Borkum der erste Offshore-Windpark (Alpha Ventus) in Deutschland mit insgesamt 12 Windenergieanlagen in Betrieb gegangen, der den Strombedarf von rund 50.000 Drei-Personen-Haushalten decken und die Initialzündung für weitere, deutlich größer dimensionierte Windparks darstellen wird.

Diese stark wachsenden Mengen an Windstrom müssen jedoch auch auf dem Markt untergebracht werden. Windstromerzeugung und Strombedarf weichen oft zeitlich und räumlich voneinander ab. So ist Schleswig-Holstein heute schon zu manchen Zeiten mit Windstrom überversorgt, das heißt die von Windenergieanlagen erzeugte Strommenge liegt über dem Strombedarf. Dieser Strom muss im Netz oder bei anderen Verbrauchern untergebracht werden. Umgekehrt entsteht bei einer deutlichen Unterversorgung mit Strom aus Windenergie, zum Beispiel bei Windflaute, Bedarf für eine zusätzliche Stromerzeugung aus anderen Quellen. Diese Aufgabe wird überwiegend von konventionellen Kraftwerken abgedeckt, wobei meist schnell regelbare Gaskraftwerke zum Einsatz kommen. Zu windstarken Zeiten werden diese Kraftwerke nicht benötigt und müssen wieder heruntergefahren oder gedrosselt werden, was mit zusätzlichem Aufwand und Kosten einhergeht.

Prinzipiell gibt es eine Reihe von Lösungsansätzen zur Integration der fluktuierenden Stromerzeugung von Wind- oder Solarenergie ins Stromnetz.

Integration fluktuierender Stromerzeugung

1. Integration von Strompeicher-Kraftwerken, z.B. Druckluft- (CAES) und Pumpspeicher-Kraftwerken
2. Nutzung von Elektro-Fahrzeugen
3. Verbesserung der Windprognose
4. Ausbau der Stromnetze
5. Erzeugungsmanagement, aktive Steuerung von Anlagen zur Stromerzeugung

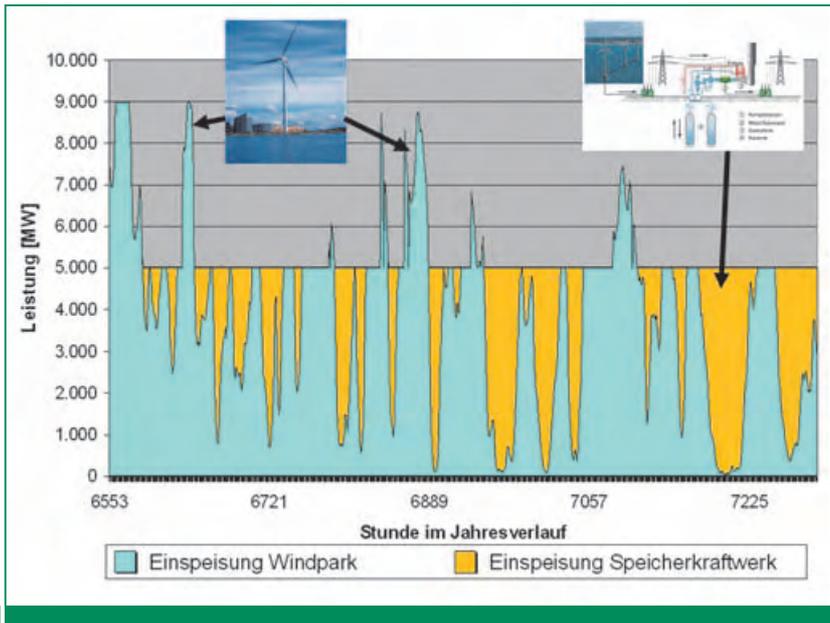
Am IER werden hierzu Untersuchungen durchgeführt, um die notwendigen Anpassungen und Integrationsaufgaben bestmöglich umsetzen zu können. Da es sich vielfach um komplexe Fragestellungen handelt, bei denen technische Eigenschaften, Umweltwirkungen und ökonomische

dem Stromnetzbetreiber eine gesicherte oder garantierte Leistung anzubieten und einen festen Anteil an Grundlast abzudecken, aber auch die Spitzenlast zu bedienen [1].

In (01) ist exemplarisch die Leistungsbereitstellung von Strom aus einem Windpark in Kombination mit einem Druckluftspeicherkraftwerk, auch Compressed Air Energy Storage (CAES) genannt, dargestellt. Die ursprünglichen Schwankungen aus der Windstromerzeugung werden mit Hilfe des Speichers so ausgeregelt, dass nur wenige zurückbleiben. Bezogen auf das Beispiel kann dem Netzbetreiber eine garantierte Leistung von 5.000 MW zur Verfügung gestellt werden. Theoretisch kann mit Hilfe des Speichersystems anstelle der Umwandlung in einen grundlastfähigen Verlauf auch eine Lastkurve des Strombedarfs nachgefahren werden. Der Zukauf von Regelenergie ist in dem dargestellten Beispiel nicht mehr erforderlich.

