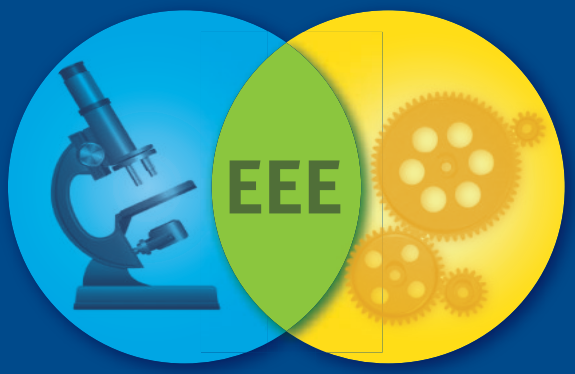
FVEE-Themen



Zusammenarbeit von Forschung und Wirtschaft für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz

Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2012

FVEE ForschungsVerbund Erneuerbare Energien
Renewable Energy Research Association
Veranstalter

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Schirmherrschaft
Förderung

FVEE • Themen 2012

Zusammenarbeit von Forschung und Wirtschaft für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz

Jahrestagung 2012 des
ForschungsVerbunds Erneuerbare Energien
16.–17. Oktober 2012
Berlin • Umweltforum, Pufendorfstr. 11

Wissenschaftliche Leiter
Fraunhofer IWES • Prof. Dr. Jürgen Schmid
DLR • Bernhard Milow

Programmkomitee
FZ Jülich • Dr. Jürgen Hüpkes
Fraunhofer IBP • Dr. Dietrich Schmidt
Fraunhofer ISE • Prof. Dr. Eicke R. Weber
GFZ • Prof. Dr. Ernst Huenges
HZB • Prof. Dr. Martha Ch. Lux-Steiner
ISFH • Dr. Thorsten Dullweber
IZES • Juri N. Horst
Wuppertal Institut • Prof. Dr. Manfred Fischedick
ZAE Bayern • Dr. Hans-Peter Ebert
ZSW • Prof. Dr. Frithjof Staiß

FVEE ForschungsVerbund Erneuerbare Energien
Renewable Energy Research Association

Veranstalter

Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

Schirmherrschaft
Förderung

Politische Rahmenbedingungen

7 **Grußwort des Bundesumweltministeriums**
Bundesumweltminister Peter Altmaier • Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

11 **Energieeffizienz als Treiber der Wirtschaft: Energie- und forschungspolitische Rahmenbedingungen**
Ministerialdirektor Detlef Dauke • Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

14 **Green Economy – ein neues Wirtschaftswunder? Förderung der Energieforschung im BMBF**
MinR Dr. Volkmar Dietz • Bundesministerium für Bildung und Forschung

Industrieperspektive

17 **Innovationen für erneuerbare Energien – Systemtechnik für Photovoltaik und dezentrale Energiesysteme**
Günther Cramer • SMA Solar Technology AG/BSW – Bundesverband Solarwirtschaft
Dr. Oliver Führer • SMA Solar Technology AG

20 **Lösungen für die Energiewende – Energieforschung bei Bosch**
Dr. Klaus Dieterich • Robert Bosch GmbH

Überblicksvorträge

23 **Portfolio möglicher Kooperationsarten der FVEE-Mitgliedsinstitute mit der Industrie**
Prof. Dr. Eicke R. Weber • Fraunhofer ISE

26 **Effizienzpotenziale durch die neuen Hauptenergieträger Sonne und Wind**
Prof. Dr. Jürgen Schmid • Fraunhofer IWES
Dr. Matthias Günther • Fraunhofer IWES
Dr. Carsten Pape • Fraunhofer IWES
Dr. Rolf-Michael Lüking • Fraunhofer IBP

32 **Erneuerbare Energien und Energieeffizienz – Systemlösungen als Schlüsselelement der Energiewende**
Prof. Dr. Manfred Fischedick • Wuppertal Institut
Dr. Martin Pehnt • ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung

Direkte Stromerzeugung

38 **Photovoltaik-Technologiezentren für den beschleunigten Technologietransfer von Instituten zur PV-Industrie**
Dr. Thorsten Dullweber • ISFH
Dr. Ralf Preu • Fraunhofer ISE
Dr. Björn Rau • HZB
Dr. Thomas Degner • Fraunhofer IWES

42 **Dünnschichtphotovoltaik entlang der Wertschöpfungskette: Status und Strategien der FVEE-Mitgliedsinstitute**
Prof. Dr. Martha Ch. Lux-Steiner • HZB
Dr. Jürgen Hüpkes • FZ Jülich
Axel Jasenek • Bosch Solar
Dr. Sarah Kajari-Schröder • ISFH
Dr. Stefan Reber • ISFH
Prof. Dr. Rutger Schlatmann • HZB/PVcomB
Dr. Wiltraud Wischmann • ZSW

47 **Offshore Windenergie- und Meeresenergienutzung – Zusammenarbeit von Forschung und Wirtschaft**
Dr. Bernhard Lange • Fraunhofer IWES
Jochen Bard • Fraunhofer IWES
Michael Durstewitz • Fraunhofer IWES
Dr. Claus Burkhardt • EWE Offshore Service & Solutions GmbH

52 **Windenergie: Forschungsbedarf am Rotor der Zukunft aus Sicht von Wissenschaft und Industrie**
Sarina Keller • DLR
Peter Caselitz • Fraunhofer IWES
Thorsten Herdan • VDMA
Prof. Dr. Andreas Reuter • Fraunhofer IWES
Martin Shan • Fraunhofer IWES

Stand der Energiewende

56 **Energiewende auf gutem Weg? Stand des Transformationsprozesses aus Sicht des FVEE**
Prof. Dr. Uwe Leprich • IZES
Prof. Dr. Manfred Fischedick • Wuppertal Institut
Prof. Dr. Frithjof Staiß • ZSW

Wärme- und Kälteerzeugung

61 **Geothermische Wärmeversorgung von Metropolen aus dem Tiefengestein am Beispiel Berlins**
PD Dr.-Ing. Oliver Kastner • GFZ
Prof. Dr. Ernst Huenges • GFZ
Dr.-Ing. Stefan Bredel-Schürmann • Berliner Gaswerke Aktiengesellschaft
Prof. Dr. Thomas H. Kolbe • TU München
Dr.-Ing. Frank Kabus • Geothermie Neubrandenburg GmbH

66 **Herausforderungen in der Forschung für Niedertemperatur-Solarthermie**
Helmut Jäger • Bundesverband Solarwirtschaft und SOLVIS GmbH & Co. KG
Gunter Rockendorf • ISFH
Gerhard Stryi-Hipp • Fraunhofer ISE

72 **Wege einer effizienten Kältetechnik und solare Kühlung**
Holger König • VDMA Arbeitskreis Energieeffizienz Kältetechnik
Dr. Hans-Martin Henning • Fraunhofer ISE
Dr. Doreen Kalz Fraunhofer • ISE
Dr. Michael Krause Fraunhofer • IBP
Prof. Dr. Christian Schweigler • ZAE Bayern

80 **Eignung von KWK und Wärmepumpen zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung (FEE): eine energiewirtschaftliche Betrachtung**
Eva Hauser • IZES
Hermann Guss • IZES
Patrick Hoffmann • IZES
Andreas Weber • IZES
Dr. Dietrich Schmidt • Fraunhofer IBP
Patrick Schumacher • Fraunhofer IBP
Norman Gerhardt • Fraunhofer IWES

Netze und Speicher

84 Schlüsselrolle der Stromnetze bei der weiteren Dekarbonisierung der Stromversorgung

Dr. Matthias Müller-Mienack • 50Hertz Transmission GmbH
Dr. Franz Trieb • DLR
Dr. Christof Wittwer • Fraunhofer ISE
Prof. Dr. Martin Braun • Fraunhofer IWES
Dr. Bernhard Lange • Fraunhofer IWES
Dr. Kurt Rohrig • Fraunhofer IWES
Dr. Philipp Strauß • Fraunhofer IWES

90 Neue Batteriesysteme zwischen Forschung und Anwendung

Dr. Michael A. Danzer • ZSW
Prof. Dr. Andreas Friedrich • DLR
Dr. Matthias Vetter • Fraunhofer ISE
Patrick Hochloff • Fraunhofer IWES
Prof. Dr. Clemens Hoffmann • Siemens AG , Fraunhofer IWES
Dr. Martin Finsterbusch • FZ Jülich
Dr. Alexander Hirnet • VARTA Storage GmbH

96 Biomethan – Potenziale, Gas-Aufbereitung und Netzeinspeisung

Dr. Claus Bonsen • E.ON Bioerdgas GmbH
Friedrich Wolf • E.ON Bioerdgas GmbH
Dr. Harald von Canstein • E.ON Bioerdgas GmbH
Karin Arnold • Wuppertal Institut
Dr. Bernd Krautkremer • Fraunhofer IWES
Michael Beil • Fraunhofer IWES
Dr. Bodo Groß • IZES

100 Wasserelektrolyse und regenerative Gase als Schlüsselfaktoren für die Energiesystemtransformation

Jürgen Mergel • FZ Jülich
Dr. Bernd Emonts • FZ Jülich
Prof. Dr. Sebastian Fiechter • HZB
Prof. Dr. K. Andreas Friedrich • DLR
Dr. Christopher Hebling • Fraunhofer ISE
Mareike Jentsch • Fraunhofer IWES
Frank Merten • Wuppertal Institut
Dr. Bernd Pitschak • Hydrogenics

105 Thermische Energiespeicher – Neueste Entwicklungen und Anwendungen

Doerte Laing • DLR
Dr. Rainer Tamme • DLR
Dr. Antje Wörner • DLR
Dr. Werner Platzer • Fraunhofer ISE
Dr. Peter Schossig • Fraunhofer ISE
Dr. Andreas Hauer • ZAE Bayern

Energieendnutzung

110 Energieoptimierte Gebäude der Zukunft – Beispiele interdisziplinärer Forschung und Entwicklung
Dr. Hans-Peter Ebert • ZAE Bayern
Dr. Dietrich Schmidt • Fraunhofer IBP
Dr. Hans-Martin Henning • Fraunhofer ISE

114 Energiekonzepte für Stadt und Region
Dr. Dietrich Schmidt • Fraunhofer IBP
Klaus Preiser • badenova WÄRMEPLUS GmbH & Co. KG
Kerstin Becker • E.ON Mitte AG
Sebastian Herkel • Fraunhofer ISE
Dr. Thomas Degner • Fraunhofer IWES

118 bigEE – bridging the information gap on Energy Efficiency in buildings
Prof. Dr. Peter Hennicke • Wuppertal Institut
Christopher Moore • Wuppertal Institut
Dorothea Hauptstock • Wuppertal Institut

121 Integration von Elektromobilen in das Smart Grid – Intelligente Beladung von Elektrofahrzeugen
Dr. Günther Ebert • Fraunhofer ISE
Dr. Petra Behrens • E.ON New Build & Technology
Markus Landau • Fraunhofer IWES
Dr. Thomas Pregger • DLR
Dr. Michael Specht • ZSW

Der ForschungsVerbund Erneuerbare Energien

127 Standorte der FVEE-Mitgliedsinstitute

128 Mitgliedsinstitute und Ansprechpartner

129 Impressum

Grußwort des Bundesumweltministers

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Umwelt- und Energiepolitik in Deutschland ist wieder ein Stück sichtbarer geworden, und die Energiewende ist inzwischen in der Realität angekommen. 25 % Strom aus erneuerbaren Energien sind ein volkswirtschaftlicher Faktor von erheblicher Bedeutung, den man nicht übersehen kann.

Wir haben etwa 30.000 MW Photovoltaik installierte Leistung. Damit wir eine Vorstellung von den Dimensionen haben: Das entspricht der Leistungsfähigkeit von etwa 20 kleineren bis mittleren Kernkraftwerken. Wir reden über eine Operation am offenen Herzen der Volkswirtschaft – während eines Marathonlaufes. Es geht zugleich um Umweltschutz, Nachhaltigkeit, Arbeitsplätze und Wettbewerbsfähigkeit. Mit der Energiewende nehmen wir zum ersten Mal in der Geschichte der Industriegesellschaft einen grundlegenden Umbau an einer ihrer drei großen Infrastrukturen vor, dazu zählen Transport für Waren und Personen, Telekommunikation sowie eben Energieversorgung. Das ist die größte umweltpolitische Herausforderung überhaupt und die größte wirtschaftspolitische Herausforderung seit dem Wiederaufbau nach dem Zweiten Weltkrieg.

Deshalb muss die Politik Rechenschaft darüber ablegen, welche Rahmenbedingungen sie setzt und in welche Richtungen der Zug fahren soll. Ich habe in meiner kurzen Amtszeit versucht, zwei Botschaften zu kommunizieren, die gemeinsam nicht immer leicht verstanden werden, die aber zusammengehören wie zwei Seiten derselben Medaille:

Energiewende ist unumkehrbar

Die erste Botschaft ist, dass ich die Energiewende mit ihren beiden Teilen für richtig halte und unterstütze: Ausstieg aus der Kernenergie und Umstieg auf eine Versorgung im Wesentlichen aus erneuerbaren Energien.

Davon dürfen wir uns durch die Diskussionen über die Kosten nicht abbringen lassen. Ich habe großen Respekt und Mitgefühl für diejenigen, die über wenig Einkommen verfügen, für die die Stromrechnung am Ende des Monats eine Herausforderung darstellt. Aber die Energiewende ist ein Projekt, das wir über einen Zeitraum von 40 Jahren umsetzen wollen. Sie wird ganz wesentlich bestimmen, wie die Stellung der deutschen Volkswirtschaft im internationalen Bereich sein wird und welche Rolle der Klimaschutz in Zukunft spielt. Das ist ein Aspekt, der zu wenig Beachtung findet. Ich fahre demnächst wieder nach Doha und weiter zu anderen Konferenzen. Aber wir erleben, dass die Verhandlungen zum internationalen Klimaschutz sehr zäh sind. Auch in anderen Ländern wie China oder Indien weiß man, dass die Umwelt durch den Klimawandel in kaum wiedergutzumachender Weise bedroht und gefährdet ist. Aber sobald man diese Länder mit ihren jungen, schnell wachsenden Bevölkerungen und ihren rasant wachsenden Volkswirtschaften zwingt, sich zwischen Umwelt und Wachstum zu entscheiden, werden sie das Wachstum wählen. Wenn Sie überlegen, dass sich Chinas Volkswirtschaft innerhalb von zehn Jahren mehr als verdoppelt hat, können Sie ermessen, was das bedeutet für den Ausstoß an fossilen Energien, für die Belastung unseres Ökosystems mit CO_2 und anderen Schadstoffen. Und das ist in vielen Teilen der Welt der Fall, wo die Bevölkerung stark wächst.

Deshalb kommt es ganz entscheidend darauf an, dass wir ein Projekt entwickeln, mit dem wir deutlich machen, dass Deutschland als viertgrößte Volkswirtschaft der Welt im Stande ist, umzusteigen auf erneuerbare, CO_2-arme Energieversorgung und trotzdem seine Wettbewerbsposition nicht verliert, sondern vielleicht sogar noch ausbaut. Das ist das Projekt, was wir verwirklichen wollen. Die Energiewende ist nicht schon dann ein Erfolg, wenn wir am Ende genügend Gigawatt an erneuerbaren Energien installiert haben. Sondern sie ist dann ein Erfolg, wenn Deutschland als Industrieland mit einem hohen Lebensstandard diese Position auch nach der Energiewende erfolgreich verteidigen kann. Deshalb bin ich ein großer Unterstützer und Befürworter dieser Energiewende, und ich werde nicht zulassen, dass sie zerredet wird. Das wäre fahrlässig. Denn wenn wir zuließen, dass die Energiewende alle zwei oder drei Wochen in Frage gestellt wird, dass eine generelle Richtungsänderung käme, wie könnten wir dann erwarten, dass tausende Menschen an Lehrstühlen, in Forschungsinstituten, in Unternehmen sich diese Aufgabe auf Ihre Fahnen schreiben und es zum Teil ihres Lebenswerkes machen, dies in der Praxis umzusetzen. Deshalb brauchen wir Klarheit darüber, dass es keinen Weg zurück gibt.

Peter Altmaier
Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
peter.altmaier@bmu.bund.de

Energiewende mit Innovationen verbinden
Zweitens ist es aber auch die Aufgabe des Umweltministers, darauf hinzuweisen, dass diese Energiewende eine enorme Herausforderung für die Innovationsfähigkeit unserer Volkswirtschaft ist, und dass es nur möglich sein wird, sie zum Erfolg zu führen, wenn wir den zeitlichen Rahmen so definieren, dass wir die Innovationspotenziale ausschöpfen.

Als ich sagte, wir müssen den Ausbau der erneuerbare Energien vorantreiben, aber das Tempo sollte vielleicht nicht zehn Prozent Wachstum im Jahr sein, sondern zwei oder drei, ist mir entgegengehalten worden, ich wolle die erneuerbaren Energien behindern. Nein, das möchte ich nicht. Aber wenn wir jetzt alle Windkraft und alle Solarkraft, die wir benötigen, innerhalb weniger Jahre mit den jetzt verfügbaren Techniken installieren, dann haben wir nicht mehr das Potenzial, um diese Techniken so voran zu entwickeln, dass wir ganz andere Effizienzklassen, Wirkungsgrade, Kostenkategorien erreichen können.

Ich möchte erreichen, dass wir die erneuerbaren Energien marktfähig machen. Wenn im Jahre 2050 80 % der Stromversorgung aus erneuerbaren Energien kommen sollen, dann müssen die auch zu bezahlbaren Preisen produzieren. Und dann darf es nicht dazu kommen, dass wir neben den erneuerbaren Energien eine komplette Schiene mit konventionellen Energien vorhalten müssen, für die wenigen Tage im Januar, Dezember und November, an denen die erneuerbaren Energien nicht ausreichend verfügbar sind. Ich glaube, das können wir auch schaffen, aber auch dazu brauchen wir Zeit.

Effizienz als Innovationschance
Mir ist das Thema Energieeffizienz sehr wichtig, weil ich glaube, dass in diesem harmlosen Wort die größte horizontale Innovationschance für die Volkswirtschaft überhaupt liegt. Wenn wir es schaffen, die Energieeffizienz auf der ganzen Breite der Produktpalette in Herstellung und Anwendung zu verbessern, dann werden wir im internationalen Wettbewerb einen technologischen Vorsprung gewinnen, der uns für die nächsten 10, 15 Jahre eine Poolposition sichert. Wir sind das erste und bisher einzige Land der Welt, das diese Innovationschance erkannt hat und müssen jetzt dafür sorgen, dass sie auch umgesetzt wird.

Ich habe mich in den Gesprächen mit dem Bundeswirtschaftsministerium dafür eingesetzt, dass wir uns beim Spitzenausgleich bei der Ökosteuer auf ein Modell einigen, das vielleicht bei den Effizienzzielen nicht ganz so ehrgeizig war, wie es ein Umweltminister gerne hätte. Aber ich bin diesen Kompromiss eingegangen, weil wir gleichzeitig vorgesehen haben, ab 2015 Energiemanagementsysteme einzuführen. Ich glaube, dass wir von der Einführung dieser Systeme und ihrer Umsetzung in der Praxis weitaus höhere Effizienzgewinne erwarten können, weil Effizienzgewinne am besten erzielt werden, wenn sie dazu führen, die Kostenstruktur eines Unternehmens zu verbessern und die Position im Wettbewerb auszubauen.

F&E für die Energiewende
Wir müssen dem Thema Forschung und Entwicklung einen größeren Stellenwert zumessen. Nicht nur, indem wir finanzielle Mittel bereitstellen; das werden wir auch, denn sie alle brauchen natürlich die finanziellen Mittel.

Ich weise immer wieder darauf hin, dass es gar nicht verkehrt war, in den ersten zehn Jahren des EEG auf den volumenmäßigen Ausbau der erneuerbaren Energien zu setzen. Aber nachdem wir inzwischen 25 Prozent erreicht haben und die 35 Prozent aus dem Erneuerbare-Energien-Konzept für 2020 locker erreichen und übertreffen werden, glaube ich, dass wir den volumenmäßigen Ausbau jetzt nicht noch pushen müssen, sondern dass wir uns auf die Dinge konzentrieren sollten, auf die es ebenso ankommt.

Das ist zum einen – in der Zuständigkeit des Wirtschaftsministeriums – die Frage des Netzausbaus. Erforscht werden müssen aber auch die Vernetzung der erneuerbaren Energien untereinander, die technologische Weiterentwicklung der einzelnen erneuerbaren Energien, Speicherkapazitäten, intelligente Lastmanagementsysteme, intelligente Zähler und Netze.

Von den Ergebnissen der Forschung wird es abhängen, wie weit und wie schnell die Energiewende gelingt. Um Ihnen ein Beispiel zu geben: Mich fasziniert sehr das Power-to-Gas-Konzept. Daran forschen viele Menschen und viele setzen Hoffnungen hinein. Andere aber sagen mir, dass der Entropieverlust bei den Umwandlungsstufen von Strom zu Wasserstoff und von Wasserstoff zu Methan so groß ist, dass es schwer sein dürfte, diese Technologie zu bezahlbaren Preisen darzustellen. Ich möchte gern, dass uns die Forschung Klarheit darüber verschafft, ob dieses Konzept eines Tages in großindustriellem Maßstab einen Beitrag zur Energiewende leisten kann.

Ich nehme mit großem Interesse zur Kenntnis, welche Forschungsaktivitäten von Siemens, Bosch und vielen anderen betrieben werden, um batteriebetriebene Speicherung und Pufferung von Solarstrom in privaten Haushalten, Bürogebäuden usw. zu erreichen. Ob und wann das zu marktfähigen Preisen möglich ist, müssen wir uns ansehen. Ich bin offen für diese Entwicklung, und ich möchte, dass die Energiewende technologieoffen verläuft.

Als ich als EU-Kommissionsbeamter 1991 in Lappland zum ersten Mal ein Mobiltelefon zu Gesicht bekam, war das ungefähr so groß und so schwer wie ein Brikett. Man konnte ungefähr 20 Minuten damit telefonieren und sonst konnte es nichts. Und wenn wir damals einen staatlichen Masterplan entwickelt hätten für das Handy im Jahre 2012, dann wäre es heute vermutlich um die Hälfte leichter, man könnte doppelt so lang telefonieren und sonst hätte sich nichts geändert. Damals wusste man noch nichts von Internet, UMTS und Social Media. Doch heute hat man mit einem solchen kleinen Gerät das Wissen der Welt in der Westentasche. Ich bin überzeugt, dass in der Energiewende ein ähnliches technologisches Potenzial steckt wie in der Entwicklung des Mobiltelefons, vielleicht sogar noch viel mehr. Aber um diese Potenziale zu entwickeln, müssen wir forschen und wir müssen die Forschungsergebnisse zeitnah und praxisgerecht in die Wirtschaft umsetzen.

Wir werden in der nächsten Zeit unsere Mittel konzentrieren müssen. Ich rege dringend an, dass wir die Forschungsmittel erhöhen um herauszufinden, was die richtigen Wege für die Zukunft sind.

EEG-Reform

Angesichts der erreichten Belastungen für den Stromzahler und für die Wirtschaft, rege ich dringend an, dass wir uns nicht darauf konzentrieren, Subventionen zu erhöhen. Das hat mich auch dazu bewogen bei der EEG-Reform einen Weg zu gehen, der nicht immer einfach zu erklären ist, der aber aus meiner Sicht unvermeidlich ist.

Nachdem wir den Ausbau der erneuerbaren Energien schneller als erwartet vorangetrieben haben, müssen wir jetzt vor allem dafür sorgen, dass dieser Ausbau in berechenbaren, verlässlichen Bahnen erfolgt. Das EEG muss zu einem Steuerungsinstrument werden, zu einer Bedienungsanleitung für den weiteren Ablauf der Energiewende, mit möglichst viel Marktwirtschaft, mit möglichst viel freier Initiative, mit möglichst viel Offenheit für neue Entwicklungen. Das hat nichts zu tun mit Planwirtschaft, sondern das hat etwas zu tun damit, ob politische Steuerung überhaupt möglich und richtig ist. Es kann dem Staat in Zukunft nicht gleichgültig sein, ob und in welchem Umfang, in welcher Geschwindigkeit erneuerbare Energien ausgebaut werden. Die Katerstimmung im Bereich Photovoltaik hängt auch damit zusammen, dass wir in den letzten beiden Jahren den Ausbaukorridor um das Dreifache überschritten haben. Das wussten auch alle, aber der Markt ist nicht im Stande, so etwas zu regeln, schon gar nicht, wenn der Markt durch Subventionen am Laufen gehalten wird. Und deshalb werden wir uns in den nächsten Wochen und Monaten darüber Gedanken machen müssen, wie wir ein gutes EEG so konstruieren, dass es für die nächsten 10 bis 15 Jahre Planungssicherheit gewährleistet.

Ich benutze die Offshore-Windenergie gern als Beispiel. Heute wird die Offshore-Windenergie von allen Seiten attackiert, weil sie angeblich zu teuer sei und nur einigen großen Unternehmen diene. Dann sage ich: In diesem Bereich sind inzwischen 10.000 Arbeitsplätze entstanden. Da haben Menschen Investitionsentscheidungen getroffen. Da forschen Ingenieure daran, wie man die Untergestelle, die Tripoden, so im Meer verankern kann, dass die Schweinswale und Seetaucher nicht belästigt werden. Da entwickeln Menschen hochtechnologische Schiffe, die diese Tripoden auf das Meer hinausbringen, andere arbeiten an störungsfreien Leitungen, an neuen Systemen, wie man Trafo-Anlagen und Konverter-Stationen bauen kann. Und das alles ist angelegt auf einen Prozess von mehreren Jahren. Wenn sie jetzt alle zwei Jahre grundsätzlich die politische Richtungsentscheidung umkehren, dann werden sie erleben, dass es zu Fehlallokationen kommt, dass Gelder verloren gehen und dass die Akzeptanz schwindet.

Deshalb müssen wir uns Gedanken darüber machen, wie wir die grobe Richtung der Energiewende so vorgeben, dass anschließend alle die ergebnisoffenen Forschungen und Entwicklungen möglich sind, die wir brauchen. Und dafür stehe ich.

Wir haben darüber diskutiert, in welchem zeitlichen Rahmen Änderungen am EEG notwendig sind. Das ist aus meiner Sicht kein Streitthema. Sie werden dann gemacht, wenn wir uns auf vernünftige Änderungen verständigt haben, für die es eine parlamentarische Mehrheit gibt. Ich möchte keinen Tag länger warten als notwendig. Aber ich möchte genauso lange warten wie nötig, damit wir eine vernünftige Regelung haben.

Für die Branche und auch für die Politik war die Neuregelung der Photovoltaik in den letzten beiden Jahren kein Vorbild. Da haben wir unmittelbar nach der letzten Bundestagswahl ein Gesetz gemacht, um den rasanten Ausbau in geordnete Bahnen zu lenken. Das Gesetz ist in Kraft getreten nach einem langwierigen Vermittlungsverfahren, doch anschließend gingen die Ausbauzahlen nicht zurück, sondern sind explodiert. Dann haben wir hektisch ein neues Gesetz nachgeschoben, das dann im Bundesrat gestrandet ist, wo die Parlamentarier selbst die Übergangsfristen verlängert und herausgeschoben haben, mit der Folge, dass die Ausbauzahlen erneut explodiert sind. Jetzt haben wir das Gesetz zustande gebracht und wir versuchen, Verlässlichkeit hinein zu bringen: Zum einen haben wir eine verlässliche, berechenbare De-

gression festgelegt. Zum anderen haben wir eine Grenze von 52 Gigawatt gesetzt, von der wir glauben, dass die Photovoltaik bis zu dieser Höhe noch den Einspeisevorrang braucht, aber keine Einspeisevergütung mehr haben muss, weil bis dahin die Kostendegression so weit fortgeschritten ist, sowie Eigenverbrauch und Selbstvermarktung so weit entwickelt sind, dass diese Energieart marktwirtschaftlich betrieben werden kann. Ich biete Ihnen eine Wette an, dass wir auch jenseits der 52 Gigawatt Photovoltaik-Anlagen installieren werden, weil sie sich auch dann an vielen Standorten rechnen.

Die Politik muss für klare und berechenbare Rahmenbedingungen sorgen. Ich biete das an. Und umgekehrt lade ich die Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler ein: Erzählen Sie uns, in welche Richtung die technische Entwicklung geht.

Ich war in den letzten Monaten viel unterwegs und habe viele Windkraft- und Solaranlagen besichtigt. Was mich dabei fasziniert, sind die unglaublich vielfältigen Forschungen und Weiterentwicklungen überall, wo ich hinkomme. Die Einen verbinden Gasturbinen mit Brennstoffzellen, die Anderen denken darüber nach, wie man Solarthermie auch in unseren Breitengraden nutzbar machen kann. Die Dritten sind dabei, Effizienzgrade zu erhöhen, die Vierten erproben die Regelfähigkeit von Kraftwerken. Ich war dabei, als in Nordrhein-Westfalen das erste Brennstoffzellen-Kraftwerk von Trianel in Betrieb genommen wurde. Die 25 Anlagen in ganz Deutschland haben zusammen eine Leistung von gerade mal 25 KW – und dafür kamen zwei Minister nach Aachen. Aber es geht nicht um die 25 KW, sondern um das Prinzip. Es geht um die Möglichkeit, dezentrale Anlagen zusammenzuschalten und sie so zu steuern, dass sie zur Erbringung der Regellast, die wir in Zukunft dringend brauchen, einen Beitrag leisten können. Das ist der entscheidende Punkt.

Wir sind auf einem guten Weg und ich glaube, wir haben noch sehr viele Entwicklungsperspektiven vor uns. Mich interessiert z. B. auch die Frage, was wir in Zukunft im November tun, wenn die Sonne wenig scheint und der Wind kaum weht. Das heißt, egal wie viel erneuerbare Energien wir ausbauen, werden wir im November keinen Überfluss an Strom haben, gerade wenn die Heizungen eingeschaltet werden und sich die Fabrikräder drehen. Das heißt, wir brauchen Lösungen und müssen wissen, ob z. B. Power-to-Gas verfügbar ein Weg sein kann.

Ich glaube ganz fest daran, dass wir die Probleme und Herausforderungen bewältigen und lösen können. Ich erhoffe mir von Ihnen aus der Forschung einen entscheidenden Beitrag und deshalb wünsche ich Ihnen einen gute Tagung und eine weiterhin erfolgreiche Arbeit.

Energieeffizienz als Treiber der Wirtschaft: Energie- und forschungspolitische Rahmenbedingungen

Als wir vor etwa einem Jahr, im Sommer 2011, den Startschuss zur Energiewende gegeben haben, dachten viele: in drei oder vier Jahren ist diese Sache erledigt. Sie haben die Dimension der Aufgabe unterschätzt. Die Energiewende ist ein Mehrgenerationenprojekt. Nach einem Jahr sind wir aber spürbar vorangekommen. Wir haben allein im Bundeswirtschaftsministerium 17 Energiegesetze und -verordnungen in dieser Zeit neu gefasst oder geändert. Auch andere Ressorts haben im Rahmen ihrer Zuständigkeit ihren Teil dazu beigetragen.

Die Zukunftsvorsorge steht bei uns ganz oben auf der Agenda. Wissenschaft und Forschung leisten einen wichtigen Beitrag zur Energiewende. Daher haben wir für die Energieforschung neue Wege ermöglicht: Wir haben ein neues Energieforschungsprogramm vorgelegt und die Mittel – wie wohl in keinem zweiten Bereich der Forschung – stark aufgestockt. Denn eins ist klar: Die Energiewende ist kein Projekt für eine Legislaturperiode, es werden viele folgen. Um 2050 erfolgreich das Ziel zu erreichen, müssen wir frühzeitig in Innovationen und neue Technologien investieren. Langfristig sind sie der Treiber der Energiewende. Auch wenn wirtschaftliche Fragen bei neuen Technologieentwicklungen nicht im Vordergrund stehen, am Ende spielt die Wirtschaftlichkeit eine wichtige Rolle. Aber um innovative Technologien in Zukunft großwirtschaftlich einsetzen zu können, müssen sie erst einmal vorhanden sein. Dazu leistet die Energieforschung einen grundlegenden Beitrag.

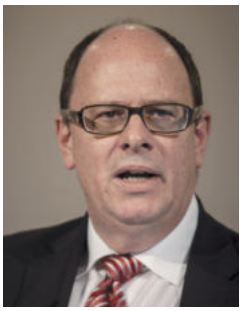
Wir haben einiges erreicht, aber wir stehen immer noch am Anfang des Weges. Es geht um große Beträge, um Milliardeninvestitionen, in den nächsten 40 Jahren. Deshalb ist es jetzt wichtig, dass alle Akteure an einem Strang ziehen, und zwar nicht nur die Wissenschaftler in der Forschung. Wir brauchen die Partner in den Ländern, wir brauchen keine 16 Energiewenden, wir brauchen eine Energiewende. Deswegen arbeiten wir gemeinsam mit dem Umweltministerium und den Ländern in den verschiedenen Plattformen zusammen. Wir brauchen die Länder bei der Beschleunigung der Genehmigungsverfahren im Bereich des Netzausbaus. Wir brauchen die Unternehmen im Markt, bei Investitionen in die Energieinfrastruktur. Und wir brauchen die Wissenschaft bei der Entwicklung der zukünftigen Lösungen. Unsere Aufgabe als Bundesregierung ist, die entsprechenden Rahmenbedingungen zu schaffen.

Das gilt auch für die Energieeffizienz. Hier stecken große Potenziale für eine erfolgreiche Energiewende, ob nun in den Gebäuden, in Privathaushalten oder in der Industrie. Es gilt: Jede eingesparte Kilowattstunde muss nicht erzeugt, transportiert und muss auch nicht bezahlt werden. Alle wirtschaftlichen Potenziale zur Energieeinsparung auszuschöpfen, ist daher ein Gebot ökologischer und ökonomischer Vernunft. Deutschland kann bei der Energieeffizienz auf große Erfolge schauen. Wir sind eine äußerst energieeffiziente Industriegesellschaft. Wir sind das einzige Industrieland, das geschafft hat, Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch über die Jahre zu entkoppeln. Das heißt, unsere Energieproduktivität steigt. Wir verbrauchen weniger Energie und produzieren trotzdem mehr. Das hat weder die japanische noch die amerikanische Industrie bisher geschafft. Wir führen seit 2005 rd. 20 Prozent weniger Mineralöl ein, weil wir es nicht mehr brauchen. In Brüssel, wenn über Gebäudesanierung gesprochen wird, werden unsere KfW-Programme seitens der Kommission den anderen Staaten immer als best practice-Programme vorgeführt. Wir haben etwas vorzuweisen in diesem Land.

Es gibt immer wieder die Behauptung, wir im Wirtschaftsministerium blockieren die weitere Erhöhung der Energieeffizienz. Das ist falsch. Wir sind für mehr Energieeffizienz, wir sind nur nicht für Zwang bei der Energieeffizienz. Wir wollen das Sparen nicht von staatlicher Seite vorgeben. Wir setzen auf Anreize, auf Beratung und Information. Denn Energieeffizienz wird den deutschen Unternehmen in der Zukunft riesige Chancen bieten, auch im europäischen und internationalen Kontext.

Effizienztechnologien „Made in Germany" sind heute schon Weltspitze. Das ist auch das Ergebnis solider, kontinuierlicher Forschung und Entwicklung. Viele Unternehmen, auch der Mittelstand, haben inzwischen diese Chancen erkannt und engagieren sich bei der Entwicklung und Einführung von Effizienztechnologien.

Da wo es Entwicklungsrisiken gibt und die erforderlichen Finanzmittel fehlen, können sie mit der Unterstützung der Energieforschung des BMWi rechnen. Seit Anfang Oktober fördern wir durch Zuschüsse auch den Einsatz hocheffizienter Querschnittstechnologien im Mittelstand. Der Markt für energiesparende



Detlef Dauke
Ministerialdirektor
Leiter der Abteilung Energie im Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
detlef.dauke@bmwi.bund.de

Produkte und Dienstleistungen wird in den nächsten Jahren weiter wachsen.

Derzeit sind im Bereich Energieeffizienz die Verabschiedung der Effizienzrichtlinie und ihre Umsetzung ins nationale Recht aktuell. Die Vorbereitungen zu einem Gesetzentwurf laufen zurzeit im Bundeswirtschaftsministerium an, aber dazu wird es eine notwendige Analyse und insbesondere auch Datenerhebung geben müssen. Grundsätzlich wollen wir die Umsetzung der Effizienzrichtlinie nutzen, um unsere erfolgreiche Politik im Bereich der Energieeffizienz fortzuführen. Insgesamt setzen wir dabei auf die Stärkung marktorientierter Lösungen und die Weiterentwicklung des Energiedienstleistungsmarktes sowie auf passgenaue Beratung und Information. Das ist der Dreiklang dessen, was wir unter Energieeffizienz verstehen: Anreiz, Information und Beratung.

Eine entscheidende Rolle bei der Erreichung der ambitionierten Ziele spielt der Gebäudebereich, der große Effizienzpotenziale birgt. Gebäude sind für 40 Prozent des CO_2-Ausstoßes verantwortlich. Wir haben das CO_2-Gebäudesanierungsprogramm der KfW deutlich aufgestockt. In diesem und in den kommenden beiden Jahren stehen dort jeweils 1,5 Milliarden Euro zur Verfügung. Es soll aber nicht dabei bleiben. Wir, die Bundesregierung, sind ehrgeiziger. Wir hätten gern die steuerliche Absetzbarkeit energetischer Sanierungsmaßnahmen, müssen dies aber mit den Ländern abstimmen.

Im Wirtschaftsministerium verstärken wir Information und Beratung für Wohnungseigentümer und Haushalte genauso wie für mittelständische Unternehmen. Dabei sehen wir nicht die ganz großen Unternehmen sondern eher die kleineren als unseren Adressat. Ende September 2012 haben wir das Beratungsangebot erweitert. Bundesminister Rösler hat hier in Berlin am ersten so genannten „Energiesparcheck“ teilgenommen, eine mobile Energieberatung im Haus oder der Wohnung des zu Beratenden – durchgeführt von den Verbraucherzentralen, gefördert von BMWi.

Wir wollen keine „von oben“ diktierte Gebäudesanierung. Vielmehr soll der Eigentümer entscheiden, wann und in welchen Schritten er sein Gebäude saniert. Dafür braucht er langfristige Planungssicherheit durch langfristige Strukturen. Wir setzen auf dem ganzen Weg auf einen Wettstreit um die kosteneffizientesten Lösungen und die Vermeidung unnötiger Bürokratie. Das muss und wird das Leitbild sein, wenn wir die neue Energieeinsparverordnung verabschieden. In Übereinstimmung mit den europäischen Vorgaben sollen ab 2021 alle Neubauten in Europa so genannte Niedrigstenergiegebäude sein. Für öffentliche Gebäude gilt das bereits ab 2019. Das heißt: der nur noch sehr geringe Energiebedarf in neuen Gebäuden soll überwiegend durch erneuerbare Energien gedeckt werden.

Wichtig für das Bundeswirtschaftsministerium ist, dass bei all diesen Maßnahmen die Wirtschaftlichkeit gewahrt bleibt. Angesichts der bereits 2009 erfolgten Verschärfung innerhalb der Energieeinsparverordnung sind die Spielräume nur noch sehr begrenzt. Der gemeinsame Entwurf des Bundeswirtschafts- und Bundesbauministeriums wird daher ein maßvolles Vorgehen im Bestand vorsehen, ohne dass der notwendige Ehrgeiz dabei zu kurz kommt. Die energetischen Anforderungen an Neubauten sollen stufenweise angehoben werden, ohne dass die Eigentümer überfordert werden. Der Energieverbrauch von Neubauten soll in zwei Schritten gesenkt werden: 2014 und 2016 um jeweils 12,5 Prozent. Wir haben auch schon Kritik dafür bekommen, dass das zu ehrgeizig wäre. Ich halte es jedoch für machbar. Zudem wird der Energieausweis gestärkt, um Bürgerinnen und Bürgern die Beurteilung der energetischen Qualität eines Gebäudes zu erleichtern.

Mehr als 20 Millionen Euro pro Jahr stellt das Wirtschaftsministerium im Rahmen der Energieforschung für die Förderprogramme „Energieoptimiertes Bauen“ und „Energieeffiziente Stadt“ zur Verfügung. Nur so konnten in den letzten Jahren die Voraussetzungen für Fortschritte beim Stand der Technik erreicht werden. Sie haben den hohen energetischen Standard bei Neubauten erst ermöglicht und wir werden europaweit, selbst von skandinavischen Staaten, an dieser Stelle beneidet.

Doch die größte Zukunftsaufgabe für mehr Energieeffizienz im Gebäudebereich ist und bleibt die Sanierung im Bestand. Auch hier ist der beste Weg, durch Forschung und Entwicklung die notwendigen technischen Lösungen vorzubereiten und ihren Markteintritt zu beschleunigen. Wir werden daher die Förderung gezielt auf die Erschließung von Effizienzpotenzialen im Gebäudebestand ausrichten und damit auch finanziell verstärken. Somit kommt die Mittelaufstockung in der Energieforschung am Ende allen Bürgern zugute.

Lassen sie mich zum Abschluss noch ein paar Worte zur Energieforschung im Allgemeinen sagen. Es ist zweifelsohne so, dass die Energiewende ohne Innovationen und zukunftsfähige Technologien nicht gelingen wird. Die Energiewende braucht die Energieforschung und die Energieforschung braucht die Energiewende. Die Energieforschung braucht solide Rahmenbedingungen und einen für die Wichtigkeit der Aufgabe angemessenen Finanzrahmen. Mit dem 6. Energieforschungsprogramm haben wir unseren

Beitrag geleistet. Es sind rund dreieinhalb Milliarden Euro, die wir in den Jahren 2011 bis 2014 zur Verfügung stellen, um Unternehmen, Universitäten, Forschungseinrichtungen bei der Entwicklung von Technologien zu unterstützen. Das ist eine Steigerung von 75 Prozent gegenüber der Vergleichsperiode 2006 bis 2009. Dies zeigt, dass die Energieforschung einen absolut festen Platz in der Energiepolitik einnimmt.

Wenn ich mir die Reaktion auf das neue Energieforschungsprogramm im Parlament aber auch in Fachkreisen und in der Öffentlichkeit ansehe, dann gibt es insgesamt große Zustimmung. Ich sage das nicht nur, weil das BMWi bei diesem Programm federführend war, sondern auch weil es eine gute Zusammenarbeit zwischen den Ressorts gegeben hat, zwischen dem BMWi, dem BMU, dem BMELV und dem BMBF. Das zeigt sich auch an den gemeinsam aufgesetzten Förderinitiativen z. B. auf dem Bereich der Energiespeicher. Ich glaube, dass wir hier auf dem richtigen Weg sind.

Meine Damen und Herren, die Energiewende ist ein Mehrgenerationenprojekt. Es ist in unser aller Interesse, dass sie in ausgewogener Weise voranschreitet. Wir brauchen Zeit, wir nehmen uns die Zeit, auch wenn einige schon morgen alles geregelt haben wollen. Die Energiewende kann aber nur gelingen, wenn wir alle ins Boot bekommen: Wirtschaft, Wissenschaft, Investoren, Bürger und Verbraucher. Wir haben schon früher gesagt, dass dies ein teurer Weg sein wird. Das ist keine überraschende Erkenntnis, sondern war im gesamten Prozess bereits angelegt.

Doch am Ende werden wir nicht nur über Probleme reden, sondern auch über die Chancen der neuen Technologien für den Industriestandort Deutschland. Wir werden sie nutzen, wir werden sie erkennen und wir werden sie möglicherweise auch in der Welt verkaufen können, so dass der Industriestandort auch seinen Vorteil davon hat. In diesem Sinne: Leisten Sie weiter ihren Beitrag, den Sie bisher in hervorragender Weise eingebracht haben und Sie werden in mir und dem Bundeswirtschaftsministerium stets einen guten Partner haben.

Green Economy – ein neues Wirtschaftswunder? Förderung der Energieforschung im BMBF

MinR Dr. Volkmar Dietz
Bundesministerium für Bildung und Forschung
Referat Grundsatzfragen Nachhaltigkeit, Klima, Energie
volkmar.dietz@bmbf.bund.de

Green Economy – ein neues Wirtschaftswunder?

Green Economy ist eine Art zu wirtschaften, die kohlenstoffarm, ressourceneffizient und sozial verträglich ist. Green Economy war eines von zwei zentralen Fachthemen der UN-Konferenz Rio+20 in diesem Jahr. Auch nach Rio+20 bleibt das Thema auf der politischen Agenda. Es geht im Nachgang von Rio+20 darum, den Weg der Volkswirtschaften in die Green Economy konkret zu definieren. Die Krisen der vergangenen Jahre haben gezeigt, dass die soziale Marktwirtschaft sich weiterentwickeln muss, um die Handlungsspielräume nachfolgender Generationen nicht einzuschränken. Ziel ist ein umwelt- und sozialverträgliches Wachstum.

Die Green Economy ist vor allem aber auch eine Chance für Deutschland. Beispiel Umwelttechnologien: Diese weisen ein weit überdurchschnittliches jährliches Wachstum von 12 % in Deutschland auf, deutsche Anbieter haben zum Beispiel bei den umweltfreundlichen Energien und der Energiespeicherung einen Weltmarktanteil von 23 %. In Deutschland arbeiten mittlerweile rund 2 Millionen Menschen in der Umweltbranche, das sind etwa zweieinhalbmal so viele wie in der klassischen Vorzeigebranche Automobilbau. Investitionen in die Green Economy bedeuten also für Deutschland eine Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit und der Widerstandsfähigkeit gegenüber steigenden oder stark schwankenden Rohstoffpreisen.

Im Abschlussdokument von Rio+20 wird die Rolle von Forschung und Innovation prominent betont. Ergebnisse aus Wissenschaft und Forschung sind Voraussetzung für wettbewerbsfähige erneuerbare Energien, für Verhaltensänderungen hin zu nachhaltigem Konsum oder für neue Materialien, die knappe Ressourcen ersetzen. Ziel des BMBF ist es deshalb, eine Forschungsagenda zur Green Economy zu entwickeln. Dazu hat das BMBF gemeinsam mit dem BMU einen Agendaprozess gestartet. Im Dialog der Politik mit Fachleuten aus Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft sollen konkrete Forschungsthemen für den Weg zur Green Economy identifiziert und priorisiert werden. Auf der Basis der Ergebnisse wird das BMBF das Forschungsrahmenprogramm Forschung für nachhaltige Entwicklung (FONA) neu ausrichten. Das BMU ist im Rahmen des Dialoges an der weiteren Ausgestaltung der Rahmenbedingungen und Instrumente für eine Green Economy interessiert.

Der Agendaprozess begann am 4.und 5. September 2012 mit der Konferenz „Green Economy – ein neues Wirtschaftswunder?“, die von den Bundesministern Altmaier und Schavan eröffnet wurde. Die Ergebnisse der Konferenz werden in Fachworkshops weiter vertieft. Ziel ist es, im Herbst 2013 die Forschungsagenda zu veröffentlichen.
Der Übergang zur Green Economy betrifft die gesamte Gesellschaft, nicht nur die Wirtschaft. Die verschiedensten Aspekte des gesellschaftlichen Lebens werden von der Green Economy beeinflusst. Deshalb haben BMBF und BMU den Agendaprozess bewusst nicht an einzelnen Umwelttechnologien ausgerichtet, sondern die gesellschaftlichen Themen Konsum, Arbeit, Finanzen, Produktion in den Mittelpunkt gestellt. Als Querschnittsthemen werden Ressourcen, Energie und Klima, Wohlstand und Gerechtigkeit sowie Governance einer Green Economy entwickelt.

Deutlich wird bereits jetzt in der frühen Phase des Agendaprozesses, dass die Energieforschung eine prominente Rolle bei der Entwicklung zur Green Economy einnehmen wird. So stellen die Beteiligten des Agendaprozesses fest, dass weitere Anstrengungen in der Forschung zu neuen Technologien für kohlenstofffreie Energieerzeugung, für die Energiespeicherung, die Energieinfrastruktur und die Steigerung der Energieeffizienz notwendig sind. Doch Innovation ist nicht nur durch neue Technologien erforderlich. So fordern Finanzexperten und Energiefachleute, innovative Finanzierungsmodelle für Energieeffizienzmaßnahmen zu entwickeln. Es wird auch konstatiert, dass noch Langfristszenarien fehlen, die die Energieversorgung als Gesamtsystem analysieren.

Ein Erfolgsfaktor der Energiewende werden die sozialen Innovationen sein, mit denen die Umsetzung von Maßnahmen und Projekten der Energiewende in Angriff genommen werden. Dabei geht es um Partizipation, Akzeptanz, regionale Ansätze, Konsumverhalten und qualifizierte Energieberatung vor Ort. Ferner besteht dringender Forschungsbedarf bei der Untersuchung und Quantifizierung von Reboundeffekten, bei denen das Verbraucherverhalten die Wirkung von Energieeffizienzmaßnahmen mindert oder sogar zunichtemacht.

Die Green Economy ist als Gesamtkonzept zu sehen, bei dem sich Einzelaspekte wie die nachhaltige und sichere Energieversorgung nicht separieren lassen. Dies zeigt sich z. B. in der zunehmenden Vernetzung der Versorgungssysteme. Die Energieversorgung und die IT-Infrastruktur sind immer stärker miteinander gekoppelt. Auch die Wasserver- und -entsorgung, die Nahrungsversorgung und die Transportsysteme haben mehr oder weniger starke Bezüge zum Energiesystem. In der Kopplung dieser Systeme sehen manche Experten deshalb die dritte industrielle Revolution und die große Chance und Herausforderung der Green Economy.
Diese ersten Schlaglichter aus dem Agendaprozess sind vorläufige Ergebnisse. Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft sind aufgefordert, Themen einzubringen und Prioritäten in den folgenden Workshops im Jahr 2013 zu empfehlen.

Förderung der Energieforschung im BMBF

Die Bundesregierung hat mit dem 6. Energieforschungsprogramm im August 2011 eine neue forschungspolitische Agenda gesetzt. Das Programm wird gemeinsam vom BMWi (Federführung), BMU, BMELV und BMBF getragen. Das BMBF konzentriert sich dabei auf die Forschung für eine neue langfristige Energieperspektive. Ziel ist es, Grundlagenwissen für die anwendungsorientierte Energieforschung bereitzustellen. Damit steht das BMBF für die längerfristig angelegte Zukunftsvorsorge im Bereich der Energieforschung und trägt der mittel- bis langfristigen Orientierung des Energiekonzeptes der Bundesregierung Rechnung, die eine Zukunftsperspektive bis 2050 eröffnet.

Die Projektförderung des BMBF betrug in 2012 rund 72 Mio. €. Dazu kommen noch Mittel der institutionellen Förderung der außeruniversitären Forschungsinstitute. Diese beträgt allein für die Institute der Helmholtz-Gemeinschaft rund 260 Mio. € jährlich, dazu kommt noch die energiebezogene Forschung der Fraunhofer-Gesellschaft, der Wissenschaftsgemeinschaft Gottfried Wilhelm Leibniz, der Max-Planck-Gesellschaft und der Deutschen Forschungsgemeinschaft.

Inhaltlich verfolgt das BMBF aktuell insbesondere folgende Schwerpunkte:

1. Speicherinitiative

Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht vor, bis 2050 80 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien zu decken. Versorgungssicherheit kann dann nur hergestellt werden, wenn Wind- und Solarenergie umgewandelt und gespeichert werden können, um Lastspitzen auszugleichen und Reserven für wind- oder sonnenarme Zeiten vorzuhalten. Die gemeinsame Förderinitiative „Energiespeicher" von BMWi, BMU und BMBF soll notwendige technologische Durchbrüche und Kostensenkungen unterstützen und zu einer schnellen Anwendung neuer Energiespeicher beitragen. Insgesamt werden rund 200 Mio. € Fördermittel für die Initiative bereitgestellt, davon rund 75 Mio. € durch das BMBF. Schwerpunkte sind elektrische, thermische und stoffliche Speichertechniken (wie zum Beispiel Power to Gas), die für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energien in die Energieversorgung im Rahmen eines dezentralen Gesamtsystems von Bedeutung sein werden. Um auch langfristig Kompetenzen für den Umbau des Energiesystems zu sichern, werden zudem Nachwuchsgruppen an fünf deutschen Universitäten gefördert, die interdisziplinär zu verschiedenen Speichertechnologien forschen.

2. Zukunftsfähige Stromnetze

Für Anfang 2013 plant die Bundesregierung eine weitere ressortübergreifende Forschungsinitiative von BMWi, BMU und BMBF zum Thema „Zukunftsfähige Stromnetze". Neue Verfahren, Konzepte, Technologien und Materialien sollen erforscht und entwickelt werden, die vorrangig Lösungen für die Anwendungen darstellen wie intelligente Verteilnetze, Übertragungsnetze, Offshore-Anbindungen und deren Schnittstellen. Die Förderung umfasst die Themenfelder Übertragungs- und Verteilungstechniken, Netzplanung, Netzbetriebsführung sowie Querschnittsthemen. Schwerpunkte der Initiative werden sein:

- Komponentenentwicklungen und -integration
- Systemverhalten, Systemsicherheit
- Pilot- und Demonstrationsprojekte (u. a. Modellprojekte)

3. Gesellschafts- und umweltverträgliche Transformation des Energiesystems

Die derzeitigen Debatten und Entwicklungen zur künftigen Energieversorgung zeigen, dass gesellschaftliche Aspekte für eine erfolgreiche Energiewende große Bedeutung haben. Partizipation und Transparenz bei den notwendigen Ausbaumaßnahmen der Energienetze sind Voraussetzungen für deren zügigen Ausbau. Die Zunahme erneuerbarer Energien („Vermaisung" und „Verspargelung" der Landschaft) muss im Einklang mit ihrer gesellschaftlichen Akzeptanz bleiben. Gesellschaftsbezogene Szenarien zur dezentralen Energieversorgung erfordern neue Ansätze der Governance der Energiewende.

Daher fördert das Bundesministerium für Bildung und Forschung die gesellschaftsbezogene Nachhaltigkeitsforschung mit rund 30 Verbundprojekten ab

März 2013, die eine umwelt- und gesellschaftsverträgliche Transformation des Energiesystems wissenschaftlich begleiten und unterstützen. Folgende Themen stehen im Fokus:

- Darstellung und Bewertung von Entwicklungsoptionen des Energiesystems
- Analyse gesellschaftlicher Voraussetzungen für die Akzeptanz der Transformation und die aktive Beteiligung von Bürger(inne)n
- Governance des Transformationsprozesses

4. Innovationsallianz Photovoltaik

Ziel der Forschungsförderung ist es, die Wettbewerbsfähigkeit von PV-Systemen aus Deutschland zu erhöhen. In der Innovationsallianz Photovoltaik erfolgt die Forschungsförderung deshalb über die gesamte Wertschöpfungskette, von der Grundlagenforschung über die angewandte Forschung bis zum Anlagenbau und den Systemherstellern. BMBF und BMU fördern hier jeweils zur Hälfte mit insgesamt 100 Mio. €. Die deutsche Solarbranche hat im Gegenzug Investitionen in geschätzter fünffacher Größenordnung in die Umsetzung der Ergebnisse in Deutschland zugesagt.

Inhaltlich geht es darum, durch neue Fertigungskonzepte und innovatives Zell- und Moduldesign die Produktionskosten zu senken und neue Materialsysteme vom Laborrekord in die industrielle Fertigung zu überführen. Im kommenden Jahr soll eine zweite Phase der Innovationsallianz gestartet werden.

Innovative Lösungen in der Photovoltaik fördert das BMBF darüber hinaus insbesondere mit dem Spitzencluster Solar Valley (Fördervolumen 40 Mio. €) und dem Schwerpunkt zur organischen Photovoltaik, mit dem neue organische Materialien für die Gewinnung von Solarenergie ertüchtigt werden sollen.

5. Energieeffiziente Stadt und Plattform Morgenstadt

Das BMBF sieht in der nachhaltigen Stadtentwicklung ein Schlüsselthema für die Forschung. Mehr als die Hälfte der Weltbevölkerung lebt in Städten, mit weiter steigender Tendenz. Städte stehen für einen Großteil des weltweiten Ressourcenverbrauchs und einen Großteil der Emissionen in die Umwelt. Die Versorgungsinfrastrukturen von Wasser, Abwasser, Energie und Ernährung werden in den Städten und ihren Einzugsgebieten zunehmend miteinander gekoppelt und voneinander abhängig. Bei der Bewältigung von Herausforderungen und dem Entwurf von Perspektiven fallen Forschung und Wissenschaft zentrale Aufgaben zu. Mit der Nationalen Plattform „CO_2-neutrale Stadt/Morgenstadt“ will das BMBF gemeinsam mit dem BMVBS Anwender und Entwickler neuer Technologien und gesellschaftlicher Innovationen für eine nachhaltige Stadtentwicklung zusammenbringen. Gemeinsam mit Kommunen, Wissenschaft, Wirtschaft und Organisationen der Zivilgesellschaft beabsichtigt das BMBF, eine Forschungsagenda zu einem ressourcenschonenden und CO_2-armen Lebensstil in unseren Metropolen aufzustellen. Dabei baut die Plattform auf dem Konzept der „CO_2-neutralen Stadt/Morgenstadt“ der Hightech-Strategie der Bundesregierung auf.

In fünf Pilotprojekten in den Städten Delitzsch, Essen, Magdeburg, Stuttgart, Wolfhagen fördert das BMBF bereits heute mit 25 Mio. € neue Ansätze für den Einsatz von Technologien und neuen Dienstleistungen für Energieeffizienz in den Städten. Eine Stadt wird als ein Gesamtsystem betrachtet, das seinen Energieverbrauch auf vielen Wegen deutlich senken kann.

Innovationen für erneuerbare Energien – Systemtechnik für Photovoltaik und dezentrale Energiesysteme

Die Photovoltaik ist eine Erfolgsgeschichte. Sie hat sich Dank konsequenter Innovationsstrategien, einem kompetenten FuE-Umfeld und dem Wettbewerb im Rahmen des EEG zu einer wesentlichen Säule der Energieversorgung entwickelt. Neben der technologischen Basis spielte hierbei von Anbeginn an die Systemtechnik eine entscheidende Rolle, sei es bei intelligenten Lösungen für die Hausenergieversorgung, bei PV-Großkraftwerken im Gigawatt-Maßstab oder bei modularen Off-Grid-Hybridsystemen. Und so werden neue Systemlösungen, die der Photovoltaik einerseits Kraftwerkseigenschaften verleihen und andererseits neue subventionsfreie Märkte erschließen, auch auf dem Weg zur EE-Vollversorgung und Energiewende unerlässlich sein und darüber hinaus der deutschen Photovoltaik-Industrie mit ihrer besonderen Systemkompetenz eine attraktive Zukunftsperspektive bieten.

Innovation als Wettbewerbsfaktor

Gegründet vor über 30 Jahren ist das Unternehmen SMA von Anfang an auch in der PV-Systemtechnik tätig und mit über 30 % Marktanteil der weltweit größte Solar-Wechselrichterhersteller. Mit gut 5500 Beschäftigten in 21 Ländern wurde 2011 eine Wechselrichterleistung von etwa 7,6 GW produziert und dabei 1,7 Milliarden € Umsatz realisiert.

Diese gute Marktposition konnte nur über technologischen Vorsprung erreicht werden, der u. a. auch auf eine intensive Zusammenarbeit mit Forschungseinrichtungen und Universitäten gegründet ist. Um diese Technologieführerschaft weiter auszubauen und so dem sich verschärfenden internationalen Wettbewerb Rechnung zu tragen, sind bei SMA über 1000 Beschäftige in den Entwicklungsabteilungen tätig, und das FuE-Budget erreicht mit über 100 Millionen Euro eine für die Solarbranche einzigartige Höhe.

Einige ausgewählte Photovoltaik-Innovationen und Meilensteine aus der Unternehmensgeschichte sind insbesondere die folgenden Highlights:

- Erster Solar-Wechselrichter für die Serienproduktion und erfolgreichster Wechselrichter im 1000-Dächer-Programm 1990
- Einführung des String-Wechselrichter-Konzepts in 1995 reduziert den Installationsaufwand und wird zum weltweiten Standard
- Modularer Systembaukasten für PV-Batterie-Off-Grid-Systeme ermöglicht flexible, erweiterbare, skalierbare Anlagenkonzepte (solare Inselsysteme)
- Sunny Portal mit über 100.000 PV-Anlagen bietet Monitoring für Anlagenbetreiber und Echtzeitdaten für Netzbetreiber und Leistungsprognose
- 99 % Spitzenwirkungsgrad in Serienwechselrichter realisiert
- Erstes kommerzielles Last- und Energiemanagement-System für PV-Anlagen

Eine konsequente Innovationsstrategie, ein kompetentes FuE-Umfeld und der Wettbewerb im Rahmen des EEG haben sowohl das Unternehmen SMA wie auch die Photovoltaik zum Erfolg geführt. Die Systemtechnik hat dabei stets eine entscheidende Rolle gespielt und wird künftig in Anbetracht der neuen Herausforderungen für eine weltweite Energiewende sogar eine noch größere Bedeutung bekommen.

Was wurde erreicht? Wo stehen wir heute?

Seit über 20 Jahren sind die systemtechnischen Innovationen neben der technologischen Weiterentwicklung von Zellen, Modulen und Produktionsverfahren die treibenden Kräfte, die den Erfolg der Photovoltaik ermöglicht haben. Inzwischen ist die Photovoltaik zu einer wesentlichen Säule der Energieversorgung geworden. Allein in Deutschland sind schon über 30 GW Photovoltaik im Netz, und die BSW-Roadmap zielt bereits für 2020 auf einen PV-Stromanteil von 10 %, also einen Zubau auf 50 bis 70 GWp (Gigawatt Peak). Die PV-Stromerzeugung ist dezentral, verbrauchernah und immer zu Zeiten hohen Verbrauchs verfügbar, was zahlreiche Vorteile, wie beispielsweise eine geringe Netzbelastung, mit sich bringt.

Das oberste Ziel aller Forschungsarbeiten für die Solarenergie und die dazu gehörige Systemtechnik ist die konsequente und kontinuierliche Kostenreduktion. Und dies ist in den vergangenen beiden Jahrzehnten hervorragend gelungen. So konnten z. B. die spezifischen Preise für Wechselrichter um 80 % reduziert werden. Das Watt Wechselrichter kostet heute nur noch 20 % von dem, was es vor 20 Jahren gekostet hat, es kann aber viel mehr, ist hoch intelligent und kann Netzintegration mitmanagen. Für die nächsten fünf Jahre ist eine weitere Halbierung der Kosten und Preise das Ziel. Aber nicht nur die Systemkosten

Günther Cramer
Aufsichtsratsvorsitzender der SMA Solar Technology AG und Präsident des Bundesverbands Solarwirtschaft e. V.

Dr. Oliver Führer
SMA Solar Technology AG
R&D Coordination and Public Funding
oliver.fuehrer@sma.de

wurden bei PV-Anlagen gesenkt, sondern gleichzeitig auch der Wirkungsgrad, die Lebensdauer und die Zuverlässigkeit gesteigert. So erreichen beispielsweise die Wechselrichterwirkungsgrade heute Spitzenwerte von über 99 % gegenüber rund 90 % zu Beginn der 90er Jahre.

Ein weiteres Feld der PV-Systemtechnik ist die Netzintegration. Wurde die Photovoltaik in ihren Anfängen fast als störendes Element im Netz aufgefasst, so leistet sie heute wichtige Beiträge für den Netzbetrieb und die Netzstabilität. Dank neuer systemtechnischer Lösungen und entsprechender, zum großen Teil von Industrie und Forschung gemeinsam erarbeiteter Regularien und technischer Regelwerke (BDEW-Mittelspannungsrichtlinie, VDE-Anwendungsregel 4105 und der geplante ENTSO-E Pilot Grid Code usw.), trägt die Photovoltaik bereits heute zu Spannungshaltung, Einspeisemanagement und dynamischer Netzstützung im Verteilnetz bei, erbringt also Netz-Systemdienstleistungen.

Nach vielen Jahren des Anschubs der Photovoltaik-Entwicklung durch staatliche Maßnahmen wie die EEG-Einspeisevergütung wird es in Zukunft zunehmend auch neue selbsttragende Märkte geben. Hier wird der Eigenverbrauch des selbsterzeugten PV-Stroms ein wichtiges Segment sein und die besonderen Vorteile der Photovoltaik, wie verbrauchernahe Stromerzeugung ausspielen können. Intelligente Systeme, die diesen Eigenverbrauch durch Lastmanagement optimieren, sei es im Hinblick auf eine Erhöhung des Eigenverbrauchs oder auf ein wirtschaftliches Optimum bei zeitvariablen Strompreisen, sind inzwischen marktverfügbar und erfolgreich im Einsatz. PV-Systeme übernehmen heute also neben der eigentlichen photovoltaischen Stromerzeugung auch zusätzliche Systemaufgaben für Energiemanagement, Netzintegration und Überwachung.

Aber nicht nur im netzgekoppelten, haushaltsnahen Bereich hat die Solartechnik Dank systemtechnischer Lösungen ein hohes Niveau erreicht. Auch für die weltweite Elektrifizierung ist inzwischen eine hervorragende, ausgereifte Technik für modulare PV-Off-Grid-Systeme marktverfügbar. Und PV-Großkraftwerke für den globalen Sonnengürtel wurden bereits mit Leistungen von über 250 MW realisiert. Die Photovoltaik hat also im wahrsten Sinne des Wortes Kraftwerksmaßstab erreicht.

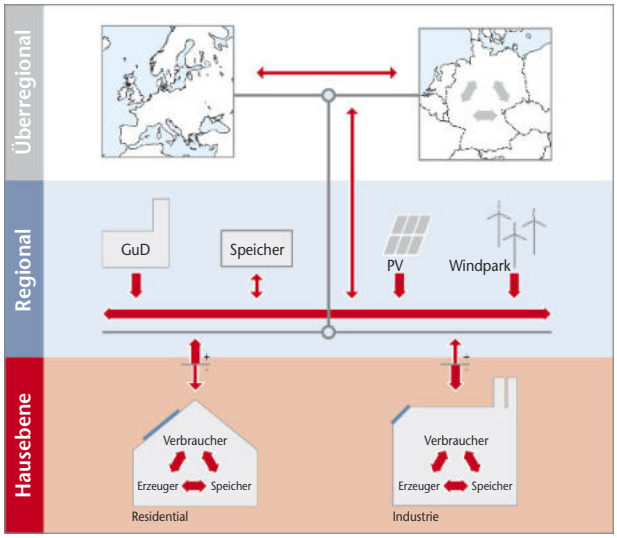
Innovationen in der Systemtechnik: entscheidend für die Energiewende

Wie geht es nun weiter mit der Photovoltaik? Die nächste große Herausforderung ist die Energiewende. Für die notwendige und von einer breiten Mehrheit angestrebte Energiewende spielt – neben der weiterhin erforderlichen Technologieentwicklung – die Systemtechnik eine entscheidende Rolle. Denn Aufbau und Funktionsweise des Energieversorgungssystems müssen hierfür grundlegend verändert werden.

Die wichtigsten Herausforderungen und Ziele dabei sind:

- die Speicherbarkeit der erneuerbaren Energien sicherzustellen,
- ein zuverlässiges und automatisiertes Energiemanagement zu realisieren,
- dadurch Kraftwerkseigenschaften für die Photovoltaik und die anderen erneuerbaren Energien zu erreichen
- und letztendlich ein kosteneffizientes Gesamtsystem zu schaffen.

Insbesondere gilt es, das fluktuierende Leistungsangebot der erneuerbaren Energien auszugleichen. Dieser Ausgleich muss auf allen Ebenen erfolgen und



Ausgleich des fluktuierenden Leistungsangebotes auf allen Ebenen

SMA Smart Home System
mit den Komponenten Solarwechselrichter, Batteriewechselrichter und Batteriespeicher, Energiemanagementsystem, Internet-Portal-Anbindung, steuerbare Verbraucher und Anbindung für Elektrofahrzeug
© SMA

beginnt auf der Ebene von Haus, Gewerbe und Industrie. Wichtige Bausteine für diesen Leistungsausgleich sind die Prognose von Last und Erzeugung, die Lastverschiebung (Demand Side Management und Eigenverbrauchsoptimierung), die Energiespeicherung und das Erzeugungsmanagement. Hierbei spielt das zukünftige „PV-Smart-Home", das Strom, Wärme und Elektromobilität intelligent vernetzt, eine wichtige Rolle. Aber auch die Ausdehnung solcher intelligenten Konzepte auf gewerblichen Eigenverbrauch und große PV-Anlagen stellt ein wichtiges Zukunftsthema und eine neue Aufgabe für die Systemtechnik dar.

Darüber hinaus muss die Photovoltaik Kraftwerkseigenschaften erlangen. Denn PV und Wind werden einen immer größer werdenden Anteil an der Versorgung haben, während die konventionellen „must-run-units" nur noch in einem ganz geringen Maße eingesetzt werden sollen. Für diesen neuen Mix brauchen wir Wechselrichter mit integriertem Batteriespeicher, die das Netz stabilisieren und die Regelfunktionen übernehmen, die bisher die rotierenden Kraftwerksgeneratoren erfüllt haben. Mit erreichbaren Speicherleistungen von 10 GW und Speicherenergie von 5 GWh bis 2020 kann die Photovoltaik einen wesentlichen Anteil der Netzregelung übernehmen.

Aber auch im Off-Grid-Bereich entstehen derzeit neue Perspektiven für die Solartechnik, die eine dynamische Marktentwicklung erwarten lassen, sofern die geeignete Systemtechnik kurzfristig zur Verfügung steht. So haben PV-Diesel-Systeme inzwischen die Wirtschaftlichkeit erreicht und mittels intelligenter Lösungen lässt sich hier durch Einsatz von Solarenergie ein „Fuel-Saver-Betrieb" realisieren. Die Photovoltaik kann also den Dieseleinsatz in den global weit verbreiteten mit Dieselgeneratoren betriebenen

Wechselrichter mit integriertem Batteriespeicher
für PV-Systeme mit Kraftwerkseigenschaften
© SMA

Stromnetzen reduzieren und so die Stromerzeugung dort kostengünstiger als bisher und auch ressourcen- und umweltschonender machen.

Energiewende und Photovoltaik als Chance für den Industriestandort Deutschland

Alles in allem: die PV-Systemtechnik hat in den vergangen Jahrzehnten wesentliche Beiträge für den Erfolg der Photovoltaik geleistet und wird in Zukunft mit den Herausforderungen der Energiewende eine noch größere Bedeutung erlangen. Die in Deutschland auf diesem Gebiet in Industrie und Forschung bestehende Kompetenz bietet nun eine einmalige Chance für den Industriestandort Deutschland. Denn neue, subventionsfreie Märkte sind derzeit am entstehen und könnten mit Technik und Systemkompetenz aus Deutschland kurzfristig und nachhaltig erschlossen werden.

Lösungen für die Energiewende – Energieforschung bei Bosch

Dr. Klaus Dieterich
Vorsitzender des Zentralbereichs Forschung und Vorausentwicklung
Robert Bosch GmbH
klaus.dieterich@de.bosch.com

Energieversorgung

Aus vorliegenden Szenarien wissen wir, dass für viele fossile Ressourcen die wirtschaftlich abbaubaren Vorräte in absehbarer Zeit erschöpft sind. Am bekanntesten ist der Peak Oil, formuliert 1956 von M. King Hubbert, einem Geologen, der von 1943 bis 1964 für die Shell Oil Company und anschließend bis 1976 für den United States Geological Survey (USGS) tätig war.

Die Szenarien der Ölförderung unterscheiden sich in den Annahmen für die noch abbaubaren Mengen und für die künftige Entwicklung des Verbrauchs. Sie hängen damit ab von der Entdeckung und wirtschaftlichen Nutzung neuer Vorkommen, umweltpolitischen Rahmenbedingungen, der Preisentwicklung und dem technologischen Fortschritt der Alternativen zur Nutzung fossiler Ressourcen. Für die Ölförderung liegen die Prognosen zwischen effizienter Nutzung und natürlicher Begrenzung nur um etwa 80 Jahre auseinander.

Weitere Szenarien zur Energieerzeugung zeigen, dass regenerative Energien in Kürze einen hohen und schnell wachsenden Anteil an der weltweiten Erzeugung haben werden. Diese Entwicklung ist unabhängig davon, ob der weltweite Energieverbrauch weiter in einem unkoordinierten Wettlauf wächst (Scramble-Szenario) oder sich geplant entwickelt (Blueprints-Szenario).

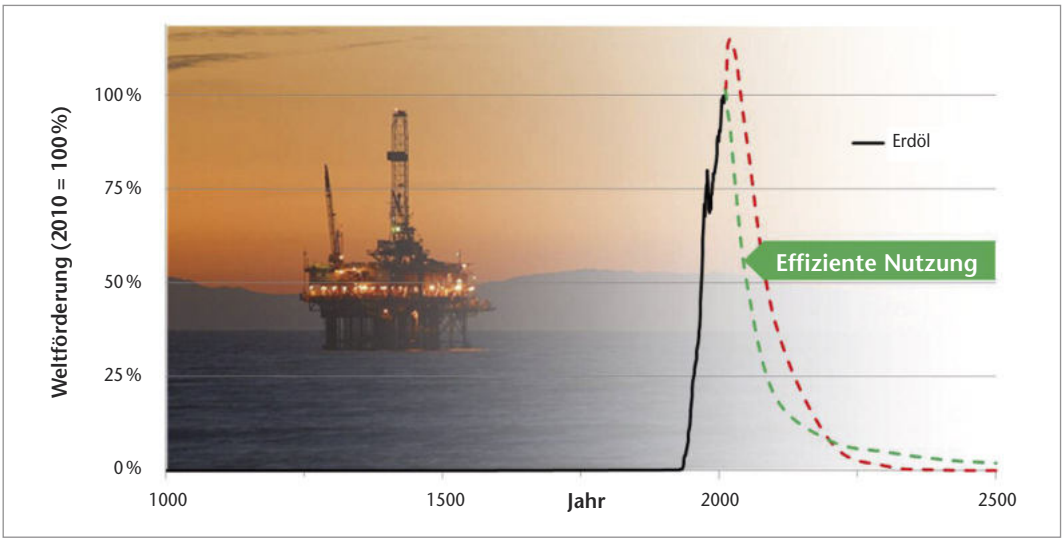
So gewinnt die Elektroenergie an Bedeutung, weil sie überwiegend das Ergebnis der Wandlungspfade erneuerbarer Energie ist – Elektroenergie wird Primärenergie. Energetisch sind also erneuerbare Energien in Verbindung mit elektrischen Verbrauchern besonders effizient.

Die derzeitige Energieversorgung ist traditionell zentral in Erzeugung und Verteilung gegliedert und dabei rein bedarfsgesteuert. Dabei werden die für den Übergang auf erneuerbare Energieerzeugung wichtigen Effizienzpotenziale der Verbraucherknoten im Netz bislang kaum genutzt.

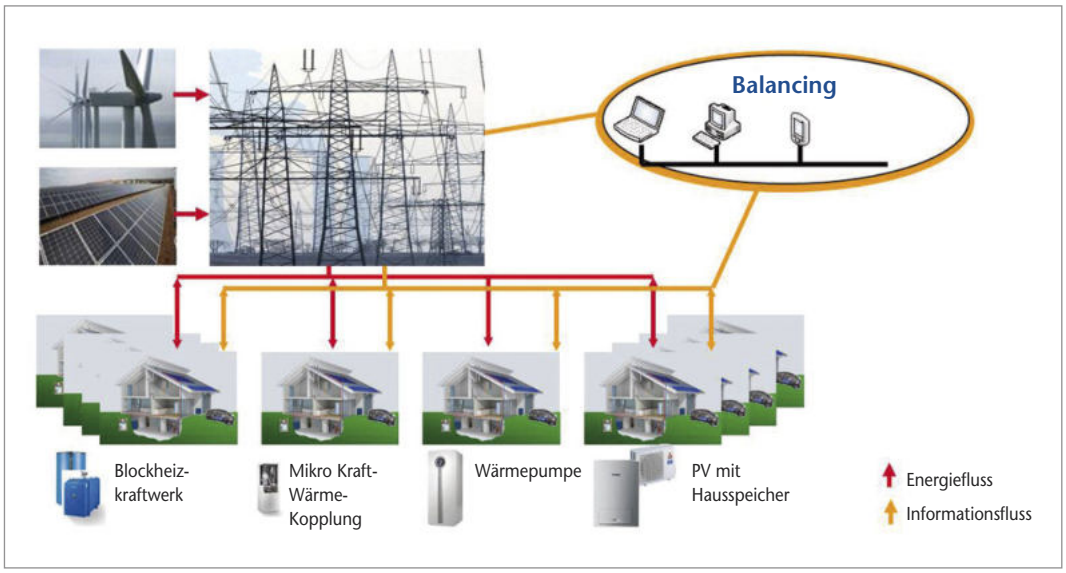
Der Umbau auf erneuerbare Energien wird evolutionär erfolgen. Deshalb ist kurzfristig die effiziente und emissionsarme Nutzung fossiler Ressourcen wichtig, bis langfristig unsere Energieversorgung auf erneuerbare Energien umgestellt sein wird. Zusätzlich müssen wir anstelle des stetig steigenden Rohstoffverbrauchs die „natürlichen" Kreislaufprozesse vorantreiben.

Eine Herausforderung der erneuerbaren Energieversorgung ist einerseits ihre wetterabhängige Fluktuation. Andererseits bieten Technologien wie PV oder Windanlagen aber auch eine große Chance, weil Sonnen- oder Wind-Energie auch vor Ort beim Verbraucher geerntet werden können. So fördert ihr Ausbau die Dezentralisierung unseres Energiesystems. Dies ist die Grundlage dafür, am Verbraucherknoten Energie ohne Komforteinbußen einzusparen sowie Eigenerzeugung, -verbrauch und die Ankopplung ans Netz hinsichtlich Effizienz und Wirtschaftlichkeit zu optimieren.

Für diese Optimierung sind objektive, wissenschaftlich abgesicherte Lösungen gefragt. Entscheidend



Das Ölzeitalter – eine kurze Periode



Intelligente Energiesysteme

wird es sein, die Energieangebote und -bedarfe der unterschiedlichen Netzebenen, also im Haus, in der Siedlung und überregional, möglichst lokal auszugleichen und zu regeln. Wenn elektrische Verbraucher, deren Energiebedarf nicht zeitkritisch ist, nur dann Strom verbrauchen, wenn er gerade günstig aus regenerativen Quellen angeboten wird, können Ausgleichsbedarfe durch fluktuierende Energiequellen verringert werden. Das zentrale Netz gleicht nur noch aus, was am privaten Verbraucherknoten nicht bedarfsgerecht erzeugt oder bei Überschuss nicht verbraucht werden kann. Ein solches dezentrales Energienetz erfordert Informationsflüsse parallel zum Energiefluss – eben ein Smart Grid.

Die Energiewende erfordert ein ganzheitliches Konzept, beginnend bei effizienter, angebotsgesteuerter Nutzung am Endverbraucherknoten, über lokale Erzeugung, überregionale Verteilung und intelligente Speicherung auf allen Netzebenen. Daraus sollte sich der verbleibende Bedarf an Ausbau und Optimierung der Verteilernetze ergeben. Die Effizienz am Verbraucherknoten sollte also Ausgangspunkt der Strategie werden.

Eine wichtige Kenngröße bei dieser Optimierung ist dabei die temporäre Speicherung der Energie, sowohl lokal beim Verbraucher als auch auf den einzelnen Ebenen der Verteilernetze.

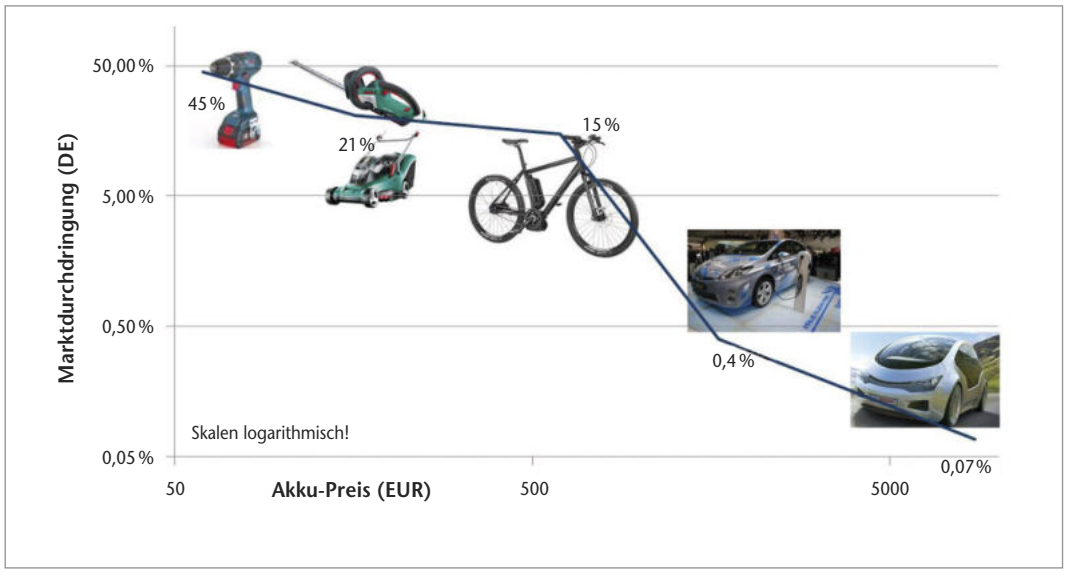
Heute sind vor allem die elektrischen Speicher für einen flächendeckenden Einsatz sowohl für stationäre als auch für mobile Anwendungen technologisch aber auch aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht reif. Die Entwicklung effizienter und wirtschaftlich einsetzbarer elektrischer Speichertechnologien bleibt also die mit Abstand größte Herausforderung der Wissenschaft und der Politik – denn ohne eine langjährige Technologieförderung wird diese Herausforderung nicht zu lösen sein.

E-Immobility

Das Energieplus-Haus ist heute möglich und bezahlbar. Bereits ein Einfamilienhaus mit einer Wohnfläche von 160 Quadratmetern kann pro Jahr einen Überschuss an elektrischer Energie von 1,5 MWh liefern. Es sollte deshalb Richtung weisend sein für die politischen Rahmenbedingungen bei Neubauten. Dabei muss allerdings der erhöhte Eigenverbrauch durch lokale Speicherung je nach Reifegradentwicklung der Speichertechnologie schon heute mit berücksichtigt werden – denn derzeit muss die Überschussenergie noch überwiegend ins Netz eingespeist werden.

Effiziente Heizsysteme und Hausgeräte sind ebenfalls Stand der Technik. Insbesondere Hausgeräte der Effizienzklasse A++ und höher sind bereits durch attraktive Preise und positive „Total Cost of Ownership“ auf dem Weg, über begeisterte Kunden den Markt nachhaltig zu durchdringen. Im Gegensatz dazu stehen moderne Technologien wie Brennwerttechnik, Wärmepumpen oder Kraft-Wärme-Kopplung in ihrer Marktdurchdringung noch am Anfang.

Allein in Deutschland besteht heute die installierte Heiztechnik des Gebäudebestands (laut BDH ca. 17,8 Mio. installierte Heizanlagen) noch zu 75 % aus herkömmlichen Gas- und Öl-Heizkesseln mit Heizwerttechnik und entspricht damit nicht dem Stand der Technik. Lediglich 13 % der Installationen bestehen aus der schon lange erhältlichen, effizienten Brennwerttechnik, kombiniert mit solarthermischen Anlagen. Nur 2,5 % der Gebäude sind mit Wärmepumpen ausgestattet. Würde man den gesamten Gebäudebestand auf einen Niedrigenergiehaus-Standard sanieren, wäre eine Energieeinsparung um ca. 70 % möglich (Quelle: Kleemann-Studie 2006).



Marktdurchdringung mobiler Anwendungen

E-Mobility

Die Li-Technik gilt als eine der aussichtsreichsten Technologien, die die flächendeckende Elektromobilität der Zukunft ermöglichen kann. Allerdings sind hier noch erhebliche Forschungsleistungen nötig, um diesen Traum wahr werden zu lassen. Benzin und Diesel haben einen Energiegehalt von etwa 11 kWh/kg. Selbst mit dem schlechten Gesamtwirkungsgrad von Verbrennungsmotoren stehen noch 3 kWh/kg für den Antrieb eines Fahrzeugs zur Verfügung. Dem gegenüber bieten die Li-Ionen-Batterien aktuell 150 Wh/kg – und selbst der Weg bis zu einer Energiedichte von 1000 Wh/kg ist noch sehr weit.

So ist die Li-Technik derzeit vor allem für Anwendungen wie Elektrowerkzeuge, Gartengeräte oder eBikes reif. Nur bei optimaler Abstimmung vieler Parameter lassen sich so wirtschaftliche und effiziente Lösungen erreichen – denn nur Produkte, die Kunden begeistern, bezahlbar und wertstabil sind, setzen sich am Markt langfristig durch und schonen gleichzeitig die Umwelt.

Für das Auto ist die Li-Technik noch jung und unreif. So rechnen wir für 2020 mit einer Marktdurchdringung von 10 % für Fahrzeuge mit elektrischem Antrieb – im Weltmarkt für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge sind das etwa 2,5 Mio. reine Elektrofahrzeuge und etwa 9 Mio. Fahrzeuge mit Hybridantrieb.

Falls elektrische Speicher mit ausreichender Kapazität und zu wirtschaftlichen Kosten für stationäre und mobile Anwendungen in absehbarer Zeit nicht bereitstehen, kann Power-to-Gas, d. h. die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff aus Wasser – und gegebenenfalls Weiterverarbeitung zu Methan – eine Alternative sein. Daher können Elektrolyse und Rückverstromung (Brennstoffzelle) sich in den nächsten 10 Jahren zu Schlüsseltechnologien entwickeln. Man darf gespannt sein, welche Technologie sich für den Verkehr durchsetzen wird – reine Batteriefahrzeuge mit ihrer hohen Effizienz in der gesamten Kette erneuerbarer Energien, die Brennstoffzelle mit ihrer hohen Effizienz der Wasserstoffnutzung oder der Verbrennungsmotor mit seiner hohen Reife und Marktdurchdringung auf Basis von erneuerbarem Gas.

Ausstellung auf der Messe – Markante PV-Installation in Stuttgart

Das Bosch-Parkhaus überspannt als markantes Bauwerk der Neuen Messe Stuttgart die Bundesautobahn A8. Die Bosch Solar Energy AG und die Flughafen Stuttgart GmbH nahmen im Dezember 2009 eine 955 kWp-Photovoltaik-Anlage auf dem Dach des Bosch-Parkhauses in Stuttgart in Betrieb. 4.247 monokristalline Solarmodule erzeugen hier auf rund 7.000 Quadratmetern Fläche 870.000 kWh „grünen" Strom im Jahr. Damit können jährlich etwa 250 Vier-Personen-Haushalte mit Energie versorgt werden. Etwa 575 Tonnen Kohlendioxid werden durch das neue Solarkraftwerk jährlich vermieden.