Druckluftspeicheranlagen – oder CAES-Kraftwerke – nutzen elektrische Energie zur Verdichtung von Luft, die in einem unterirdischen Reservoir gespeichert wird [2]. Bei Bedarf kann diese Druckluft wieder entnommen werden und in Turbinen in elektrische Energie zurückgewandelt werden. In Deutschland wurde die erste CAES-Anlage mit 320 MW installierter Leistung in Huntorf, Niedersachsen, gebaut. Sie läuft seit 1978 und wird primär als Minutenreserve genutzt. Das CAES-Kraftwerk Huntorf besteht aus zwei Salzkavernen in 700 Metern Tiefe mit je rund 150.000 m³ Volumen. Die Luft wird bei einem Druck zwischen 50 und 70 bar gespeichert, das energetische Speichervolumen beträgt rund 480 MWh.

Als Technologie zur Zwischenspeicherung größerer Energiemengen eignen sich Speicherkraftwerke, die sowohl hohe Leistungen als auch hohe Speicherkapazitäten und Entladezeiten aufweisen. Zu diesen Systemen zählen vor allem Pump- und Druckluftspeicherkraftwerke, wobei letztere theoretisch die größere Speicherkapazität aufweisen. Während sich beispielsweise die Speicherkapazität des größten deutschen Pumpspeicherkraftwerks Goldisthal auf 8 Stunden Vollast (1.060 MW) beläuft, wird derzeit in Ohio/USA ein Druckluft-Speicherkraftwerk mit einer möglichen Stromerzeugung von rund 2.700 MW über 8 Tage geplant. Salzvor-



01

Leistungsbereitstellung von Strom aus einem Windpark in Kombination mit einem Druckluft-Speicherkraftwerk (Quelle:[12])

Gegebenheiten gleichermaßen eine Rolle spielen, werden energietechnische und -wirtschaftliche Modelle eingesetzt. Im Folgenden werden Arbeitsergebnisse aus dem IER für die bessere Integration einer zunehmenden Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien am Beispiel der Windenergie vorgestellt.

2. Bessere Anpassung der Stromerzeugung an die Nachfrage

Einen Lösungsansatz für die mangelnde Übereinstimmung von Windstromerzeugung und Bedarf stellen der Einsatz und die Integration von Speicherkraftwerken zur Zwischenspeicherung elektrischer Energie dar. Dadurch kann einerseits eine Ausregelung des Fehlers erfolgen, der durch eine unzureichende Windprognose entsteht, andererseits kann die schwankende Windstromerzeugung „vergleichsmäßig“ und damit die Übereinstimmung mit der Bedarfssituation verbessert werden. Durch die Kombination eines Windparks mit einem Speichersystem bietet sich dem Windparkbetreiber die Möglichkeit

kommen zur Errichtung der benötigten Salzkavernen liegen auch im Küstenbereich von Nord- und Ostsee vor – einige davon sogar offshore –, so dass der Bau von Druckluft-Speicherkraftwerken mit hohen Speicherkapazitäten zukünftig eine realisierbare Option auch für Deutschland darstellt.

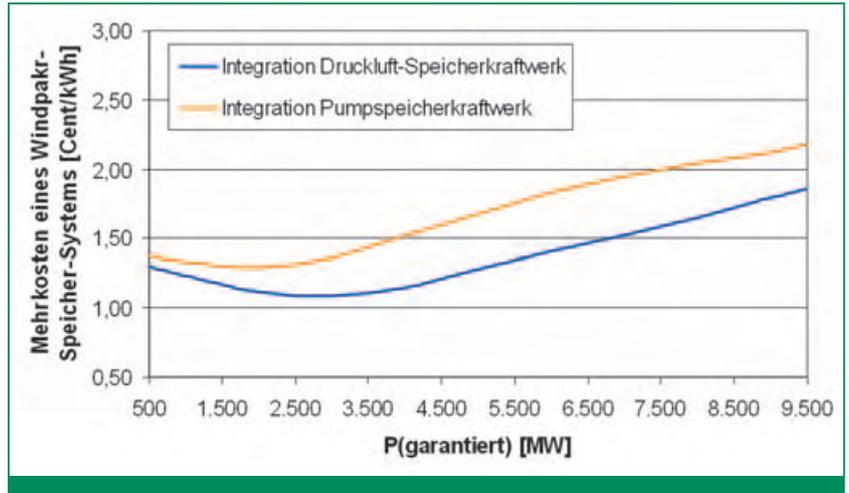
Als Alternative zu CAES-Druckluftspeicherkraftwerken bietet sich der Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken an. Diese erfordern allerdings ein entsprechendes Reservoir bzw. Speicherbecken in hoher Lage, in die das Wasser gepumpt wird, wenn die Stromerzeugung den Bedarf übersteigt. Im Gegensatz zu Druckluftspeicherkraftwerken besteht hinsichtlich der Pumpspeicherung in Deutschland kaum noch Ausbaupotenzial – zumindest nicht in Nähe der geplanten Offshore-Windparks –, da im Norden Deutschlands die Topographie zur Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken ungeeignet ist.

Die Kombination und Integration eines Windparks mit einem Speicherkraftwerk führt zu Mehrkosten auf Grund des höheren Investitionsvolumens dieser Anlagen im Vergleich zu einem Offshore-Windpark ohne Speicher. Die Ergebnisse aus Simulationsläufen für den kombinierten Betrieb großer Offshore-Windparks (mit einer Gesamtleistung von 10.000 MW) in der Nordsee mit Speicherkraftwerken zeigen, dass die Mehrkosten im Bereich von 1 bis 2 Cent/kWh liegen (02), wobei die Mehrkosten umso stärker ansteigen, je mehr Leistung kontinuierlich bereitgestellt werden soll. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei hohen Leistungen verstärkt Regelleistung aus dem Netz bezogen werden muss.