Bosch-Parkhaus

Portfolio möglicher Kooperationsarten der FVEE-Mitgliedsinstitute mit der Industrie

Der ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE) ist ein weltweit einmaliger Verbund von zwölf führenden, außeruniversitären Forschungsinstituten in Deutschland. Der FVEE arbeitet auf allen Gebieten der Energiewende – der Transformation unseres Energiesystems hin zu einem effizienten Energiesystem auf Basis erneuerbarer Energien. Die Forschungsthemen beginnen mit der Erzeugung erneuerbarer Energien – präziser: mit der Bereitstellung von Strom und Wärme aus erneuerbaren Energieressourcen – und umfassen auch Effizienztechnologien für Gebäude, Energietransport und -produktion. Sie enthalten darüber hinaus die Verteilung und Speicherung von Strom, Gas und Wärme, bis hin zur systemischen Integration und Modellierung von Systemen mit wachsenden Anteilen erneuerbarer Energien.

Ziele der Arbeit der FVEE-Mitgliedsinstitute sind die möglichst kostengünstige Transformation des Energiesystems, entsprechend der im Energiekonzept 2050 vorgestellten Ziele der Bundesregierung und die Unterstützung der deutschen Industrie bei der Entwicklung von Energietechnologien, die in den künftigen Jahrzehnten zunehmend in Europa und weltweit nachgefragt werden.

Eine erste große Aufgabe ist die Erhöhung der Energieeffizienz von Gebäuden. Moderne Technologien, wie z. B. effiziente Fenster und Verglasungen, Wärmedämmverbundsysteme oder die Verwendung von Phasenwechselmaterialien als Bauteil-integrierte Wärmespeicher erlauben effektive Gebäudesanierung. Neue Entwicklungen umfassen multi-funktionale Gebäudehüllen, in die haustechnische Anlagen wie Lüftungen integriert sind, bis hin zu Fassaden, die für die Energieerzeugung genutzt werden.

Bessere Effizienz und ein erhöhter Anteil erneuerbarer Energien im Transportwesen werden durch die zunehmende Nutzung der E-Mobility, entweder im Hybrid zusammen mit Verbrennungsmotoren oder auch mit 100 % elektrischem Strom möglich. Die Wasserstoff/Brennstoffzellentechnologie macht es möglich, den zu Zeiten übergroßer Einspeisung von Strom aus Sonne und Wind verfügbaren Überschussstrom in Wasserstoff zu verwandeln, der dann auch im Verkehr genutzt werden kann.

Bei der Erzeugung von erneuerbarem Strom und Wärme aus Photovoltaik, Wind, Solarthermie, Geothermie und Biomasse ist das zentrale Ziel die Senkung der Gestehungskosten durch die Erhöhung der Effizienz und Reduktion von Investitions- und laufenden Kosten der Energiekonversions- und Speichersysteme.

Gerade der eindrucksvolle Fortschritt der Photovoltaik, mit Stromgestehungskosten deutlich unter 15 ct/kWh, die seit 2012 in Deutschland erreicht werden (in sonnenreichen Weltgegenden sogar die Hälfte), basierte auch auf der engagierten Forschungsarbeit von FVEE-Mitgliedsinstituten.

Abgerundet wird das Portfolio des FVEE durch Arbeiten zur Netzanbindung, die Entwicklung eines ‚smart grids', in dem Verbraucher die Lastkurve kostengünstig an die Bereitstellungskurve anpassen sowie den immer wichtiger werdenden Energiespeichertechnologien.

Dazu kommen gerade jetzt rasch wichtiger werdende Arbeiten zur Systemintegration, Modellierung und Kontrolle eines zunehmend komplexer werdenden Systems zeitlich variabler Energiebereitstellung und Energieverbrauchs. Hier leisten FVEE-Mitgliedsinstitute auch wertvolle Beratungsarbeit, vor allem zur politischen Entscheidungsfindung.

Arten der Forschungsinstitute

Der FVEE setzt sich aus drei unterschiedlichen Institutsgruppen zusammen.

Die Institute der **Helmholtz-Gemeinschaft** (DLR, FZJ, GFZ, HZB) haben sich zur Aufgabe gesetzt, langfristige Lösungen für die Energieversorgung zu entwickeln, die ökonomisch, ökologisch und gesellschaftlich tragbar sind. Der Schwerpunkt der Helmholtz-Institute liegt im Bereich der Grundlagenforschung.

Die zweite Gruppe bilden **Landesforschungsinstitute** (ISFH, IZES, WI, ZAE, ZSW). Durch ihren jeweils regionalen Auftrag decken sie ein breites Spektrum ab, von grundlegender Forschung bis hin zu anwendungsnaher Forschung in enger Zusammenarbeit mit der Industrie.

Fraunhofer ISE
Prof. Dr. Eicke R. Weber
eicke.weber@ise.fraunhofer.de

Mit Unterstützung der Direktoren der FVEE-Mitgliedsinstitute

Die dritte Gruppe bilden schließlich die Institute der **Fraunhofer-Gesellschaft** (Fraunhofer IBP, ISE, IWES). Die Fraunhofer-Gesellschaft hat es sich zur Aufgabe gemacht, anwendungsorientierte Forschung in enger Zusammenarbeit mit der Industrie durchzuführen.

Anwendungsgrad der Forschungsarbeiten

Die von den FVEE-Mitgliedsinstituten angebotene Forschung lässt sich in drei Kategorien gliedern:

Grundlegende Forschung bezieht sich auf Themen und Technologien, die typischerweise erst in fünf Jahren oder mehr Marktreife erlangen. Derartige Forschung wird selten von Firmen unterstützt. Typisch sind 100 %-Finanzierungen aus öffentlichen Projekten.

Ein zentraler Teil der Arbeit im FVEE bezieht sich auf **anwendungsbezogene Forschung**, für die ein Technologietransfer in ein bis fünf Jahren vorgesehen wird. Diese Themen werden häufig in Kooperation mit der Industrie bearbeitet. Solche Projekte mit öffentlicher wie auch industriegeführter Förderung an einem FVEE-Institut kann man als Dreiecksprojekte charakterisieren. Die Koordination derartiger Dreiecksprojekte kann vom Industrie- wie auch vom Forschungspartner erfolgen. Bei der Ausgestaltung sind EU-Richtlinien zu beachten, die die implizite Industrieförderung solcher Projekte begrenzen. Daher sollte es im Portfolio der öffentlichen Forschungsförderung auch Projekte in dieser Kategorie geben, die zu 100 % öffentlich finanziert werden, und so den Instituten erlauben, neue Technologien zu entwickeln oder weiterzuentwickeln, die erst anschließend der Industrie zur Verwertung angeboten werden. Ein Verwertungsplan kann durchaus als Teil derartiger Anträge erwartet und auch kontrolliert werden.

Eine dritte Art von Forschungsprojekten sind reine **Industrieprojekte**, in denen auch in vertraulicher Zusammenarbeit Technologien entwickelt werden können, die oft von kurzfristiger Bedeutung für die Industriepartner sind. Diese zu 100 % von der Industrie finanzierten Projekte schließen auch längerfristige Test- und Monitoringaufgaben ein.

Aufgaben

Die grundsätzliche Aufgabenstellung der Zusammenarbeit mit der Industrie wird in drei Themenfelder unterschieden:

Die Technologieentwicklung ist das zentrale Thema der Arbeit der FVEE-Institute, von grundlegender Forschung bis hin zur Produktentwicklung, Produktionsplanung und Qualitätssicherung.

Ein zweites Themenfeld umfasst **Dienstleistungen** wie Analytik mit neutralen Test- und Prüfverfahren sowie Gutachten, insbesondere Ertragsgutachten, Zertifizierungen, Technologie-Scouting, Analysen für Investitionsentscheidungen, Potenzialerschließung und Markteintrittsstrategien, Kraftwerkseinsatzplanung (Strategien für die abgestimmte Wärme- und Stromproduktion sowie Speichernutzung), Betriebsstrategien, Planung von Energieszenarien, Marktdesign für Energiesysteme, langfristiges Beobachten von Effizienz und Leistung, sowie das Monitoring der Effizienz von Gebäuden und Anlagen zur Bereitstellung erneuerbarer Energie.

Ein dritter und nicht zu unterschätzender Aspekt der Zusammenarbeit von Forschung und Industrie ist die **Ausbildung** der Mitarbeitenden in den FVEE-Instituten, die oft nach ihrem Bachelor-, Master- oder Promotionsabschluss Stellen in der Industrie suchen. Dabei ist es für die künftigen Arbeitgeber von besonderem Vorteil, dass diese Bewerber nicht nur profunde technische Kenntnisse erworben haben, sondern in der Projektarbeit, zum großen Teil auch als Projektleiter, Verwaltungs- und Führungserfahrung erwerben konnten. Dazu kommen noch direkte Ausbildungsangebote, z. B. an Mitarbeitende von Industriepartnern, die in den FVEE-Mitgliedsinstituten mit den neuesten Technologien in ihrem jeweiligen Arbeitsgebiet vertraut gemacht werden. Derartige Ausbildungen führen auch zur Bildung von wertvollen Netzwerken zwischen den Teilnehmern und mit den ausbildenden Institutsmitarbeitern.

Kooperationsformen nach Finanzierungsart

Reine Industrieprojekte werden zu 100 % finanziert. Solche Projekte enthalten Forschungskomponenten, Entwicklungskomponenten, Technologietransfer, vorausgehende oder anschließende Beratung, sowie das Erstellen von Studien, die den Markteintritt eines Produktes begleiten. Häufig sind derartige Kooperationen langfristig angelegt, oft auch als strategische Zusammenarbeit, in der beide Partner sich zu einer gewissen Exklusivität verpflichten.

Ein besonders interessantes Modell sind Projekte zur **mittel- und langfristigen Kooperation** zwischen einem Forschungsinstitut und einer interessierten Firma. In einem mehrjährigen Rahmenvertrag mit einem Unternehmen kann eine Finanzierung vereinbart werden, die nur Budget, Themenfeld sowie bereits absehbare Teile der Inhalte und Arbeiten defi-

niert. Im Laufe der Zeit und abhängig vom Fortgang der Arbeiten werden weitere konkrete Aufgaben formuliert, mit denen das Budget ausgeschöpft wird. Für die geförderte Forschungseinrichtung bietet sich der Vorteil, dass die Finanzierung der beteiligten Mitarbeiter gesichert ist. Das Unternehmen seinerseits hat Forschungskapazitäten sicher gebucht und für sich reserviert. Dieser interessante Ansatz kann auf pragmatische Weise eine Serie von Kleinaufträgen mit dem damit verbundenen größeren administrativen Aufwand ersetzen.

Eine weitere Gruppe bilden die von öffentlichen Auftraggebern **zufinanzierten Industrieprojekte**, bei denen das Forschungsinstitut dann Unterauftragnehmer der Industrie ist. In diesen Projekten gibt es also auch ein öffentliches Interesse daran, eine bestimmte Technologie weiterzuentwickeln, sodass die Exklusivität dann nicht mehr so ausgeprägt sein kann wie bei reinen Industrieprojekten.

Die dritte Gruppe sind **Verbundprojekte**, die wesentlich von öffentlicher Hand gefördert werden, aber auch mit Beteiligung der Industrie, die von reinen Dreiecksprojekten zu großen Verbünden mit mehreren Industriepartnern und mehreren Forschungsinstituten reichen können. Das Forschungsprogramm und die Beiträge der einzelnen Partner werden im Vorfeld sorgfältig abgestimmt. In derartigen großen Verbundprojekten kann es zu substantiellen Fortschritten bei der Entwicklung neuer Technologien kommen.

Eine weitere Art der Zusammenarbeit sind Lizenzabkommen mit **Technologietransfer** zur Industrie, was auch die Bildung neuer Spin-Off-Firmen aus den Forschungsinstituten heraus enthalten kann. In diesen Projekten werden die an einem Forschungsinstitut entwickelten Technologien konkret in der Industrie umgesetzt. Das Institut erhält als Anreiz zu erfolgreichem Transfer begleitende Aufträge sowie Lizenzzahlungen, die bedeutsam für die weitere Finanzierung und Arbeit des Instituts sein können.

Eine letzte Gruppe von Projekten sind **Public-Private-Partnerships** (PPP) in denen zum Beispiel die Elektrifizierung basierend auf erneuerbaren Energien in einem Land der dritten Welt entwickelt wird.

Intellectual Property

Ein zentrales Thema in der Zusammenarbeit mit der Industrie ist die Frage des geistigen Eigentums, des Intellectual Property (IP). Der FVEE hat dazu als Ergebnis eines ausführlichen Workshops Empfehlungen entwickelt, die hier nur kurz zusammengefasst werden sollen:

Der Partner eines Industrieprojekts erhält normalerweise eine kostenlose, nicht exklusive Lizenz zur Nutzung der im Projekt erarbeiteten Technologien und des IP. Die Nutzung von Background-IP, die bereits vor dem Projekt bestand, wie auch exklusive Nutzungsrechte der neu erarbeiteten IP, muss je nach der Innovationstiefe einer Erfindung einzeln ausgehandelt werden und kann zu Lizenzzahlungen führen.

Als Begründung wurde ausgeführt, dass die vollständige Vereinnahmung des in einem Projekt generierten Wissens nicht sinnvoll ist. Denn beim Einräumen exklusiver Nutzungsrechte bereits bei Projektbeginn bliebe kein Anreiz, bahnbrechende und unerwartete Ideen in das Projekt einfließen zu lassen.

Die Praxis im FVEE zeigt eine große Variabilität bei Industrieprojekten hinsichtlich der eingeräumten IP-Rechte. Das Spektrum reicht von langfristig ausgehandelten Rahmenverträgen mit hoher Exklusivität der IP-Nutzung bis hin zu flexiblen Projektkooperationen ohne exklusive IP-Nutzung.

Fazit

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die FVEE-Mitgliedsinstitute der Industrie ein breites Portfolio von Leistungen anbieten, die die Energiewende in Deutschland und langfristig weltweit unterstützen. Dieses Portfolio reicht von der Technologieentwicklung und neutralen Prüfungen bis zu vielfältigen Beratungsangeboten und der Ausbildung technisch gut ausgebildeter, führungsstarker Mitarbeiter.

Viele öffentliche Projekte anwendungsorientierter Forschung müssen von der Industrie zufinanziert werden. Diese Zufinanzierung ist für die Unternehmen in neuester Zeit besonders im Bereich Photovoltaik, aber auch bei der Windenergie schwierig geworden. Es wäre wünschenswert, wenn die Politik flexibel reagierte und mehr auf die augenblickliche Situation zugeschnittene Modelle zuließe, wie z. B. mit 100 % öffentlichen Mitteln finanzierte grundlegende Forschung zu einem Thema, das auch für ein im Umfang kleineres Industrieprojekt wichtige Erkenntnisse liefert.

Ein ganz wesentliches Charakteristikum der vom FVEE repräsentierten Forschungslandschaft auf dem Gebiet der Energiewendeforschung in Deutschland ist die konstruktive Konkurrenz, die von der engen Zusammenarbeit in Verbundprojekten bis zur kompetitiven Bewerbung zu neuen Forschungsthemen reicht und uns in den vergangenen Jahrzehnten sehr gute Dienste geleistet hat.

Effizienzpotenziale durch die neuen Hauptenergieträger Sonne und Wind

Fraunhofer IWES
Prof. Dr. Jürgen Schmid
juergen.schmid@iwes.fraunhofer.de

Dr. Matthias Günther
matthias.guenther@iwes.fraunhofer.de

Dr. Carsten Pape
carsten.pape@iwes.fraunhofer.de

Fraunhofer IBP
Dr. Rolf-Michael Lüking
rolf-michael.lueking@ibp.fraunhofer.de

Die zwei wichtigsten Säulen der Energiewende sind die Steigerung der Energieeffizienz und der weitere Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energiequellen. Um ein nachhaltiges Energiesystem zu gestalten, müssen beide Zielsetzungen, Energie effizienter einzusetzen und die fossil/nuklear basierte Energiegewinnung zunehmend durch eine regenerativ basierte zu ersetzen, verfolgt werden. Diese zwei Zielsetzungen sind aber nicht nur jeweils für sich konstitutive Bestandteile der Energiewende, sondern sie stehen vielfältig miteinander in Beziehung. Ein wichtiger Synergieeffekt ist, dass die Nutzung erneuerbarer Energiequellen zu einer gewaltigen Effizienzsteigerung im Energiesystem führen kann.

Über die letzten zwanzig Jahre ist die Nutzung erneuerbarer Energiequellen in Deutschland bereits stark angewachsen. Vor dem Hintergrund dieser Dynamik erscheint das im Energiekonzept der Bundesregierung verankerte Ziel erreichbar, bis 2050 60 % des Endenergieverbrauchs aus erneuerbaren Quellen zu decken.

Eine andere Zielmarke, nämlich den Primärenergiebedarf bis 2050 um 50 % zu senken, scheint hingegen auf den ersten Blick wesentlich schwieriger zu erreichen. Die Energieproduktivität müsste dazu jährlich um etwa 2 % steigen. Ein Blick in die Vergangenheit zeigt aber, dass schon jährliche Steigerungsraten von 1 % nur schwer zu erreichen waren. Ist eine Reduktion des Primärenergiebedarfs um die Hälfte bis zur Mitte des Jahrhunderts also illusionär?

Dieses ehrgeizige Ziel kann durchaus erreicht werden. Neben den vielen einzelnen Effizienzmaßnahmen, die in den verschiedenen Bereichen des Energiesystems und der Energienutzung sinnvoll durchgeführt werden können, muss vor allem auch eine umfassende, äußerst wirksame Maßnahme berücksichtigt werden: der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien. Denn durch den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien können enorme Effizienzgewinne erlangt werden. Werden diese Effizienzgewinne berücksichtigt, wird sichtbar, dass der Primärenergiebedarf tatsächlich drastisch gesenkt werden kann.

Abbildung 1 zeigt die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach einem Szenario, das in [BMU 2012] entsprechend den Rahmenbedingungen des Energie-

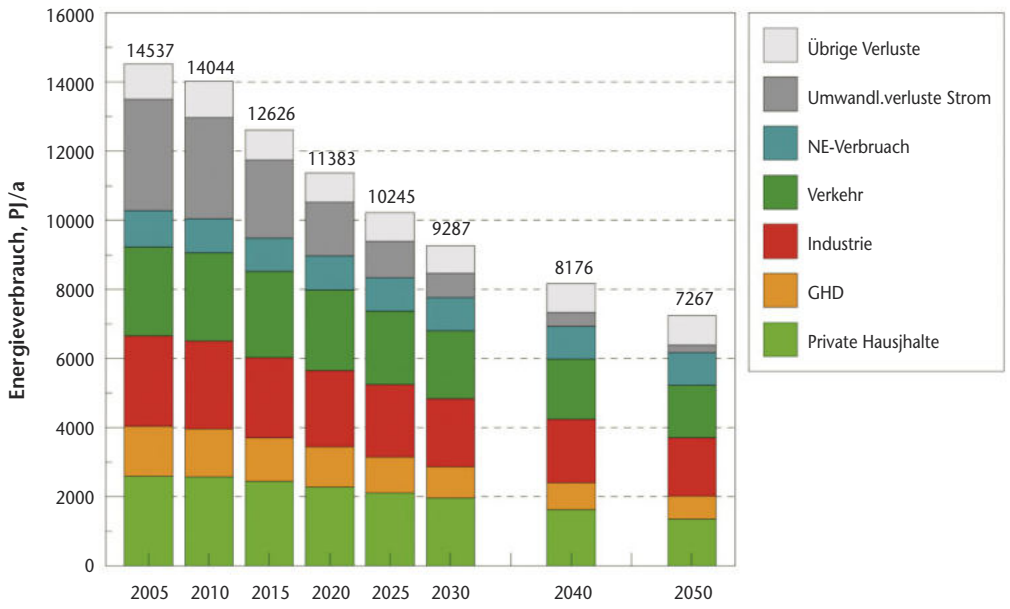


Abbildung 1
Primärenergieverbrauch bis 2050
nach einem Szenario aus BMU 2012

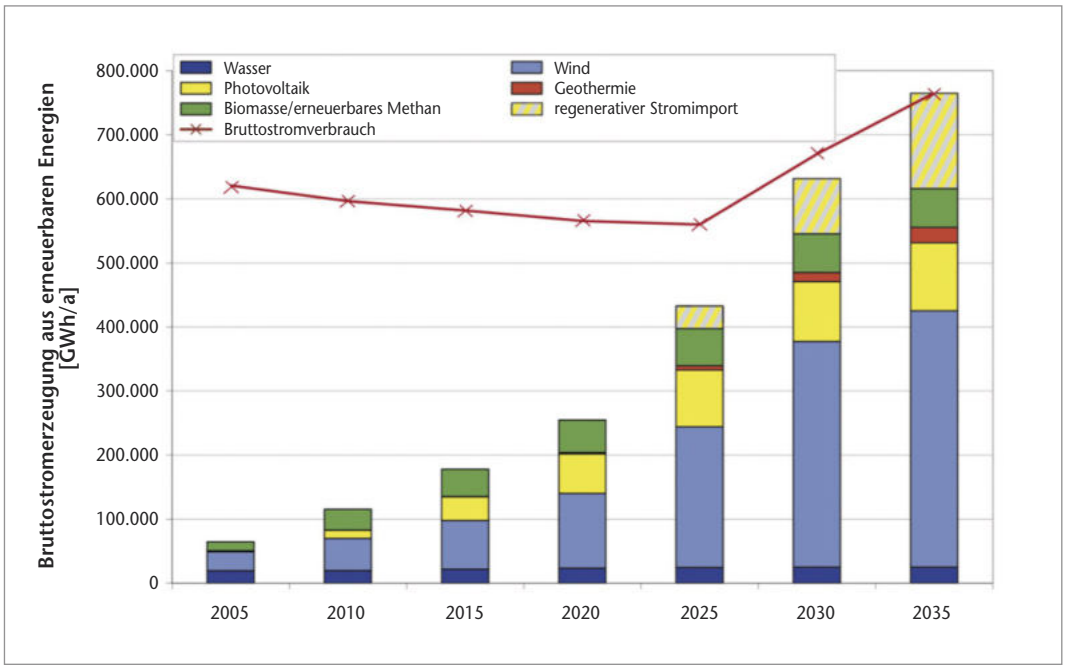


Abbildung 2
Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen
Quelle: ZSW

konzepts der Bunderegierung entwickelt wurde. Die starke Reduktion des Primärenergieverbrauchs bis 2050 wird dabei nicht ausschließlich dadurch erreicht, dass effizientere Anlagen und Geräte in Industrie und Haushalten verwendet werden oder dass der Wärmebedarf z. B. durch die Verbesserung des energetischen Gebäudestandards stark sinkt. Effizienzgewinne werden zusätzlich dadurch erreicht, dass die Energiegewinnung auf erneuerbare Energien umgestellt wird.

Ein großer Teil der Verbrauchsreduktion ist erzielbar, indem man die Umwandlungsverluste bei der Stromerzeugung minimiert. In fossil betriebenen thermischen Kraftwerken geht ein großer Teil der eingesetzten Primärenergie als Abwärme verloren. Dieser Verlust lässt sich reduzieren, indem entweder die Abwärme in der Kraft-Wärme-Kopplung genutzt wird oder aber indem sie von vornherein vermieden wird. Letzteres kann erreicht werden, indem der Strom in Windkraftanlagen, PV-Anlagen oder Wasserkraft - werken gewonnen wird. In diesen Anlagen geht keine Primärenergie als Abwärme verloren.
Institute des Forschungsverbunds Erneuerbare Energien haben ein Szenario entwickelt, in dem die Energieversorgung bis zum Jahr 2050 vollständig regenerativ geleistet wird [FVEE 2010]. *Abbildung 2* zeigt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, wie sie sich in diesem Szenario darstellt.

Mit einem solch starken Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen, werden nicht nur die Emissionen von CO_2, sondern auch der Primärenergiebedarf stark reduziert.

Es fällt auf, dass bei einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien der Primärenergiebedarf zunächst stark abnimmt, dann aber bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien kein weiterer Effizienzgewinn zu erwarten ist. Dass die Kurve des Primärenergiebedarfs abflacht, liegt daran, dass bei hohen Anteilen der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien mehr Speicheraufwand betrieben werden muss, um Strombereitstellung und -nachfrage aufeinander abzustimmen. Sonne und Wind, auf denen ein Großteil der Stromerzeugung beruhen wird, sind fluktuierende Energiequellen. Wenn sie nicht ausreichend verfügbar sind, um den jeweils gegebenen Strombedarf zu decken, wird Strom auch aus Speichern geliefert werden müssen, die zuvor bei reichlichem Angebot an Sonne und Wind aufgeladen wurden. Je höher der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen ist, desto höher wird der Speicherbedarf ausfallen. Speicherung ist aber immer mit Wandlungsverlusten verbunden, die verhindern, dass der Primärenergiebedarf bei sehr hohen Deckungsraten durch erneuerbare Energien weiter sinkt. Für die CO_2-Emissionen aber gilt, dass sie auch bei sehr hohen Deckungsraten weiter minimiert werden können.

Bemerkenswert ist, dass der Stromverbrauch zwar erst einmal leicht rückläufig ist, dass er aber längerfristig wieder ansteigen wird. Der Rückgang ist auf Effizienzmaßnahmen in den verschiedenen Nutzungsbereichen zurückzuführen. Der nachfolgende Anstieg hingegen rührt daher, dass Strom zunehmend auch in Bereichen eingesetzt wird, in denen dies bislang weniger der Fall ist – in der Individual-

mobilität und in der Wärmebereitstellung. Indem der regenerativ erzeugte Strom andere Energieträger in verschiedenen Bereichen des Energiesystems verdrängt, können weitere Effizienzgewinne erzielt werden. Wir wollen dies im Folgenden für die Mobilität und den Raumwärmebereich näher erläutern.

Mobilität

Strom kann in der Individualmobilität eingesetzt werden und fossile Kraftstoffe ersetzen. Der dadurch mögliche Effizienzgewinn ist beträchtlich. Verbrennungsmotoren in Autos wandeln durchschnittlich nur 20 bis 25 % der aufgewandten Primärenergie in mechanische Nutzenergie. Elektromotoren hingegen haben sehr geringe Verluste.

Ob ein solcher Effizienzgewinn aber tatsächlich realisiert wird, hängt davon ab, wie der Strom erzeugt wird, mit dem die Elektrofahrzeuge angetrieben werden. Gehen wir vom momentanen Strommix in Deutschland aus, in dem der größte Teil des Stroms aus fossil betriebenen thermischen Kraftwerken stammt, dann ist mit dem Einsatz von Elektromotoren kaum ein Effizienzgewinn zu erzielen. Auch die CO_2-Bilanz wäre nicht besser, denn die Emissionen in der aktuellen Stromerzeugung sind immer noch beträchtlich. Wird jedoch der Strom verstärkt aus erneuerbaren Quellen gewonnen, dann kommt das Effizienzpotenzial der Elektromobilität zunehmend zum Tragen. Und dann gehen auch die mit der Mobilität verbundenen Emissionen drastisch zurück.

Abbildung 3 zeigt das Wachstum der aus erneuerbaren Quellen bereitgestellten Endenergie für den Mobilitätssektor entsprechend dem Szenario des Energiekonzepts 2050.

Der Gesamt-Endenergiebedarf sinkt aufgrund von Effizienzgewinnen. Der beschriebene Effizienzeffekt durch die Elektromobilität spielt dabei eine wichtige Rolle. Im Jahr 2050 wird die Endenergie komplett aus erneuerbaren Energiequellen gewonnen. Als Endenergieträger dienen Strom, Wasserstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge und Methan und flüssige chemische erneuerbare Energieträger für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren. Letztere werden vor allem für den Schwertransport benötigt.

Bei der im Diagramm dargestellten Verteilung der Energieträger muss berücksichtigt werden, dass der obere Teil der Säule, Strom und Wasserstoff, weit mehr mechanische Antriebsenergie liefert als der untere Teil, die chemischen Energieträger. Denn insbesondere Elektromotoren nutzen den Endenergieträger Strom wesentlich effizienter als Verbrennungsmotoren die chemischen Endenergieträger.

Raumwärme

Beim Wärmebedarf im Gebäudesektor wird davon ausgegangen, dass er durch zunehmend bessere Wärmedämmung in der Zukunft stark sinken wird *(Abbildung 4)*. Der im Jahr 2050 noch anfallende Heizwärmebedarf wird in dem betrachteten Szenario vollständig aus erneuerbaren Quellen gedeckt: Umweltwärme wird über elektrische Wärmepumpen ver-

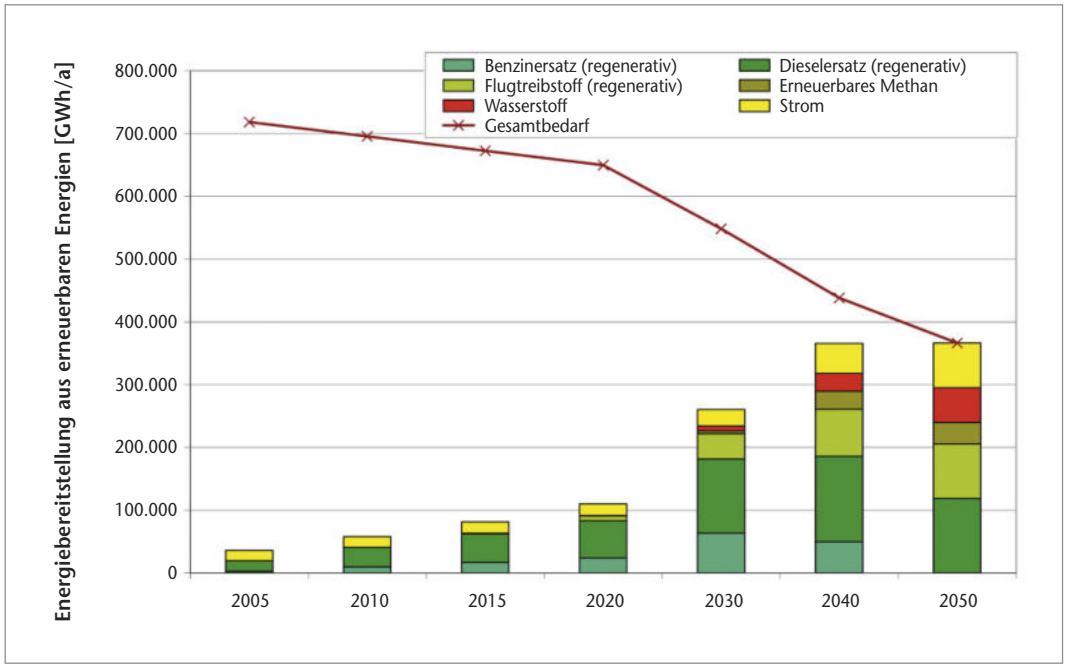


Abbildung 3
Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien für den Verkehrssektor
Quelle: ZSW

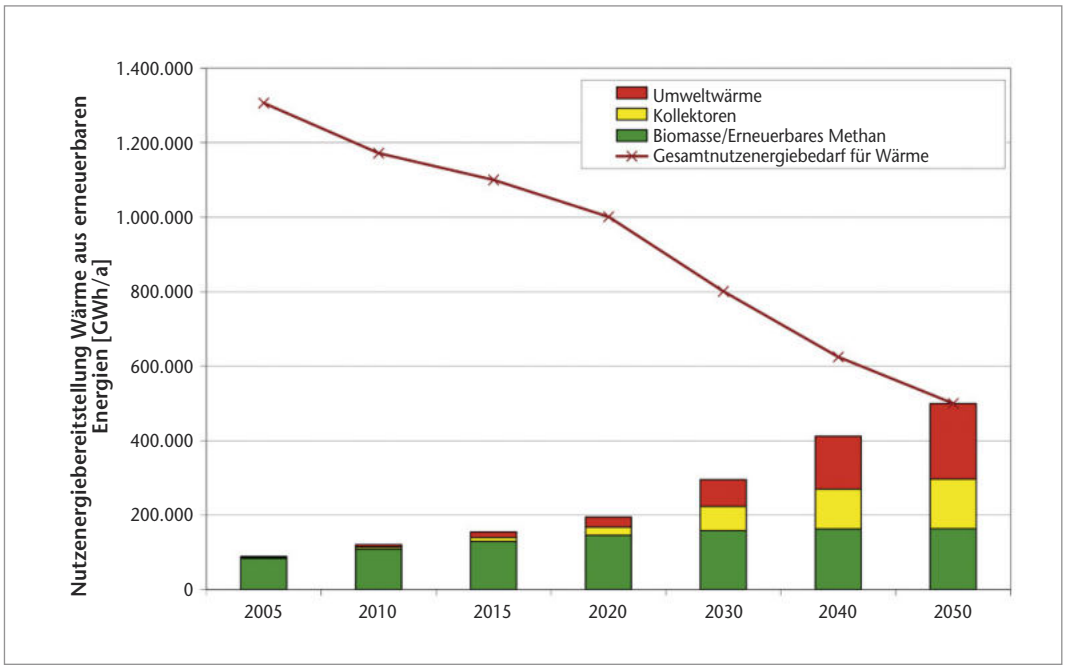


Abbildung 4
Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien für die Gebäudeheizung
Quelle: ZSW

fügbar gemacht, Solarstrahlung wird über Kollektoren genutzt und außerdem werden Biomasse und erneuerbares Methan eingesetzt. Bei Letzteren wird die Wärme insbesondere aus Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung genutzt.

Betrachten wir nun den Energiebedarf für die elektrischen Wärmepumpen etwas näher. Wärmepumpen können mit dem Einsatz elektrischer Energie die drei- bis vierfache Menge an Wärme bereitstellen. Darin liegt ihr Effizienzpotenzial. Wie stark dieses Potenzial realisiert wird, hängt jedoch maßgeblich davon ab, wie der Strom erzeugt wird, der für ihren Betrieb eingesetzt wird. Geht man von der gegenwärtigen Stromerzeugung aus, dann ist mit dem Einsatz elektrischer Wärmepumpen nur eine geringe Primärenergieeinsparung gegenüber dem Betrieb konventioneller Heizungsanlagen zu erzielen. Und bei den CO_2-Emissionen ist bei dem gegenwärtig noch hohen Anteil von Kohlekraftwerken ebenfalls nur eine geringe Reduktion zu erwarten. Wird der Strom jedoch zunehmend aus erneuerbaren Quellen gewonnen, dann kann der Primärenergieaufwand für die Heizwärmebereitstellung stark gesenkt werden. Und in noch stärkerem Maße sinken auch die heizungsbedingten CO_2-Emissionen.

Bei der heutigen Stromerzeugung bewirkt der Einsatz elektrischer Wärmepumpen also eine ebenso geringe Senkung des Primärenergiebedarfs und der CO_2-Emissionen wie der Einsatz von Elektrofahrzeugen. Doch die frühzeitige Entwicklung hin zu elektrischen Wärmepumpen und zur Elektromobilität ist ein wichtiger Schlüssel für eine erfolgreiche Energiewende. Wird nämlich der Strom zukünftig zu weit höheren Anteilen aus erneuerbaren Energiequellen gewonnen, dann führt der Einsatz von elektrischen Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen zu beträchtlichen Effizienzgewinnen im Energiesystem und zu weiteren Emissionssenkungen.

Große Anteile erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung führen zu neuen Herausforderungen für das Versorgungssystem. Beruht nämlich die Stromerzeugung weitgehend auf den fluktuierenden Energiequellen Sonne und Wind, wird die Koordination von Stromerzeugung und -nachfrage eine wesentlich komplexere Aufgabe. Dieses System ist durch zeitweilige Stromüberschüsse und zeitweilige Deckungslücken gekennzeichnet, die auf möglichst effiziente Weise geschlossen werden müssen. Dazu können verschiedene Wege beschritten werden.

So können leistungsfähige und möglichst weit reichende Übertragungsnetze, die auch Landesgrenzen überschreiten, die Nutzung von Ausgleichseffekten ermöglichen, wie sie etwa zwischen geografisch weit verteilten Windkraftanlagen auftreten. Eine über ganz Europa reichende Flaute ist weit weniger wahrscheinlich als eine Flaute in ganz Norddeutschland. Außerdem können weit reichende Übertragungsnetze regelbare regenerative Kraftwerkskapazitäten, die in Deutschland nur sehr begrenzt zur Verfügung stehen werden, nutzbar machen. Dies gilt etwa für Speicherwasserkraftwerke im wasserreichen Norden ebenso wie für zukünftige solarthermische Kraftwerke im sonnenreichen Süden.

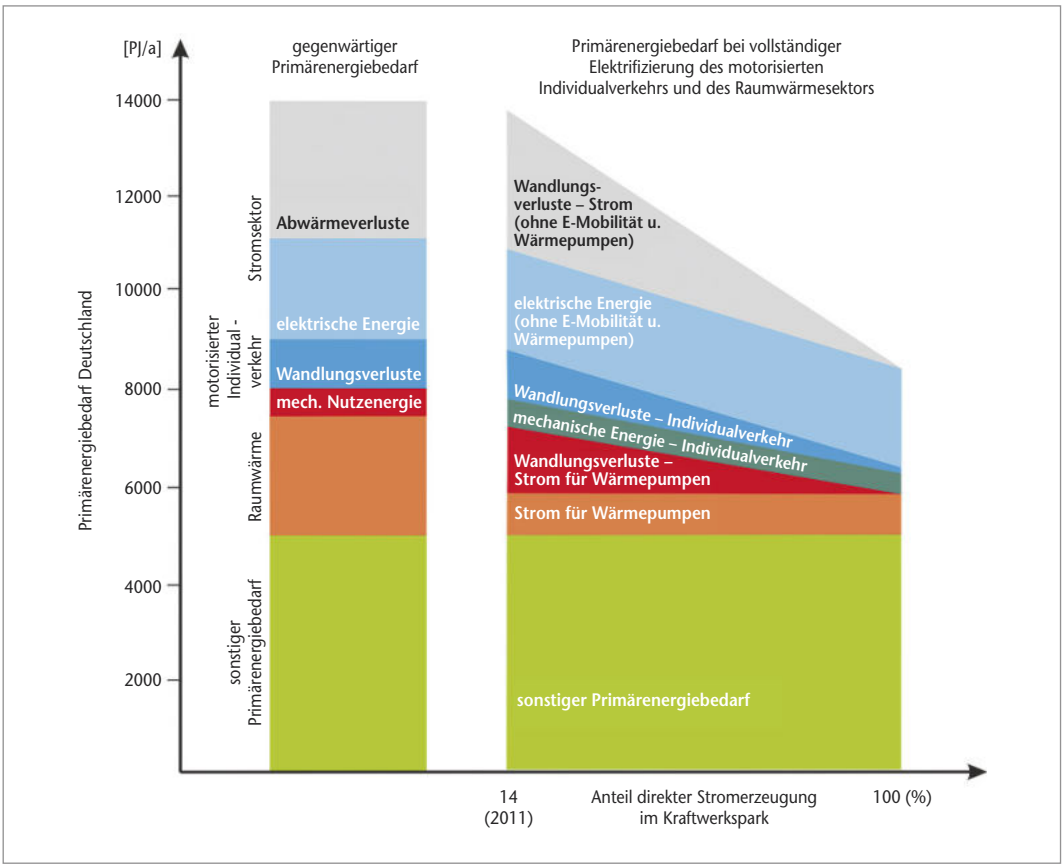


Abbildung 5
Links:
Gegenwärtiger Primärenergiebedarf in Deutschland
Rechts:
Entwicklung des Primärenergiebedarfs
bei vollständiger Elektrifizierung des motorisierten Individualverkehrs und des Raumwärmesektors durch Wärmepumpen in Abhängigkeit vom Anteil direkter Stromerzeugung

Die sinnvolle Kombination von Erzeugungskapazitäten verschiedener Art, um zu jeder Jahreszeit und unter allen klimatischen Bedingungen genügend Strom bereitstellen zu können, ist eine weitere wesentliche Strategie für hohe Versorgungssicherheit. So können Solarenergie und Windenergie derart im System gewichtet werden, dass sie gemeinsam möglichst gut zu einer sicheren Stromversorgung beitragen. Außerdem wird Biomasse eine wichtige Funktion als chemischer Energiespeicher übernehmen und dazu beitragen, die Stromversorgung zu sichern, wenn Sonne und Wind nicht ausreichend zur Verfügung stehen.

Doch auch wenn die Übertragungsnetze gut ausgebaut und verschiedene Stromerzeugungsanlagen optimal kombiniert sind, wird es in einem regenerativ dominierten System auch notwendig sein, Strom aus Überschusszeiten zu speichern und für Zeiten mit mangelndem Energieangebot verfügbar zu machen. Die gegenwärtigen Pumpspeicherkapazitäten werden dazu nicht ausreichen. Neue Speichertechnologien werden eingesetzt werden müssen. Dazu können Druckluftspeicher in Kavernen gehören oder auch neuartige Pumpspeichersysteme. An der Entwicklung weiterer neuartiger Speichersysteme wird gearbeitet.

Zur Langzeitspeicherung des aktuell nicht benötigten Stroms bietet sich die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse an. Der Wasserstoff kann dann weiter zu Methan gewandelt werden, das vielfältig im Energiesystem angewendet werden kann. Mit Methan als Speichermedium kann auf die bestehende Erdgasinfrastruktur mit ihren Speicher- und Übertragungskapazitäten zurückgegriffen werden.

Wie groß die Effizienzeffekte werden können, wenn der Strom komplett aus Sonne, Wind und Wasser erzeugt wird und andere Energieträger möglichst weitgehend ersetzt, ist in *Abbildung 5* dargestellt. Die Säule links im Diagramm zeigt den gegenwärtigen Primärenergieverbrauch. Rechts daneben ist dargestellt, wie sich der Primärenergiebedarf verhält, wenn elektrische Energie möglichst umfangreich im Wärme- und im Verkehrssektor eingesetzt wird. Dabei wird von einem Anteil an direkter Stromerzeugung von 14 % ausgegangen, der 2011 erreicht wurde.[1]

1 Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen er-reichte 2011 den Wert von 20 %. Bei den angegebenen 14 % direkter Stromerzeugung ist die Erzeugung aus Biomasse nicht mit eingerechnet, da diese – analog fossil basierter Stromerzeugung – auf Verbrennungsprozessen beruht und den Weg über thermische Energie nimmt (und somit nicht zur direkten Stromerzeugung gehört). Abwärmeverluste sind auch bei der Stromerzeugung aus Biomasse gegeben.

Dass die linke Spitze der Darstellung mit dem gegenwärtigen Primärenergiebedarf fast übereinstimmt, ist dabei nicht notwendig. Faktisch hat jedoch eine Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors unter den gegenwärtigen Bedingungen der Stromerzeugung nur einen geringen Effizienzeffekt. Wird aber die Stromerzeugung weiter auf erneuerbare Energien umgestellt, dann ergeben sich große Effizienzgewinne nicht nur durch die Vermeidung von Abwärme bei der Stromerzeugung selbst, sondern auch durch die Ersetzung fossiler Brennstoffe im Verkehrs- und Wärmesektor durch den direkt erzeugten Strom.

Wird der Strom komplett direkt aus Sonne, Wind und Wasser erzeugt und im Energiesystem in der erläuterten Weise umfassend eingesetzt, können etwa 40 % des gegenwärtigen Primärenergiebedarfs eingespart werden. Das bedeutet, dass die Zielmarke der 50 % Primärenergieeinsparung bis 2050 zwar ehrgeizig, aber doch erreichbar ist.

Denn *Abbildung 5* beinhaltet nur den Effekt der direkten Stromerzeugung und des Einsatzes des direkt erzeugten Stroms in Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen. Weitere Effizienzmaßnahmen, wie z. B. bessere Gebäudedämmungen, sind in dieser Darstellung noch gar nicht enthalten. Unter Einbeziehung all der anderen möglichen Effizienzmaßnahmen erscheint eine Primärenergieeinsparung um 50 % in der Tat erreichbar. Der größte Anteil der Effizienzgewinne bleibt dabei aber dem konsequenten Ausbau der erneuerbaren Energien vorbehalten.

Die industrielle Revolution beruhte auf der Nutzung des Feuers – z. B. durch die Entwicklung der Dampfmaschine. Heute jedoch müssen wir bei der notwendigen Transformation der Energiesysteme das Feuer wieder ein Stück weit verbannen. Es muss aus den Kraftwerken verbannt werden, indem wir dazu übergehen, Strom direkt zu erzeugen, es muss aus Fahrzeugen verbannt werden, indem wir sie elektrisch betreiben, und es muss aus den Heizungen verbannt werden, indem wir mit elektrischen Wärmepumpen, der Abwärme aus der Kraft-Wärme-Kopplung oder Solarkollektoren heizen. Gelingt dies, dann können die zunächst sehr ambitioniert erscheinenden Effizienzziele erreicht werden.

Literatur

FVEE 2010: Energiekonzept 2050. Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energie - effizienz und 100 % erneuerbaren Energien
http://www.fvee.de/fileadmin/politik/10.06.vision_fuer_nachhaltiges_energiekonzept.pdf

BMU 2012: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global
http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_anderer/12.03.29.BMU_Leitstudie2011/BMU_Leitstudie2011.pdf

Erneuerbare Energien und Energieeffizienz – Systemlösungen als Schlüsselelement der Energiewende

Wuppertal Institut
Prof. Dr. Manfred Fischedick
manfred.fischedick@wupperinst.org

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung
Dr. Martin Pehnt
martin.pehnt@ifeu.de

Erneuerbare Energien und Energieeffizienz sind die Schlüsselstrategien für die Umsetzung einer klimaverträglichen Energieversorgung in Deutschland und weltweit. Dieser Beitrag soll die Kopplung zwischen erneuerbaren Energien und Energieeffizienz im Kontext von Systemlösungen aufzeigen. Diese Systemlösungen sollten schon sehr frühzeitig und systematisch im Kontext von technologischen Lösungen, von Infrastrukturansätzen und von Politikansätzen bedacht werden.

Klimaschutzszenarien

Wir stehen letztendlich nicht nur vor einer Energiewende in Deutschland, sondern vor einer Energiewende auf globaler Ebene. Die Internationale Energieagentur hat dargestellt, wie ein Strategie- und Technologiemix zur Erfüllung der Klimaschutzziele beitragen kann *(Abbildung 1)*. Ausgangspunkt ist das sogenannte Trend-Szenario (current policies-Szenario), das zeigt, wie sich die Welt auf Basis der heutigen Politik weiter entwickelt. Zielpunkt für eine weltweit klimaverträgliche Entwicklung ist jedoch das 450 ppm-Szenario (grüne Linie).

Um die Lücke zwischen beiden Szenarien schließen zu können, brauchen wir zwei wesentliche Strategieelemente: den Ausbau der erneuerbaren Energien und eine Verbesserung der Energieeffizienz.

Auch auf europäischer Ebene gibt es eine Diskussion über Dekarbonisierungsszenarien in der sogenannten „Energy 2050 Roadmap“ der EU *(Abbildung 2)*. Diese Szenarien kommen zu der Schlussfolgerung, dass es für die klimaverträgliche Entwicklung keine alleinige Königstechnologie gebe. Das ist richtig. Denn es braucht den Verbund von unterschiedlichen Technologien, die man intelligent zusammenbringen muss, um eine sinnvolle Gesamtlösung zu finden.

Wesentliches Schlüsselelement der Strategien der EU ist eine signifikante Energieeffizienzsteigerung im Verbund mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien, als Voraussetzung für eine Dekarbonisierung auf europäischer Ebene.

Die rechte Seite von *Abbildung 2* zeigt die Bandbreite der Ergebnisse der fünf Dekarbonisierungs-Szenarien auf europäischer Ebene für das Jahr 2050. Sie gehen von sehr unterschiedlichen Rahmenbedingungen und Technologieverfügbarkeiten aus. Aber alle sagen: Ein Schlüsselstrategieelement für diese Dekarbonisierung, für Klimaschutz in Europa, ist der signifikante Ausbau der erneuerbaren Energien im Verbund mit der Energieeffizienz.

Alle anderen Technologien (Kernenergie, CO_2-Abtrennung und -Speicherung), die in den europäischen Mitgliedsländern sehr unterschiedlich gesehen werden, können – wenn sie denn gesellschaftlich akzeptiert sind – nur einen ergänzenden Beitrag für die Realisierung des Klimaschutzes in Europa leisten.

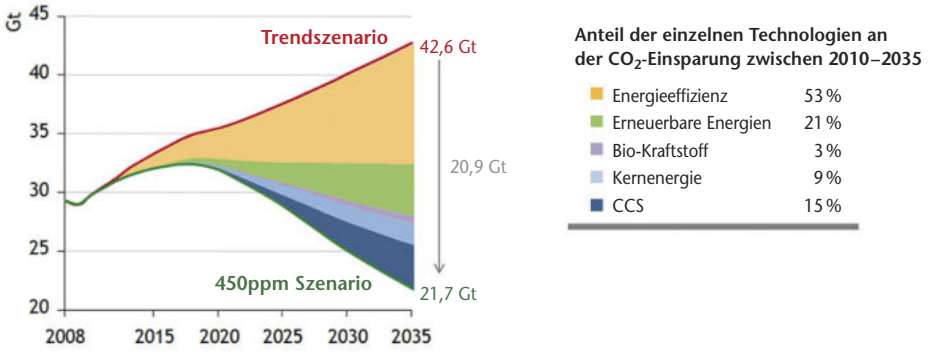


Abbildung 1
Einsparung weltweiter CO_2-Emissionen durch Einsatz verschiedener Technologien.
Die Grafik zeigt die summierte Einsparung im 450ppm-Szenario (grün) im Vergleich zum Trendszenario (rot), das nur die bisherigen Strategien in die Zukunft verlängert.
Quelle: IEA

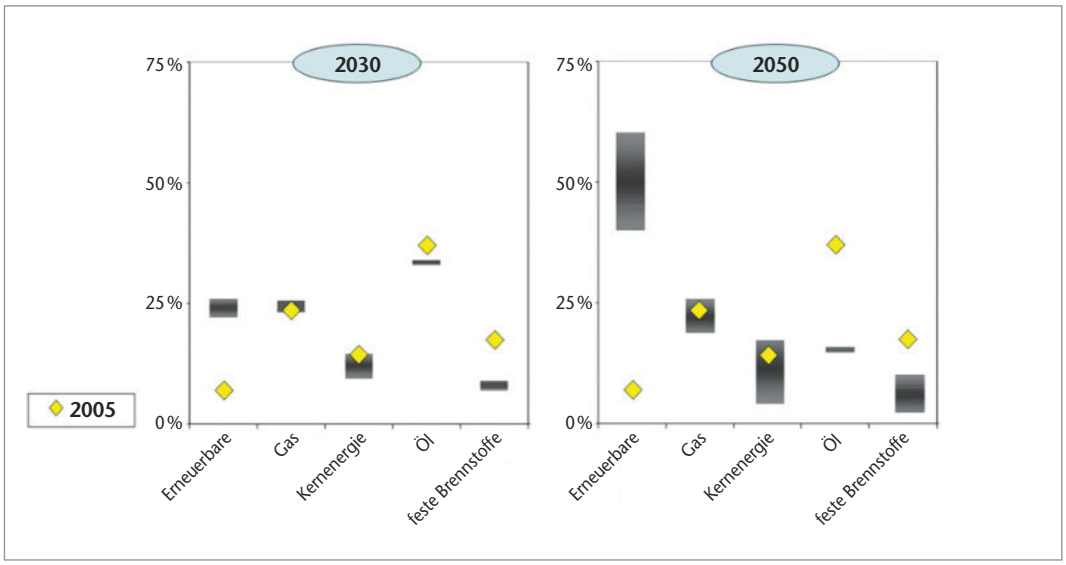


Abbildung 2

„Energy 2050 Roadmap" der EU

mit Dekarbonisierungsszenarien für 2030 und 2050: Anteil verschiedener Energien am Primärenergiebedarf im Vergleich zu 2005 (gelb).

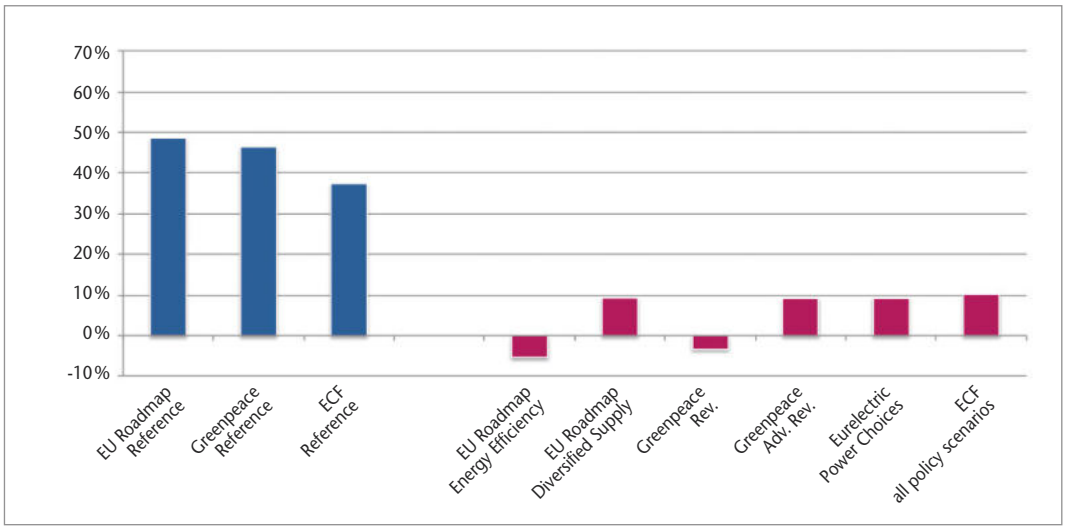


Abbildung 3

Europäischen Stromnachfrage 2050

im Vergleich zu 2005/07 in verschiedenen Szenarien (ohne Transport)

Entwicklung der Stromnachfrage

Bei der Diskussion der Energieeffizienz und der Entwicklung der Energienachfrage muss man zwischen den einzelnen Endenergieträgern sauber unterscheiden. *Abbildung 3* zeigt einen Überblick über die Entwicklung der Stromnachfrage auf europäischer Ebene. Basis sind die europäischen Dekarbonisierungsszenarien, jetzt aber ergänzt durch andere europäische Szenarien. Dargestellt ist die Entwicklung für das Jahr 2050, gegenüber den Basisjahren 2005/2007. Die Referenzszenarien ganz links (blau) gehen davon aus, dass die Stromnachfrage signifikant ansteigen wird. Wollen wir Klimaschutz betreiben und die Energiewende europäisch realisieren, dann sollte der Strombedarf deutlich unterhalb der Referenzentwicklung liegen. Er liegt aber in kaum einem Szenario unterhalb der Nulllinie. Das heißt, der Strombedarf steigt in fast allen Szenarien gegenüber der heutigen Situation an, obwohl sie schon eine sehr starke effizienzgetriebene Entwicklung unterstellen.

Noch eklatanter wird es, wenn man den Transportbereich mit hinzunimmt. Wenn wir davon ausgehen, dass mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien die Transportoptionen auf elektrischer Basis effizienter und CO_2-sparender werden, dann wird der Gesamtstrombedarf weiter steigen.

Ein kurzer Blick auf Deutschland *(Abbildung 4)*: Wir brauchen auch hier diese Doppelstrategie: Auf der einen Seite Effizienzsteigerung zur Senkung des Bedarfs an Primärenergie. Auf der anderen Seite müssen die erneuerbaren Energien bis 2050 signifikant ansteigen, um das Gesamtziel zu erreichen.

Auf allen Ebenen – global, europäisch, national – gilt die gleiche Aussage: Wir müssen den Ausbau der erneuerbaren Energien mit einer Erhöhung der Energieproduktivität koppeln.

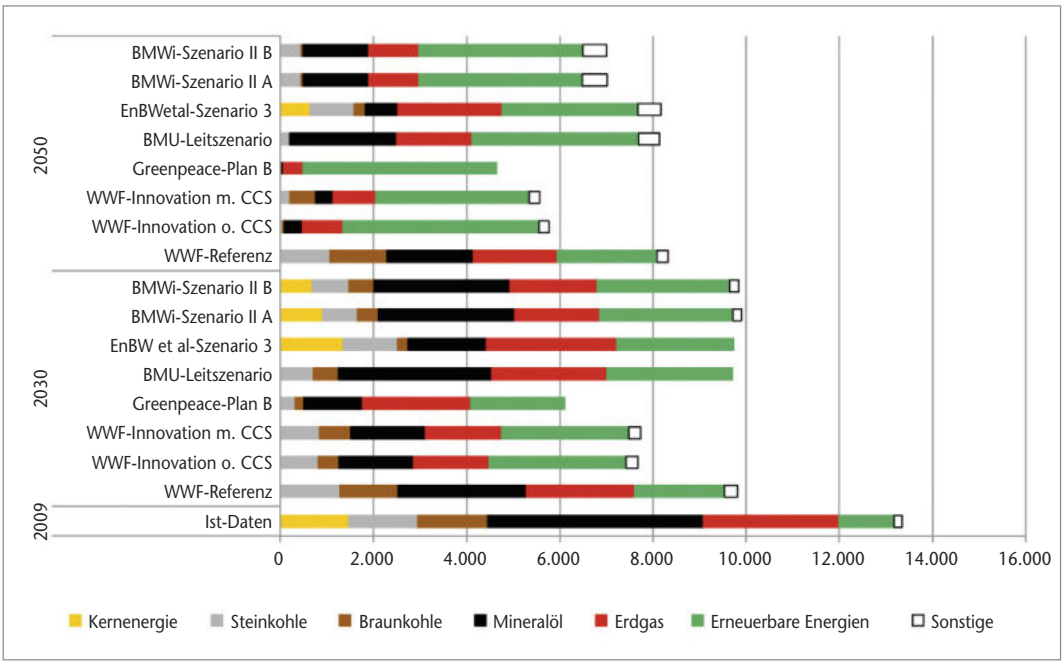


Abbildung 4

Mit EE-Ausbau und Effizienzsteigerung die Ziele der Energiewende in Deutschland erreichen

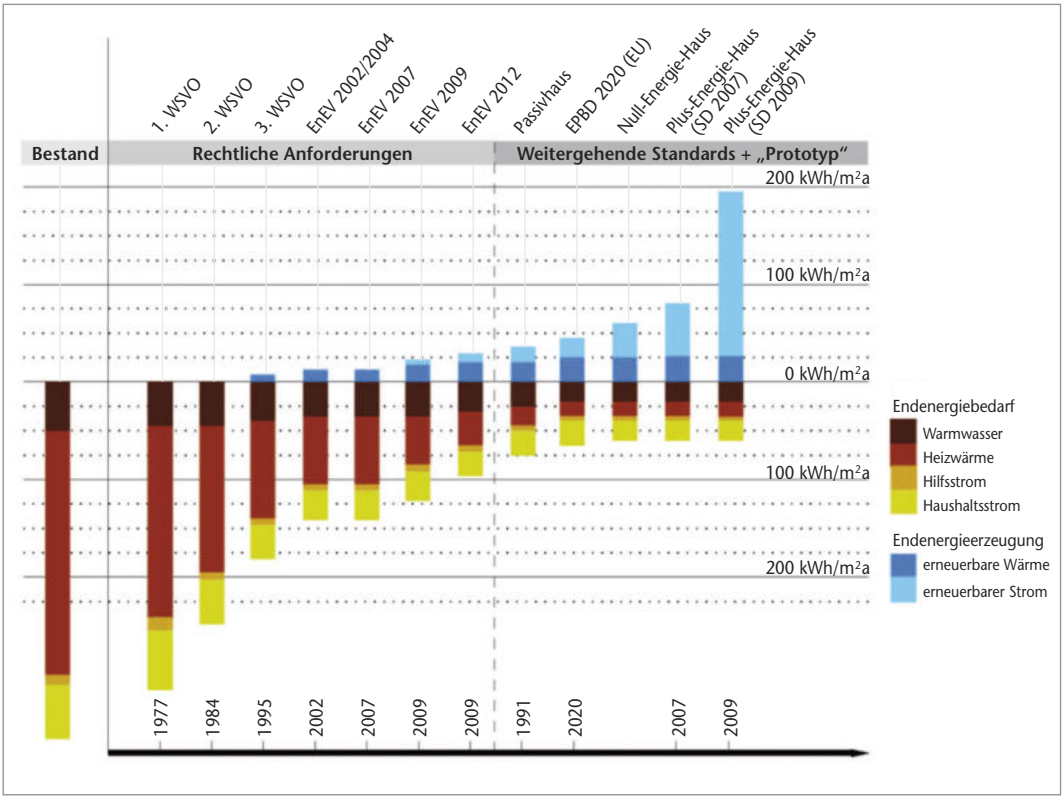


Abbildung 5

Metatrends im Gebäudesektor:

Sinkender Energiebedarf und steigende Anteile Erneuerbarer
Quelle: Hegger, TU Darmstadt 2012

Systemlösungen im Gebäudesektor

Heute sind die großen Wärme- und Energieverbraucher im Gebäudebestand angesiedelt. Dort besteht vielleicht auch der größte Anforderungsbedarf für Transformationsprozesse.

In Deutschland gibt es in den letzten Jahren Ansätze für Systemlösungen. *Abbildung 5* zeigt die Entwicklung der Anforderungen an die Gebäudeeffizienz über die letzten 35 Jahre. Das beginnt mit der Wärmeschutzverordnung in den 70er Jahren, heute sprechen wir von der Energieeinsparverordnung. Die Anforderungen sind kontinuierlich gestiegen, und es wurde immer weniger Energiebedarf zugelassen. In den letzten Jahren kam der Ausbau der erneuerbaren Energien hinzu.

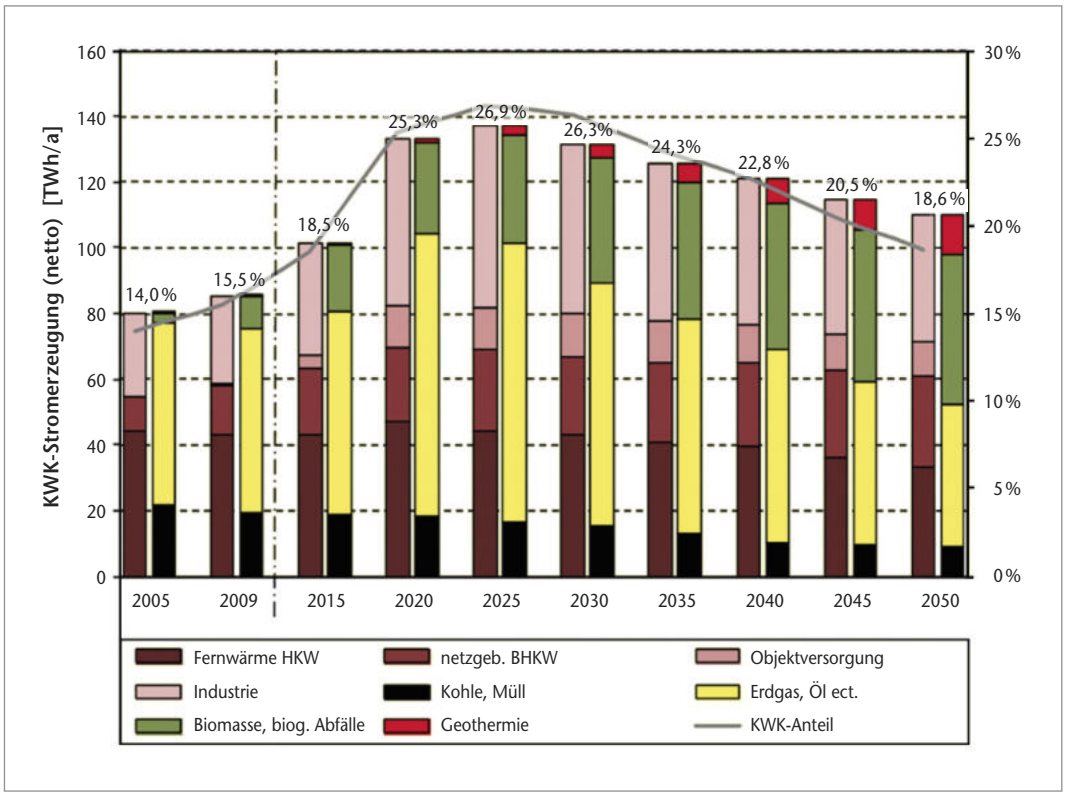


Abbildung 6
Entwicklung der Kraftwärmekopplung bis 2050 (graue Linie)
Quelle: BMU-Leitstudie

Dieser Trend wird sich in der Zukunft durch Niedrigenergiehäuser und Plusenergiehäuser noch deutlich verstärken. Der Energiebedarf wird immer geringer und es wird größere pro-aktive Erzeugungsanteile aus erneuerbaren Energien geben, so dass wir im Gebäudebereich immer mehr in Systemlösungen denken werden.
Damit verbunden ist eine zunehmende Elektrifizierung. Die Häuser produzieren zum Teil mehr Strom als sie verwenden.

Ziele für den Gebäudesektor

Im Energiekonzept der Bundesregierung heißt es, dass der Primärenergiebedarf im Gebäudebereich bis 2050 um 80 Prozent verringert werden soll. Der komplette Gebäudebestand muss also innerhalb der nächsten vier Dekaden einmal komplett durchsaniert werden.

Hemmnisse erkennen

Wir haben eine sehr ambitionierte Zielsetzung, die aber nicht leicht zu erreichen ist. Denn Sanierungen im Gebäudebereich treffen auf Hindernisse, die an der einen oder anderen Stelle verhindern, dass Wärmedämmmaßnahmen umgesetzt werden können. Eines der größten Hindernisse ist, dass der Gebäudebereich ein sehr heterogener Sektor ist:

- unterschiedliche Gebäudearten (Einfamilienhaus/Mehrfamilienhäuser/Hochhäuser)
- unterschiedliche Eigentümerstruktur
- sehr unterschiedliche Gebäudesubstanz
- unterschiedliche Altersstruktur der Gebäude

Das alles führt dazu, dass wir bei der Gebäudesanierung jedes Gebäude einzeln betrachten und auch zu jeder Gebäudesanierung passgenaue Finanzierungsstrukturen finden müssen.

Es ist für die Forschung wichtig herauszuarbeiten, wo sich Sanierungshemmnisse genau befinden. Die Kollegen vom ifeu-Institut haben, basierend auf Satellitenbildauswertungen, umfangreichen statistischen Datenauswertungen von Denkmalämtern, statistischen Informationen, Mikrozensus und weiteren Quellen sowie einer Befragung von 500 Energieberatern 60 Dämmrestriktionen analysiert:

- Wann ist es zu einer besonders guten Umsetzung von Wärmedämmmaßnahmen gekommen?
- Wo gab es Hindernisse? Was hat möglicherweise Wärmedämmung behindert?

Das sind zunächst die Erfordernisse des Denkmalschutzes. Oft sind es aber auch profane Dinge wie z. B. eine zu niedrige Kellerdecke, die keine zusätzliche Dämmung im Keller erlaubt. Auch solche Details sind forschungsseitig wichtig für die Umsetzung des Transformationsprozesses, um passgenaue Lösungen anbieten zu können.

Kraft-Wärme-Kopplung

Eine weitere Effizienzmöglichkeit ist die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Für die KWK ist die Entwicklung des Wärmebedarfs in der Zukunft bedeutend. Daher ist es wichtig, auf das Gesamtsystem zu schauen und die Wechselwirkungen früh in den Blick zu nehmen.
Bei zunehmenden Sanierungsraten werden wir in den nächsten Dekaden eine rückläufige Wärmenachfrage zu verzeichnen haben. Der verringerten Wärmenachfrage steht jedoch eine stetige Warmwassernachfrage gegenüber, eine durchaus positive Auswirkung für die KWK. Wir haben hier also auch eine Verschiebung in den Bedarfsprofilen, eine Erhöhung des Grundlastanteils. In einem so dynamischen System muss in der Zukunft eine möglichst hohe Flexibilität an den Tag gelegt werden.

Und schließlich wird die KWK in sich verändernden Rahmenbedingungen auch mit der Frage konfrontiert sein, wie sie erneuerbare Energien systematisch integrieren kann. Eine Möglichkeit bietet Power-to-Gas, also mit Strom aus Erneuerbaren Energien synthetisierter Wasserstoff. Eine andere Option ist es, sukzessiv Wärme aus erneuerbaren Energien in die bestehenden Fernwärmenetze einzuspeisen.

Abbildung 6 ist der BMU-Leitstudie entnommen, die u. a. das DLR erstellt hat. Danach könnten wir in den nächsten 10–15 Jahren steigende Anteile der KWK sehen, haben vielleicht auch die Chance, das 25 %-Ziel der Bundesregierung bis 2020 zu erreichen. Danach sehen wir uns dann aber möglicherweise mit der Situation konfrontiert, dass die spezifischen Anteile der KWK tendenziell wieder zurückgehen, weil wir ein stärker stromorientiertes System auch im Bereich der Wärmeversorgung haben und weil durch spätere Sanierungsmaßnahmen auch die Wärmedichte zurückgeht. Auch das sind wichtige Wechselwirkungen, die wir unter dem Stichwort Systemlösungen im Blick haben müssen.

Wir haben es mit einer hohen Ausbaugeschwindigkeit im Bereich der erneuerbaren Energien-Stromerzeugung zu tun, verstärkt durch energiepolitische Entwicklungen. Dies wird zu einer zunehmenden Elektrifizierung des Wärmemarktes führen. Das können wir heute schon durch Kostenvergleiche sehen.

Abbildung 7 zeigt die Wärme-Gesamtkosten für zwei verschieden effiziente Gebäudetypen, die jeweils einmal mit PV-Strom/Wärmepumpe und einmal mit Solarthermie versorgt werden.

Links sind klassische Gebäude dargestellt, wie sie heute nach der EnEV 2009 gebaut werden. Der blaue Balken ganz links ist ein Gebäude, das sehr stark auf eine stromorientierte Lösung setzt: Photovoltaik gekoppelt mit einer elektrischen Wärmepumpe. Rechts daneben in Rot ein klassisches Gebäude, das mit solarthermischen Anlagen arbeitet. Es ist erkennbar, dass die solarthermisch versorgten Gebäude mit ENEV 2009-Standard langfristig eine bessere Wirtschaftlichkeit haben als die mit strombasierten Anlagen.

Im Vergleich dazu ist ein effizienteres Gebäude dargestellt, hier das Effizienzhaus 40. Hier rücken die Kosten für beide Versorgungsarten schon sehr nah zusammen. Die stromorientierte Lösung ist hier kostenseitig schon in etwa konkurrenzfähig mit der klassischen wärmeorientierten Lösung.

Je effizienter die Gebäude werden, umso konkurrenzfähiger werden die Stromerzeugungsoptionen sein, auch für die Abdeckung des Wärmebedarfs im Gebäudesektor.

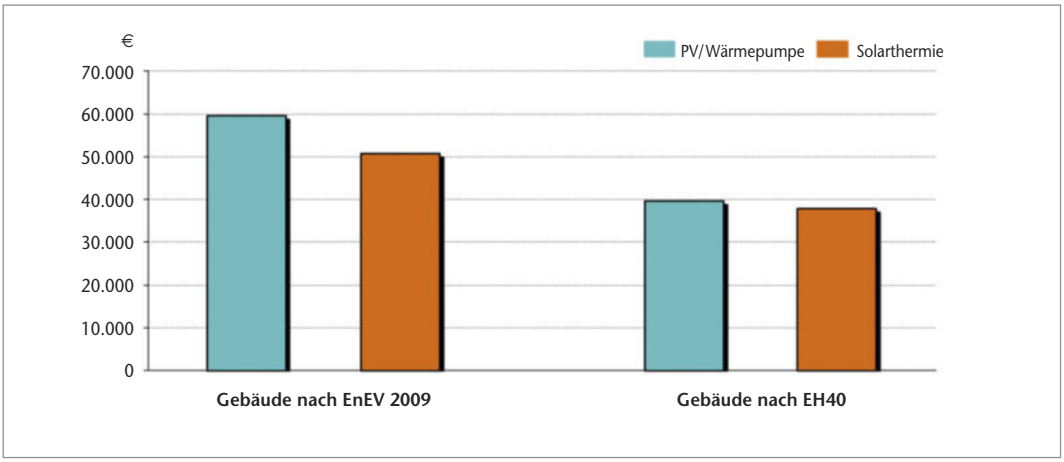


Abbildung 7
Wärme-Gesamtkostenvergleich
für verschieden effiziente Gebäudetypen mit verschiedenen Wärmeversorgungssystemen. Quelle: IFEU 2012

Systemlösungen der Politik

Auch im Politikkontext ist es wichtig, früh in Systemlösungszusammenhängen zu denken. Das gilt nicht nur für den Gebäudebereich. So sollte man über eine Verschmelzung der ENEV mit dem Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz nachdenken und auch angemessene Anreize für die Gebäudesanierung setzen.

Hier geht es auch um die Weiterentwicklung von kreditfinanzierten Programmen, wie sie die KfW bereitstellt. Es geht aber auch darum, zu reflektieren, dass wir es mit einer sehr heterogenen Gebäudestruktur und sehr heterogenen Eigentümerstruktur zu tun haben, bei der nicht ausschließlich kreditfinanzierte Instrumente richtig sind, sondern ein breiteres Portfolio benötigt wird. Letztendlich müssten wir gebäudeindividuelle Sanierungsfahrpläne entwickeln, die dann auch hinreichende Passformen auf der Finanzierungs- und Förderebene wiederfinden. Eine gebäudeindividuelle Sanierungsroadmap, die insbesondere auch eine Vor-Ort-Beratung beinhaltet, bei der man den Akteuren ihre Optionen passgenau darstellt.

Literatur

Diese und ähnliche Analysen finden sie unter anderem in einem Gutachten, das das Wuppertal Institut gemeinschaftlich mit dem ifeu-Institut und Partnern für das BMU erstellt und weiterentwickelt hat.

Photovoltaik-Technologiezentren für den beschleunigten Technologietransfer von Instituten zur PV-Industrie

ISFH
SolarTeC
Dr. Thorsten Dullweber
dullweber@isfh.de

Fraunhofer ISE
PV-TEC
Dr. Ralf Preu
ralf.preu@ise.fraunhofer.de

HZB
PVcomB
Dr. Björn Rau
bjoern.rau@helmholtz-berlin.de

Fraunhofer IWES
SysTec
Dr. Thomas Degner
thomas.degner@iwes.fraunhofer.de

Einleitung

Auch wenn die Photovoltaik in der Öffentlichkeit oft noch als teure Variante der Stromerzeugung dargestellt wird, so haben sich doch die Einspeisevergütung und die Systempreise in den vergangen sechs Jahren mehr als halbiert, wie *Abbildung 1* zeigt. Betrug die Einspeisevergütung für Solarstrom 2006 noch 51,8 €ct/kWh, werden heute nur noch 18,3 €ct/kWh vergütet. Damit ist Solarstrom in Deutschland heute schon günstiger als der konventionelle Strom aus der Steckdose. Zukünftige technologische Verbesserungen lassen eine weitere deutliche Kostensenkung des Solarstroms in den kommenden Jahren erwarten.

Die rasante weltweite wirtschaftliche Entwicklung der Photovoltaik sowie der zunehmende Kostendruck durch die internationale Konkurrenz erhöhen die Notwendigkeit für deutsche Firmen der Photovoltaik-Branche, sich durch technologische Innovationen von Wettbewerbern zu differenzieren. Ein wichtiger Aspekt dabei ist eine kurze „Time to Market". Das heißt, dass technologische Innovationen vom Labor möglichst schnell in die Produktion überführt werden. Einen wichtigen Beitrag hierzu leisten die Photovoltaik-Technologiezentren des ISFH (SolarTeC), des Fraunhofer ISE (PV-TEC), des HZB (PVcomB) sowie des Fraunhofer IWES (SysTec), in denen mit industrietypischen Produktionsanlagen neue, kosteneffizientere Prozesse, Solarzellen und Solarsysteme entwickelt und in die PV-Industrie transferiert werden. Dieser Beitrag stellt nachfolgend die PV-Technologiezentren vor und zeigt Beispiele für den erfolgreichen Technologietransfer in die Industrie.

ISFH: SolarTeC

Das Solartechnikum „SolarTeC" des Instituts für Solarenergieforschung Hameln (ISFH) wurde im Jahr 2008 gebaut und nachfolgend mit industrietypischen Prozessanlagen für die Herstellung von Solarzellen aus Silicium-Wafern ausgestattet. *Abbildung 2* zeigt beispielhaft Prozessanlagen des SolarTeC für die Herstellungsprozesse Waferreinigung und Textur, Diffusion, Antireflex-Beschichtung, Siebdruck, Sintern sowie nasschemische Politur. Auf diesen Prozessanlagen betreibt das SolarTeC mehrere Basis-Zellprozesse, welche von Industriefirmen für Entwicklungszwecke genutzt werden.

Forschern des ISFH gelang es 2012, den heute üblichen Solarzellen-Wirkungsgrad von 18,5 % auf einen Rekordwert von 20,1 % zu steigern durch die Verwendung des sogenannten PERC-Zellkonzeptes (Passivated Emitter and Rear Cell). Dieses vielversprechende Zellkonzept gilt als die nächste Generation industrietypischer Silicium-Solarzellen, wobei der deutlich höhere Wirkungsgrad geringere Stromerzeugungskosten ermöglichen wird. Aktuell werden am SolarTeC in mehreren Forschungsprojekten mit

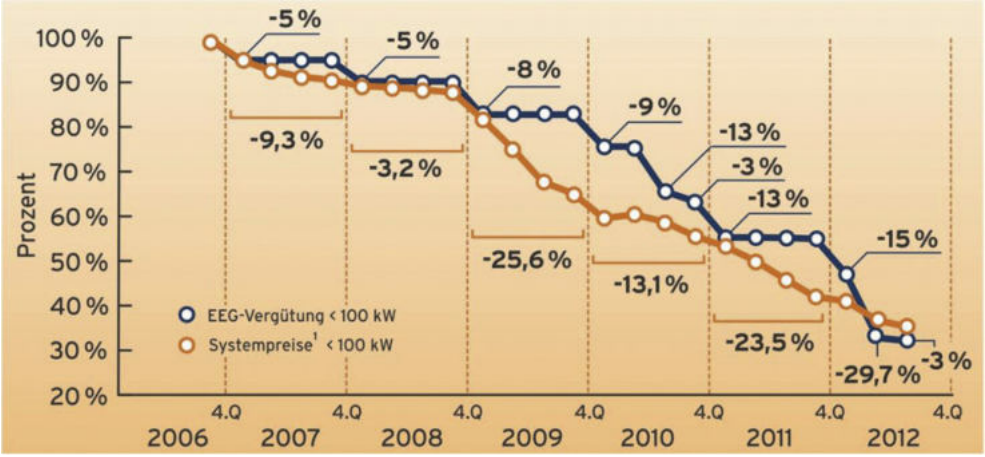


Abbildung 1
Die Einspeisevergütung (EEG) für Solarstrom konnte in den vergangenen 6 Jahren dank massiv gesunkener Systemkosten für Photovoltaikanlagen um über 60 % reduziert werden.
Quelle: Bundesverband der Solarwirtschaft

Abbildung 2
SolarTeC am ISFH:
Industrietypische Prozessanlagen für die Herstellung von Solarzellen aus kristallinen Silicium-Wafern

Industriepartnern wie SolarWorld, RENA, Singulus, Heraeus und weiteren Firmen die Herstellungsprozesse für PERC-Zellen optimiert und an die Industriepartner transferiert.

Darüber hinaus werden am SolarTeC in enger Kooperation mit Anlagenbauern neue, kostengünstigere Herstellungsprozesse entwickelt und die Anlagenkonzepte weiter optimiert. Ein Beispiel hierfür ist die Kooperation mit dem Anlagenbauer Singulus Technologies. In einem gemeinsamen Forschungsprojekt wurde eine Passivierschicht aus Aluminiumoxid und Siliciumnitrid für die Rückseite von PERC-Solarzellen entwickelt. Das Besondere daran ist die Verwendung einer neuartigen Abscheidemethode, dem sogenannten „Inductively Coupled Plasma (ICP)" PECVD-Prozess. Dieser ICP-Prozess ermöglicht sehr hohe Abscheideraten für einen hohen Durchsatz der Anlage bei gleichzeitig sehr guten elektrischen Schichteigenschaften für hohe Solarzellen-Wirkungsgrade. Auf Basis dieser Kooperation hat Singulus nun eine Produktionsanlage entwickelt, welche von Solarzellenherstellern gekauft werden kann.

Am ISFH werden zurzeit Forschungsprojekte in Kooperation mit insgesamt 15 überwiegend deutschen Industriepartnern durchgeführt. Die Industriepartner decken dabei einen Großteil der Wertschöpfungskette ab – von Materialherstellern wie z. B. Heraeus über Anlagenbauer wie RENA, Singulus und Roth & Rau bis hin zu Solarzellen- und Modulherstellern wie SolarWorld und Bosch Solar Energy. Die hohe Nachfrage der Industrie belegt, dass Technologiezentren wie das SolarTeC des ISFH eine wichtige Schnittstelle zwischen der universitären Forschung im Labor und der industriellen produktionsnahen Forschung bedienen.

Fraunhofer ISE: PV-TEC

2005 wurde am Fraunhofer ISE das Photovoltaik Technologie Evaluationscenter PV-TEC aufgebaut, das damit das erste und immer noch größte nicht-kommerzielle Pilotfertigungslabor für kristalline Siliciumsolarzellen darstellt. Mit einem Team von über 150 überwiegend studentischen Mitarbeitenden werden auf über 1.200 m² Technologiefläche im Pilotmaßstab, d. h. mit einem Durchsatz von mehr als 100 Wafern pro Stunde, sowohl Solarzellen mit industriell üblichen siebgedruckten Kontakten als auch mit hochwertiger Oberflächenpassivierung und neuartiger Verschaltungsarchitektur (beispielsweise Metal-Wrap-Through, MWT-Solarzellen) hergestellt.

Für die verschiedenen Technologiebereiche stehen sowohl flexible halbautomatische als auch hochproduktive vollautomatische Anlagen für die Prozessentwicklung zur Verfügung. Schwerpunkte der produktionsnahen Technologieentwicklung für die kristalline Silicium-Photovoltaik liegen in den Bereichen Hochtemperatur- und Drucktechnologie, nass- und plasmachemische Verfahren sowie Laser und physikalische Gasphasenabscheidung. Ergänzt wird dieser Technologiepark durch Inline- und Offlinemesstechnik. Alle Material- und Prozessdaten werden in einem zentralen Datenbanksystem erfasst und sichern so die hohen Qualitätsanforderungen ab, die sich auch insbesondere zur Analyse neuer Materialien eignen.

Die Leistungen reichen von der Entwicklung neuer Konzepte auf Pilotniveau über die Bewertung neuer Technologien bis zum Transfer in die Produktionslinien der Kooperationspartner. Ein Beispiel bildet hierbei das Laserlegieren zur lokalen Kontaktierung (Laser-Fired Contacts, LFC) der Rückseite von passivierten Solarzellen, das an fünf deutsche Solarzellen-

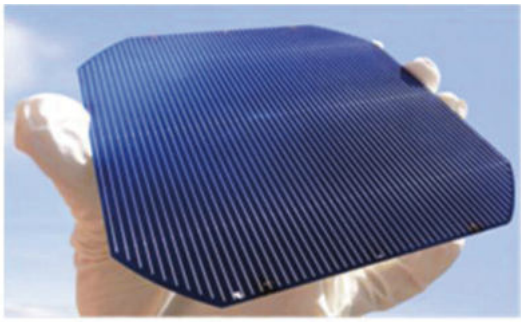


Abbildung 3
Links:
Pilotproduktionstechnologieumgebung des Fraunhofer ISE
Rechts:
Passivierte Metal-Wrap-Through-Solarzelle des Fraunhofer ISE mit lokaler Durchkontaktierung und lokal laserlegierten Kontakten auf der Rückseite mit einem Wirkungsgrad von 20,6%.

hersteller lizensiert wurde. Basierend auf der gemeinsamen Entwicklung erfolgte vor zwei Jahren der Transfer in die Industrie. Die Technologie wird nun in Thalheim bei der Firma Q-Cells in der Produktion eingesetzt.

Für alle genannten Technologieschwerpunkte bildet der exzellente Charakterisierungs- und Simulationspool die Grundlage für effektive und wissenschaftlich fundierte Entwicklungen. So werden auch neue Charakterisierungsverfahren entwickelt, wie z. B. die bildgebende Photolumineszenzmethode zur Analyse von Siliciummaterial und Zellen.

Darüber hinaus gibt es die unmittelbare Anbindung zum Silicium Material Technologiecenter (SiMTec) und zum Photovoltaik Modul-Technologiecenter (MTC) des Fraunhofer ISE. Hierdurch kann sichergestellt werden, dass die vorhergehenden und nachfolgenden Technologieschritte ebenfalls auf Pilotniveau abgedeckt werden können.

HZB: PVcomB

Das Kompetenzzentrum Dünnschicht- und Nanotechnologie für Photovoltaik Berlin (PVcomB) ist eine gemeinsame Initiative des Helmholtz-Zentrums Berlin für Materialien und Energie GmbH (HZB) und der Technischen Universität (TU) Berlin. Als ein eigenes Institut im HZB konzentriert sich das PVcomB auf den Betrieb zweier industrienaher Forschungslinien für Solarmodule mit einer Größe von 30 cm x 30 cm basierend auf Dünnschicht-Silicium und CIGS (Kupfer-Indium-Gallium Selenid/Sulfid).

2009 wurde das PVcomB als führendes PV-Cluster in Deutschland ausgezeichnet und erhält bis 2015 im Rahmen des BMBF-Förderprogrammes „Spitzenforschung und Innovation in den Neuen Ländern“ 15 Millionen Euro zum Ausbau seiner international einzigartigen Forschungs- und Ausbildungsinfrastruktur. Auf über 1.600 m² wurden in den letzten drei Jahren Labore und Infrastruktur für zwei vollständige Herstellungslinien für Dünnschichtsolarmodule aufgebaut. Vom Reinigen der Glassubstrate bis zum Verkapseln der Solarmodule werden dabei alle Fertigungsschritte in industrienahen Anlagen realisiert.

Abbildung 4
PVcomB des HZB: Hier werden Silicium-Dünnschicht- und CIGS-Solarmodule auf industrienahen Referenzlinien entwickelt und wissenschaftlich/technischer Nachwuchs ausgebildet.

Mit diesen Linien schlägt das PVcomB die Brücke zwischen der Grundlagenforschung auf der einen und der industriellen Anwendung auf der anderen Seite. Partnern aus der Industrie dienen die Forschungslinien als Referenzen für die Weiterentwicklung ihrer Prozesse. Wissenschaftlern aus der Grundlagenforschung stehen alle notwendigen Technologien zur Verfügung, um neuartige Solarzellenkonzepte auf ihre Anwendungstauglichkeit zu prüfen. Dabei profitieren alle Beteiligten u.a. von der hochentwickelten, prozessbegleitenden Analytik für Einzelschritte und von den umfangreichen Möglichkeiten der Schicht- und Bauelementeanalyse. Dienstleistungen wie Analytik und Weiterbildung bietet das PVcomB genauso an, wie es eng in die Ausbildung des technischen und wissenschaftlichen Nachwuchses an der Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW) und an der TU Berlin eingebunden ist.

Aktuell arbeitet das PVcomB in mehreren Forschungsprojekten mit Industriepartnern (Modulproduzenten, Anlagenbauern, Materiallieferanten, Analytikfirmen) wie beispielsweise Masdar PV, Inventux und Hüttinger im Bereich der amorph-mikrokristallinen Silicium-Dünnschichtphotovoltaik zusammen und ist Projektpartner (z. B. auch von Bosch) bei der Entwicklung neuartiger, industrietauglicher Pufferschichten für sequentielle CIGS Absorber. Parallel zu den Projekten werden die bestehenden Referenzlinien stetig optimiert und weiterentwickelt. Mit momentan 11,1 % stabilem Solarzellenwirkungsgrad für a-Si/c-Si Tandem-Solarzellen sind bereits exzellente Ergebnisse erzielt.