3. Elektrofahrzeuge: Option zum Lastmanagement

Neben Pump- und Druckluftspeicherkraftwerken sind als Speicher auch Batterien denkbar, entweder in Form von stationären Systemen oder auch als mobile Speicher in Kraftfahrzeugen. Insbesondere diese Option bekommt in letzter Zeit in Verbindung mit der Entwicklung von Konzepten zur Nutzung der Elektromobilität große Aufmerksamkeit. Batteriespeicher in Elektromobilen werden in den kommenden Jahren mehr und mehr an Bedeutung gewinnen. Direktionale und bidirektionale

Plug-In-Hybrid-Fahrzeuge könnten „überschüssigen“ Strom aus den beiden fluktuierenden Energieträgern Sonne und Wind zwischenspeichern und durch gesteuertes

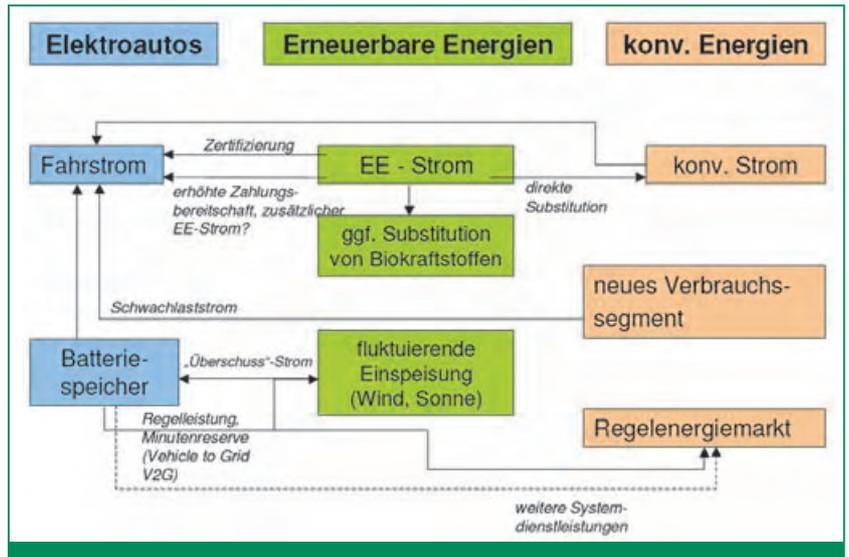


02

Laden oder Zurückspeisen des Stroms, Regelleistung am Regelleistungsmarkt bereitstellen.

Bereits 1982 hatte der deutsche Automobilhersteller Audi die Idee des bidirektionalen Ladens („Vehicle-to-Grid“, V2G) zum Patent angemeldet [3]. Heute wird das V2G-Konzept, das alle Aspekte eines Zu-

Mehrkosten eines Offshore-Windparks mit integriertem Speicherkraftwerk im Vergleich zu einer ausschließlichen Windstromerzeugung in Abhängigkeit von der garantierten Leistungsbereitstellung (Quelle: [12])



03

sammenwirkens des Pkw-Verkehrs mit der Energiewirtschaft und besonders den Stromerzeugungssystemen und dem Stromnetz umfasst, auch am IER wissenschaftlich weiter erforscht. Der Grundgedanke dieses Konzepts besteht darin, dass die Akkumulatoren sowohl zum

Wechselwirkungen zwischen Erneuerbaren Energien und Elektromobilität (Quelle: [13])

Antrieb des Elektrofahrzeugs als auch zur Ein- und Ausspeicherung von Strom im Sinne eines Lastmanagements genutzt werden (03). Die verstärkte Nutzung regenerativer Energiequellen zur Stromerzeugung führt in Zukunft zu einem steigenden Bedarf an Speichermöglichkeiten, da das Energieangebot aus mit der Nachfrage zeitlich und räumlich oftmals nicht übereinstimmt. Bei einer weiten Verbreitung der Elektromobilität könnten Fahrzeug-Akkumulatoren diese Speicherfunktion übernehmen und als „mobile Speicherkraftwerke“ dienen.

Die Nutzung von Kraftfahrzeugbatterien für diese Zwecke ist allerdings mit Herausforderungen verbunden, die besonders in der Verknüpfung verschiedener Komponenten liegen. So liegt die durchschnittliche Nutzungsdauer eines Pkw meist unter einer Stunde pro Tag, in den restlichen mehr als 23 Stunden könnten die Fahrzeuge an das Stromnetz angeschlossen und zum Lastmanagement eingesetzt werden [3]. Während dieser Zeit sind sie in der Lage, überschüssige Energie, insbesondere aus regenerativen Energiequellen, zu speichern und die gespeicherte Energie bei Bedarf kurzfristig wieder ins Netz einzuspeisen und dadurch zum Lastmanagement beizutragen. Andererseits steht die-

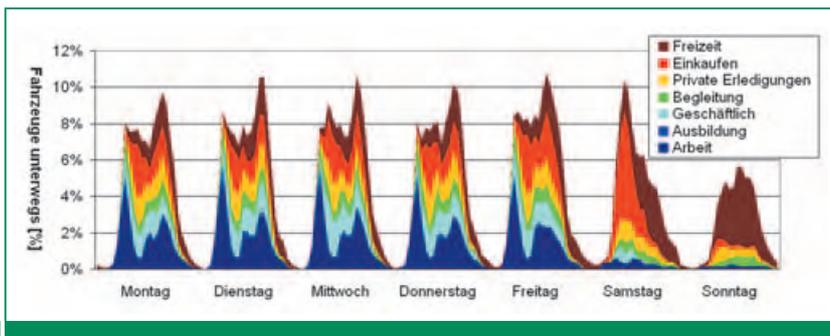
sches Gesamtpotenzial von rund 630 GW [4]. Dies entspricht dem Neunfachen der maximalen Netzlast von etwa 70 GW, die gegenwärtig in Deutschland anfällt.