Fraunhofer IWES: SysTec

Im Testzentrum für intelligente Netze und Elektromobilität (SysTec) entwickelt und testet das Fraunhofer IWES neue Betriebsmittel und Betriebsverfahren für intelligente Nieder- und Mittelspannungsnetze. Darüber hinaus werden hier die Netzintegration und Netzkopplung von Elektrofahrzeugen und deren Versorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien sowie Photovoltaiksysteme, Windenergieanlagen, Speicher- und Hybridsysteme unter realen Bedingungen untersucht.

Für den Aufbau von Anlagen bietet ein ca. 80.000 m² großes Freigelände genügend Platz mit sehr guten Bedingungen für Solar- und Windenergie. Weiterhin gibt es auf dem Freigelände konfigurierbare Verteilnetzabschnitte (Niederspannung und Mittelspannung), sowie eine Fahrstrecke, welche die Möglichkeit bietet, induktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge zu testen.

Im östlichen Bereich des Geländes befindet sich eine Halle mit derzeit zwei Laborbereichen:

Abbildung 5
Prüflabor für Netzintegration im SysTec des Fraunhofer IWES:
Oben: Leitwarte
Unten: Innenansicht des Prüflabors

Das eine Labor enthält einen Prüfplatz für Nieder- und Mittelspannungs-Stromrichter, elektrische Maschinen oder Netzbetriebsmittel. Dort können elektrische Eigenschaften und insbesondere Systemdienstleistungen von dezentralen Erzeugern im Leistungsbereich bis zu 6 MVA entwickelt und getestet werden. Ein mobiler Prüf-Container, mit dem das Netzfehlerverhalten (Fault-Ride-Through) von Erzeugungsanlagen vermessen werden kann, ist in das Labor integriert.

Das zweite Labor ist mit Experimentieranlagen zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen und Stromspeichern ausgestattet. Neben Hardwaresimulatoren für Batterien, Lade- und Rückspeiseeinheiten, Ladesäulen und Netzsimulatoren gibt es zur Nachbildung von Fahrprofilen einen Rollenprüfstand für Elektrofahrzeuge sowie einen Teststand zur induktiven Energieübertragung.

Ein Anwendungsbeispiel für eine Industriekooperation ist die Entwicklung eines regelbaren Ortsnetztransformators mit intelligenter Steuerung: Oftmals ist die Spannungserhöhung durch PV-Anlagen im Niederspannungsnetz eine begrenzende Größe für den Anschluss weiterer Photovoltaik-Anlagen. Die Entwicklung von intelligent regelbaren Ortsnetztransformatoren ist hier eine vielversprechende Lösung. Diese ermöglicht den Anschluss von weiteren PV-Anlagen ohne Netzausbau. Die Überprüfung dieser Entwicklung findet durch gezielte Laboruntersuchungen im SysTec statt.

Dünnschicht-Photovoltaik entlang der Wertschöpfungskette: Status und Strategien der FVEE-Mitgliedsinstitute

HZB
Prof. Dr. Martha Ch. Lux-Steiner
lux-steiner@helmholtz-berlin.de

FZ Jülich
Dr. Jürgen Hüpkes
j.huepkes@fz-juelich.de

Bosch Solar
Axel Jasenek
axel.jasenek@de.bosch.com

ISFH
Dr. Sarah Kajari-Schröder
kajari-schroeder@isfh.de

Fraunhofer ISE
Dr. Stefan Reber
stefan.reber@ise.fraunhofer.de

HZB
Prof. Dr. Rutger Schlatmann
PVcomB
rutger.schlatmann@helmholtz-berlin.de

ZSW
Dr. Wiltraud Wischmann
wiltraud.wischmann@zsw-bw.de

Im Wettbewerb um die Kostensenkung von Solarstrom hat die Dünnschicht-Photovoltaik dank des höchst effizienten Materialeinsatzes und des minimalen Energieeinsatzes bei der Produktion den größten Kostenvorteil, vorausgesetzt Solarmodule aus der Dünnschichttechnologie erreichen vergleichbare Wirkungsgrade und Lebensdauern wie die Module aus der herkömmlichen kristallinen Silicium-Technologie (basierend auf Siliciumwafern).

Wirkungsgrad

Gemäß theoretischer thermodynamischer Betrachtungen sind die Wirkungsgradanforderungen für alle photovoltaischen Dünnschicht-Solarzellen machbar, die von den Mitgliedsinstituten des ForschungsVerbundes entwickelt werden: d. h. mit einem einfachen Zellen-Aufbau, in dem ein Lichtquant der Solarstrahlung ein Elektronen-Loch-Paar erzeugt, sollten Effizienzen über 25 % erreicht werden können. Der weltweite höchste Wirkungsgrad, der in der Dünnschichttechnologie bis 2012 realisiert worden ist, liegt bei 20,3 %. Er wurde vom ZSW mit der CIS-Technologie erreicht [6]. Beschleunigte Alterungstests versprechen, dass auch die Anforderung der Langlebigkeit erfüllt wird, aber aufgrund der Neuheit dieser Technologien stehen Erfahrungen über 20 Jahre im täglichen Betrieb noch aus.

Materialeinsatz

In der Photovoltaik definiert sich der Begriff der Dünnschicht nicht über die Materialdicke sondern über die Art der Prozessierung. So werden Dünnschicht-Solarzellen meist durch Abscheiden einer Folge von Schichten aus der Gasphase auf ein Trägermaterial hergestellt. Auf das Zersägen von Volumenmaterial wie Siliciumblöcken kann verzichtet werden, und die Solarzellen können schon während ihrer Prozessierung durch dazwischen geschaltete Strukturierungsschritte monolithisch zu Modulen verschaltet werden.

Um Materialeinsatz und Prozesszeiten auf ein Minimum zu trimmen, liegt es nahe, Solarzellen möglichst dünn zu fertigen. Wie dünn diese schließlich sein können, bestimmen u. a. das optische Absorptionsvermögen des Solarzellenbasismaterials – der Absorberschicht – und die Einkopplung des Sonnenlichts in diese Schicht. Aufgrund der Materialauswahl und der optischen Strukturen sind die Dünnschichtsolarzellen von heute meist viel dünner als ein menschliches Haar, so dass abgesehen von Träger- und Verkapselungsmaterialien in einem 100 Watt Modul nur deutlich weniger als 100 Gramm Material eingesetzt werden müssen.

Neue Einsatzmöglichkeiten

Außerdem eröffnet der Einsatz flexibler Substrate (z. B. Folien oder Bänder auf metallischer bzw. organischer Basis) ein weiteres, einzigartiges Zukunftspotenzial: die Erweiterung der Anwendungsfelder wie beispielsweise die Integration in Textilien oder gewölbte Gebäudekomponenten.

Materialsysteme

Auf der Basis all dieser Betrachtungen beschäftigen sich die FVEE-Mitgliederinstitute mit der Erforschung von Solarzellen aus unterschiedlichen Materialien. Die Silicium-Photovoltaik arbeitet mit Dünnschichtsolarzellen und Photovoltaik-Modulen auf der Basis von kristallinem Silicium (c-Si) sowie von amorphem Silicium (a-Si:H) und mikrokristallinem Silicium (µc-Si:H) – einzeln wie auch in Kombination. Andere Materialentwicklungen konzentrieren sich auf Solarzellen auf der Basis von Kupfer-Indium-(Gallium)-Schwefel-Selen-Verbindungen (Chalkopyrit- oder auch CIGS-Solarzelle bzw. CIS-Zellen genannt, wobei je nach chemischer Zusammensetzung S für Schwefel oder Selen stehen kann) und den strukturell verwandten Kupfer-Zink-Zinn-Schwefel-Selen-Verbindungen (Kesterit- oder kurz CZTS-Solarzellen genannt).

Technologietransfer

Durch die Hochskalierung von Quadratzentimeter großen Zellen über Module im Technikums-Maßstab und der quadratmetergroßen Pilotierungsphase bis hin zur großflächigen industriellen Fertigung erfolgt der Technologietransfer von der ersten Erfindung im Labor zur Massenproduktion.

Forschungsstrategien und Entwicklungsschwerpunkte im FVEE

Prioritär gilt es, das hohe Effizienzpotenzial der Dünnschicht-Photovoltaik zu nutzen und dabei skalierbare kosteneffiziente Produktionsprozesse einzusetzen.

Das Institut für Solarenergieforschung in Hameln (ISFH) und das Fraunhofer-Institut für Solare Energie-

systeme (Fraunhofer ISE) setzen dabei die F&E-Schwerpunkte auf Weiterentwicklung ihrer kristallinen Silicium-Dünnschichttechnologie, um das hohe Wirkungsgradpotenzial des kristallinen Siliciums bei gleichzeitiger signifikanter Kostenreduktion durch Materialeinsparungen auszuschöpfen.

Institut für Solarenergieforschung in Hameln (ISFH)

Um den Kostenanteil des Basismaterials und der Kristallisation in siliciumbasierten Solarzellen deutlich zu reduzieren, arbeitet das ISFH an einem sägefreien (kerfless) Verfahren, um c-Si Dünnschichtsolarzellen herzustellen. Eine dicke einkristalline Silicium-Scheibe kann im sogenannten porösen Silicium (PSI) Prozess vielfach als Muttersubstrat für die Herstellung epitaktisch gewachsener Silicium-Absorber verwendet werden. In das Muttersubstrat wird vor der epitaktischen Deposition elektrochemisch eine poröse Doppelschicht geätzt. Diese bildet eine Sollbruchstelle aus und erlaubt ein Ablösen der epitaktischen Schicht (Schichttransfer). So können einkristalline Siliciumabsorber mit Dicken unter 50 µm hergestellt werden. Aus diesen können unter Verwendung von Prozessen aus der waferbasierten Photovoltaik Solarzellen hergestellt werden. Am ISFH wurde eine beidseitig kontaktierte Solarzelle mit einer finalen Dicke von 43 µm und einer Fläche von 2 x 2 cm² hergestellt, die einen Wirkungsgrad von 19,1 % aufweist [1] (*Abbildung 1*).

Die Modulintegration der ultradünnen Solarzellen erfordert die Entwicklung neuartiger Verschaltungstechnologien, die die mechanischen Spannungen in den dünnen Solarzellen minimiert. Hierzu entwickelt das ISFH einen Laserschweißprozess (AMELI – Aluminum-based Mechanical and Electrical Laser Interconnection). Bei diesem Prozess wird die Aluminium-Metallisierung auf einer Solarzelle mit einer Aluminiumfolie zur Verschaltung der Solarzellen mit einem Laser verschweißt. Erste kleine Module erreichten einen Wirkungsgrad auf Zellfläche von 20,4 % [2].

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE)

Das ISE legt seinen F&E-Schwerpunkt bei hocheffizienten c-Si-Dünnschicht-Solarzellen auf Mittel- und Hochtemperaturprozesse mit Fokus auf die chemische Gasphasenepitaxie, um möglichst hohe Schichtqualitäten zu erreichen. Als spezielle wissenschaftlich-technologische Herausforderung steht eine schnelle Schichtformierung, um später in der Massenproduktion durch großen Durchsatz Prozessierungskosten zu minimieren. Neue Beschichtungsanlagen dazu sind gefragt. Zusammen mit interessierten Firmen entwirft und entwickelt das ISE die Anlagen selbst und bringt sie als ProConCVD zur kommerziellen Reife.

Die Verfahrenstechnologie im Labor ist dazu parallel so weit vorangetrieben worden, dass neue Typen von kristallinen Silicium-Solarzellen entworfen und erste Prototypen einer komplett rückseitig kontaktierten Solarzelle wie die EpiWT-Solarzelle (Epitaxy Wrap-Through) realisiert werden konnten. Der präparative Ansatz ist vollständig neu, da dieses Zellenkonzept für Silicium erstmals ein 3D epitaktisches Schichtwachstum durch die Kontaktierungslöcher verlangt. Eine neue 3D-Architektur mit entsprechenden Verfahrensschritten zur monolithischen Verschaltung kristalliner Si-Dünnschichtzellen zu Solarmodulen auf isolierender Unterlage, die in die Prozessierungskette integriert werden kann (*Abbildung 2*), wurde vom ISE kürzlich patentiert (WO2012168191 (A1) 2012-12-13) [3].

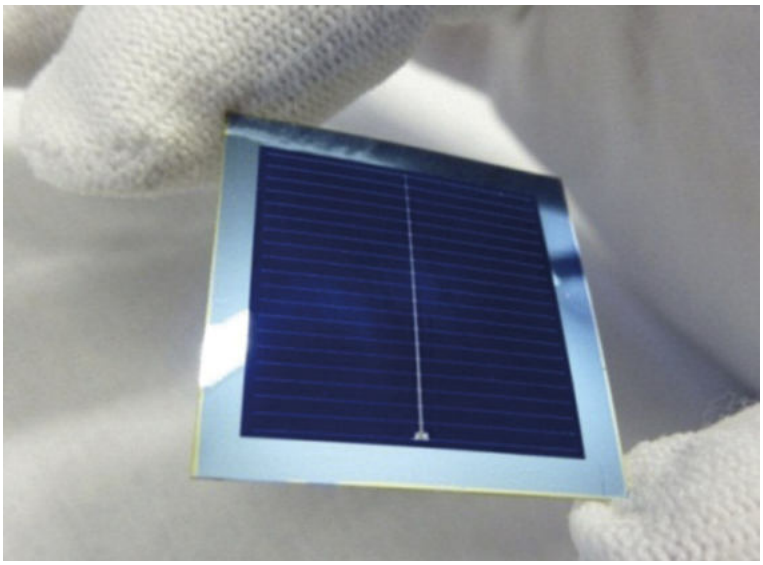


Abbildung 1
Si-Schicht-Transferzelle mit 19,1% Wirkungsgrad
(ISFH)

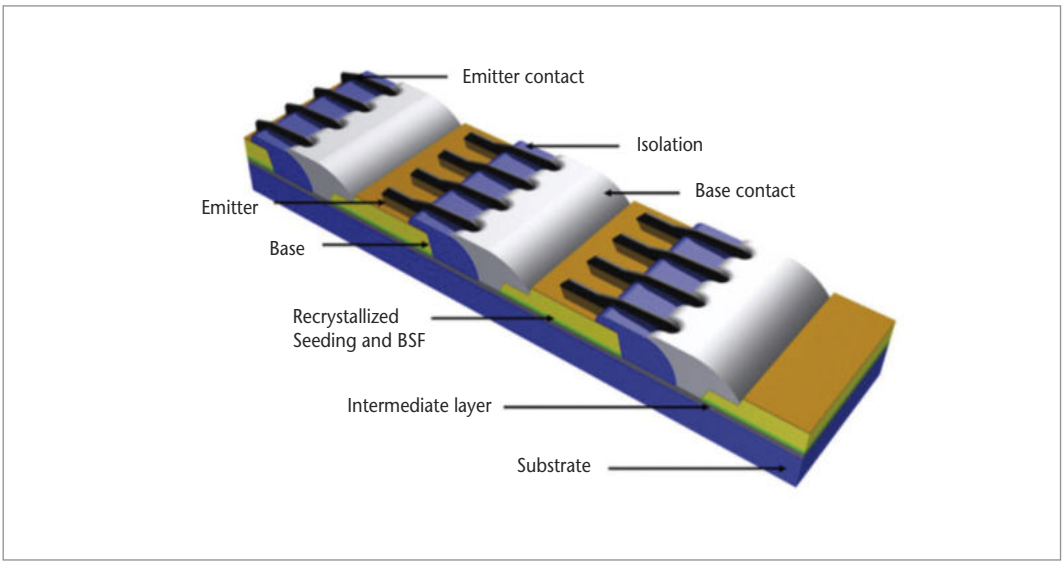


Abbildung 2
Skizze eines Silicium-Dünnschichtmoduls mit monolithischer Integration [2]
(Fraunhofer ISE)

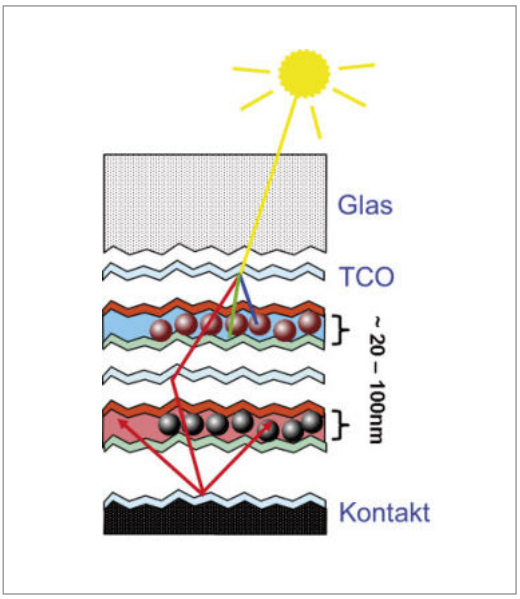


Abbildung 3
Skizze eines neuen Hocheffizienz-Konzepts:
Ultradünne Tandemsolarzellen kombiniert mit Partikeln hochabsorbierender Materialien [5]

Forschungszentrum Jülich (Jülich)

Jülich setzt in der Silicium-Dünnschichtphotovoltaik seinen Schwerpunkt in der Materialforschung auf die sogenannten „ungeordneten Halbleiter". Das sind Materialien, bei denen die periodische Anordnung der Atome über weite Bereiche, wie sie in einem Kris - tall existiert, nicht mehr vorkommt.

Im Mittelpunkt der Forschung stehen amorphe und mikrokristalline Materialien wie a-Si:H und µc-Si:H sowie a/µc-SiGe:H, a/µc-SiO:H und a/µc-SiC:H. Bei vergleichsweise moderaten Prozesstemperaturen (um 200 °C) werden dünne Schichten dieser Materialien aus gasförmigen Ausgangsstoffen auf Glas-, Metall- oder Kunststoff-Substrate abgeschieden. Zur gezielten Optimierung der photovoltaisch wichtigen Schichteigenschaften haben sich die chemischen Gasphasen-Verfahren (Plasma-Enhanced Chemical Vapour Deposition und Hot-Wire Chemical Vapour Deposition) besonders erfolgreich erwiesen. Im Vorfeld dazu mussten die Anlagen erst in enger Zusammenarbeit mit der Industrie entwickelt werden.

Um das Sonnenspektrum optimal zu nutzen und in den photovoltaischen Bauelementen höhere Wirkungsgrade zu erzielen, arbeitet Jülich nicht nur an Einfachzellen, sondern verstärkt auch an Stapelsolarzellen. Um diese ultradünn zu gestalten und Prozesszeiten zu kürzen, wird ein neues Solarzellenkonzept (*Abbildung 3*) erforscht, das nicht nur durch reflektierende und streuende Maßnahmen den effektiven Lichtweg in den Absorbermaterialien verlängert, sondern durch gezieltes Einbringen hochabsorbierender Nanopartikel auch die lokale optische Absorption verstärkt [5].

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW)

Das ZSW richtet sein Hauptaugenmerk in der photovoltaischen Materialforschung und Solarmodulentwicklung auf die Chalkopyrit-Dünnschichttechnologie. Dabei hat das ZSW einerseits das Ziel, hohe Umwandlungswirkungsgrade zu erreichen und konnte dies in einem statischen CIGS-Koverdampfungsprozess mit einem Wirkungsgrad von 20,3 % für 0,5 cm² große Solarzellen eindrucksvoll nachweisen [6]. Andererseits sollen diese Prozesse industriell umgesetzt werden und müssen daher unter Kostenaspekten auf industrierelevante Prozessführung angepasst werden. Der Transfer einer dynamischen inline CIGS-Koverdampfung führte beim Industriepartner Manz an Modulen einer Größe von 60x120 cm² zu einem Wirkungsgrad von 14,6%.

Weiterführende Themen in der Materialforschung sind darüber hinaus beispielsweise Cadmium-freie Pufferschichten wie Zinkoxysulfid Zn(S,O) oder In-

Abbildung 4
Anlage für Rolle-zu-Rolle-Verfahren für die CIS-Technologie
(ZSW)

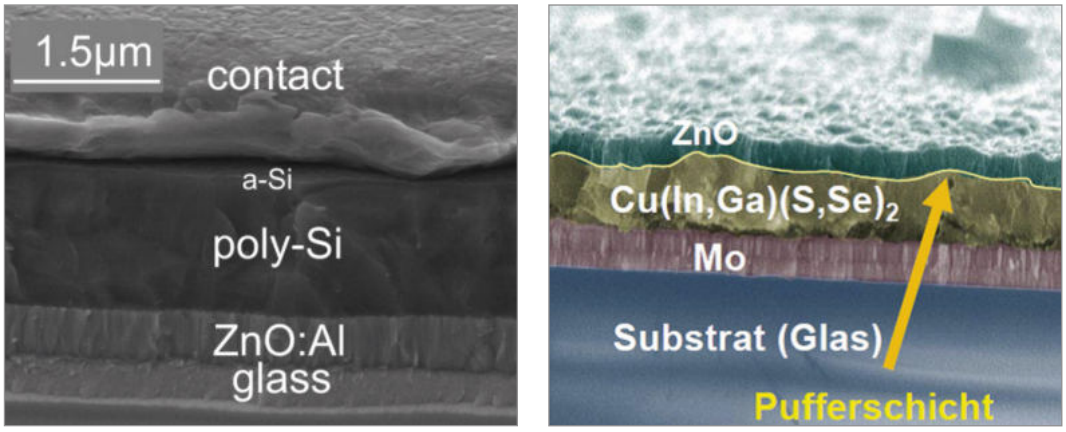


Abbildung 5
Querschnitte von hocheffizienten Dünnschicht-Schichtsolarzellen
(a) auf Si-Basis
(b) auf Chalkopyrit-Basis

dium-freie Absorbermaterialien wie CZTS. Als Fortentwicklung der klassischen inline Glas-Produktionstechnologie wird das Potenzial von flexiblen Substraten und die damit einsetzbare Rolle-zu-Rolle-Prozesstechnologie (*Abbildung 4*) evaluiert. Ausgehend von den im Rolle-zu-Rolle-Verfahren aktuell noch eingesetzten vakuum-basierten Prozessen sollen zukünftig vakuumfreie Prozesse etabliert werden.

Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie (HZB)

Das HZB setzt den Schwerpunkt seiner technologieorientierten Forschungsaktivitäten auf dem Gebiet der Dünnschichtphotovoltaik auf hocheffiziente Zel lenkonzepte, die bei Temperaturen unterhalb der Schmelztemperatur von Glas in verhältnismäßig kurzen Prozesszeiten realisiert werden können. Dabei hält sich das HZB die Möglichkeit offen, sowohl Silicium als auch Chalkopyrit-Halbleiter und deren Verwandte als Solarzellen-Absorbermaterialien einzusetzen. Die applizierten Beschichtungsverfahren für die photovoltaisch relevanten Schichten sind wiederum komplementär zu denjenigen der FVEE-Partnerinstitute.

Deutlich schneller als die Methode der Gasphasenepitaxie für Si-Dünnschichten ist die Elektronenstrahlverdampfung, ein Verfahren, welches das HZB erforscht und zum industriellen Einsatz bringen will. Mit hohen Abscheideraten auf kostengünstigen Substraten wie Glas verspricht dieses Verfahren preislich hochattraktive Produkte. In der Regel sind die Siliciumschichten nach der Abscheidung jedoch amorph und werden je nach Materialanforderung anschließend mit Verfahren wie der Laser- oder Festphasenkristallisation noch kristallisiert. Veränderte Prozessbedingungen führen jedoch direkt zum Wachstum poly-kristalliner Silicium-Schichten. Damit stehen eine Serie von kombinierbaren Prozessschritten für Si-Dünnschichtsolarzellen zu Verfügung (*Abbildung 5a*).

In der Chalkopyrit-Technologie hat sich das HZB der Hocheffizienz unter ökologisch und ökonomisch optimierten Aspekten verschrieben und verfolgt deshalb die beiden Konzepte Cadmium-freie Tandemzellen und Konzentratorzellen. So betrifft die Weiterentwicklung des konventionellen Zellenaufbaus (*Abbildung 5b*) diese Forschungsansätze:

- für eine verbesserte Ökologie: die Substitution der Cadmiumsulfid-Pufferschicht ohne Einbußen des Wirkungsgrades bei gleichbleibender Zellenarchitektur
- für ein der Einfachzelle überlegenes Tandemkonzept: die Entwicklung einer hocheffizienten Front-

zelle im hochenergetischen sichtbaren Spektralbereich jedoch mit hoher Infrarot-Transparenz
- für ein der Einfachzelle überlegenes Konzentratorkonzept: Solarzellen im Mikrometermaßstab mit integrierter (beispielsweise 100-fach) konzentrierender Optik
- zur Ressourcenschonung (insbesondere von Indium): die Absorptionsverstärkung von ultradünnen Absorberschichten mittels plasmonischer und photonischer Effekte. Effizienzsteigerung um mehr als 20 %, Materialersparnisse bis zum Hundertfachen sowie die Einsatzbarkeit verlässlicher skalierbarer Verfahren mit Minutentakt werden als erreichbare Ziele angesehen.

F&E-Randbedingungen für einen erfolgreichen Technologietransfer

Damit erfolgsversprechende Ideen aus den Forschungslabors in der industriellen Massenproduktion ihren Platz finden, bedarf es einer starken Wechselwirkung zwischen Angebot und Nachfrage. Dies gilt auch für die Dünnschicht-Solarzellenkonzepte, die in den Mitgliedinstituten des Forschungsverbundes identifiziert und mittels Charakterisierung und Modellierung optimiert werden.

Auf Seiten der Forschungsinstitute gilt es, die Machbarkeit wettbewerbsfähiger Produkte mit industriell attraktiven Lösungsansätzen aufzuzeigen. Die Technologien müssen für die industrielle Massenproduktion nachhaltig profitabel sein und die Preise der Rohmaterialien dürfen nicht limitierend sein.

Hilfreiche Voraussetzungen für einen schnellen Fortschritt sind u. a. der Einsatz genügend personeller Ressourcen, die Kontinuität in der wissenschaftlichen und technologischen Kompetenz sowie die Verfügbarkeit verlässlicher Herstellungsverfahren und Analytikmethoden.

Eine enge Zusammenarbeit mit allen interessierten Instituten und Firmen ist eines der zielführendsten Instrumente und wirkt deshalb als Beschleuniger des Technologietransfers.

Die Industrie sucht sich wiederum Forschungspartner mit ausreichender Infrastruktur (z. B. Beschichtungstechniken mindestens bis 30 x 30 cm² und ausreichend Kapazitäten zur Charakterisierung). Die Forschungspartner sollten neben ihrer Grundlagenausrichtung auch auf industrielle Aspekte achten – wie den Einsatz günstiger Ausgangselemente, Optimierung der Materialausnutzung, Skalierbarkeit, Grenzmuster und skalierbare, robuste Prozesse.

Die Industrie erwartet außerdem, dass öffentlich geförderte Institute keine ausschließliche Bindung an einen einzigen Industriepartner aufweisen. Speziell in der Anlagenentwicklung für Dünnschichttechnologie wird erwartet, dass Synergien zwischen Dünnschicht- und Substratbeschichtungstechnologie genutzt werden (z. B. auf Glas).

Einer der wichtigsten Ansprüche zum Erfolg wird in langfristig planbaren politischen Randbedingungen gesehen. Aber auch die Förderung von Verbundprojekten mit mehreren Industriepartnern durch die öffentliche Hand wird als besonders unterstützend angesehen.

Die Beschleunigung von Technologie-Entwicklung und -Transfer in die industrielle Produktion ist heutzutage für die internationale Wettbewerbsfähigkeit essentiell. Dies gilt auch für die Dünnschicht-Photovoltaik. Die Potenziale der Wirkungsgraderhöhung (Zellen & Module) werden weiter von den Instituten ausgeschöpft. Darüber hinaus wird durch die Komplementarität der Forschungsthemen in den verschiedenen FVEE-Instituten ein breiteres Forschungsfeld abgedeckt, von dem alle für die eigenen Technologien lernen können.

Quellenangaben

[1] J. P. Petermann, D. Zielke, J. Schmidt, F. Haase, E. Garralaga Rojas, and R. Brendel: Prog. Photovolt: Res. Appl., 20:1–5 (2011).

[2] Schulte-Huxel, Henning; Blankemeyer, Susanne; Bock, Robert; Merkle, Agnes; Kajari-Schröder, Sarah; Brendel, Rolf (2013): Al-Foil on Encapsulant for the Interconnection of Al-Metalized Silicon Solar Cells. In JPV 3 (1), pp. 77–82.

[3] Patentangaben: Janz, S.; Lindekugel, S.; Reber, S.; Jaus, J.; Schillinger, K., (WO2012168191 (A1) 2012-12-13)

[4] Smirnov, Vladimir; Lambertz, Andreas; Grootoonk, Björn; Carius, Reinhard; Finger, Friedhelm, Journal of Non-Crystalline Solids, Volume 358, Issue 17, 1954-1957, doi:10.1016/j.jnoncrysol.2011.12.019

[5] Carius, Reinhard; Forschungszentrum Jülich

[6] P. Jackson, D. Hariskos, E. Lotter, S. Paetel, R. Wuerz, R. Menner, W. Wischmann and M. Powalla: Prog. Photovolt: Res. Appl., 2011; 19:894–897

[7] M. Schmid, R. Klenk, M. Ch. Lux-Steiner, M. Topic und J. Krc, Nanotechnology 22 (2011) 025204

Offshore Windenergie- und Meeresenergienutzung – Zusammenarbeit von Forschung und Wirtschaft

1. Offshore Wind- und Meeresenergie – ein Wirtschaftszweig entsteht

Die Offshore-Windenergie ist in Deutschland ein Kernstück der Energiewende. In Deutschland sieht das Energiekonzept für 2030 25 Gigawatt installierte Leistung auf dem Meer vor [BMWi, BMU, 2010]. Für Europa rechnet die EWEA in 2020 mit etwa 40 Gigawatt installierter Leistung – das ist eine Verzehnfachung im Vergleich zum Istzustand [EWEA, 2011]. Bei der Meeresenergie, womit hier Wellen- und Gezeitenkraftwerke gemeint sind, ist die technologische Entwicklung noch nicht so weit wie bei Offshore Windparks. Meeresenergieanlagen sind momentan im Prototypenstatus, der Bau kommerzieller Kraftwerke ist aber für die nächsten Jahre abzusehen.

Der geplante massive Aufbau von Offshore-Windparks ist keineswegs ein Selbstläufer sondern wird hart erarbeitet werden müssen. Die größte Herausforderung sind die extremen Umweltbedingungen, denen die Windparks und Meeresenergieanlagen ausgesetzt sind (s. *Abbildung 1*). Die verwendete Technologie muss diesen Bedingungen 20 Jahre lang standhalten. Und: Die Umweltbedingungen führen dazu, dass jeder technologische Fehler extrem hohe Kosten verursacht, da die Zugänglichkeit der Anlagen stark eingeschränkt ist und jede Reparatur extrem teuer ist und lange Ausfallzeiten mit sich bringt. Vor diesem Hintergrund ist die Reduzierung des Risikos von Designfehlern als eine ganz wichtige Herausforderung zu sehen.

Eine weitere große Herausforderung für die Zukunft ist die Reduzierung der Stromgestehungskosten. Im Vergleich zu Windenergie an Land ist die Nutzung von Wind, Wellen und Strömungen offshore momentan erheblich teurer. Da sich die technologische Entwicklung noch am Anfang befindet, wird davon ausgegangen, dass noch erhebliches Potential für Kostensenkungen vorhanden ist [Crown Estate, 2012].

Die offshoreseitige Netzanbindung ist aktuell in Deutschland die größte Herausforderung für den zügigen Ausbau. Hier kommen technologische Herausforderungen, eine unzureichende Fertigungskapazität, Haftungsfragen und Finanzierungsschwierigkeiten zusammen. Mit der Neuregelung der Haftung [Bundestag, 2012] ist aber ein wichtiger Schritt getan. Der Transport des Stroms an Land kann in Zukunft zu einem weiteren Engpass werden, dem der vor kurzem vorgestellte Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber [ÜNB, 2012] vorbeugen soll.

Betrachtet man die Stromgestehungskosten als die Gesamtkosten der Offshore-Windenergie, so entfällt etwa 1/3 davon auf die Windenergieanlage selber. 2/3 der Gesamtkosten entfallen aber auf Fundament, Tragstruktur, Wartung und Instanthaltung, Logistik, Installation, etc. All dies sind Bereiche, in denen fast kein spezifisches Know-how vorhanden ist und in denen die Industrie erst entstehen muss. Dazu gehört zum einen die Entwicklung der Technologien, aber auch der Aufbau von Produktions- und Logistikkapazitäten, etc. Besonders zu betonen ist die Herausforderung, hochqualifiziertes Personal für diese Aufgaben zu finden bzw. auszubilden. Die Verzehnfachung der installierten Leistung in den nächsten 8 Jahren braucht eine große Zahl hochqualifizierter Fachkräfte.

2. Die Rolle der Forschung

Die Entwicklung der Offshore-Windenergie steht noch ganz am Anfang. Bisher sind erst wenige Wind-

Fraunhofer IWES
Dr. Bernhard Lange
bernhard.lange@iwes.fraunhofer.de

Jochen Bard
jochen.bard@iwes.fraunhofer.de

Michael Durstewitz
Michael.Durstewitz@iwes.fraunhofer.de

EWE Offshore Service & Solutions GmbH
Dr. Claus Burkhardt
claus.burkhardt@ewe.de

Abbildung 1
Der Windpark alpha ventus bei verschiedenen Wetterlagen – die extremen Umweltbedingungen offshore sind die größte Herausforderung
© DOTI / BSH

parks gebaut worden, die Erfahrung mit der verwendeten Technologie beschränkt sich auf wenige Jahre. Der sehr geringen Erfahrung steht eine berechnete Lebensdauer von 20 Jahren gegenüber, mit der die Wirtschaftlichkeit der Windparks kalkuliert wird. Es ist offensichtlich, dass das technisch-wirtschaftliche Risiko reduziert werden muss. Hier hat die Forschung eine wichtige Aufgabe. Der Bau von Prüfständen für Blätter, Materialien, Tragstrukturen, Triebstränge, etc. sind ein Schritt in diese Richtung. Weniger offensichtlich, aber ebenso wichtig, ist die Verbesserung des Verständnisses der Umweltbedingungen, der sich darauf ableitenden Lasten und der daraus resultierenden Auslegung der Anlagen und ihrer Komponenten.

Forschung und Entwicklung sind Schlüsselfaktoren für die Senkung der Stromgestehungskosten. Sie ermöglichen zum einen eine Optimierung der verwendeten Technologie. Beispiele für solche Forschungsfragen sind so grundlegende Themen wie die optimale Anlagengröße, das Triebstrangkonzept, Materialien und Fertigungsmethoden für Rotorblätter, usw. Zum anderen bietet Forschung das Potential für grundlegende Innovationen, die zu großen Kostensenkungen führen können. Hier sind als Beispiel Gründung und Tragstruktur zu nennen, wo es noch sehr viele konkurrierende Konzepte gibt. Aber auch die Frage der Installationsmethodik und der Logistik des Betriebs beinhaltet noch erhebliches Innovations- und damit Kostensenkungspotential.

Als besondere Herausforderung muss gesehen werden, dass die Reduzierung von technischen Risiken durch langjährige Erfahrung natürlich der Einführung von Innovationen, z. B. zur Kostensenkung, entgegensteht. Wenn Versicherungen und Banken einen langjährigen ‚track-record' verlangen, ist es schwierig, Neuentwicklungen am Markt zu platzieren. Ohne solche Neuentwicklungen ist aber langfristig weder eine starke Kostensenkung zu erreichen noch eine Wettbewerbsfähigkeit zu sichern.

Bei der Auflösung dieses Interessenkonfliktes kann Forschung eine wichtige Rolle spielen, da sie Erfahrung (track-record) teilweise durch Modellergebnisse und Simulationen ersetzen kann. Eine wichtige Rolle spielen hier auch Testfelder und Demonstrationsprojekte, die helfen können, technische Lösungen aus der Forschung in die Praxis zu überführen.

Um die Chancen zu nutzen, die sich aus Forschung, Entwicklung und Demonstration ergeben, ist eine Zusammenarbeit zwischen Forschung und Wirtschaft unabdingbar. Forschungsinstitutionen bieten unabhängig von einzelnen Unternehmen Wissen, Werkzeuge und Methoden sowie Forschungsinfrastruktur, die einzelne Firmen allein nicht aufbauen können. Durch eigene Vorlaufforschung und durch den Transfer von Wissen aus der Grundlagenforschung in die Anwendung können sie Innovationen in die Unternehmen bringen. Hierfür ist aber eine vertrauensvolle und langjährige Zusammenarbeit Voraussetzung. Nur so können auch die für die Forschung unabding-

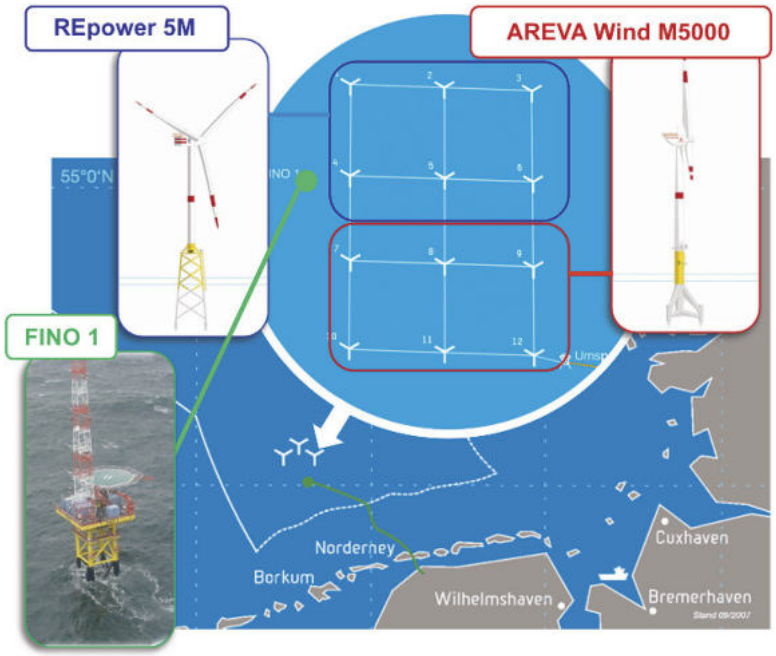


Abbildung 2
alpha ventus
© DOTI, FuE-Zentrum FH Kiel GmbH

baren realen Messdaten und die Praxiserfahrung in die Forschung eingebracht werden, denn diese sind nur in der Wirtschaft vorhanden.

Beispiel alpha ventus und RAVE

Ein Beispiel für die Zusammenarbeit zwischen Forschung und Industrie in der Offshore-Windenergie ist die Forschung am Testfeld alpha ventus der RAVE-Initiative (Research at alpha ventus). alpha ventus ist Deutschlands erster Offshore-Windpark (s. *Abbildung 2*). Er wurde 2009 fertiggestellt und befindet sich etwa 45 km nördlich der Insel Borkum bzw. 75 km vom nächsten Hafen entfernt. Die Wassertiefe beträgt dort etwa 30 Meter. Der Windpark besteht aus 12 Windenergieanlagen der Hersteller REpower und AREVA Wind mit je 5 MW Leistung. Die Betriebserfahrungen von alpha ventus in den ersten Betriebsjahren sind extrem positiv. Die Produktion lag in 2011 bei über 4400 Volllaststunden. Ebenso war die Verfügbarkeit der Anlagen im letzten Jahr mit 95% für einen Offshore-Windpark sehr hoch. Damit hat die neue 5MW Klasse von Offshore-Windenergieanlagen erfolgreich ihre Tauglichkeit auch unter extremen Offshore-Bedingungen bewiesen.

Um die Entwicklung der Offshore-Windenergie durch Forschung am Testfeld alpha ventus zu unterstützen wurde vom Bundesumweltministerium die Forschungsinitiative RAVE initiiert. RAVE umfasst insgesamt 33 laufende bzw. bereits abgeschlossene Forschungsprojekte, weitere sind in Vorbereitung. Etwa 50 Forschungspartner sind an RAVE beteiligt und etwa 200 Wissenschaftler in Deutschland involviert. Die Forschungsinitiative RAVE wurde vom BMU mit bisher 52 Millionen Euro gefördert. Das in RAVE bearbeitete Themenspektrum ist sehr breit, es reicht von Gründung und Tragstrukturen für Offshore-Windenergieanlagen über die Anlage selber über ökologische Begleitforschung und Akzeptanzforschung bis hin zur Netzintegration, also der Integration des Stroms in das Energieversorgungssystem. Das weltweit umfassendste Messprogramm an einem Offshore-Windpark hat beispiellose full scale in situ Daten geliefert, die eine solide Basis für die Entwicklung von realitätsnahen Modellen von Windkraftanlage und Windpark bilden. Die Vielzahl der Projekte und die Komplexität der Inhalte sprengen bei Weitem den Rahmen dieser Zusammenfassung. Für eine vollständige Darstellung sei auf die RAVE Webseite www.rave-offshore.de verwiesen.

Die Ergebnisse der Forschung wurden auf der Konferenz „RAVE 2012“ vorgestellt und diskutiert. Die Präsentationen sind unter www.RAVE2012.de öffentlich zugänglich. Neben der Erweiterung des Wissens zu grundlegenden und angewandten Fragen der Offshore-Windenergienutzung wurden auch Werkzeuge und Modelle für den direkten Einsatz in der Industrie entwickelt, wie z. B. zum Anlagen- und Gründungsdesign, zur Kolkbildung usw. Besonders wertvoll ist dabei, dass die Modelle mit weltweit einmaligen in situ Daten validiert wurden. Die beiden beteiligten Hersteller haben inzwischen basierend auf den Ergebnissen von RAVE ihre Anlagen weiterentwickelt und neue, größere Anlagentypen auf den Markt gebracht. Auch die Arbeiten der ökologischen Begleitforschung haben einen wichtigen Wissenszuwachs erbracht. Zum ersten Mal in Deutschland konnten die Auswirkungen von Bau und Betrieb von Offshore-Windparks untersucht werden. Basierend auf den neuen Ergebnissen wird das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) als Genehmigungsbehörde ihr Standarduntersuchungskonzept für die für die Genehmigung erforderlichen ökologischen Untersuchungen weiterentwickeln. Darüber hinaus hat sich in Deutschland eine international beachtete Forschungslandschaft für die Fragen der Offshore-Windenergienutzung gebildet, die in der Lage ist, die Industrie bei den anstehenden Herausforderungen zu unterstützen

Neben den konkreten Ergebnissen der Forschung wurden in RAVE auch eine Reihe wertvoller Erfahrungen gemacht. So wurde im Projekt immer wieder deutlich, dass die Schwierigkeiten von Offshore-Arbeiten sehr leicht unterschätzt werden. Die Wetterabhängigkeit und Logistik hat sowohl bei dem Bau des Windparks als auch bei Aufbau und Wartung der Forschungsmessungen zu Verzögerungen geführt. Es gab wetterbedingt starke Einschränkungen in der Erreichbarkeit der Anlagen. Generell ist deutlich geworden, dass die Infrastruktur an Schiffen und Personal noch nicht für die Aufgaben der Offshore-Windenergie gerüstet ist. Für Aufbau, Wartung und Instandhaltung des geplanten Ausbaus der Windenergie muss sich erst noch eine Industrie entwickeln, die die notwendigen Arbeiten ausführen kann.

Eine wesentliche Voraussetzung für den Erfolg der RAVE-Initiative sollte besonders erwähnt werden: die Zusammenarbeit aller Partner. Es besteht eine sehr enge Zusammenarbeit zwischen den beteiligten Unternehmen – d. h. den beiden Anlagenherstellern und dem Windparkbetreiber – und den beteiligten Forschungsinstitutionen. Auch hier wurden die Schwierigkeiten und Herausforderungen insbesondere der Zusammenarbeit zwischen Forschung und Industrie anfänglich unterschätzt. Trotz gemeinsamer Ziele ist es aber keine Selbstverständlichkeit, dass Wettbewerber, egal ob konkurrierende Forschungsinstitute oder Industrieunternehmen, eine gemeinsame Basis zur vertrauensvollen Zusammenarbeit entwickeln.

Abbildung 3
Die Meeresströmungsturbine SEAGEN

Der Schlüssel zu einer vertrauensvollen Zusammenarbeit ist das gegenseitige Verständnis der jeweiligen Ziele und Randbedingungen und der Wille, Kompromisse einzugehen und Gemeinsamkeiten zu suchen. Dies ist nur mit einer kontinuierlichen, engen und langen Zusammenarbeit möglich, wie sie in RAVE im Koordinationsgremium stattgefunden hat. Zusätzlich wurde ein für Forschungsverhältnisse sehr umfangreiches Vertragswerk geschaffen und ein detailliertes Verfahren zur Akkreditierung von Forschern für sensible Daten ausgearbeitet.

Alle Beteiligten sind sich darüber im Klaren, dass die Entwicklung der Offshore-Windenergie und das Erreichen der Ziele der Energiewende im Alleingang nicht zu meistern sind. Hier wird zukünftig eine noch viel größere Zusammenarbeit sowohl zwischen Forschung und Industrie als auch von Unternehmen untereinander erforderlich sein. Die RAVE-Initiative hat gezeigt, dass dies zwar nicht immer einfach, aber letztlich doch möglich ist.

Beispiel Gezeitenkraftwerke

Die Entwicklung der Gezeitenkraftwerke SEAFLOW und SEAGEN sind ein Beispiel für die Zusammenarbeit zwischen Forschung und Industrie im Bereich der Meeresenergie. Die Meeresströmungsturbine SEAFLOW wurde 2003 nach ca. 8-jähriger Entwicklungszeit in Betrieb genommen. Der Prototyp wurde gemeinsam von ITPower/MCT (Anlagen- und Projektentwickler), der Universität Kassel (Forschung), dem ISET/Fraunhofer IWES (Forschung und Entwicklung), dem Getriebehersteller Jahnel-Kestermann und der Firma Seacore (Offshore-Installationen) entwickelt. Die Anlage hat einen Rotordurchmesser von 11 m, mit dem eine Nennleistung von 300 kW erreicht wird. Sie zeichnet sich durch Blattverstellung, drehzahlvariabelen Betrieb und einen Rotorlift aus.

Anschließend wurde die Anlage zu der 1,2 MW-Doppelrotoranlage SEAGEN weiterentwickelt, die 2008 in Betrieb genommen wurde (s. *Abbildung 3*). Sie ist als Prototyp für kommerzielle Anlagen gedacht und besteht aus 2 Rotoren mit je 600 kW bei einem Rotordurchmesser von 16 m. Die Anlage erzeugt ca. 3500 MWh Strom pro Jahr, was ca. 2900 Volllaststunden entspricht.

Die zukünftige Planung der Firma MCT, die inzwischen zu Siemens gehört, geht davon aus, dass in Großbritannien bis 2015 Meeresströmungsanlagen mit 18 MW installierter Leistung errichtet werden, bis 2020 sollen es 100 MW sein.

Die Forschung und Entwicklung der Prototypen wurde durch parallele Forschungsprojekte von EU, UK und D unterstützt. Diese unterstützten die Entwicklungskosten der SEAFLOW Anlage von insgesamt ca. 5 Mio. € mit 50 %. Die Forschungsarbeiten umfassten die Entwicklung des Gesamtsystems vom Konzept bis zum Prototyp. Dazu gehört z. B. die Erfassung und Charakterisierung der Umgebungsbedingungen wie Strömungsprofil, Wellen-Strömungs-Wechselwirkung, Turbulenz und Rotorumströmung, die Anlagenmodellierung mit dynamischen Simulationen und Lastberechnung, die Entwiclung der Anlagenregelung, der Pitchregelung und der Betriebsführung, die Netzanbindung und Netzintegration sowie das Monitoring und die Analyse des Testbetriebs.
Im Gegensatz zu Offshore-Windenergie, wo die Anlagenentwicklung im Wesentlichen von der Industrie

durchgeführt wird, wurde bei der Entwicklung von SEAFLOW und SEAGEN das Gesamtsystem vom Konzept bis zum Prototypen, der errichtet wurde, gemeinsam von Industrie und Forschung erarbeitet. Eine entscheidende Strategie bei der Entwicklung dieses innovativen neuen Systems war es, verschiedene Lösungen aus anderen Branchen insbesondere Offshore-Wind, -Wasserkraft sowie Offshore-Öl und -Gas zu nutzen. Dieses Know-how wurde von den verschiedenen Partnern in das Projekt eingebracht. Eine besondere Herausforderung ist bei einer solchen integrierten F&E die Vereinbarung über die IP Rechte der entwickelten Technologie. Dies ist in diesem Projekt durch eine sorgfältig differenzierte Rechteverteilung an der generierten IP gelöst worden. Dabei hat sich eine Aufteilung zwischen Forschung und Industrie als hilfreich erwiesen, bei der die Forschung das IP Recht an dem Methoden-Know-how erhält, während die Industrie die anlagenspezifische IP hält.

Fazit und Ausblick

Die Offshore-Wind- und -Meeresenergienutzung hat als neuer Industriezweig noch viele Herausforderungen vor sich, wobei die Reduzierung des technischen Risikos und der Stromgestehungskosten besonders zu nennen sind. Dies erfordert gleichzeitig den Einsatz von bewährter Technologie zur Risikominimierung und von neuen, innovativen Lösungen zur Kostenreduktion. Forschung kann einen wichtigen Beitrag zur Lösung dieses scheinbaren Widerspruchs leisten. Eine enge Zusammenarbeit zwischen Forschungsinstitutionen und Industrie ist aber eine Voraussetzung dafür. Die Herausforderungen einer solchen Zusammenarbeit im Zusammenhang mit realen Offshore-Installationen mit einem Investitionsvolumen im dreistelligen Millionenbereich sollte nicht unterschätzt werden. Die Zusammenarbeit sollte ebenso sorgfältig geplant werden, wie die Projekte selber, wobei ein Hauptziel darin bestehen sollte zunächst gegenseitiges Verständnis und dann Vertrauen aufzubauen.

Auch in Zukunft wird Forschung, Entwicklung und Demonstration an realen Offshore-Standorten unabdingbar für die Weiterentwicklung der Offshore-Windenergie sein. Schon jetzt stellt alpha ventus nicht mehr den neuesten Stand der Technik dar – z. B. haben beide Anlagenhersteller bereits neue Nachfolgemodelle entwickelt. Neue Standorte für die Testfeldforschung sind daher notwendig, um der Industrie die Möglichkeit zu geben, kontinuierlich die neuesten technologischen Entwicklungen zu testen und zu demonstrieren, um innovative Konzepte zu unterstützen und um den Forschern die Möglichkeit zu geben, die Ergebnisse zu erzielen, die für die Zukunft notwendig sind. Dazu gehört auch eine verstärkte Zusammenarbeit zwischen Forschung und Industrie, aber auch innerhalb der Branche. RAVE kann als erster Schritt dahin gesehen werden.

Sowohl Industrie als auch Forschung agieren international bzw. global. Ein global agierendes Unternehmen wird seinen Bedarf an Forschung, Entwicklung und Demonstration international decken. Auch bei großen Forschungsinstitutionen ist die Tendenz festzustellen, Forschungsleistungen international anzubieten. Demgegenüber ist die Forschungsförderung meist national ausgerichtet, abgesehen von der vergleichsweise kleinen Forschungsförderung der EU. Dies führt z. B. dazu, dass in Europa in mehreren Ländern unabhängig voneinander Testfelder für Offshore-Windenergie eingerichtet werden. Hier besteht Bedarf zumindest an größerer Koordination oder sogar Kooperation.

Literatur

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. 2010 (http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf)

European Wind Energy Association (EWEA): Wind in our Sails. 2011 (http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Offshore_Report.pdf)

Crown Estate: Offshore Wind Cost Reduction – Pathways Study. 2012 (http://www.thecrownestate.co.uk/media/305094/Offshore%20wind%20cost%20reduction%20pathways%20study.pdf)

Deutscher Bundestag: Drittes Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften. 2012 (http://dipbt.bundestag.de/extrakt/ba/WP17/470/47090.html)

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB): Netzentwicklungsplan Strom 2012. 2. Überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 2012 (http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2012-2-entwurf)

Fraunhofer Institute für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES): Windenergie Report Deutschland 2011. 2012 (http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/bilder/upload/Windreport_2011_de.pdf)

Windenergie: Forschungsbedarf am Rotor der Zukunft aus Sicht von Wissenschaft und Industrie

DLR
Sarina Keller
sarina.keller@dlr.de

Fraunhofer IWES
Peter Caselitz
peter.caselitz@iwes.fraunhofer.de

Prof. Dr. Andreas Reuter
andreas.reuter@iwes.fraunhofer.de

Martin Shan
martin.shan@iwes.fraunhofer.de

VDMA
Thorsten Herdan
thorsten.herdan@vdma.org

Der zukünftige erneuerbare Energiemix wird in großen Teilen von der Windenergie mitgetragen werden. Diese hat schon einen großen Anteil am weltweiten Ausbau zur Nutzung der neuen Stromerzeugungstechnologien, auch da die Stromgestehungskosten (onshore) schon sehr niedrig sind und im Bereich verschiedener konventioneller Stromerzeugungstechnologien liegen (ISE 2012). Trotzdem gibt es noch große Potenziale für Effizienzsteigerungen und Kostenreduktionen von Anlagen.

Würde ein Windrad in der heutigen Bauweise bis zu einer Leistung von 20 Megawatt vergrößert, wäre ein Rotorblatt 125 Meter lang und hätte ein Gewicht von mehr als 100 Tonnen. Dies wäre nicht mehr handhabbar, sodass grundlegende Veränderungen des bisherigen Konzepts nötig sind. Forschungsbedarf besteht bei neuen Anlagengenerationen insbesondere am Rotor und Rotorsystem. Zum einen sind grundlegend neue Konzepte und Materialien zur Optimierung von Bauweise und Gewicht, auch für den Transport, bei gleichzeitigen Lastminderungsstrategien erforderlich. Zum anderen muss im Sinne eines integrierten Designs die Kette von Auslegung bis zu einer den Bauweisen angepassten Produktion führen. Dabei ist eine fokussierte Zusammenarbeit insbesondere von Forschung und Industrie notwendig, um eine neue Stufe mit innovativer Technologie beim Ausbau der Windenergienutzung zu erreichen.

Stand und Perspektiven der weltweiten Windenergienutzung

In der letzten Dekade hat die Nutzung der Windenergie weltweit stark zugenommen. Nach einem langsamen Anstieg der installierten Kapazität bis 2003 und einem Einbruch des Zubaus im Jahr 2004 waren Ende 2011 schon knapp 240 Gigawatt (GW) aufgestellt [GWEC 2012]. Dabei wuchs der weltweite Markt in der letzten Dekade im Durchschnitt um fast 30 % pro Jahr [ebd.]. Dieses Wachstum wird von einer kleinen Gruppe von Ländern getrieben, die neben den europäischen Stammländern wie Spanien und Deutschland insbesondere von China und den USA angeführt wird *(Abb. 1)*.

Perspektivisch wird der Windenergie in verschiedenen Energieszenarien eine hohe Bedeutung im zukünftigen Strommix zugesprochen. Für 2030 gehen Schätzungen dabei von installierten Kapazi-

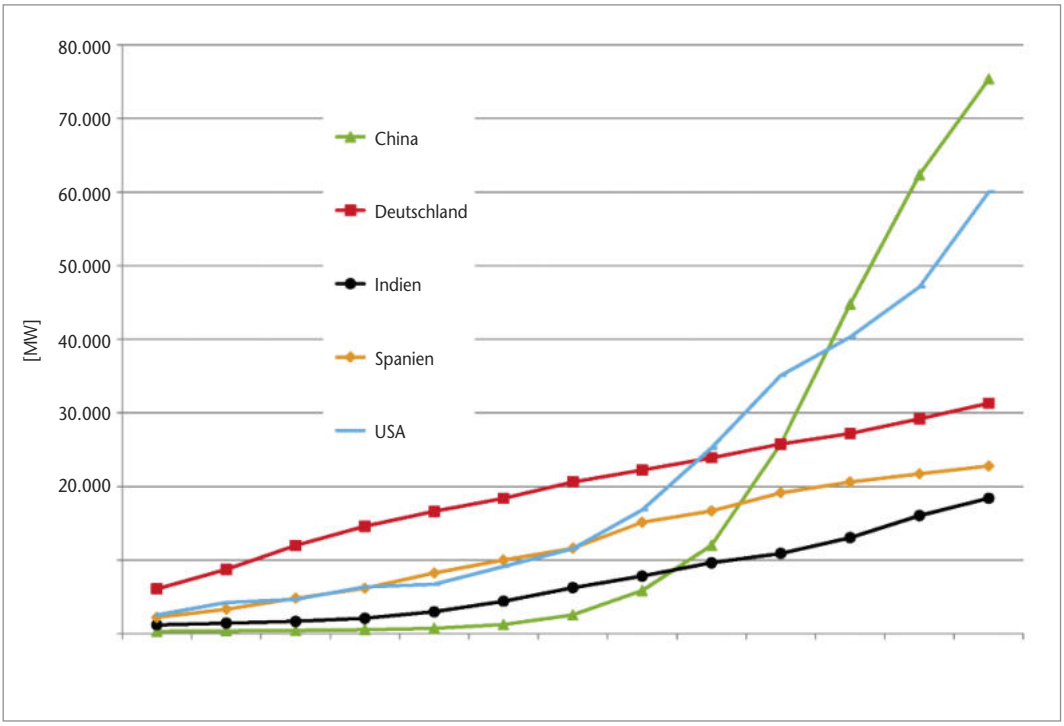


Abbildung 1
Entwicklung der Installation von Windenergieanlagen in ausgewählten Ländern 2000–2010
(eigene Darstellung nach [EIA 2012, v 2012, EPI 2012, Energistyrelsen 2012])

täten zwischen 750 GW bei Fortführung des jetzigen Ausbaupfades und 920 GW bzw. bis zu 2900 GW bei neuen politischen Regimen aus [IEA 2011, Greenpeace 2012].

Bezieht man diese Zahlen auf die in *Abbildung 1* gezeigten Länder, dann zeigt sich, dass Deutschland durch den schon erfolgten Ausbau großes Potenzial im Repowering besitzt, während in Zentral-, Süd- und Osteuropa noch unerschlossene Binnenlandstandorte hohes Potenzial aufweisen. Weltweit kommt außerdem noch ein großes Offshore-Potenzial hinzu. Diese Optionen – insbesondere Repowering sowie Offshore – erfordern allerdings noch weitreichende und angepasste politische Flankierungen, um gezielt genutzt werden zu können.

Die deutsche bzw. europäische Windindustrie gerät jedoch zunehmend unter Druck, auch wenn das Produktionsvolumen der Hersteller in Deutschland anteilsmäßig noch über dem deutschen Anteil bei Investitionen in Anlagen liegt [VDMA, BWE 2012]. Nicht nur werden deutsche bzw. europäische Hersteller, die häufig zu den Pionieren der Windindustrie zählen, zunehmend von außereuropäischer Konkurrenz von der Weltmarktführerliste verdrängt, auch der Anteil deutscher Wertschöpfung im Zulieferbereich geht – bis auf wenige Ausnahmen bei Schlüsselkomponenten – tendenziell zurück. Dies trifft insbesondere auf die stark gewachsenen Märkte mit heimischer Windindustrie in China und den USA zu. Zudem sind zunehmend große globale Unternehmen und Konsortien insbesondere im Offshore-Geschäft tätig, wodurch die Partizipation deutscher Hersteller an zukünftigen Offshore-Projekten unsicherer wird.

Gleichzeitig ist die Technologieentwicklung von Windenergieanlagen in einer Umbruchphase: bei einer Zunahme der durchschnittlichen Anlagenleistung bei Neuanlagen von etwa einem Megawatt (MW) im Jahr 2000 auf knapp 2,5 MW muss das bisher weitgehend durch Upscaling bisheriger Bauweisen und Technologien erfolgte Größenwachstum nun durch grundlegende Überlegungen zu neuen Technologien hinterfragt werden [Windguard, VDMA, BWE 2012].

Ziele der Markt- und Technologieentwicklung am Beispiel des Rotors

Grundsätzlich zählt der Rotor zu den kritischen Komponenten einer Windenergieanlage durch seinen hohen Anteil von 25–30 % an den Gesamtkosten der Anlage. Die Rotordurchmesser nehmen immer mehr zu für eine bessere Ausnutzung von Schwachwindgebieten, höhere Erträge bei der Offshore-Nutzung (mit weniger installierten Anlagen) und Skaleneffekte. Da sich die Energieausbeute bei einer Verdoppelung des Rotordurchmessers vervierfacht, haben lange Rotorblätter an Onshore-Standorten eine hohe Bedeutung.

Bislang folgt die Auslegung eines Rotorblatts – die aktuell schon Längen von über 80 m erreicht – noch sehr individuellen Philosophien bei den einzelnen Herstellern, was auf Grund der komplexen Geometrie zu einer noch geringen Produktionsautomatisierung führt. Einzelne Fertigungsschritte erfolgen immer noch überwiegend manuell, wodurch in der Auslegung, auch durch fehlende Qualitätssicherung, z. B. hohe Sicherheitszuschläge bei den Wanddicken erforderlich werden. Dies führt auch zu einem hohen Anteil von Personal- und Materialkosten an den gesamten Rotorkosten. Hier besteht ein Zielkonflikt zwischen den Materialkosten und den Herstellungskosten, der auch auf das Upscaling von Technologie und fehlende Innovationssprünge zurückzuführen ist.

Bei der Markt- und Technologieentwicklung können übergreifend mehrere Ziele aufgeführt werden:

1. Windkraftanlagen

Kostenreduktion ist übergreifend der wichtigste Punkt für die Technologieentwicklung von Windenergieanlagen, um im weltweiten Wettbewerb zu bestehen. Dabei sollen nicht nur größere Rotoren eingesetzt, sondern auch höhere Energieausbeuten erzielt werden. Zugleich muss die Umweltverträglichkeit sichergestellt werden.

Gerade für Offshore-Anlagen ist es notwendig, eine höhere Zuverlässigkeit zu erreichen, da die Wartung der Maschinen auf dem Meer eine große logistisch-technische Herausforderung darstellt und mit hohen Kosten verbunden ist.

Im Binnenland kommen noch andere Herausforderungen auf die Technologieentwicklung zu: In vielen Ländern treffen die Anlagen auf topografisch anspruchsvolles Gelände wie Berge oder waldreiche Gebiete, für die neue Entwicklungen notwendig werden; dazu zählen z. B. auch neue Konzepte für hohe Türme.

2. Gesamtsystem und Windpark

Durch die steigende Menge an Windstrom, die durch den geplanten Ausbau noch deutlich zunehmen wird, sind nicht nur neue Konzepte für Netzstabilisierung notwendig, sondern auch für die Netzintegration großer Mengen an Windstrom z. B. bei Einspeisekonten von Offshore-Windparks. Hierbei spielen insbesondere Systemdienstleistungen, die von Windenergieanlagen erbracht werden können, eine wichtige Rolle.

Forschungsbedarf am Beispiel des Rotors

In der Windenergie werden immer größere Rotoren eingesetzt. Wie oben dargestellt, entstehen durch die zunehmende Länge der Rotorblätter an den Rotoren sowohl an den Rotorblättern selbst wie auch am Antriebsstrang extrem hohe Belastungen: Bei Rotordurchmessern schon ab 100 m herrschen an den verschiedenen Blattspitzen in Bodennähe bzw. am oberen Ende völlig unterschiedliche Windverhältnisse. Einzelne Windböen können hier erheblichen Einfluss auf den Lasteintrag haben.

Die aufgeführten Probleme und das überwiegend durch Upscaling erfolgte Größenwachstum, welches zu ineffizienten Bauweisen geführt hat, erfordern umfassende Forschungsanstrengungen insbesondere bei der Kosteneffizienz, der Lastminderung sowie der Steigerung der Energieausbeute:

1. Kosteneffizienz

Im Bereich des Rotors liegt eine wichtige Kostenkomponente in der Materialreduktion oder der Verwendung neuer Materialien. Dabei spielt insbesondere ein integriertes Design eine große Rolle, welches z. B. schon bei der Auslegung von Rotorblättern fertigungsspezifische Aspekte berücksichtigt. Gleichzeitig können neue Fertigungskonzepte und qualitätsgesicherte Automatisierungsstrategien in der Produktion zu deutlichen Kostensenkungen beitragen. Hierbei spielt die Reproduzierbarkeit der Prozesse eine wichtige Rolle.

2. Lastminderung

Die schon erwähnten Herausforderungen bei den hohen Belastungen von Rotorblättern erfordern auf verschiedenen Feldern Forschungsanstrengungen. Somit sind neue Bauweisen und eine Gewichtsreduktion ebenso erforderlich wie z. B. böenlastoptimierte Regelungssysteme. Zugleich muss aber die Umweltverträglichkeit der großen Rotoren sichergestellt bleiben, was u. a. effiziente Lärmminderungstechnologien erfordert.

3. Steigerung der Energieausbeute

Durch die Bedeutung der Rotorgröße für den Ertrag sind insgesamt natürlich größere Ernteflächen notwendig. Die dafür erforderlichen großen Rotorblätter müssen mit einer leistungssteigernden Aerodynamik entworfen und gebaut werden können. Da der gesamte Energieertrag auch eng mit einer hohen Kontinuität der Stromeinspeisung und Lebensdauer einhergeht, können Forschungsanstrengungen auf dem Gebiet des Structural Health Monitoring, also die im Betrieb laufende Überprüfung der Funktionsfähigkeit der Blattstruktur, weitere Aspekte in der Technologieentwicklung beisteuern.

Insgesamt können sogenannte „Smart Blades“ in der Technologieentwicklung von Rotoren eine wichtige Rolle spielen, die mit aktiven oder passiven Blattelementen sowohl zu einem geregelteren Lasteintrag, besserer Lärmminderung sowie höheren Energieausbeuten führen können. Zu den aktiven Elementen zählen verstellbare Klappen oder verformbare Teile an den Vorder- oder Hinterkanten. Passive Elemente sind z. B. die Verdrillung und Verbiegung von Rotorblättern unter Last.

Möglichkeiten für die Zusammenarbeit von Industrie und Wissenschaft

Die nun anstehende neue Technologieentwicklungsphase erfordert intensive gemeinsame Anstrengungen von Wissenschaft und Industrie, um im globalen Wettbewerb eine führende Rolle beizubehalten. Effektive Formen der Zusammenarbeit, die auch schon in anderen Forschungsgebieten erfolgreich gelebt werden und für die Windenergie gefordert werden, sind z. B.

- Forschung im Verbund
- Transfer von Lösungen aus anderen Branchen
- vorwettbewerbliche Gemeinschaftsforschung mit der Industrie
- verstärkte Entwicklungszusammenarbeit in der Wertschöpfungskette
- verstärkte internationale Abstimmung bei Foschungsthemen

Vorteil dieser gemeinsamen Anstrengungen ist eine national wie international abgestimmte Großforschungsinfrastruktur, die (zukünftig) auch mehr gemeinsam genutzt werden könnte. Zusätzlich ermöglicht diese Herangehensweise insbesondere die Beforschung von Systemthemen, die eine zunehmende Relevanz besitzen.

Literatur

EIA 2012: Homepage der U.S. Energy Information Administration (EIA), http://www.eia.gov/, abgerufen am 25.10.2012.

Energistyrelsen 2012: Homepage der Danish Energy Agency, http://www.ens.dk/da-dk/Sider/forside.aspx, abgerufen am 25.10.2012.

EPI 2012: Homepage des Earth Policy Institute (EPI), http://www.earth-policy.org/, abgerufen am 25.10.2012.

Greenpeace 2012: Energy [R]evolution Scenario. 2012: Amsterdam.

GWEC 2012: Homepage des Global Wind Energy Council (GWEC), http://www.gwec.net/global-figures/wind-energy-global-status/, abgerufen am 25.10.2012.

IEA 2011: World Energy Outlook 2011. International Energy Agency (IEA): Paris.

ISE 2012: Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE): Freiburg.

Kaltschmitt et. al. 2003: Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Kaltschmitt, M., Wiese, A. und Streicher, W. (Hrsg.). 3. Aufl., Springer-Verlag: Berlin.

VDMA, BWE 2012: Produktionsvolumen und Export der Windindustrie in Deutschland 2011. VDMA Power Systems, Bundesverband WindEnergie e. V. (BWE): Berlin.

Windguard, VDMA, BWE 2012: Deutsche Windindustrie – Inlandsmarkt, Produktionsvolumen und Export. Pressekonferenz, 1. August 2012. Deutsche WindGuard GmbH, VDMA Power Systems, Bundesverband WindEnergie e. V. (BWE): Berlin.

Energiewende auf gutem Weg? Stand des Transformationsprozesses aus Sicht des FVEE

IZES
Prof. Dr. Uwe Leprich
leprich@izes.de

Wuppertal Institut
Prof. Dr. Manfred Fischedick
manfred.fischedick@wupperinst.org

ZSW
Prof. Dr. Frithjof Staiß
frithjof.staiss@zsw-bw.de

Charakter und Dimensionen der Energiewende

Ausgangspunkt einer Bewertung des Standes der Energiewende ist die Verständigung darüber, was sie konkret umfasst. Hier bietet sich die Zielmatrix des Energiekonzepts der Bundesregierung vom Herbst 2010 an, die allerdings um folgende Punkte zu erweitern ist:

- vollständiger Ausstieg aus der Atomenergie bis zum Jahr 2022
- Steigerung des Anteils der Kraft-Wärme-Kopplung an der gesamten Stromerzeugung bis 2020 auf 25%

Abbildung 1 fasst die aktualisierte Zielmatrix der Energiewende noch einmal zusammen.

Darüber hinaus ist es hilfreich, sich den zu Recht anspruchsvoll formulierten Charakter der Energiewende noch einmal vor Augen zu führen:

- Die Energiewende ist ein gesellschaftliches Projekt, nicht nur ein technisches oder ökonomisches.
- Es ist ein Generationenprojekt.
- Es ist ein ehrgeiziges Innovationsprojekt.
- Es erscheint geeignet, die starke Exportstellung Deutschlands in der Welt auch in Zukunft zu erhalten.
- Es erscheint geeignet, regionale und kommunale Wertschöpfung zu stärken und qualifizierte Arbeitsplätze zu sichern.
- Es ist ein stark mittelständisch geprägtes Projekt
- Es eröffnet vielfältige Partizipationsmöglichkeiten.
- Es ist ein konsens- und friedensstiftendes Projekt.

Schließlich müssen die vielen und sehr unterschiedlichen „Wende-Dimensionen" des Projekts Energiewende berücksichtigt werden. Diese umfassen u. a. eine

- Klimaschutz-Wende
- Dezentralisierungs-Wende
- Importabhängigkeits-Wende
- Marktmacht-Wende
- Rendite-Wende
- Atom-Wende und Fossile-Energieträger-Wende
- Effizienz-Wende
- Infrastruktur-Wende
- Innovations-Wende
- Kommunikations- und Partizipations-Wende.

In diesem umfassenden Sinne handelt es sich bei der Energiewende um ein Projekt, das Umweltminister Altmaier zu Recht auf eine Stufe mit der deutschen Vereinigung Anfang der 90er-Jahre stellt.

Der FVEE will künftig regelmäßig auf seinen Jahrestagungen Erfolge und Defizite in den wesentlichen Energiesektoren zusammenstellen und Forschungsbedarfe identifizieren.

	Klima	Erneuerbare Energien		Effizienz				
	Treibhausgase (vs. 1990)	**Anteil Strom**	**Anteil gesamt**	**Primärenergie**	**Strom**	**Energie-produktivität**	**Verkehr**	**Gebäude-sanierung**
2020	–40 %	35 %	18 %	–20 %	–10 %	steigern auf 2,1 %/a	–10 %	Rate verdoppeln 1 %–>2 %
2030	–55 %	50 %	30 %	↓	↓			bis 2020 Minderung d. Wärmebedarfs um 20 %
2040	–70 %	65 %	45 %					bis 2050 Minderung PEV um 80 %
2050	–80–95 %	80 %	60 %	–50 %	–25 %		–40 %	

Abbildung 1
Zielmatrix der Energiewende
(Energiekonzept 2010 der Bundesregierung, eigene Darstellung)

Mit einem Ampelsignal wird dabei der Umsetzungsstand in dem jeweiligen Sektor zusammenfassend bewertet.

Umsetzung im Plan | *Umsetzung problematisch* | *Deutliche Defizite*

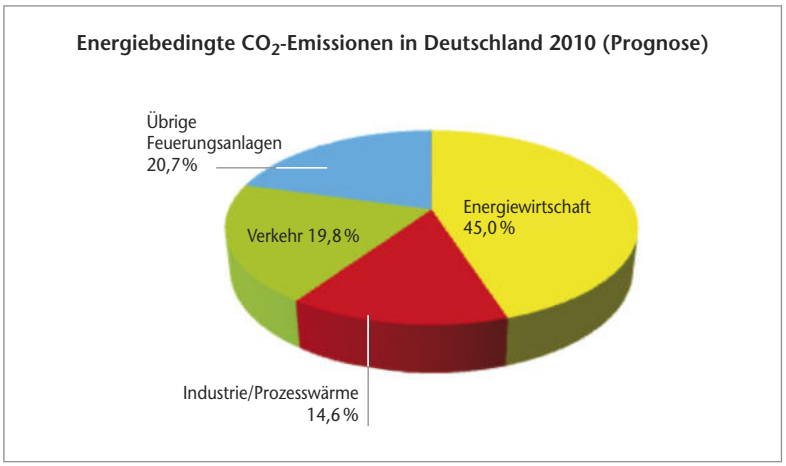


Abbildung 2
Beitrag der einzelnen Sektoren zum energiebedingten CO_2-Ausstoß in Deutschland
Quelle: UBA 2011

Die Sektoren umfassen in Anlehnung an die Endenergie-/Nutzenergiebilanz neben der Stromerzeugung und dem Verkehrsbereich die Niedertemperaturwärme, insbesondere aus Feuerungsanlagen, sowie die industrielle Prozesswärme als Hochtemperaturwärme, wobei letztere auf Grund fehlender Ziele und Instrumentierungen aus der Betrachtung ausgeklammert werden soll.

Einen Überblick über die Größenordnung des CO_2-Beitrages und damit zur Klimarelevanz des jeweiligen Sektors gibt *Abbildung 2*. Es zeigt sich, dass der Stromsektor den mit Abstand größten Beitrag liefert, wobei die Zuwachsraten des Verkehrssektors in den letzten Jahren nicht zu unterschätzen sind.

Zwischenbilanz der Stromwende

Abgeleitet aus der Zielmatrix des Energiekonzepts bilden die folgenden drei Teilziele die Eckpfeiler der Entwicklung bis 2020:

- absolute Reduktion des Stromverbrauchs um 10 Prozent
- Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von mindestens 35 Prozent
- Anteil der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-(Kälte-) Kopplung an der Stromerzeugung von mindestens 25 Prozent

Wenn das Reduktionsziel beim Stromverbrauch (-10 Prozent) nicht erreicht wird und der Stromverbrauch stattdessen konstant bleibt: Anhebung des Anteils Erneuerbarer Energien bei der Stromerzeugung bis 2020 auf 40 Prozent und des KWK-Ziels auf 28 Prozent.

Dadurch zeichnet sich immer stärker ab, dass die fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) wie Wind und Solar sich zu den zentralen Säulen des neuen Stromsystems entwickeln und seine Rationalität prägen werden. Flankiert werden sie von sogenannten Must Run-Kapazitäten, die aus netztechnischen Gründen notwendig sind (u. a. für Spannungshaltung, Kurzschlussleistung, Aufrechterhaltung Systembilanz); sowie von Flexibilitätsoptionen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. *Abbildung 3* fasst die Elemente des künftigen Stromsystems zusammen.

Die bisherigen Erfolge der Stromwende umfassen mindestens die folgenden Punkte:

- starker Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere Photovoltaik und Wind
- enorme Kostendegression bei der Photovoltaik
- Weichenstellungen für die Beschleunigung des Netzausbaus
- Verbesserung des KWK-Gesetzes und der Mikro-KWK-Förderung
- Weichenstellungen für den Ausbau von Offshore Wind
- Weichenstellungen in wichtigen Unternehmen wie z. B. Siemens, Bosch, RWE und E.ON

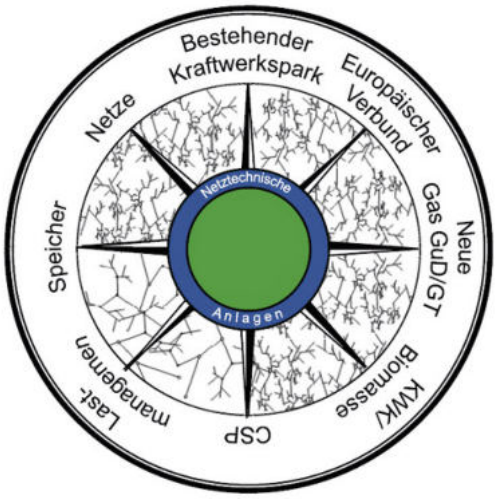


Abbildung 3
Das künftige Stromsystem
Quelle: IZES

Dem stehen folgende Defizite gegenüber:

- Hemmnisse beim Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze für Strom sind noch nicht vollständig aufgelöst
- Erschließung der Stromeffizienzpotenziale ist bislang ohne weitere Instrumentierung, daher wird das Reduktionsziel voraussichtlich nicht erreicht.
- Bislang keine Unterstützung der Kommunen bei der Koordination des Wärmesektors, weshalb die KWK-Zielerreichung fraglich bleibt.
- Bislang kaum Fortschritte bei der möglichen Flexibilitätsoption Concentrated Solar Power (CSP) („Desertec“)
- Akzeptanz ist durch Ungleichverteilung der Lasten gefährdet.

Insgesamt steht in den nächsten Jahren insbesondere folgender Forschungsbedarf an:

- „Systemdienliche“ Weiterentwicklung des EEG
- ergänzende Zahlungsströme für Kapazitätsvorhaltung im Rahmen eines neuen Systemdesigns
- Flexibilisierung der KWK an der Schnittstelle zwischen Strom- und Gasnetz
- Flexibilisierung der Biomasse-KWK-Anlagen
- neue technische Lösungen zur Kapazitätserweiterung bei den bestehenden Übertragungsnetzen
- Optionen für Langfristspeicher
- vernetzte Lösungen für die Regelenergiemärkte und die Stundenreserve

Daraus lässt sich folgende Zwischenbilanz für die Stromwende ziehen:

- Die wesentliche technische, instrumentelle und organisatorisch-institutionelle Herausforderung liegt in den nächsten Jahren darin, die fluktuierenden erneuerbaren Energien als prägende Systemsäulen durch geeignete Flexibilitätsoptionen zu flankieren.
- Die Flexibilisierung des Systems verlangt noch erhebliche Forschungsanstrengungen und neue Instrumentierungen; es sind aber bereits wesentliche Fortschritte erkennbar.
- Das „Stromwende-Glas“ ist mindestens halbvoll; die Entwicklung erscheint unumkehrbar.

Zwischenbilanz der Wärmewende

Ebenfalls direkt oder indirekt abgeleitet aus der Zielmatrix des Energiekonzepts bilden die folgenden drei Teilziele die Eckpfeiler der Entwicklung des Wärmesektors bis 2020:

- absolute Reduktion des Wärmeverbrauchs um 20 Prozent; dabei Verdopplung der Sanierungsrate von 1 auf 2 Prozent pro Jahr
- Anteil der erneuerbaren Energien an der Wärmebereitstellung mindestens 14 Prozent
- Baustand für alle Neubauten: „Klimaneutralität“, d. h., es werden ab 2020 nur noch Null- und Plusenergiegebäude errichtet.

Die bisherigen Erfolge der Wärmewende umfassen mindestens die folgenden Punkte:

- Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG), Energieeinsparverordnung (EnEV) und Marktanreizprogramm (MAP) haben zu einer deutlichen Zunahme der erneuerbaren Energien im Wärmesektor geführt.
- Starker Ausbau von Wärmepumpen (Wohngebäude) und Fernwärme (Nichtwohngebäude)
- Solarthermie ist als zusätzliche Heizquelle stark nachgefragt.
- Im Neubau wird von vielen Bauherren eine Unterschreitung des Energieverbrauchs angestrebt.
- Fernwärme (aus hocheffizienter KWK, Abwärme oder EE) nimmt im Neubau bei Nichtwohngebäuden deutlich zu.
- Weichenstellung zum Ausbau von (Nah-)Wärmenetzen in Verbindung mit EE und KWK erfolgt.
- Verbesserung des KWK-Gesetzes und der Mikro-KWK-Förderung
- Evaluierung der Erfahrungen mit dem EEWärmeG und Vorlage eines entsprechenden Erfahrungsberichts
- Novellierung der EnEV und des Energieeinsparungsgesetzes für Neubauten (Inkrafttreten Anfang 2013): Umsetzung der novellierten EU-Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden
- Kabinettsbeschluss über das Mietrechtsänderungsgesetz mit dem Ziel der Erleichterung der energetischen Modernisierung vermieteter Gebäude (Einschränkung der Mietminderungsmöglichkeiten im Sanierungsfall)
- Erfassung des Wärmebereiches in zahlreichen kommunalen Klimaschutzkonzepten (>> 1.000)

Dem stehen folgende Defizite gegenüber:

- Anhaltende Diskussion über die Ausweitung der Unterstützung bei der Umsetzung von Sanierungsmaßnahmen zwischen Bund und Ländern (z. B. steuerliche Abzugsfähigkeit von energetischen Sanierungsmaßnahmen)
- Abgeschwächte Vorgaben für die Sanierung von öffentlichen Gebäuden im Rahmen der EU-Endenergieeffizienzrichtlinie
- Kontroverse Debatte über den Nettonutzen (Energieeinsparung, Kosteneinsparung) von Sanierungsmaßnahmen in Gebäuden und verschärften Anforderungen an Neubauten (im Rahmen der EnEV 2014 und 2016)

- Im Vergleich zur Stromerzeugung deutlich schwächerer Ausbau der erneuerbaren Energien im Wärmesektor
- Fehlende zielgruppenspezifische Finanzierungsinstrumente, die der Heterogenität des Gebäudesektors gerecht werden (weitreichende Unterschiede in der Gebäudeart, Sanierungszustand, Eigentümerstruktur, Heizungsmix etc.)

Insgesamt steht in den nächsten Jahren insbesondere folgender Forschungsbedarf auf der Tagesordnung:

- Erstellung von wissenschaftlichen Grundlagen für Nettobilanzen für die Sanierung von Gebäuden respektive die Formulierung von adäquaten Effizienzstandards im Neubau für die Bandbreite der relevanten Gebäudetypen in Deutschland
- Ganzheitliche Analyse der Wirkung von Wärmedämmmaßnahmen (unter Einbeziehung der vor- und nachgelagerten Prozesskette; inkl. Entsorgung und ggf. Weiterverwendung der Dämmmaterialien und Analyse besonders geeigneter Materialien)
- Konzeption, Initiierung und begleitende Umsetzung von innovativen (zielgruppenspezifischen) Finanzierungsoptionen
- Prüfung der Umsetzbarkeit eines haushaltunabhängigen Umlagesystems (z. B. Aufschlag auf fossile Brennstoffe) zur Finanzierung/Förderung von Bestandsgebäuden
- Passivhaus-Maßnahmen für Gebäudesanierung: Erreichung eines Passivhaus-Standards zu bezahlbaren Preisen und ästhetisch annehmbaren Bedingungen (Dämmstärken)
- Weiterentwicklung hocheffizienter Wärmepumpen (z. B. in Kombination mit Solarthermie, Photovoltaik oder Speichern)
- Analyse der Wirkung eines zunehmenden Ausbaus von Wärmepumpen auf das Stromsystem und die dortigen Ziele

Daraus ergibt sich folgende Zwischen-bilanz für die Wärmewende:

- Der Wärmewende fehlt trotz guter Ansatzpunkte noch die Dynamik der Stromwende.
- Allerdings strahlt die Stromwende immer stärker auf den Wärmebereich aus: durch den Ausbau der KWK, die starke Verbreitung elektrischer Wärmepumpen und Ansätze gemeinsamer Netzoptimierungen im Querverbund.
- Eine haushaltsunabhängige instrumentelle Unterstützung der Wärmewende würde neue Impulse zur schnelleren Verbreitung technischer Lösungen und in der Forschung auslösen.
- Eine stärkere und frühzeitige (konsistente) Verschränkung von aktiven Maßnahmen zum Ausbau erneuerbarer Energien und der Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen ist notwendig.

Verkehrswende: Wohin geht die Reise?

Auch für den Verkehrsbereich lassen sich direkt oder indirekt drei Teilziele aus der Zielmatrix des Energiekonzepts für 2020 ableiten:

- absolute Reduktion des (End-)Energieverbrauchs im Verkehrsbereich um 10 % gegenüber 2005
- Anteil der erneuerbaren Energien mindestens 10 %
- 1 Mio. Elektrofahrzeuge im PKW-Bestand

Die bisherigen Erfolge der angestrebten Verkehrswende umfassen bislang nur wenige Punkte:

- Die Elektromobilität ist forschungspolitisch sehr hoch aufgehängt.
- Fortschritte im Bereich der Brennstoffzelle für den mobilen Einsatz sind erkennbar.

Dem stehen mindestens folgende Defizite gegenüber:

- Effizienzvorgaben für die künftige PKW-Flotte sind bislang wenig ambitioniert.
- Unterstützung der Elektromobilität seitens der Autohersteller ist eher verhalten.
- Biosprit ist öffentlich in erheblichem Maße diskreditiert.

Es ist nicht erkennbar, wie die verkehrspolitischen Ziele bis 2020 erreicht werden können.

Insgesamt steht in den nächsten Jahren insbesondere folgender Forschungsbedarf an:

- Neubewertung von Biosprit unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten
- Verzahnung der Elektromobilität mit dem Stromsystem
- Optimierung von Flächenplanung unter Mobilitätsgesichtspunkten

Daraus ergibt sich folgende Zwischenbilanz für die Verkehrswende:

- Der Verkehrssektor ist bislang am wenigsten in der Energiewende angekommen!

Fazit

- Die Energiewende ist als gesellschaftliches Generationenprojekt breit akzeptiert.
- Es gibt viele gute Ansätze und Maßnahmen insbesondere in den Bereichen Strom und Wärme.
- Allerdings gibt es auch noch eine Reihe von Defiziten, die zeitnah adressiert und instrumentiert werden müssen (v. a. Energieeffizienz, Netzausbau, Verkehrswende, …).
- Die Forschung zu Einzeltechnologien und Systemlösungen ist sehr gut aufgestellt; die nächste Generation der technologischen Energiewende-Grundlagen ist in Arbeit.
- Forschung und Umsetzung gehen Hand in Hand, wenn die rechtlichen Rahmenbedingungen der Energiewende stabil sind; diese Stabilität gilt es auch weiterhin zu sichern

Verwendete Literatur

IZES – Institut für ZukunftsEnergieSysteme: Kompass-Studie, Gutachten im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energien (BEE) und Greenpeace Energy, November 2012

UBA – Umweltbundesamt: Umweltdaten (fortlaufend)

Geothermische Wärmeversorgung von Metropolen aus dem Tiefengestein am Beispiel Berlins

Die geothermische Wärme des Tiefengesteins stellt ein großes Energiepotenzial dar, welches in Deutschland heute noch weitgehend unerschlossen ist. Dieser Beitrag behandelt Fragestellungen zur Erschließung dieses Potenzials speziell in der sedimentär geprägten Nord-Ostdeutschen Tiefebene.