Ineffiziente An- und Abfahrvorgänge sowie Leistungsänderungen, wie sie bei konventionellen Kraftwerken auftreten, könnten sich durch das gesteuerte direktionale oder das bidirektionale Laden der Fahrzeug-Akkus vermeiden lassen. Außerdem ließen sich die Übertragungsverluste reduzieren, da sich die Fahrzeuge in der Nähe der Verbraucher befinden, wie an der Arbeitsstätte oder in Wohnsiedlungen. Dagegen stellen die Reduzierung der Speicher- und Umrichterverluste, die bei der Nutzung der Fahrzeug-Akkus anfallen, ebenso wie die Reduzierung der derzeitigen hohen Kosten der Akkumulatoren (circa 600 EUR/kWh) große Herausforderungen dar.

Dass Elektrofahrzeuge als mobile Speicherkraftwerke eingesetzt werden können, stehen noch weitere Hürden entgegen: Insbesondere erfordert ein flexibler Austausch von elektrischer Energie zwischen Fahrzeug und Stromnetz entsprechende Steuerungstechnologien, die beispielsweise die Regulierung der Spannung oder Netzfrequenz übernehmen. Darüber hinaus sind intelligente Instrumente im Bereich des Lastmanagements notwendig, die einerseits die Einspeisung der erforderlichen Strommenge in das Stromnetz sicherstellen, andererseits aber auch den Bedürfnissen der Autofahrer Rechnung tragen und eine Entnahme der gespeicherten Energie vor Beginn einer Fahrt ausschließen müssen.

4. Windprognosemodelle: Möglichkeit zur besseren Kraftwerks-Einsatzplanung

Die Schwankungen der Windstromerzeugung sind vor allem meteorologisch bedingt. In Starkwindphasen kann sehr viel Strom erzeugt werden, während in Flautezeiten die Stromerzeugung komplett zum Erliegen kommen kann. An diesem grundsätzlichen Problem des fluktuierenden Charakters der Windstromerzeugung kann zwar nichts geändert werden, allerdings erlauben gute Prognosemodelle recht exakte Vorhersagen des zu erwartenden Windenergieangebots. Mit Hilfe dieser Vorhersagen kann der Betrieb des gesam-



Anteil und zeitlicher Verlauf der gleichzeitig genutzten Fahrzeuge für verschiedene Zwecke (Quelle:[11])

ser statistischen Möglichkeit der Bedarf des Pkw-Nutzers gegenüber, jederzeit mit einer vollgeladenen Batterie sein Ziel ansteuern und erreichen zu können.

Das Potenzial eines flächendeckenden „Vehicle-to-Grid-Systems“ wäre also enorm. Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass selten mehr als 10 Prozent aller Pkw gleichzeitig auf den Straßen sind (04), resultiert aus einem Pkw-Bestand in Deutschland von 46,6 Mio. Fahrzeugen und der Annahme einer bereitgestellten Leistung von 15 kW pro Pkw ein theoretischer

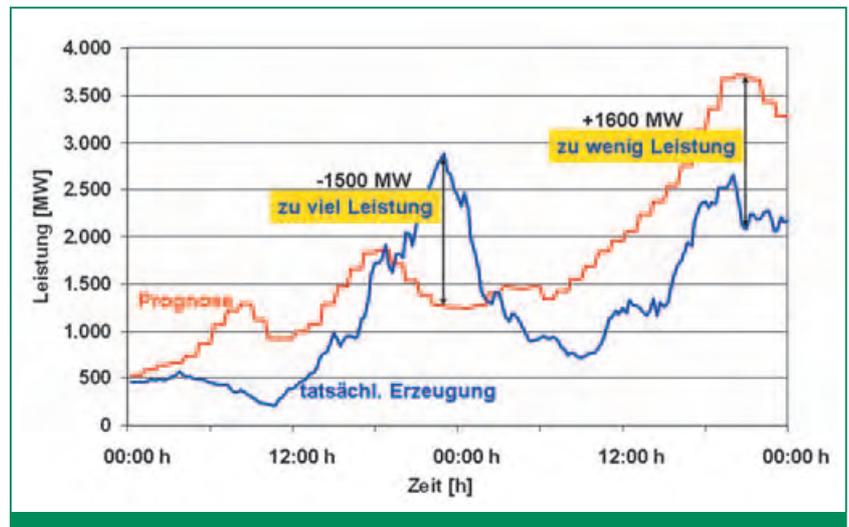
ten Kraftwerksparks inklusive der fossilen Reservekraftwerke zuverlässiger geplant und optimiert werden.

Windprognosemodelle zur Vorhersage des Windenergieangebots und der damit zu erwartenden Windstromerzeugung lassen sich im Wesentlichen in zwei Typen unterscheiden: physikalische und statistische Modelle. Erstere basieren auf physikalischen Gesetzmäßigkeiten und Gleichungen, mit denen die Windgeschwindigkeiten für die Nabenhöhe sowie die Leistungsabgabe der Windenergieanlage berechnet werden. Wesentliche Eingangsdaten sind dabei möglichst genaue Wettervorhersagen (für die nächsten Stunden), die durch den Wetterdienst bereitgestellt werden, sowie möglichst genaue Informationen zum Standort des Windparks und dessen Umgebung. Dazu gehören beispielsweise Angaben zur Landnutzung und Oberflächenbeschaffenheit (Rauigkeit) der Landschaft. Der statistische Modellansatz basiert im Vergleich zum physikalischen Ansatz auf dem Versuch zwischen den Eingangsdaten, also der Wetterprognose, und dem Output, der gemessenen Leistung der Windenergieanlage, einen statistischen Zusammenhang abzuleiten. Damit blenden rein statistische Modelle meteorologische Aspekte wie den Aufbau der Atmosphäre aus [5].

Wenngleich die Prognosegüte der verschiedenen Modelle inzwischen sehr hoch ist, so stellt doch insbesondere die zeitlich exakte Vorhersage des Durchzugs von Starkwindgebieten noch ein großes Problem dar. Wird das Maximum eines solchen Gebietes auch nur um eine Stunde zu früh oder zu spät prognostiziert, so treten aufgrund des starken Anstiegs bzw. Abfalls der Windenergieleistung große (positive oder negative) Deckungslücken zwischen Prognose und tatsächlicher Erzeugung auf. In (05) ist eine solche Situation für einen Zeitraum von 48 Stunden dargestellt. Durch den Prognosefehler entstehen im dargestellten Fall einmal ein Leistungsüberschuss zwischen prognostizierter und tatsächlicher Leistung von 1.500 MW und einmal ein Leistungsdefizit von 1.600 MW. Dies sind erhebliche Größenordnungen, die eine Bereitstellung von Regelenergie oder die anderweitige Verwendung des zu viel erzeugten Stroms erforderlich machen und erhebliche Aufwendungen mit sich bringen.

5. Windenergie in Elektrizitätssystemmodellen – Analyse der Systemwirkungen

Die Windenergie hat vielfältige Auswirkungen sowohl auf Funktion und Kosten des gesamten Elektrizitätssystems als auch auf die resultierenden Emissionen und die Strompreise. Zum Ausgleich der fluktuierenden und nicht fehlerfrei prognostizierbaren Einspeisung sind besondere Aufwendungen erforderlich, um eine hohe Zuverlässigkeit der Strombedarfsdeckung und einen stabilen Systembetrieb gewährleisten zu können. So müssen konventionelle und steuerbare Kraftwerke mit einer erhöhten Flexibilität betrieben werden. Diese wird durch einen vermehrten Teillastbetrieb mit verringertem Wirkungsgrad und durch häufigere Kraftwerksanfahrten erreicht. Damit steigen die Stromerzeugungskosten der konventionellen Kraftwerke an. Darüber hinaus führt die Integration der fluktuierenden Windleistungseinspeisung zu höheren Anforderun-



05

Windleistungsprognose und tatsächliche Leistungsabgabe über einen Tag (Quelle: [14])

gen an die Bereitstellung von Regelenergie. In vielen Fällen befinden sich Gebiete mit einem hohen Windangebot räumlich entfernt von den Lastzentren, so dass es neben einem flexibleren Kraftwerksbetrieb zu neuen Engpässen im Übertragungsnetz kommen kann. Der Ausbau der Windenergie führt dann auch zu einem Erweiterungsbedarf der elektrischen Netze. Für eine umfassende ökonomische Analyse der Integration von Windenergie müssen also ebenfalls die Kosten der erforderlichen Maßnahmen berücksichtigt werden.

Um die Effekte einer verstärkten Windenergienutzung in Elektrizitätssystemen und -märkten analysieren und eine Entscheidungshilfe für Politik und Elektrizitätswirtschaft geben zu können, werden in der Regel mathematische Optimierungsmodelle, die den kostenoptimalen Betrieb und Ausbau von Elektrizitätssystemen beschreiben, entwickelt und angewandt. Mit diesen Modellen werden die (betrieblichen) Kosten eines Elektrizitätssystems mit einer Zielfunktion beschrieben, deren Wert zu minimieren ist. Weiterer, wesentlicher Bestandteil von mathematischen Optimierungsmodellen sind Nebenbedingungen, wie die Deckung der beschriebenen Stromnachfrage und die betrieblichen Restriktionen der verschiedenen konventionellen Kraftwerke, zum Beispiel verfügbare Kapazitäten und Lastwechselfähigkeiten. Das Kollektiv der Windkraftanlagen kann bei dieser Betrachtung jedoch nicht als konventionelle Erzeugungstechnologie mit exakter Steuerbarkeit und Prognostizierbarkeit behandelt werden. Vielmehr sind eine Abbildung der Windleistungsfuktuationen in hoher zeitlicher Auflösung und eine Berücksichtigung von Prognosefehlern der Windleistungseinspeisung erforderlich. Ein hierfür geeignetes Verfahren stellt die stochastische Programmierung dar [6] [7].