In den porösen Sedimentgesteinen dieses Gebiets liegt heißes Thermalwasser vor, dessen Wärmepotenzial durch Tiefenbohrungen nutzbar gemacht werden kann. Charakteristisch ist ein moderater, beinahe linearer Temperaturverlauf mit einem Temperaturanstieg von ca. 3 °C pro 100 Meter Tiefe. Eine direkte Nutzung dieses hydrothermalen Wärmepotenzials zur Wärmeversorgung ist ab Tiefenlagen von etwa 1500 Metern möglich. Ab ca. 3000 Meter Tiefe erlaubt das Temperaturniveau die Umwandlung des Wärmepotenzials in Strom oder in Kälte.

Für eine erfolgreiche bohrtechnische Erschließung des hydrothermalen Potenzials müssen gewisse geophysikalische Randbedingungen im Untergrund vorliegen. Außerdem erfordert eine wirtschaftliche Nutzung eine optimale Einbettung solcher Systeme in die lokalen Energie-Versorgungsstrukturen an der Erdoberfläche. Eine wirtschaftliche Erschließung des Potenzials speziell zu Heizzwecken könnte einen signifikanten Beitrag für zukünftige Wärmeversorgungs-Szenarien in urbanen Räumen liefern. Dieser Beitrag behandelt diese Möglichkeit am Beispiel Berlins und schlägt Maßnahmen zur Entwicklung dieses Potenzials vor. Berlin dient hierbei als Fallbeispiel, da seine geologischen Bedingungen als repräsentativ für das Norddeutsche Becken angesehen werden können.

Die geologische Struktur des Untergrunds wird auf der Grundlage vorhandener Bohrungen interpretiert. Im Berliner Umland befinden sich sechs tiefe Bohrungen (tiefer als 1,5 km): In Velten, Oranienburg, Seefeld, Rüdersdorf, Groß Ziethen und in Potsdam; im Berliner Stadtgebiet liegen zwei weitere tiefe Bohrungen, im Westen (Grunewald) und im Osten (Wartenberg). Diese Bohrungen liefern das einzige gesicherte Wissen zur geologischen Situation der Region bis zu ca. 4 km Tiefe. Alle diese Bohrungen weisen zwei Gesteinsformationen aus, die prinzipiell für eine geothermische Nutzung in Frage kommen: Der Buntsandstein und das Sedimentär Rotliegend. Es handelt sich um Sandsteine, deren Gesteinsporen heißes Wasser enthalten. Diese Formationen liegen im Bereich Berlins flächendeckend in variabler Tiefenlage und mit unterschiedlicher Mächtigkeit vor: In den genannten Bohrungen wird der Buntsandstein in Tiefen von ca. 500–3000 Metern angetroffen, das Sedimentär Rotliegend in Tiefen von ca. 3200–4800 Metern. Entsprechend der Tiefenlagen variieren die Gesteinstemperaturen des Buntsandsteins etwa zwischen 20 und 100 °C und die des Sedimentär Rotliegend etwa zwischen 100 und 150 °C. Das Porenwasser des mittleren Buntsandsteins kann daher zum direkten Heizen von Gebäuden und im höheren Temperaturbereich unter Verwendung von Absorptionskälteanlagen auch zur Kühlung verwendet werden, während das Porenwasser des Sedimentär Rotliegend sich auch zur Erzeugung von Strom eignet. Man spricht von hydrothermaler Geothermie, da der Wärmeträger Wasser ist, der durch Bohrungen direkt erschlossen werden kann.

Das hydrothermale Potenzial zur Gebäudebeheizung in Berlin

Die Berliner Senatsverwaltung weist in der Studie „Energiekonzept 2020 – Energie für Berlin" [1] einen Gesamtwärmebedarf von 40,166 Terawatt-Stunden für das Jahr 2005 aus. Diese Wärmemenge wurde fast gänzlich aus fossilen Energieträgern produziert; erneuerbare Energiequellen spielten mit einem Anteil von 0,13 % eine vernachlässigbare Rolle.

Welchen Beitrag könnte die hydrothermale Geothermie zur Deckung des Wärmebedarfs in Berlin leisten? Das Wärmepotenzial Berlins kann auf der Grundlage geologischer Modelle abgeschätzt werden. Diese Modelle liefern Potenzialkarten, wie sie in *Abbildung 1* für den mittleren Buntsandstein und das Sedimentär Rotliegend dargestellt sind.

Solche Potenzialkarten basieren auf Strukturmodellen des Berliner Untergrunds, die am Deutschen GeoForschungsZentrum entwickelt werden [2, 3, 4, 5]. Sie enthalten Informationen zur Tiefenlage der hydrothermalen Gesteinsschichten und deren Mächtigkeit; weitere Parameter wie die Temperatur, die Gesteinsporosität und relevante Zustandsgleichungen werden statistisch aus vorhandenen Bohrlochmessungen abgeleitet.

Das in *Abbildung 1* dargestellte Ergebnis einer solchen Potenzialberechnung liefert die im Porenwasser enthaltene Wärmenergiedichte pro Quadratmeter

GFZ
PD Dr.-Ing. Oliver Kastner
oliver.kastner@gfz-potsdam.de

Prof. Dr. Ernst Huenges
huenges@gfz-potsdam.de

Berliner Gaswerke Aktiengesellschaft
Dr.-Ing. Stefan Bredel-Schürmann
sbredel-schuermann@gasag.de

TU München
Prof. Dr. Thomas H. Kolbe
kolbe@igg.tu-berlin.de

Geothermie Neubrandenburg GmbH
Dr.-Ing. Frank Kabus
gtn@gtn-online.de

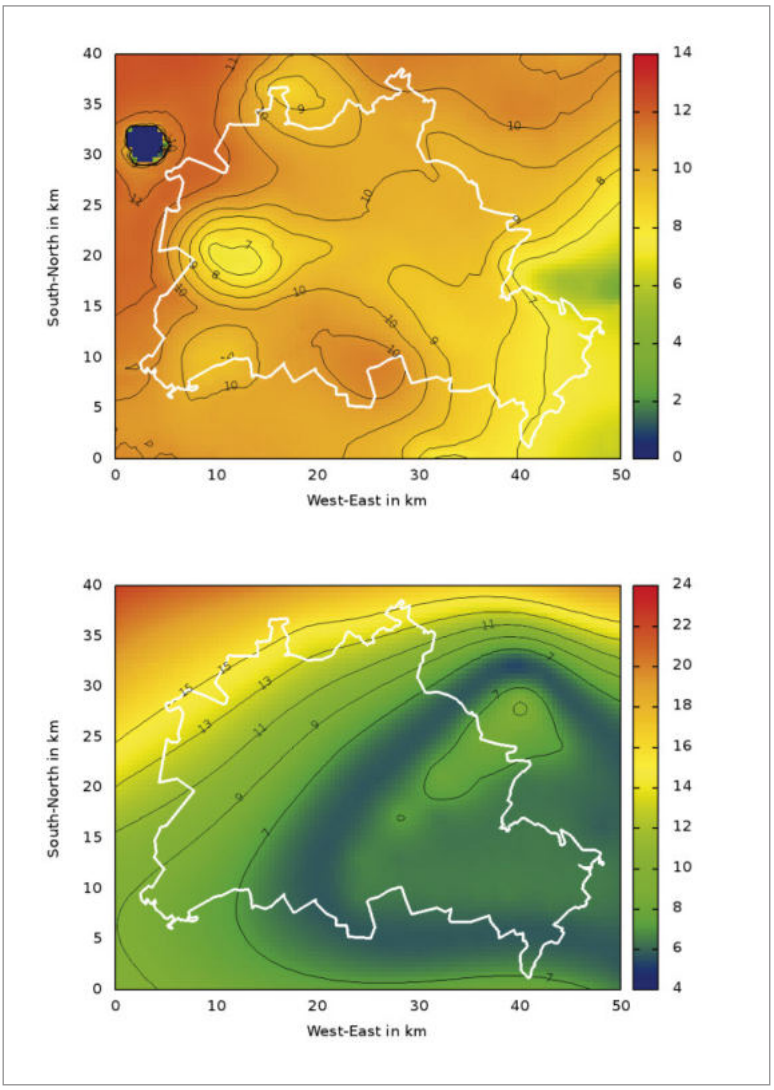


Abbildung 1

Hydrothermales Wärmepotenzial des mittleren Buntsandsteins (a) und des Sedimentär Rotliegend (b) im Bereich Berlins nach Modellrechnungen.

Die Farbskala kodiert die Energiedichten der im Porenwasser vorhandenen Wärme in Gigajoule pro Quadratmeter an der Oberfläche. Der Umriss des Landes Berlin ist durch einen weißen Linienzug skizziert. [5]

Grundfläche. Im Berliner Durchschnitt sagt das Modell für das Porenwasser des mittleren Buntsandsteins eine Energiedichte von etwa 10 Gigajoule pro Quadratmeter voraus, (*Abb. 1a*). Im Berliner Stadtgebiet erwartet man diese Gesteinsformation in Tiefen von 1670–1870 Metern, wo die Temperatur ca. 60–70 °C beträgt. Ein ähnlicher Wert wird für das Porenwasser des Sedimentär Rotliegend ausgewiesen, (*Abb. 1b*), ebenfalls ca. 10 Gigajoule pro Quadratmeter. Das Strukturmodell prognostiziert das Sedimentär Rotliegend in einer Tiefe von 3340–3520 Metern bei Temperaturen von ca. 120–130 °C. Das Sedimentär Rotliegend ist heißer, besitzt allerdings eine geringere Porosität als der Buntsandstein und enthält damit weniger Porenwasser.

Mit diesen Zahlen kann eine Abschätzung des Wärmepotenzials des porengebundenen Thermalwassers vorgenommen werden. Dazu müssen die ermittelten Energiedichten mit der Landesfläche Berlins von ca. 892 km² multipliziert werden. Diese Überschlagsrechnung liefert eine Wärmemenge von ca. 2,4 Petawatt-Stunden Wärmeinhalt im Porenwasser des mittleren Buntsandsteins und ca. 2,5 Petawatt-Stunden im Porenwasser des Sedimentär Rotliegend. Zusammen entspricht die im Porenwasser der beiden Formationen vorhandene Wärme damit dem ca. 125-fachen des Berliner Wärmebedarfs des Jahres 2005. Diese beträchtliche Wärmemenge beinhaltet dabei noch nicht die in der Gesteinsmatrix gespeicherte Wärme, deren Betrag allein in diesen beiden Formationen dreimal so groß ist, wie der des Porenwassers. Das Modell sagt also ein beachtliches hydrothermales Potenzial für Berlin voraus.

Wirtschaftlichkeit geothermischer Energieversorgung

Warum wurde dieses Potenzial noch nicht erschlossen? Man muss verstehen, dass die Potenzialabschätzung nichts darüber aussagt, wie groß der förderbare

Anteil dieser Wärme ist. In der Tat muss zur Bewertung der Ergiebigkeit einer hydrothermalen Anlage – und damit ihrer Wirtschaftlichkeit – die geologische Situation am Bohrpunkt relativ genau bekannt sein. Die unvollständige Datenlage, die in der Modellrechnung durch statistische Methoden kompensiert wurde, verursacht im Rahmen der Erschließung ein Fündigkeits- und Förderrisiko.

In *Abbildung 2* ist dieses Risiko anhand der Geoparameter Temperatur und Gesteinsporosität illustriert. Die Punkte geben Messwerte aus Bohrungen im Nordostdeutschen Sedimentbecken wieder. Die Schwankungsbreiten der dargestellten Größen sind beachtlich; sie sind für das Fündigkeits- und Förderrisiko mit verantwortlich. In wirtschaftlicher Hinsicht bilden sie ein Investitionsrisiko ab, welches die unternehmerische Erschließung des hydrothermalen Potenzials in Berlin bisher verhindert hat. Das Fündigkeitsrisiko – und das daraus resultierende Investitionsrisiko – kann nur durch bohrtechnische Erkundungen sicher gesenkt werden und adressiert einen öffentlichen Forschungsbedarf.

Für ein Voranschreiten auf der technologischen Lernkurve ist es auch wichtig, dass einzelne Demonstrationsprojekte realisiert werden. Solche Projekte sind auch nötig, um die Wirtschaftlichkeit nachzuweisen und so Vertrauen in die neue Technologie aufzubauen. Hydrothermale Systeme verursachen auf der einen Seite hohe Investitionen für Erschließungsbohrungen und für die obertägigen Anlagen. Auf der anderen Seite sind die Betriebskosten wegen der entfallenden Brennstoffkosten vergleichsweise niedrig. Hydrothermale Systeme eignen sich daher besonders gut zur Deckung des Grundlastbedarfs. Um als neue Technologie in Konkurrenz zu fossilen Energieträgern Erfolg haben zu können, müssen die Demonstrationsprojekte eine gewisse Mindestgröße aufweisen; es handelt sich um Projekte zur Grundlastversorgung auf Stadtquartiersebene.

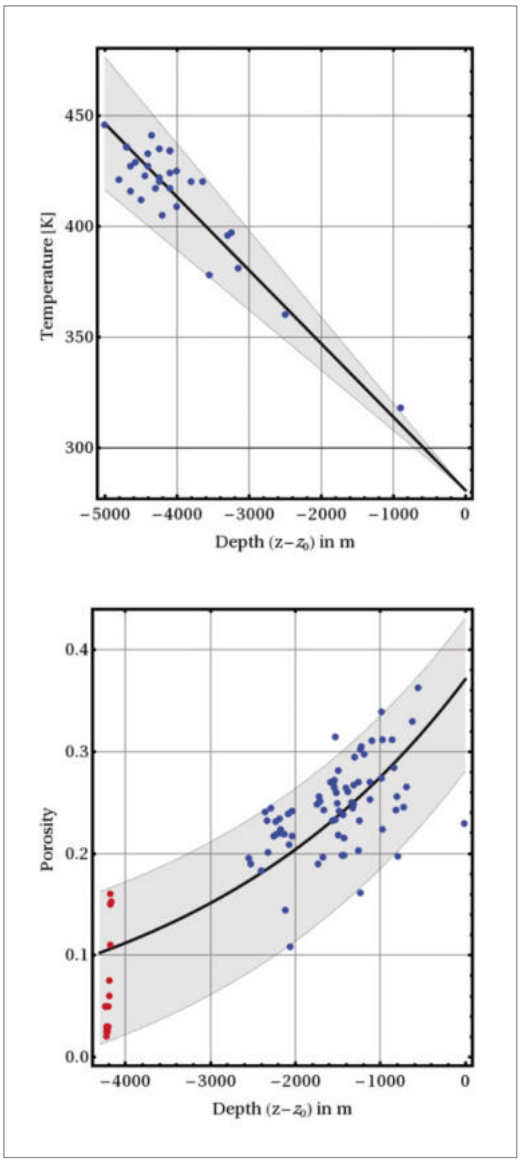


Abbildung 2
Varianzen der Geoparameter Temperatur (in Kelvin) (a) und Porosität (b) im Nordostdeutschen Becken als Funktion der Tiefe.
Daten nach [6,7,8].

Systemische Einbindung

Voraussetzung für die erfolgreiche Implementierung der hydrothermalen Technologie ist ihre optimale Einbettung in die Bedarfsstrukturen. Zur Bewertung von Versorgungsszenarien werden hier Planungswerkzeuge benötigt, die stadtteilbezogene Angebots- und Bedarfsanalysen unter Berücksichtigung infrastruktureller Besonderheiten ermöglichen. Im Rahmen des von der EU ko-finanzierten Forschungsprojekts „Energieatlas Berlin“ wird ein solches Werkzeug derzeit an der Technischen Universität Berlin und der Technischen Universität München erarbeitet [9, 10]. Es handelt sich um ein innovatives Geoinformationssystem zur gebäudescharfen Erfassung des urbanen Wärmebedarfs für Berlin. Die Datenbasis dieses Systems wurde um das tiefe geothermische Wärmepotenzial erweitert. Durch die Verknüpfung von Informationen zum obertägigen Wärmebedarf und untertägigen Wärmepotenzial wird eine energietechnische und wirtschaftliche Bewertung von Versorgungsszenarien ermöglicht.

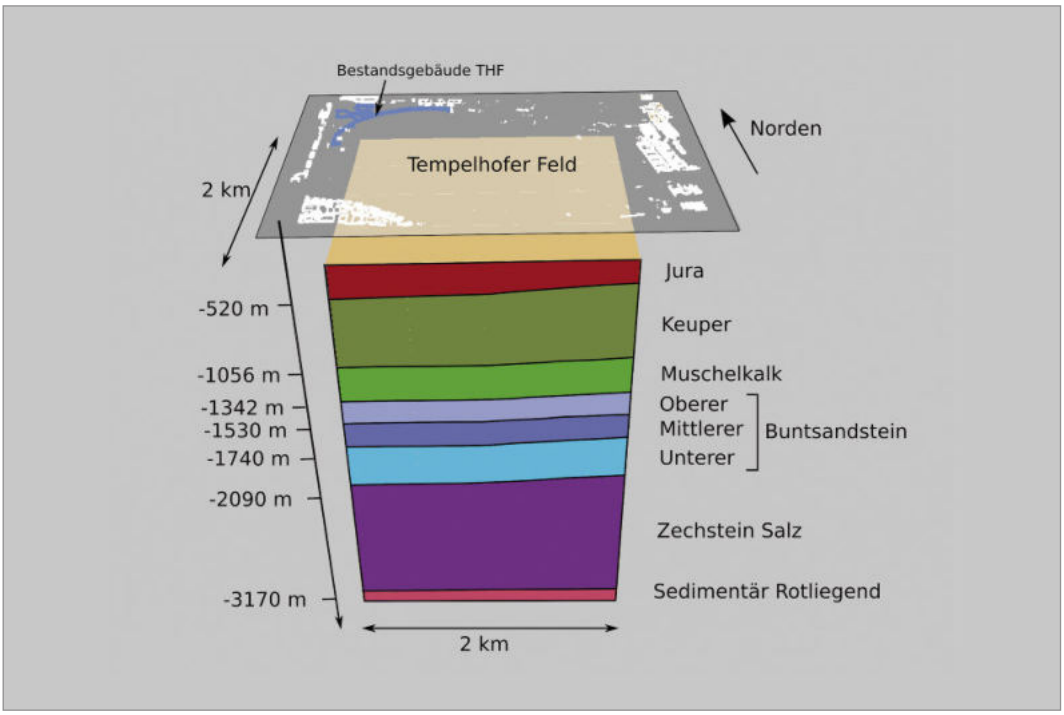


Abbildung 3

Projektstudie zur möglichen Grundlastversorgung des geplanten Stadtquartiers auf dem ehemaligen Tempelhofer Flugplatz. [9]

Demonstrationsprojekt Berlin Tempelhof

Ein möglicher Standort für ein Demonstrationsprojekt zur hydrothermalen Grundlastversorgung könnte das derzeit in Planung befindliche, neue Stadtquartier auf dem ehemaligen Berliner Flughafen Tempelhof darstellen. *Abbildung 3* zeigt eine perspektivische Darstellung des Tempelhofer Felds mit seinen angrenzenden Gebäuden; die Abbildung ist dem Energieatlas Berlin entnommen. In blau hervorgehoben ist das bogenförmig angeordnete Bestandsgebäude des Flughafens im Bereich Tempelhofer Damm/Columbiadamm. Die Bestandsgebäude des ehemaligen Flughafens haben einen jährlichen Wärmebedarf von ca. 40 Gigawatt-Stunden. Ein zusätzlicher Heizbedarf könnte durch die teilweise Bebauung des ehemaligen Flugfelds hinzukommen; hier wird ebenfalls ein Bedarf von ca. 40 Gigawatt-Stunden pro Jahr erwartet.

In *Abbildung 3* ist das Flugfeld und die darunter liegende Geologie des Untergrunds aus der Vogelperspektive dargestellt. Die interessanten hydrothermalen Reservoirhorizonte sind der mittlere Buntsandstein und das Sedimentär Rotliegend. Für das hier dargestellte, vier Quadratkilometer große Areal unter dem Tempelhofer Flugfeld liefert das Potenzialmodell eine Wärmemenge von etwa 10.800 Gigawatt-Stunden im Thermalwasser des mittleren Buntsandsteins, beziehungsweise von etwa 6.400 Gigawatt-Stunden im Sedimentär Rotliegend. Im Bereich des ehemaligen Flughafens Tempelhof könnte das vorhandene Wärmepotenzial den erwarteten jährlichen Bedarf folglich um das 217-fache übertreffen. Der Bedarf könnte also leicht aus dem hydrothermalen Potenzial gedeckt werden.

Eine von der Berliner GASAG in Auftrag gegebenen Seismik auf dem ehemaligen Tempelhofer Flugfeld hat die vom Strukturmodell vorhergesagten Gesteinsformationen des mittleren Buntsandsteins und des Sedimentär Rotliegend bestätigt. Eine GASAG Projektstudie geht im Falle einer Erschließung von einer Förderrate von ca. 50 m³/h Heißwasser aus dem Sedimentär Rotliegend aus. Eine solche hydrothermale Anlage könnte eine Leistung von 5 Megawatt (th.) haben. Die Investitionen werden auf ca. 25 Millionen geschätzt.

Die tiefe Geothermie könnte also signifikant zur urbanen Grundlastversorgung beitragen. Berlin ist hierzu ein repräsentatives Beispiel, da es eine mit vielen Städten in Deutschland vergleichbare geologische Situation hat. Obwohl eine günstige Potenzialprognose vorliegt, hat das lokale Fündigkeitsrisiko auch in Tempelhof bisher eine Erschließungstätigkeit verhindert. Voraussetzung für unternehmerische Initiativen ist hier die Senkung dieses Risikos durch vorhergehende bohrtechnische Erkundungen des Untergrunds.

Fazit

Zusammenfassend können wir zwei Aktivitätsfelder zur Entwicklung der hydrothermalen Geothermie benennen:

Erstens geht es um die wissenschaftliche Erkundung des Untergrundes an relevanten Orten mit hinreichender räumlicher Auflösung. Wir sehen diese Erkundungsarbeit als öffentliche Aufgabe an. Es besteht Forschungsbedarf und im Rahmen der Energiewende liegt gesellschaftliche Relevanz vor. In diesem Zusammenhang geht es auch um eine unabhängige Bewertungen aller sicherheitsrelevanten, geologischen Fragestellungen.

Zweitens geht es um die Entwicklung von Implemetierungsstrategien der neuen Technologie im Rahmen von Demonstrationsprojekten. Eine systematische Bestandsaufnahme geeigneter Stadtquartiere kann auf der Grundlage von innovativen Geoinformationssystemen durchgeführt werden, die eine integrale Bewertung der vorliegenden Bedarfsstrukturen und des vorhandenen Geopotenzials erlauben. In diesem Zusammenhang sehen wir die Realisierung solcher Demonstrationsprojekte als unternehmerische Aufgabe der Teilnehmer am Wärmemarkt an. Öffentliche Investitionshilfen bei der Technologieentwicklung oder dem Aufbau von freien Wärmenetzen könnten nötig sein, um den strukturellen Vorteil der konventionellen Versorgung aus fossilen Brennstoffen auszugleichen, die als Vergleichstechnologie die Wirtschaftlichkeitsanalysen der hydrothermalen Technologie maßgeblich beeinflusst.

Referenzen

[1] Berliner Energieagentur GmbH und Institut für ökologische Wirtschaftsforschung im Auftrag der Berliner Senatsverwaltung für Wirtschaft, Technologie und Frauen, Energiekonzept 2020 – Energie für Berlin, http://www.berlin.de/imperia/md/content/sen-wirtschaft/energie/energiekonzept.pdf?download.html, 2011

[2] V. Noack, Y. Cherubini, M. Scheck-Wenderoth, B. Lewerenz, T. Höding, A. Simon und I. Moeck. Assessment of the present-day thermal field (NE German Basin) – Inferences from 3D modelling. Chemie der Erde 2010, 70(S3): 47–62

[3] A. Jaroch. Stratifizierung des hydrogeologischen 3D Modells von Berlin unter Berücksichtigung qualifizierter Bohrungsinformationen. Diplomarbeit, Technische Universität Berlin 2006

[4] J. Sippel, S. Fuchs, M. Cacace, O. Kastner, E. Huenges und M. Scheck-Wenderoth. Deep 3D thermal modelling for the city of Berlin (Germany). Submitted to Environmental Earth Sciences, 2012.

[5] O. Kastner, J. Sippel, M. Scheck-Wenderoth und E. Huenges. The deep geothermal potential of the Berlin area. Submitted to Environmental Earth Sciences, 2012.

[6] A. Förster. Analysis of borehole temperature data in the Northeast German Basin: continuous logs versus bottom-hole temperatures. Petroleum Geoscience 7(3):241–254, 2001.

[7] M. Wolfgramm, K. Rauppach and P. Seibt. Reservoir-geological characterization of Mesozoic sandstones in the Northern German Basin by petrophysical data. Z. Geol. Wiss., Berlin, 2008.

[8] U. Trautwein. Poroelastische Verformung und petrophysikalische Eigenschaften von Rotliegend Sandsteinen. Dissertation, Technische Universität Berlin, 2005.

[9] Energieatlas Berlin. EU ko-finanziertes Forschungsprojekt im Climate Knowledge and Innovation Community des European Institute of Technology (EIT Climate KIC). http://www.climate-kic.org/fileadmin/climatekicorg/all/global/_innovation/Energy_Atlas.pdf

[10] D. Carrion, A. Lorenz and T. H. Kolbe. Estimation of the energetic rehabilitation state of buildings for the city of Berlin using a 3D city model represented in CityGML, Proceedings of the 5th International 3D GeoInfo Conference, Nov. 3–4, 2010, Berlin, Germany. Int. Arch. Photogrammetry, Remote Sensing and Spatial Inform. Sci., XXXVIII-4/W15, 31–35

Herausforderungen in der Forschung für Niedertemperatur-Solarthermie

Bundesverband Solarwirtschaft und SOLVIS GmbH & Co. KG
Helmut Jäger
jaeger@bsw-solar.de

ISFH
Gunter Rockendorf
g.rockendorf@isfh.de

Fraunhofer ISE
Gerhard Stryi-Hipp
gerhard.stryi-hipp@ise.fraunhofer.de

Zur Erreichung einer möglichst hohen Gesamteffizienz ist es sinnvoll, die optimalen Konzepte und Technologien für die Bereitstellung von Wärme und Strom einzusetzen. Die Erzeugung von Wärme aus Sonne ist um den Faktor 3 effizienter als die Stromerzeugung. Auch die Investitionskosten für Speicherung von Wärme sind mit 10–40 €/kWh um den Faktor 40 niedriger als für Batterien.

Daraus folgt: Wärmeanwendungen müssen mit Solarwärme bedient werden und Stromanwendungen müssen mit Solarstrom bedient werden.

Heutzutage hat jeder Privathaushalt die Möglichkeit, 15–40 % seines Strombedarfs einzusparen, indem z. B. für Haushaltsgeräte, die Wärme benötigen, diese tatsächlich in Form von Wärme und nicht in Form von Strom zur Verfügung gestellt wird. Wenn die alten Heizkessel erneuert werden, die alle viel zu große Stromverbräuche haben, dann können wir auch bei jedem Heizkessel durchschnittlich 400–500 KWh Strom einsparen – ein gigantisches Stromeinsparpotenzial, das nur genutzt werden muss.

Der Bundesverband Solarwirtschaft (BSW) hat mit der Unterstützung des Bundesumweltministeriums einen Fahrplan Solarwärme erarbeitet und verschiedene Marktsegmente definiert:
Klassische Heizungsmodernisierung in Ein- und Zweifamilienhäusern, Neubau, Sonnenhäuser mit hoher solarer Deckung, Heizungsmodernisierung und Ergänzung im Mehrfamilienhaus, Nah- und Fernwärme. Außerdem wurden neue Segmente im Bereich industrieller Prozesswärme definiert, insbesondere bis zu 100°C Anwendungstemperatur und auch im Bereich Industriekälte und Klimatisierung.

Ziel ist es, in den nächsten Jahren die Leistung im Bereich Solarwärme in Deutschland stark zu steigern. Wir haben heute ungefähr 10 GW installiert, unser Ziel ist, in den genannten Marktsegmenten bis 2020 diese Leistung zu verdreifachen auf ca. 27 GW und bis 2020 auf ca. 70 GW.

Der „Fahrplan Solarwärme“ kann auf der Homepage des BSW detailliert nachgelesen werden.

Kosten

Die Kostensenkungen in der Solarthermie waren in den letzten fünf Jahren nicht so stark wie in der PV, denn sie sind von einem völlig anderen Niveau aus gestartet. Wir haben heute bei Solarkollektoren reine Herstellkosten von ungefähr 0,1 €/W peak. Auch wenn das schon relativ niedrig ist, haben wir doch das Ziel noch günstiger zu werden, insbesondere im Bereich der Montage.

Wir arbeiten auch daran, zwischen 2015 und 2020 durch Technologiesprünge bei der Speichertechnologie und durch neue Materialien die Kosten der Kollektoren deutlich zu senken. Unser Ziel ist es, bis 2020 die Kosten um 14 % und bis 2030 um ca. 43 % zu reduzieren.

Solarthermie ist heute in vielen Bereichen durchaus wirtschaftlich. Eine einfache Solarwarmwasseranlage produziert heute Wärme zu Kosten von ca. 6 bis 7 Cent/kWh. Das ist durchaus vergleichbar mit Gas und viel günstiger als Öl. Wir gehen davon aus, dass in den nächsten Jahren die Preise für fossile Brennstoffe weiter steigen werden, so dass die Wirtschaftlichkeit für die Solarsysteme sich in allen Bereichen deutlich verbessern wird. Wir rechnen damit, 2030 die 5-Cent-Marke in vielen Bereichen zu unterschreiten und damit auch ohne Förderung wirtschaftlich zu sein.

Zurzeit funktionieren mehr als zwei Drittel des Solarwärmemarktes komplett ohne Förderung. Im Neubau und bei Warmwassersystemen für Einfamilienhäuser gibt es keine Förderung mehr; nur für heizungsunterstützende Systeme in der Bestandsmodernisierung gibt es noch Förderung.

F&E-Bedarf

Ersatz von Kupfer-Rohrmaterial durch Aluminium und Stahl

Die Kupferpreise sind in den letzten Jahren sehr stark gestiegen. Es ist daher wichtig, Testverfahren für die Langzeitstabilität von Materialmixen mit reduziertem Kupferanteil zu entwickeln. Es fehlen noch die entsprechenden Grundlagen um die Langzeitstabilität von 25 Jahren für solarthermische Kollektoren sicherzustellen. Auf diesem Gebiet sehen wir einen großen F&E-Bedarf zu Festigkeit, Korrosion und Erosion.

Montagesysteme

Montagesysteme sind im Moment sowohl für PV als auch für Solarthermie ein sehr wichtiges Thema. Ich bin davon überzeugt, dass wir in wenigen Jahren völlig gleiche Montagesysteme für beide Bereiche haben

werden, weil die Lastanforderungen, Wind, Brand, Schnee usw. letztendlich gleich sind. Das Deutsche Institut für Bautechnik hat sich dafür engagiert, dass diese Montagesysteme statisch optimiert und standardisiert werden. Zurzeit werden Prüfverfahren entwickelt, z. B. mit Simulationen im Windkanal, um die Montagesysteme zu optimieren. Dies wirkt sich direkt auf die Kosten aus und ist darüber hinaus auch für die Montagezeiten der Handwerker ein wesentliches Einsparpotenzial.

Systemtechnik vereinfachen und Integration vorantreiben

Die Integration muss vorangetrieben werden, um die Fehleranfälligkeit und die Kosten senken zu können. Das heißt, wir brauchen in Zukunft an den Instituten nicht nur Prüfstände für einzelne Komponenten, sondern zusätzlich Systemprüfstände und Systemtestverfahren. Bisher testen wir häufig nur Komponenten: Absorberschichten, Gläser usw., oder komplette Kollektoren oder komplette Speicher. In Zukunft brauchen wir komplette Testverfahren für Warmwasserstationen für hochdynamische Prozesse.

Wärmespeicherkapazität erhöhen

Hier geht es in erster Linie um das Thema Materialforschung für PCM (Phase Change Materials = Phasenwechselmaterialien) und TCM (Thermochemische Wärmespeicher). Besonders wichtig ist dabei die Entwicklung von Langzeittestverfahren, denn diese Speicher sollen schließlich lange halten. Ein klassischer Stahlpufferspeicher steht 50 Jahre im Keller, daran müssen wir uns messen. Trinkwasserspeicher haben eine deutlich kürzere Lebensdauer, gehen aber mehr und mehr aus dem Markt. Die Zukunft liegt bei den Pufferspeichern. Gerade im Bereich der Systemtechnik ist hier noch eine Menge zu tun. Es reicht nicht aus, die Materialien zu entwickeln. Wir brauchen wettbewerbsfähige, komplett funktionierende Systeme. Das ist bisher noch zu wenig beleuchtet worden.

Ersatz von Metall durch Kunststoff

Dies ist der übernächste Schritt. Wenn wir erst einmal Kupfer durch Aluminium und Stahl ersetzt haben, geht es bei Kollektorgehäusen, Speichern und Montagesystemen darum, langfristig Metall komplett durch Kunststoff zu ersetzen. Hier ist die Materialforschung gefragt. Es ist relativ unproblematisch, Kunststoffe einzusetzen, aber der Kunststoff muss auch deutlich preiswerter sein als Stahl. Dafür brauchen wir kostengünstige Fertigungsverfahren, die richtigen Auslegungstools und Langzeittestverfahren. Denn ein Kollektor muss mindestens 25 Jahre halten und ein Pufferspeicher sollte schon 40 bis 50 Jahre halten.

Kooperationsprojekte von Forschung und Industrie

Beispiel 1: »RefleC«

Im Projekt „RefleC“ wurde ein hocheffizienter Flachkollektor mit zusätzlichen Spiegeln zur Erhöhung des Strahlungsempfangs entwickelt. Gleichzeitig wurden die Wärmeverluste reduziert durch eine zweifach transparente Abdeckung. Ziel ist die Erhöhung der Leistung und der gesamten Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen, insbesondere für Anwendungen, bei denen man höhere Leistungsdichten und höhere Temperaturen braucht.

Beteiligte:
Fraunhofer ISE und Wagner & Co. Solartechnik GmbH

Forschungsarbeiten:
- Optische Simulationen zur Optimierung der Spiegelflächen
- Experimentelle Untersuchungen
- Bau einer Prototypanlage und Monitoring

Förderung: BMU/PTJ

Abbildung 1
Hocheffizienter Flachkollektor mit reduzierten Wärmeverlusten durch externe Reflektoren und Doppelabdeckung für Arbeitstemperaturen bis 150 °C.
Quelle: Fraunhofer ISE

Beispiel 2: »HeizSolar«

Ziel des Projekts „HeizSolar" ist die Erarbeitung der wissenschaftlichen Grundlagen zur Bewertung und Optimierung von SolarAktivHäusern. Mit diesen Erkenntnissen soll die gesamte Systemtechnik für Häuser mit einem solaren Deckungsgrad von mehr als 50 % optimiert werden. Gerade in der Systemtechnik stecken große Kostensenkungspotenziale. Die Ergebnisse wurden auch der Industrie – in mehreren Workshops vorgestellt und diskutiert und stehen im Internet zur Verfügung.

Beteiligte Institute:
Fraunhofer ISE, Solar- und Wärmetechnik Stuttgart (SWT),
TU Ilmenau, Sonnenhaus-Institut e. V.

Forschungsarbeiten:
Monitoring von neun SolarAktivHäusern
Erarbeitung eines Simulationsmodells
Optimierung des SolarAktivHaus-Konzepts

Förderung: BMU/PTJ

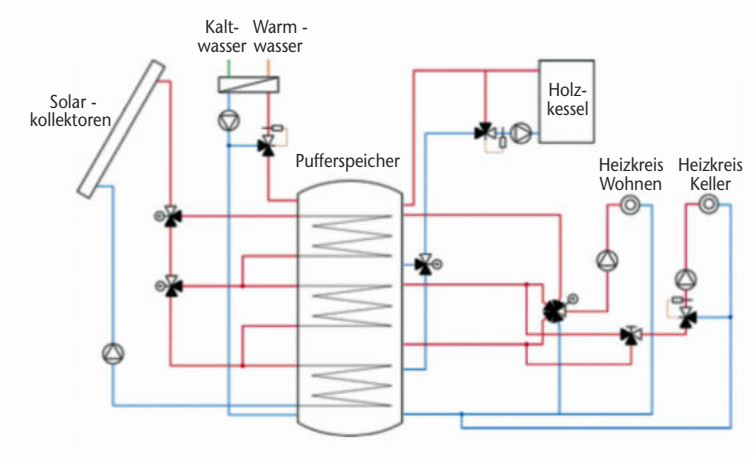


Abbildung 2
Monitoring-Konzept
Quelle: Fraunhofer ISE

Beispiel 3: „SOLCOOLSYS"

In dem Verbundvorhaben soll ein weitestgehend standardisiertes System zur solaren Kühlung für Wohn- und kleine Bürogebäude entwickelt und in realen Anwendungen getestet und optimiert werden. Die Anlagen bestehen aus einer Solaranlage, einer Adsorptionskältemaschine und einer Rückkühleinheit, die so zusammengestellt sind, dass eine einfache Installation beim Endkunden gewährleistet ist.

Beteiligte:
Fraunhofer ISE, SorTech AG und Solvis GmbH & Co. KG

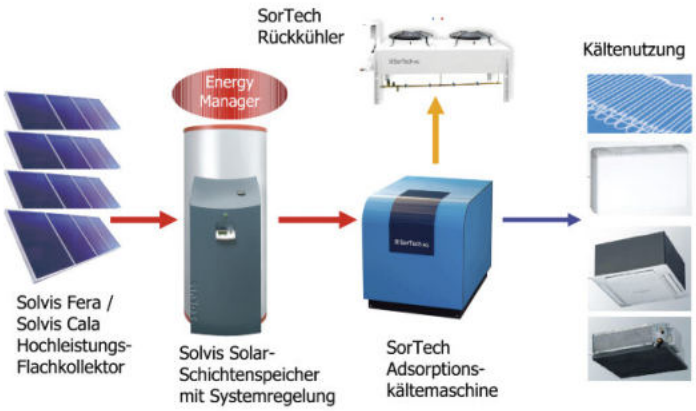


Abbildung 3
Verbundprojekt SOLCOOLSYS
Bildquelle: SOLVIS

Beispiel 4: Hocheffiziente Flachkollektoren mit Wärmeschutzverglasung

Für eine weitere Verbreitung solarthermischer Anlagen muss die Leistungsfähigkeit von Flachkollektoren noch gezielt für den Betrieb bei hohen Temperaturen über 80 °C gesteigert werden. Der wichtigste Baustein für einen Hocheffizienz-Flachkollektor ist die Low-e-Schicht mit hoher Transmission. Zusammen mit einem selektiven Absorber werden so sehr effektiv Wärmeverluste durch Strahlung unterdrückt.

Man erreicht dann bei gleicher Dachfläche einen höheren Ertrag. Gegenüber Vakuumröhrenkollektoren hat man hier eine deutliche Verbesserung des Preis-Leistungs-Verhältnisses und gegenüber einfachen Flachkollektoren eine deutliche Leistungssteigerung, so dass das Projekt eine gute wirtschaftliche Perspektive hat. Wichtig ist hierbei, dass ein hocheffizienter Flachkollektor gut zu den bisherigen Produktlinien der europäischen Hersteller passt, da sich lediglich die Verglasung unterscheidet. Diese wird mit Hilfe der Glas- und Verglasungsindustrie entwickelt.

Beteiligte:
ISFH, SOLVIS GmbH & Co.KG, Vaillant GmbH, Bystronic GmbH, Kömmerling GmbH, Euroglas GmbH

Forschungsarbeiten:
- Neues Low-e Schichtsystem entwickelt und geprüft
- Hohe Leistungssteigerung an Prototypen gemessen: 60 % Mehrertrag bei T= 60 K und 500 W/m²
- Gebrauchstauglichkeit nachgewiesen
- Industrielle Umsetzung in aktuellem Projekt

Förderung: BMU

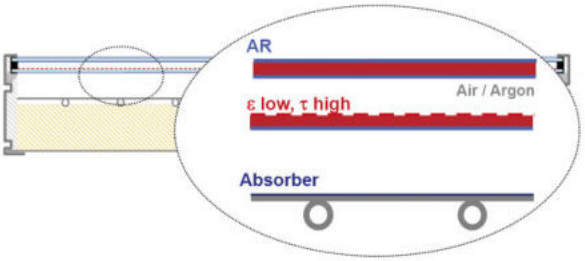


Abbildung 4
Prinzip eines hocheffizienten Flachkollektors.
Bildquelle: ISFH

Beispiel 5: Temperaturoptimierte Wärmeversorgung für Sonnenhäuser

Entwicklung eines neuen Wärmeversorgungskonzepts für Solarhäuser mit einem solaren Deckungsanteil von mehr als 50%. Zurzeit werden Solarhäuser in der Regel mit einem zentralen Pufferspeicher realisiert, in den die Solaranlage einspeist, so dass ein Teil der in den Sommermonaten gewonnenen solaren Wärme innerhalb der Heizperiode genutzt werden kann.
Mit dem neuen Systemkonzept wird nun eine temperaturoptimierte Aufteilung der Solarenergiegewinne auf unterschiedliche Senken durchgeführt. Dabei geht es vor allem um Systemoptimierung. Die Speicherung in Bauteilen wie Betondecken soll genutzt werden, damit das Wasservolumen des Pufferspeichers reduziert werden kann. Ziel ist es, mit einem Fünftel des Pufferspeichers auszukommen und trotzdem einen solaren Deckungsgrad von deutlich über 50 % zu erreichen.

Beteiligte:
ISFH, Helma Eigenheimbau AG, RESOL Elektronische Regelungen GmbH

Forschungsarbeiten:
- Neues Solarhauskonzept mit 1,5 m³ statt 7,5 m³ Pufferspeicher
- Einsatz von Betonkernaktivierung als Heiz- und Speicherelement
- Dadurch Kostenreduktion und reduzierte Sommerlast
- Simulationsstudien und Erprobung an Experimentalgebäude

Förderung: BMU

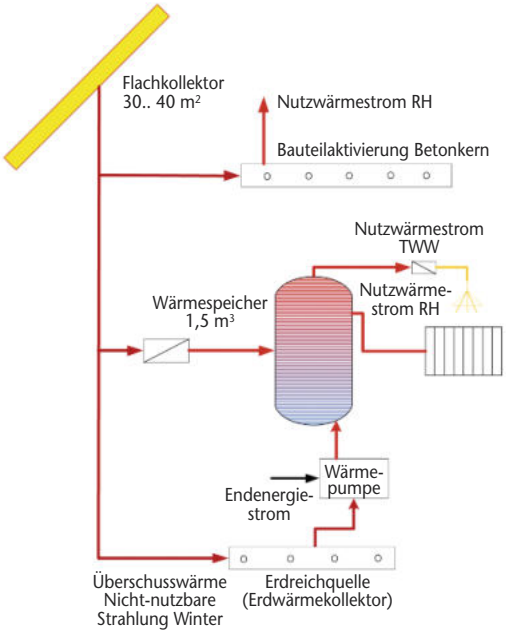


Abbildung 5
Übersicht über die Wärmequellen und -senken im neuen Sonnenhauskonzept
(die Linien entsprechen Energieströmen).
Quelle: ISFH

Beispiel 6: Solarwärme und Energieeffizienz: Neues Kessel-Simulationsmodell

Das Projekt beleuchtet die Kopplung von Heizkesseln mit Solartechnik. Es gab teilweise in der Branche die Befürchtung, dass eine Konkurrenz zwischen Solarwärme und der Brennwertnutzung bestehe. Das Projekt hat aber gezeigt, dass dies nicht der Fall ist. Bei geeignet integrierten Kesseln nimmt weder der Brennwertnutzen ab noch erhöht sich die Taktrate signifikant. Entscheidend für die Endenergieeinsparung ist neben der Kesselauswahl die optimierte Integration der Wärmespeicher. Das ISFH hat im Projekt ein neues einfach zu parametrierendes Kesselmodell entwickelt, mit dem insbesondere große Systeme für Mehrfamilienhäuser weiter optimiert werden können.