Ein derartiges, am IER genutztes, stochastisches Optimierungsmodell ist das Wilmar Planning Tool [8]. Basierend auf der stündlichen Beschreibung von Stromerzeugung und -übertragung zur Lastdeckung, unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen von Kraftwerken, Speichern und elektrischen Netzen, lässt sich mit diesem Modell der kostenoptimale Betrieb von beliebigen Elektrizitätssystemen unter expliziter Beschreibung der Windleistungseinspeisung analysieren. Hierbei wird die mögliche Verteilung der Prognosefehler der Windleistung wie auch der Last mittels stochastischer Programmierung beschrieben. Die Abbildung der Verteilungsfunktion der Prognosefehler erfolgt dabei diskret mittels Szenariobäumen, welche die variierenden Prognosen der Windleistungseinspeisung repräsentieren. Dabei werden die statistischen Eigenschaften von aktuellen Prognosesystemen wie deren erzielter mittlerer Prognosefehler und dessen Verteilung sowie die Vergleichmäßigungseffekte einer großräumigen Windleistungseinspeisung berücksichtigt.

Der Kraftwerksbetrieb wird beim Wilmar Planning Tool mit dem Ziel der Minimierung der variablen Betriebskosten der Stromerzeugung optimiert. Hierzu werden die bestehenden Elektrizitätsmarktstrukturen und mögliche Korrekturen der Kraftwerkseinsatzentscheidungen aufgrund von fehlerhaften Prognosen der Windleistung und der Last berücksichtigt. Damit werden der Spot-Markt für die geplante Lieferung von Strom, der Intraday-Markt zum Ausgleich von Prognosefehlern als auch Regelleistungsmärkte im Modell beschrieben.

Die multiregionale Formulierung des Wilmar Planning Tools erlaubt weiterhin die räumliche Untergliederung der betrachteten Länder. Damit ist es möglich, regionale Konzentrationen der installierten Windkraftkapazität, unterschiedliche Nachfragedichten sowie vorhandene Netzengpässe zu berücksichtigen. Mit verschiedenen Verfahren der Abbildung des elektrischen Lastflusses, wie zum Beispiel der Methode des Gleichstromlastflusses oder der Berücksichtigung von Power Transfer Distribution Factor-Matrizen (PTDF-Matrizen), lässt sich die Verteilung des elektrischen Lastflusses in Abhängigkeit der kostenoptimalen Austauschmengen und der elektrotechnischen Eigenschaften der Stromnetze modellieren.

Das hier beschriebene Wilmar Planning Tool fand bereits, zum Teil in Zusammenarbeit mit internationalen Forschungspartnern, in einer Vielzahl von Forschungsprojekten und Fallstudien zur Integration und Nutzung von Windenergie Anwendung. Zunächst wurden im Rahmen des EU-Projektes Wilmar (Wind Power Integration in Liberalised Electricity Markets), in dem auch die Basis des Tools geschaffen wurde, die Länder Skandinaviens und Deutschland beschrieben. Diese Länder wurden gemäß der Ländergrenzen und internen Netzengpässen räumlich unterteilt. Für die untersuchten Fallstudien wurden unterschiedliche Windleistungskapazitäten für ausgewählte zukünftige Betrachtungsjahre angenommen. Die resultierenden Anwendungen benötigten etwa 620.000 Gleichungen mit rund 550.000 Variablen. Es wurden die durch die Integration der Windenergie erzielten Kosteneinsparungen beim Systembetrieb, die Auswirkungen auf die Preise am Spot-Markt und Intraday-Markt, die Änderungen des kostenoptimalen Kraftwerkseinsatzes sowie

des Stromaustauschs zwischen den Modellregionen exemplarisch untersucht. Eine beispielhafte Anwendung des Wilmar Planning Tools zeigt die Auswirkungen innerdeutscher Netzengpässe auf theoretische nationale Preisdifferenzen im Jahr 2020 [9]. (06) zeigt die resultierenden Spotmarktpreise in den drei abgebildeten deutschen Regionen für eine Beispielwoche im Monat Januar. Die nordwestliche Region ist durch ein hohes Windangebot bei niedriger Nachfrage gekennzeichnet. In jenen Stunden, in denen die Übertragungsnetze zu dieser Region voll ausgelastet sind, sinkt der Strompreis im Vergleich zu den anderen Regionen und beträgt zeitweise 0 EUR/MWh. Kann der Strombedarf in dieser Region vollständig durch Wind gedeckt werden, reduziert sich der Strompreis sogar bis auf 0 EUR/MWh, da auch konventionelle Kraftwerkskapazitäten vollständig substituiert werden können. Ein weiterer Gegenstand der Untersuchungen war die Entwicklung der deutschlandweiten Systembetriebskosten aufgrund des Einsatzes von CAES-Druckluftspeicherkraftwerken und der Erweiterung der innerdeutschen Netzkapazitäten. In beiden Fällen konnte eine Senkung der Systembetriebskosten verzeichnet werden. Im Rahmen der European Wind Integration Study [10], einer Forschungsinitiative von 15 europäischen Übertragungsnetzbetreibern, wurde das Wilmar Planning Tool zur Beschreibung des kostenoptimalen Kraftwerkseinsatzes in den einzelnen Ländern der Europäischen Union sowie des marktgetriebenen internationalen Stromaustausches unter der Annahme von zwei Ausbauszenarien der Windleistung bis zum Jahr 2015 genutzt. Die Ergebnisse dienen zur weiteren Untersuchung des Netzbetriebs in und zwischen den einzelnen Ländern, zur Priorisierung von Netzausbaumaßnahmen als auch zur Bestimmung der Integrationskosten der Windenergie.

6. Systemintegration Erneuerbarer Energien: Ein interdisziplinäres und hoch spannendes Arbeitsfeld am IER

Die aufgezeigten Beispiele zur Untersuchung der Integration von Windenergie in verschiedene energiewirtschaftliche Zusammenhänge stellen einige der Arbeitsansätze des IER zur Analyse der Rolle Erneuerbarer Energien im Energiesystem dar.

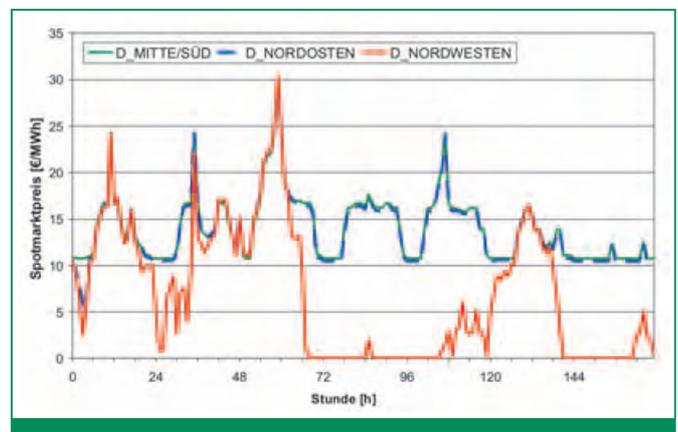
Die vielfältigen Technologien und Einsatzfelder für Erneuerbare Energien bieten dabei die Garantie für ein spannendes und nur durch interdisziplinäre Ansätze erfolgreich zu bearbeitendes Arbeitsgebiet. Erneuerbare Energien wachsen vielfach aus den Kinderschuhen heraus. Dabei ergeben sich neue Fragen nach den Beiträgen sowohl für eine gesicherte Energieversorgung als auch für eine nachhaltige Ressourcenbewirtschaftung.

In den kommenden Jahren wird die Frage der Systemintegration weiter an Bedeutung gewinnen. Deshalb ist eine isolierte Technologiebetrachtung und -analyse nicht mehr ausreichend. Vielmehr werden die Anpassung und Optimierung an die Rahmenbedingungen des Energiesystems die nächste Phase des Ausbaus Erneuerbarer Energien bestimmen. Dazu möchte das IER mit seinen interdisziplinär besetzten Arbeitsgruppen einen gewichtigen Beitrag leisten.

Ludger Eltrop
Christoph Kruck
Niklas Hartmann
Rüdiger Barth
Jürgen Apfelbeck

ZUSAMMENFASSUNG

Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien hat in den vergangenen Jahren stark zugenommen. Nach dem Willen der Bundesregierung soll bis 2020 ein Anteil von 30 Prozent an der Gesamtstromerzeugung erreicht werden. Insbesondere die Solar- und Windenergie bilden durch ihren fluktuierenden Charakter aber eine Herausforderung für das Netzmanagement, da das Angebot mit dem Bedarf im zeitlichen und räumlichen Profil oft nicht übereinstimmt. Gegenwärtig werden diese mangelnden Paritäten durch Reservekraftwerke ausgeglichen, die auf der Basis fossiler Energieträger arbeiten. Diese Aufgabe kann aber auch durch eine Reihe von Maßnahmen mit Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien bewältigt bzw. günstiger gestaltet werden. Dazu zählt die Integration von großen Speicherkraftwerken wie CAES-Druckluft- oder Pumpspeicherkraftwerken, die Einbindung dezentraler Speicher, z.B. von Autobatterien oder die Verbesserung der Prognoseinstrumente. Die Auswirkungen solcher Technologiekombinationen und Maßnahmen auf Ökonomie, Ökologie und Gesellschaft sind komplex und nicht immer leicht zu überblicken. Am IER werden diese Zusammenhänge mit Hilfe verschiedener Analyse- und Modellsysteme untersucht.



Theoretische Strompreise in drei deutschen Regionen einer beispielhaften Woche im Januar 2020. (Quelle: [9])

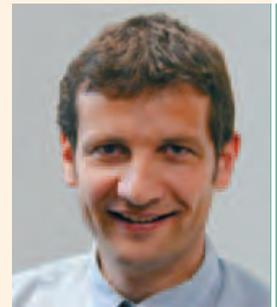
Literatur

- **1** Kruck, C.; Eltrop, L. 2006: Druckluftspeicherung kann eine Option werden. In: *Erneuerbare Energien* 4/2006.
- **2** Crotogino, F. 2006: Druckluftspeicher-Kraftwerke zum Ausgleich fluktuierender Windenergie | *Stand der Technik und neue Entwicklungen* 6. Flensburger Windenergie-Forum, 2006.
- **3** Engel, T. 2005: Das Elektrofahrzeug als Regelenergiekraftwerk des Solarzeitalters. Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS), Object Farm Solarkonzepte.
- **4** Kempton, W.; Dhanju, A. 2006: Electric Vehicles with V2G, Storage for Large-Scale Wind Power. In: *Windtech International Magazine* 2006. Groningen, Niederlande.
- **5** Lange, M.; Focken, U. 2005: State-of-the-Art in Wind Power Prediction in Germany and International Developments. Internet: http://energymeteo.de/de/media/ffic_eeq_article.pdf (Stand: 2.7.2009)
- **6** Birge, J.; Louveaux, F. 2000: *Introduction to stochastic programming*, 2. Auflage. Verlag Springer. New York, Berlin, Heidelberg, 2000.
- **7** Kall, P.; Wallace, S.W. 1994: *Stochastic Programming*. Verlag Wiley Chichester, 1994.
- **8** Barth, R.; Brand, H.; Meibom, P.; Weber, C.: A stochastic unit-commitment model for the evaluation of the impacts of integration of large amounts of intermittent wind power. Tagungsband der 9. International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Stockholm 2006.
- **9** Barth, R.; Brand, H.; Swider, D. J.; Weber, C.; Meibom, P.: Regional electricity price differences due to intermittent wind power in Germany – Impact of extended transmission and storage capacities. *International Journal of Global Energy Issues*, Band 25 (2006), Nr. 3/4, S. 276–297.
- **10** EWIS – European Wind Integration Study. 2008. Internet: <http://www.wind-integration.eu> – Internetpräsenz.
- **11** Hartmann, N.; Özdemir, D.; Goyns, P. H.; Eltrop, L. 2009: Modelling the plug-in availability and calculations of energy storage potential of electric vehicles in Germany. EVS24 International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium, Stavanger, Norwegen.
- **12** Kruck, C. 2008: *Integration einer Stromerzeugung aus Windenergie und Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Druckluft-Speicherkraftwerken*. Dissertation. Stuttgart, 2008.
- **13** Pehnt, M.; Höpfner, U. 2007: *Elektromobilität und Erneuerbare Energien*. Heidelberg/Wuppertal 2007. Internet: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/elektromobilitaet_ee_arbeitspapier.pdf (Stand: 25.6.2009)
- **14** Mößner, M. 2008: *Entwicklungsperspektiven von Technologien zur Speicherung elektrischer Energie*. Diplomarbeit, Universität Stuttgart 2008.

DIE AUTOREN

DR. LUDGER ELTROP

ist Leiter der Abteilung „Systemanalyse und Erneuerbare Energien“ am IER. Er studierte Biologie an der Universität Bonn. Nach Forschungsaufenthalten an der Universität Toronto, Kanada und am INRA in Montpellier, Frankreich, wurde er 1993 an der Universität Hohenheim promoviert. Nach einer Tätigkeit als Projektmanager für Kompostierungstechnik und Bioabfallbehandlung in einem mittelständischen Unternehmen kehrte er 1998 in die Wissenschaft zurück und übernahm am IER zunächst die Aufgabe als Leiter für Wissenschaftsmanagement und Verwaltung und später als Abteilungsleiter für Erneuerbare Energien und neue Energietechnologien. Seine Arbeitsgebiete sind die Systemanalyse Erneuerbarer Energien, besonders zur Nutzung der Bioenergie und zur Integration von Energietechnologien in bestehende energiewirtschaftliche Strukturen. Er ist Projektleiter vieler internationaler Studien und Visiting Professor an der Universität Johannesburg, Südafrika.

**DR.-ING. CHRISTOPH KRUCK**

studierte an der Rheinischen Friedrich-Wilhelms-Universität Bonn Mathematik und Physik und schloss sein Studium mit einer Arbeit zum Thema „Satellitengestützte Bereitstellung von elektrischer Energie“ ab. Nach einem Wechsel an die Universität Stuttgart als wissenschaftlicher Mitarbeiter promovierte er 2008 mit dem Thema „Integration einer Stromerzeugung aus Windenergie und Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Druckluft-Speicherkraftwerken“. Seine aktuellen Forschungsgebiete umfassen die Wind- und Solarenergienutzung im Verbund mit Speichersystemen ebenso wie die Geothermie.

**DIPL.-WIRTSCH.-ING. NIKLAS HARTMANN**

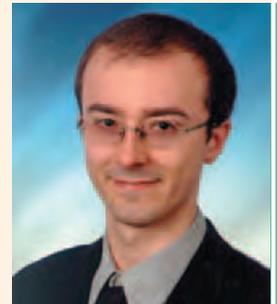
studierte Wirtschaftsingenieurwesen an der TU Kaiserslautern und schloss sein Studium mit seiner Diplomarbeit „Wirtschaftlichkeitsanalyse verschiedener solarer Klimatisierungskonzepte“ am Fraunhofer ISE ab. Seit 2008 promoviert er am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) und erhält seit Dezember 2008 ein Stipendium der Reiner Lemoine-Stiftung. Sein Arbeitsgebiet umfasst die Erforschung der Integration Erneuerbarer Stromerzeugung in das Stromnetz mit Hilfe von mobilen und stationären Speichertechnologien.

**DIPL.-ING. RÜDIGER BARTH**

studierte Maschinenwesen an der Universität Stuttgart mit den Schwerpunkten Energiesysteme und Konstruktion. Seit 2003 ist er wissenschaftlicher Mitarbeiter am IER und leitet heute die Fachgruppe für Elektrizitätssystemanalysen. Sein Arbeitsgebiet ist die Entwicklung und Anwendung stochastischer Elektrizitätsmarktmodelle zur Analyse der Nutzung und Integration fluktuierender Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und verteilter Stromerzeugung.

**DIPL.-WIRTSCH.-ING. JÜRGEN APFELBECK**

ist Diplom-Wirtschaftsingenieur mit Abschluss an der Technischen Universität Dresden. Er ist seit 2007 als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart tätig. Die Schwerpunktthemen der Forschungsarbeit sind die Modellierung des Elektrizitätssektors mit Fokus auf das Thema Integration von Windkraft.

**Kontakt**

Universität Stuttgart
 Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
 Heßbrühlstraße 49a
 70565 Stuttgart
 Tel. 0711/685 87800
 Fax 0711/685 87873
 E-Mail: claudia.heydorn@ier.uni-stuttgart.de
 Internet: <http://www.ier.uni-stuttgart.de>