Abbildung 6
Teststand für die Untersuchung von Heizkesseln unter stark wechselnden Betriebsbedingungen
Quelle: Ostfalia

Beteiligte:
ISFH, Ostfalia Hochschule, Fachhochschule Düsseldorf

Forschungsfragen: Wie arbeiten Kessel und Solarsystem zusammen und welcher Kessel ist geeignet?
- Neues Modell basierend auf Herstellerdaten
- Fokus: Dynamik und Brennwertnutzen
- Validiert mit Heizkesseltests
- Geprüft an Feldanlagen

Förderung: BMU

Beispiel 7: Wärmerohre in Sonnenkollektoren führen zu vereinfachten Systemen

Neue Kollektorkonzepte sind auch ein wichtiges Thema. Am ISFH wird dazu an Flach- und Vakuumröhrenkollektoren geforscht, die mit Wärmerohr-Anbindung zur Reduzierung der Systemkosten beitragen. Wärmerohre (engl. heat pipes) dienen dem Wärmetransport vom Absorber zum Wärmeträgerfluid, welches in diesem Fall nur durch die Sammelleitung des Kollektors fließt. Gegenüber direkt durchströmten solarthermischen Kollektoren ist ihr Vorteil eine einfachere hydraulische Verschaltung mit geringerem Druckverlust bei gleichzeitiger Minderung der Anlagenbelastung im Stagnationsfall. Wärmerohre können jedoch nur eine begrenzte Menge an thermischer Leistung effizient übertragen und stellen für das System Wärmerohr und Wärmeübertrager (Sammler) einen zusätzlichen thermischen Widerstand im Nutzwärmestrompfad eines Kollektors dar. Das ISFH hat dafür die Wärmetransporteigenschaften des Systems Wärmerohr-Wärmeübertrager untersucht und Schwachstellen sowie Optimierungspotenziale aufgezeigt. Dabei sind auch die Leistungsgrenzen von Wärmerohren interessant, da sie temperaturabhängig sind und somit durch gezielte Leistungsbegrenzung bei höheren Temperaturen eine Minderung der Stagnationstemperatur ermöglichen.

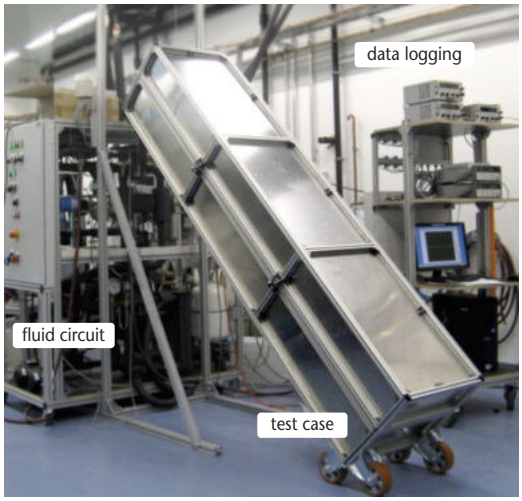


Abbildung 7
Prüfstand zur Bestimmung der Wärme - transporteigenschaften von Wärmerohren für solarthermische Kollektoren
Quelle: ISFH

Beteiligte:
ISFH, Narva Lichtquellen GmbH + Co. KG,
KBB Kollektorbau GmbH

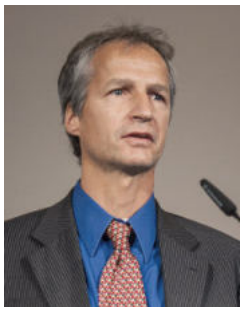
Förderung: BMU

Ausblick

Im „Fahrplan Solarwärme“ des BSW wurden die Themen „Materialien“ sowie „höhere Vorfertigung“ und „Standardisierung“ zunächst als unternehmensspezifische Maßnahmen gesehen. Erfreulicherweise haben sich jetzt in der Branche auch viele Kooperationen zwischen Industriepartnern ergeben.

Darüber hinaus gibt es die Grundlagenthemen wie „Kunststoffkollektoren“ und „Speicher“, die sozusagen als branchenweite Aktivitäten identifiziert sind. Hier ist auch ein enger Austausch von Forschung und Wissenschaft notwendig, um zu weiteren Ergebnissen zu kommen.

Wege einer effizienten Kältetechnik und solare Kühlung



VDMA
Arbeitskreis Energieeffizienz Kältetechnik
Holger König
ref-tech engineering
holger.koenig@ref-tech.de

Fraunhofer ISE
Dr. Hans-Martin Henning
hans-martin.henning@ise.fraunhofer.de

Dr. Doreen Kalz
doreen.kalz@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer IBP
Dr. Michael Krause
michael.krause@ibp.fraunhofer.de

ZAE Bayern
Prof. Dr. Christian Schweigler
schweigler@muc.zae-bayern.de

1. Einleitung

Aufgrund des steigenden Bedarfs in den meisten Sektoren der Kältetechnik steigt die Anzahl der installierten Anlagen und damit der absolute Energieverbrauch in der Kälte- und Klimatechnik – trotz zum Teil deutlich verbesserter Effizienz der Kälteprozesse.

In einem ersten Positionspapier des Forschungsrats Kältetechnik in 2008 sind die Grundlagen für die Energie-Einsparpotenziale in der Kältetechnik und Emissionen aus dem Bereich der Kältetechnik dokumentiert worden. Aktuelle Zahlen von 2012 aus dem zweiten Positionspapier des Forschungsrats Kältetechnik [1] liefern einen Anstieg des Energiebedarfs von 78.317 GWh/a im Jahr 1999 auf 85.163 GWh/a im Jahr 2009, wobei lediglich im Bereich der Haushaltskälte eine Marktsättigung und eine absolute Energieverbrauchsreduzierung zu verzeichnen sind. Andere Bereiche der Kältetechnik zeigen hinsichtlich der Anzahl der Kältesysteme weiterhin z. T. ein deutliches Wachstum, z. B. gekühlte Lebensmittel und Pkw-Klimatisierung.

Für die globale Perspektive ist zu erwarten, dass bis ca. 2050 das Bevölkerungswachstum und damit der Bedarf an gekühlten Lebensmitteln stark steigen werden. Es werden Wachstumsraten von teilweise größer 5%/Jahr in einigen Sektoren der Kälte- und Klimatechnik erwartet. Eine absolute Energieverbrauchsreduzierung ohne eindeutige Politik- und Regulierungsmaßnahmen erscheint deshalb wenig realistisch [2].

Um diesem Trend Rechnung zu tragen, hat sich die Kältebranche zu Best Practice Guidelines selbst verpflichtet, um eine Erhöhung der Effizienz weiter umzusetzen und vor allem die Bewertung des energetisch optimalen Betriebs von Kälteprozessen zu ermöglichen und damit maßgeblich zu den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung beizutragen.

2. Senkung des Energieverbrauchs durch Effizienzsteigerung

Mit dem VDMA-Einheitsblatt 24247 „Energieeffizienz von Kälteanlagen“ wurde ein Leitfaden erstellt, der Betreibern und Unternehmen der Kältebranche Hilfestellung gibt, um den Energieverbrauch für Kälteanwendungen wirksam zu senken und die jeweiligen kältetechnischen Prozesse hinsichtlich ihrer Energieeffizienz zu bewerten.

2.1 Sektoren der Kältetechnik

Eine allgemeingültige Bewertung der Energieeffizienz von Kälteanlagen aller Art ist aufgrund der Komplexität quasi nicht möglich. Daher werden die auf thermodynamischen Kreis- oder Wärmetransformationsprozessen basierenden kältetechnische Technologien üblicherweise in Sektoren zusammengefasst. Die einzelnen Sektoren wurden im VDMA Einheitsblatt definiert und es wurden jeweils angepasste Bewertungskriterien dokumentiert und festgelegt.

Vor allem wurde die grundsätzliche Problematik des Spannungsfeldes zwischen Investitionskosten und Betriebskosten erörtert. Hierbei werden einfache Berechnungsverfahren dargestellt, die die Kosten für energieeffiziente Anlagentechnologie – die im Allgemeinen zu höheren Investitionskosten führt – den möglichen Kosteneinsparungen beim Betrieb gegenüberstellen.

Weiterhin werden Empfehlungen für die Auslegung der Anlagen unter Berücksichtigung des Ganzjahresbetriebs und der Berücksichtigung der jeweiligen Lastanforderung gegeben.

Das VDMA-Einheitsblatt 24247 [6] beinhaltet die Teile:

- Klimaschutzbeitrag von Kälte- und Klimaanlagen
  Verbesserung der Energieeffizienz
  Verminderung von treibhausrelevanten Emissionen
- Anforderungen an das Anlagenkonzept und die Komponenten
- Leitfaden für eine Verbesserung der Energieeffizienz in Kühlhäusern
- Supermarktkälte, Gewerbekälte, Kühlmöbel
- Industriekälte
- Klimakälte
- Regelung, Energiemanagement und effiziente Betriebsführung
- Komponenten – Wärmeübertrager

2.2 Aktueller Status und Maßnahmen zur weiteren Verbesserung

Der aktuelle Status der Bemühungen wurde für 2012 in [1] ermittelt und zu früheren Erhebungen aus dem Positionspapier des Forschungsrats Kältetechnik verglichen. Dieser Statusbericht zeigt aufgrund der Umsetzung der Selbstverpflichtungen wie VDMA 24247 bereits Erfolge. Im Rahmen dieser Arbeit wurde abgeschätzt, dass die technischen Möglichkeiten vor-

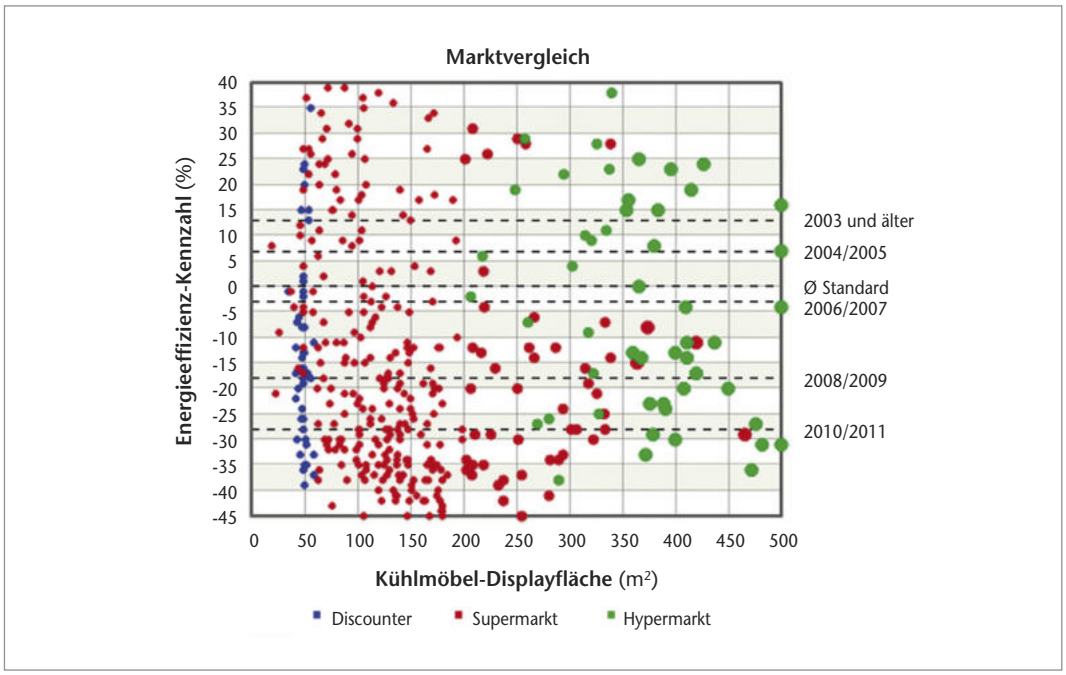


Abbildung 1

Vergleich von Supermärkten in den Betriebsjahren 2003–2011, die im VDMA Effizienz-Check nach der VDMA-Richtlinie 24247 bewertet wurden

www.vdma-effizienz-quickcheck.org

Sektor	Regulierungsvorschläge / Verpflichtungen / Maßnahmen
Allgemein	• Bestimmung des Lastprofils, • Ganzjahres-Auslegung (Lastprofil, Jahrestemperaturgang) • Mindestkennzahlen, Verbrauchskennzahlen • Monitoring, Wartung • Energie-Contracting • Zertifizierung von Personal, Schulung der Betreiber • Nachweis Fachkunde Energieeffizienz • F&E-Gemeinschaftsforschung mit anderen Gewerken • Wärmerückgewinnung • Investitionsförderung versus Energieverbrauchsförderung
Supermarkt	• ErP (umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte = Energy-related Products) für Kühlmöbel (ENER Lot 12) • Fördermaßnahmen
Industriekälte	• Beratung • Bonus-Malus-System (Statistik, LEED) • gezielte Netzwerkprogramme • Fördermaßnahmen
Klimatisierung	• Beratung • Bonus-Malus-System (Statistik, LEED) • Fördermaßnahmen
Betrieb, Regelung, Steuerung	• Nachweis bedarfsgerechter Regelung • Vorbeugende selbstlernende Regelung
Wärmeübertrager	• maximale Druck- und Temperatur-Differenzen pro Typ und Anwendung festlegen • hocheffiziente Ventilatoren, Pumpen, Antriebe • ErP-Regelung für Wärmeübertrager

Tabelle 1

Vorschläge für Politikmaßnahmen zur Verringerung des Energieverbrauchs zur Kälteerzeugung

handen sind, um das Energieeinsparziel von 40 % bis 2020 zu erreichen, jedoch unter der Voraussetzung, dass die Politik flankierende Maßnahmen ergreift.

Bereits dokumentiert sind die folgenden Einsparungen:

- Supermarktkälte: -5,5 % / Jahr [3]
- Haushaltskälte: -27 % / 10 Jahre [4]
- Klimakälte: -2 % / Jahr [5]

Beispielhaft ist in Abbildung 1 der Vergleich von Supermärkten dargestellt, die in den Betriebsjahren von 2003–2011 im Mittel ca. 5 % pro Jahr energieeffizienter betrieben wurden. Basis dieser Untersuchung waren 200 Vergleichsmärkte von 10 Handelsketten, sowie Daten von Kühlmöbelherstellern und Anlagenbauern [3].

Große Potenziale bestehen aber weiterhin bei der Regelung und Steuerung von Anlagen sowie bei der optimierten Auslegung und im Betrieb beispielweise nach Jahrestemperaturgang und Jahreskältebedarf.

Einen weiteren Beitrag zur Senkung des Bedarfs an konventionellen Energieträgern stellt die Nutzung

erneuerbarer Energien dar. Neben einem wachsenden Beitrag erneuerbarer Energien im Strommix, der bei allen strombetriebenen Kälteverfahren indirekt wirkt, ist auch die lokale Nutzung erneuerbarer Energien im Verbund mit Kälte- oder Klimatisierungstechniken möglich, um den Bezug von Netzstrom und/oder fossilen Energieträgern zu reduzieren (siehe Abschnitt 3 dieses Beitrags).

Für verschiedene Sektoren der Kältetechnik sind in *Tabelle 1* Regulierungsvorschläge, Verpflichtungen und Maßnahmen dokumentiert, die im Rahmen der Arbeit des Forschungsrats Kältetechnik aber auch des VDMA Arbeitskreises Energie-Effizienz Kältetechnik erarbeitet wurden.

Eine Abschätzung zur Auswirkung der Umsetzung dieser Maßnahmen ergibt das oben dokumentierte Einsparpotenzial, welches in der genannten Größenordnung von ca. 40 % bezogen auf die jeweilige Anlagentechnologie und deren Betrieb angenommen werden kann.

2.3 Prozessoptimierung und Betriebsführung

Die Optimierung der kälte- und wärmetechnischen Anlagentechnologie hinsichtlich der Integration der Gewerke ist derzeit im Fokus der Industrie. So werden beispielsweise die Wärmerückgewinnung und der Wärmepumpenbetrieb mit in die kältetechnische Prozessführung integriert. Weiterhin werden andere Wärme- und Kälteströme mit in neue Anlagenkonzeptionen integriert.

Auch die Berücksichtigung von Speichertechnologien wird intensiv untersucht, hier sind neben flüssigen Energiespeichern auch die in thermischen Massen gespeicherten Energien hinsichtlich ihrer Einkopplung in die Kältetechnik relevant.

Eine zentrale Herausforderung besteht in einer optimierten, möglichst intelligenten Betriebsführung, um das Zusammenspiel dieser insgesamt komplexer werdenden Prozessverbünde zu garantieren, und zwar im Sinne einer Sicherstellung der kältetechnischen Anforderungen einerseits und einer Minimierung des Energiebedarfs andererseits. Gerade in diesem Themenfeld besteht noch erhebliches Optimierungs- und Einsparpotenzial und korrespondierender Forschungsbedarf.

3. Regenerative Energien in der Kältetechnik

Eine wachsende Rolle kommt der Nutzung regenerativer Energien für Kühlung und Klimatisierung zu. Während in Deutschland vor allem die Nutzung von Wärmesenken in der Umwelt ein erhebliches Potenzial für die Komfortklimatisierung bietet, sind solar angetriebene Kühlverfahren darüber hinaus eine aussichtsreiche Lösung für vielfältige Anwendungen, insbesondere in sonnenreichen Regionen. Eine Systematisierung und Begriffsdefinition zu „Renewable Cooling"-Technologien wurde jüngst vom Öko-Institut durchgeführt [7].

3.1 Solare Kühlung

Die Internationale Energie-Agentur hat in ihrer kürzlich veröffentlichten „Technology Roadmap – Solar Heating and Cooling" [8] für 2050 ein Potenzial von weltweit jährlich 1500 PJ an bereit gestellter Kälte ermittelt, das durch solarthermische Verfahren gedeckt werden kann. Dies entspricht rund 17 % des für 2050 erwarteten weltweiten Kältebedarfs. Hierfür wären rund 1000 GW an Kälteanlagen zu installieren, die mit Solarwärme betrieben werden.

Ein grundsätzliches Schema für solare Kühlverfahren zeigt *Abbildung 2*. Ein thermischer Kollektor betreibt ein thermisch angetriebenes Kühlverfahren, das entweder Kaltwasser oder konditionierte Luft bereitstellt. Für die Bereitstellung von Kaltwasser stehen eine Reihe von geschlossenen, thermisch angetriebenen Kältemaschinen zur Verfügung, die mit unterschiedlichen Sorptionsmitteln arbeiten (Absorption, Adsorption) und je nach Verfahren unterschiedliche Antriebstemperaturen benötigen. Die Antriebstemperatur bedingt auch, welche Form von Solarkollektor eingesetzt werden kann. Neben den Sorptionsverfahren kommen auch Dampfstrahlkältemaschinen in Betracht; hier gibt es allerdings bislang kaum

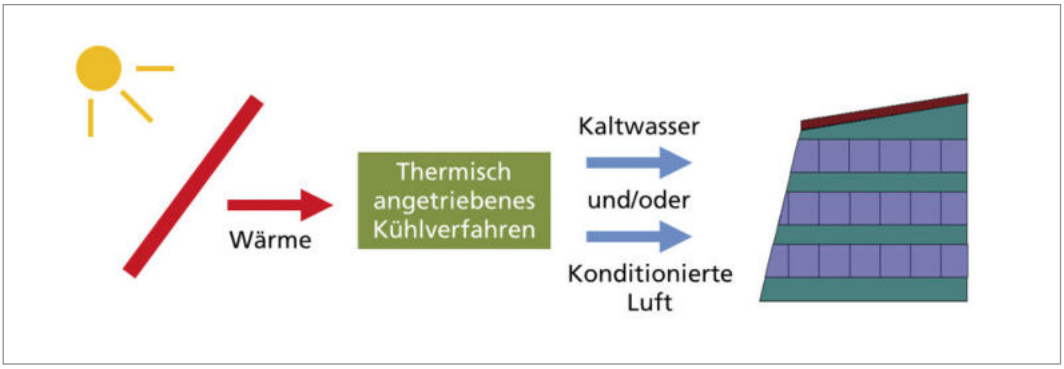


Abbildung 2
Generelle Verfahren der solaren Kühlung

Systemtyp	Kältemaschine (geschlossener thermodynamischer Prozess)							Direkte Luftbehandlung (offene sorptive Verfahren)	
Physikalische Phase Sorptionsmittel	Flüssig				Fest			Flüssig	Fest
Sorptionsmaterial	Wasser	Lithium-Bromid			Zeolith	Silikagel	Lithium-chlorid	Lithium-chlorid	Silikagel, Zeolith, Lithiumchlorid in Zellulose-Matrix
Kältemittel	Ammoniak	Wasser			Wasser	Wasser	Wasser	Wasser	Wasser
Prozessart	1-effect	1-effect	2-effect	3-effect	1-effect	1-effect	1-effect	Gekühlter Sorptions-prozess	Entfeuchtungs-rotor
COP-Bereich	0.5 - 0.75	0.65 - 0.8	1.1 - 1.4	1.6 - 1.8	0.5 -0.75	0.5 - 0.75	0.5 - 0.75	0.7 - 1.1	0.6 - 0.8
Antriebs-temperatur-Bereich, °C	70 ... 100 120 ...180(1)	70 ... 100	140 ... 180	200 ... 250	65 ... 90	65 ... 90	65 ... 90	60 ... 85	60 ... 80
Solarkollector-Technologie(2)	FK, VRK, EAK	FK, VRK	EAK	EAK	FK, VRK	FK, VRK	FK, VRK	FK, VRK, SLK	FK, VRK, SLK

(1) gültig für hohen Temperaturhub, also z. B. Eiserzeugung bei trockener Rückkühlung in trocken-heißen Zonen
(2) FK = Flachkollektor; VRK = Vakuumröhrenkollektor; EAK = einachsig nachgeführter, konzentrierender Kollektor; SLK = Solarluftkollektor

Tabelle 2

Übersicht über sorptionsbasierte thermisch angetriebene Kühlverfahren, die benötigten Antriebstemperaturen und die korrespondierende Solarkollektortechnik

(VDMA, eigene Darstellung)

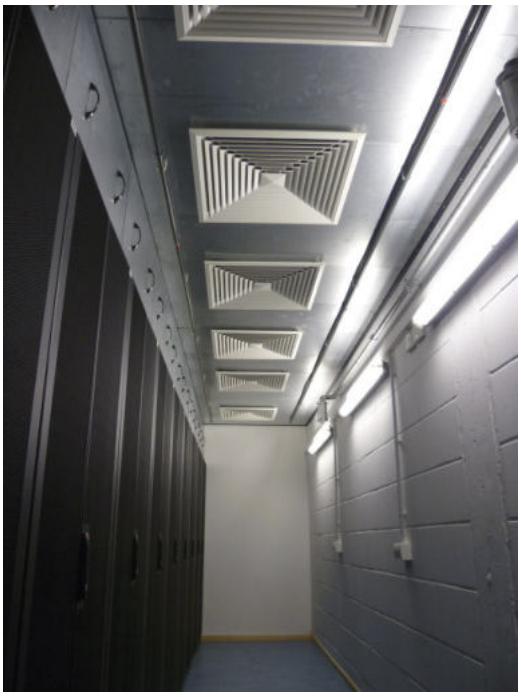


Abbildung 3

Anlagen für Prozesskälte

Links: Im EU-Vorhaben MEDISCO erstellte Demonstrationsanlage zur solaren Kühlung in der Weinherstellung in Tunesien. Rechts: Im BMWi-Vorhaben „Monitoring einer zentralen Energieversorgung aus erneuerbaren Energien für ein Verwaltungszentrum" erstellte solarthermische Kühlung eines IT-Servers.

marktverfügbare Anlagen. Die direkte Luftkonditionierung – also Absenkung der Temperatur und der Feuchte von Frischluft – ist in thermisch angetriebenen offenen Sorptionsverfahren möglich. Als Sorptionsmittel kommen – wie bei den geschlossenen Kältemaschinen auch – entweder flüssige Sorbentien oder Feststoffe in Frage.

Eine Übersicht über die verschiedenen Verfahren und die korrespondierenden Kollektortechniken gibt *Tabelle 2*. Alle Verfahren werden zum Beispiel in [9] ausführlich beschrieben.

Die in der Tabelle dargestellten COP-Werte (= Coefficient of Performance) geben das Verhältnis aus bereit gestellter Kälte pro eingesetzter Antriebswärme an und sind somit Kennzahl für die Effizienz.

Der Markt für solare Kühlung wächst stetig, allerdings liegt die Anzahl weltweit installierter Anlagen immer noch im Bereich von rund 1000. In den vergangenen Jahren wurden jedoch neben Anwendungen zur Komfortklimatisierung zunehmend auch Anlagen für die Bereitstellung von Prozesskälte beispielsweise in der Nahrungsmittelindustrie in sonnenreichen Ländern oder auch zur Kühlung von zentralen IT-Infrastrukturen installiert; Beispiele hierfür zeigen *Abbildung 3*.

Die beste Wirtschaftlichkeit erreichen Anlagen zum solaren Kühlen dann, wenn ein hoher Kollektorertrag nutzbringend eingesetzt werden kann. Dies ist oftmals der Fall, wenn neben der Kühlung weitere

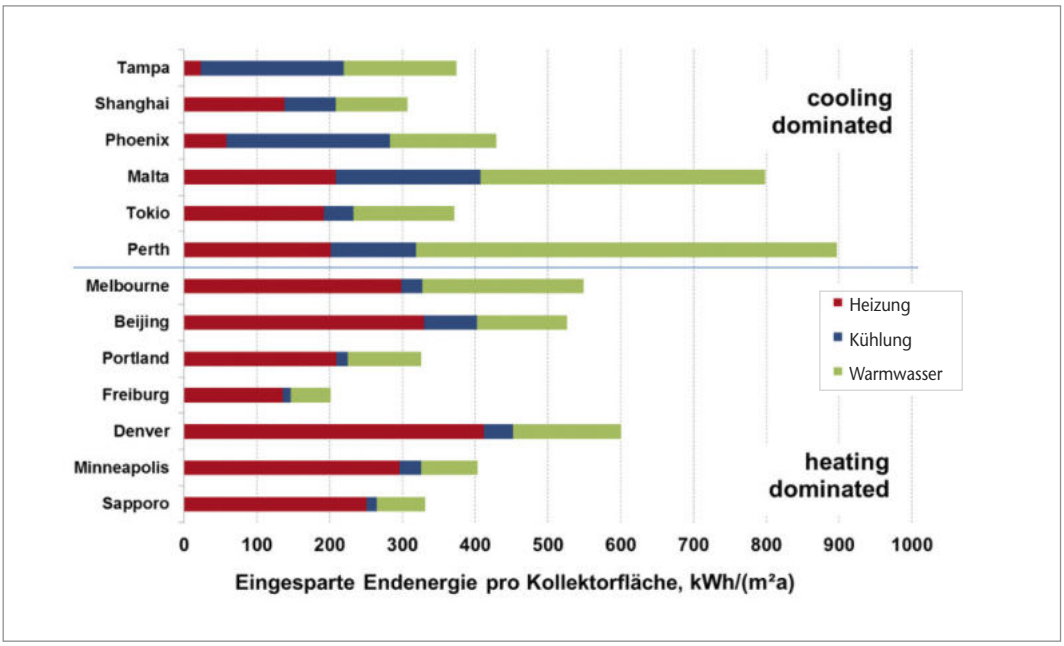


Abbildung 4

Eingesparte Endenergie pro Kollektorfläche im Vergleich zu einer Referenzanlage ohne Solarthermie. Simulationsstudie für ein Solarsystem zur Versorgung eines Hotels in unterschiedlichen Klimazonen [9].

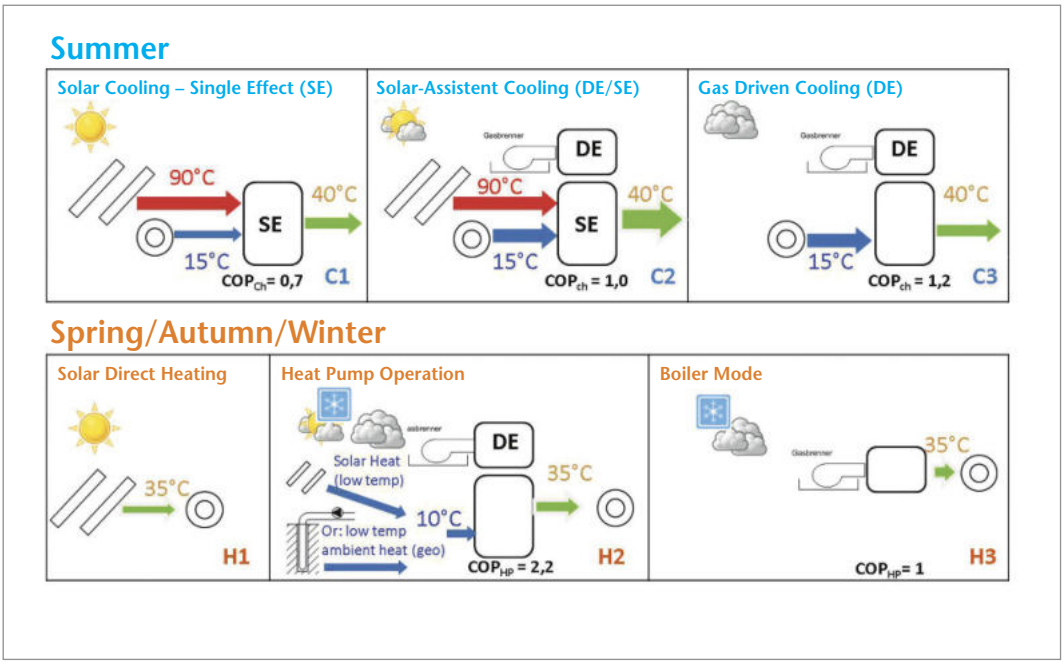


Abbildung 5

Betriebsmodi eines solaren Heiz- und Kühlsystems mit Gasfeuerung zur Unterstützung des Kühlbetriebs und als Antriebsquelle für die Wärmepumpenheizung.

Anwendungen durch Solarenergie bedient werden können, wie die Heizungsunterstützung oder die Brauchwassererwärmung.

Am Fraunhofer ISE wurde der Einsatz der Solarthermie zum Kühlen, Heizen sowie der Warmwasserbereitstellung eines Hotels in einer Simulationsstudie für verschiedene Klimata untersucht [10]. Beispielhaft zeigt *Abbildung 4* einige Ergebnisse. Es ist die eingesparte Endenergie für Heizen, Kühlen und Warmwasser im Vergleich zu einer Referenzanlage, die keine Solarthermie verwendet, dargestellt. Je höher die pro Kollektorfläche eingesparte Endenergie, desto wirtschaftlicher arbeitet die Solaranlage. An günstigen Standorten sind die Lebenszykluskosten für die Solarvariante niedriger als für das konventionelle Vergleichssystem.

Um eine sichere Versorgung mit Wärme und Kälte unabhängig vom solaren Angebot und gleichzeitig die angestrebte Ressourcenschonung zu erreichen, ist eine wirksame Verbindung des solaren Klimatisierungssystems mit herkömmlicher Anlagentechnik erforderlich. Als Beispiel kann hier das Konzept einer zweistufigen Absorptionskältemaschine/-wärmepumpe angeführt werden, die im Kühl-Modus mit Solarwärme (ca. 80 °C) und ergänzend mittels Gasfeuerung betrieben wird (siehe *Abbildung 5*).

Die fossile Zusatzwärme treibt bei höherer Temperatur (150 °C) die zweite Stufe der Kältemaschine an. Dementsprechend wird der fossile Brennstoff mit höherer Effizienz (COP) genutzt. Dieselbe Anlage dient während der Heizsaison als Wärmepumpe. Dabei wird die bei niedriger Temperatur durch die solarthermische Anlage gelieferte Umgebungswärme durch die Wärmepumpe auf Nutztemperaturniveau angehoben. Durch die Integration von Heiz- und Kühlfunktion und die Einbindung eines konventionellen Wärmeerzeugers in eine Anlageneinheit werden Komplexität und Investitionsbedarf reduziert [11].

Zusammenfassend ist solare Kühlung eine vielversprechende Alternative zu konventionellen Anlagen insbesondere dort, wo eine hohe Auslastung der Solaranlage erreicht wird. Dies ist naturgemäß dort der Fall, wo einerseits hohe Einstrahlungswerte vorliegen und wo andererseits eine hohe Abnahme der Solarwärme gegeben ist. In der Praxis liegen die Schwierigkeiten der Technik heute oft noch in einer unzureichenden Qualität bei Planung, Ausführung und Betrieb. Hier sind weitere Demonstrationsvorhaben sowie Maßnahmen zur Unterstützung der Markteinführung sowie der Ausbildung der beteiligten Planer und Installateure notwendig.

3.2 Nutzung von Umweltwärmesenken zur Gebäudekühlung

In Deutschland ist in etwa die Hälfte der Büro- und Verwaltungsgebäude mit Kühl- oder Klimatisierungsvorrichtungen ausgestattet; rund 10 % sind vollklimatisierte, ein gutes Drittel teilklimatisierte Gebäude [12]. Die somit zu kühlende Fläche der Büro- und Verwaltungsgebäude für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (= GHD) erfordert nach Angabe verschiedener Studien einen Endenergiebedarf zwischen 800 GWh_{end}/a Endenergiebezug für büroähnliche Betriebe [13], Stand 2008, 3.130 GWh_{end}/h [14], Stand 2005, 3.520 GWh_{end}/h [15], Stand 2008 bis sogar 5.540 GWh_{end}/a [16], Stand 2009.

Dies entspricht einem spezifischen Endenergiebezug für Klimakälte von 10 bis 20 kWhend/($m^2_{NGF}a$) [15, 16], Stand 2008, 2009. Der elektrische Endenergiebedarf beträgt davon rund 85 %.

Viele Studien prognostizieren weiterhin einen Anstieg des Energiebedarfs für die Gebäudekühlung in Deutschland und auch in Europa. Die Autoren einer gemeinsamen Studie von Prognos und Öko-Institut [17] gehen davon aus, dass spätestens ab 2015 alle errichteten Neubauten im GHD-Sektor mit Klimaanlagen ausgerüstet und auch im Bestand in erheblichen Maße Nachrüstungen erfolgen werden. Andere Studien erwarten für Geschäfts- und Bürogebäude voraussichtlich bis 2020 sogar einen Anstieg der Kühlung auf 70 % des Gebäudebestandes [15, 16].]

Gebäude, die mit thermoaktiven Bauteilsystemen (TABS) in Verbindung mit der Nutzung von Umweltenergie gekühlt und ggf. beheizt werden, haben sich in den letzten Jahren etabliert. Viele erfolgreiche und gut funktionierende Beispiele belegen, dass mit diesen Systemen ein hohes Maß an thermischer Behaglichkeit in Verbindung mit einer hohen Energieeffizienz bei Nutzung von erneuerbarer Umweltenergie (v. a. oberflächennaher Geothermie) erreicht werden kann. Jedoch zeigen die Betriebserfahrungen und die systematische wissenschaftliche Auswertung einer ganzen Reihe von Projekten, dass es in Planung, Ausführung und Betrieb noch Verbesserungsmöglichkeiten in Richtung einer besseren Ausschöpfung des Effizienzpotenzials gibt.

Niedrigenergiegebäude mit einem energieoptimierten Gesamtkonzept aus Architektur, Bauphysik und Gebäudetechnik weisen einen geringen Heiz- und Kühlbedarf auf. Sie können somit bei vergleichbarem Arbeitsplatzkomfort auf eine Vollklimatisierung und den Einsatz von Kältemaschinen zu Gunsten von Umweltenergie aus dem Erdreich, dem Grundwasser oder der Außenluft verzichten.

Die Betonkerntemperierung als Hochtemperatursystem im Kühlfall ermöglicht den effizienten Einsatz von Umweltwärmesenken. Das Erdreich bzw. das Grundwasser wird als natürliche Umweltwärmesenke zur direkten Kühlung (Einsatz eines Wärmetauschers) der Gebäude genutzt, sodass lediglich Hilfsenergie zur Verteilung der Kühlenergie, nicht aber zu deren Erzeugung, aufgewendet werden muss.

Die direkte Kühlung mittels oberflächennaher Geothermie ermöglicht die Bereitstellung von Klimakälte mit hoher Energieeffizienz – eine korrekte Auslegung, Installation und Betrieb der Geothermiesysteme vorausgesetzt. Für das Primärsystem im Betriebsmodus „Direkte Kühlung“ (ohne den Einsatz einer reversiblen Wärmepumpe bzw. Kältemaschine) wurden messtechnisch Jahresarbeitszahlen zwischen 10 und 16 kWh_{therm}/kWhel nachgewiesen. Die Energieeffizienz der Umweltwärmesenken wird durch den Hilfsstrombedarf bestimmt und ist damit in erster Linie von der elektrischen Leistungsaufnahme der Primärpumpe (Grundwasser- oder Solepumpe) abhängig. Im Rahmen der Planung sollten daher klare Vorgaben für die zu erreichende Energieeffizienz der Systeme vereinbart werden.

Erfordert das Gebäude und die Nutzung eine erhöhte Kühlleistung, kann Klimakälte durch eine erdgekoppelte, reversible Wärmepumpe energieeffizient bereitgestellt werden. Die Nutzung von erdreichgekoppelten Kältemaschinen stellt ein effizientes und nachhaltiges Konzept zur Gebäudekühlung dar. Die relativ hohen Vorlauftemperaturen zur Kühlung von 16 bis 20 °C bedingen gute Energieeffizienzen. Mess-

technisch wurden in Projekten Jahresarbeitszahlen von 4,8 bis 5,8 kWh_{therm}/kWhel nachgewiesen (Primärkreis und erdgekoppelte Wärmepumpe).

4. Forschungsbedarf im Bereich der Kältetechnik und erneuerbaren Energien

Wichtige Forschungsthemen, die sich zum Beispiel aus der Arbeit des Forschungsrats Kältetechnik und des VDMA ergeben, sind

- Schaffung von Marktanreizsystemen zur Umsetzung der formulierten Ziele (40 % Energieeinsparung) in der Kältetechnik
- Untersuchung des Einsparpotenzials mittels Auslegungskriterien nach Jahrestemperaturgang und Teillastbetrieb und Berücksichtigung in Richtlinien und Normen
- Entwicklung von kostengünstigen Methoden zum Kältemaschinen-Monitorring und deren Praxisanwendung
- Entwicklung von Berechnungsmodellen zur Umsetzung der in VDMA 24247 entwickelten Energieeffizienzkriterien
- Aufzeigen und Entwickeln von Innovationsstrategien für die Kälte-, Klima- und Wärmepumpentechnik unter Berücksichtigung der Systemintegration und der Betriebsweise im Kontext der nationalen und europäischen Energiepolitik
- Untersuchung des Potenzials und der Anwendbarkeit von neuen Technologien, wie Wärmerückgewinnung und Speichertechniken
- Monitoring von Anlagen und Komponenten zur Rückkühlung
- Thermohydraulische Optimierung von Gesamtsystemen
- Entwicklung von intelligenten Betriebsführungsverfahren, insbesondere für den Verbund von Anlagen, bei der Prozessintegration und der Einbindung von Speichern
- Weiterentwicklung von Verfahren der solaren Kühlung, sowohl im Bereich der Basistechnologien als auch insbesondere der Systemtechnik und Qualitätssicherung im Betrieb

5. Zusammenfassung und Ausblick

Es wird erwartet, dass der Bedarf an Kälte- und Klimatechnik in den nächsten Jahren stark steigen wird, ein globales Marktwachstum von 5 % pro Jahr scheint vor allem aufgrund des in den Entwicklungsländern sehr stark steigenden Bedarfs an Kühlung von Lebensmitteln und dem zunehmenden Komfortbedürfnissen realistisch. Dadurch, dass herkömmliche Verfahren der Kältetechnik meist elektrische Antriebe benötigen, welche aber in heißen Klimaten nicht vollumfänglich zur Verfügung stehen, weisen die thermisch angetriebenen Prozesse gerade in diesen Gebieten außerordentlich große Marktpotenziale und damit Wachstumschancen für die deutsche Wirtschaft auf.

Das Optimierungspotenzial bei herkömmlichen Verfahren der Kälteerzeugung (Kaltdampfprozess) wird vor allem im optimierten Betrieb und bei der Integration von intelligenten Steuerungen gesehen. Bei den thermisch angetriebenen Verfahren zur Kälteerzeugung sind teils noch erhebliche Potenziale und Forschungsbedarf bei der Komponentenoptimierung vorhanden, aber auch bei der Integration in bestehende prozesstechnische Anlagen und damit in kälte- und wärmetechnische Konzepte.

Weiterhin wird erwartet, dass zukünftig die selbsttätige Optimierung der Betriebsweise dieser kälte- und wärmetechnischen Anlagen durch immer intelligentere Verfahren der Steuerung voranschreitet. Auch diese Technologieentwicklung weist einen erheblichen noch nicht gedeckten Forschungsbedarf auf.

6. Literatur

[1] Klimaschutzbeitrag von Kälte- und Klimaanlagen, Verbesserung der Energieeffizienz, Verminderung von treibhausrelevanten Emissionen, Forschungsrat Kältetechnik e. V., Frankfurt, März 2012

[2] König, H.: Energieeffizienz von Kälteanlagen im internationalen, politischen Kontext, sowie Handlungsmaßnahmen, Vortrag und Podiumsdiskussion, DKV-Jahrestagung Aachen, November 2011

[3] Heinbokel, B.: CO2OLtec analysiert und bewertet auf www.vdma-effizienz-quickcheck.org, DKV-Jahrestagung Aachen, November 2011

[4] Preuß, G.: Übersicht zu aktuellen Erhebungen des VDMA zur Kältetechnik in Deutschland, VDMA, Frankfurt, November 2011

[5] Brinkmann, R.; et al.: Energieeffizienz von Kälteanlagen, Klimakälte; VDMA-Tagung, Frankfurt, Dezember 2009

[6] VDMA Einheitsblatt 24247, Energieeffizienz von Kälteanlagen, Teil 1–8: 2011

[7] Kenkmann, T., Bürger, V.: Contribution of Renewable Cooling to the Renewable Energy Target of the EU, Freiburg, Juni 2012. Als PDF erhältlich unter http://www.oeko.de/oekodoc/1497/2012-066-en.pdf

[8] Internationale Energie-Agentur (IEA): „Technology Roadmap Solar Heating and Cooling“. IEA Paris, 2012

[9] Hans-Martin Henning (Ed.), Solar-Assisted Air-Conditioning in Buildings, A Handbook for Planners, Springer, Wien, New York, ISBN 3-211-00647-8.

[10] H-M. Henning, J. Döll: Solar systems for heating and cooling of buildings. 1st IEA International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry. San Francisco, 2012. Submitted to Energy Procedia.

[11] M. Riepl, F.Loistl, R. Gurtner, M. Helm, C. Schweigler;: Operational Performance Results of an Innovative Solar Thermal Cooling and Heating Plant. 1st International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry; San Francisco, 2012. Submitted to Energy Procedia.

[12] BMVBS/BBR (Hrsg.) (2008) Folgen des Klimawandels: Gebäude und Baupraxis in Deutschland, BBR-Online-Publikation 10/2008. urn:nbn:de:0093-ON1008R229.

[13] Schlomann, B. et al.: Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010, Erster Zwischenbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Karlsruhe, München, Nürnberg, 2010.

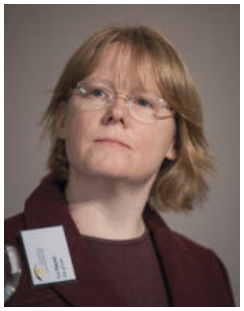
[14] Adnot, J. et al.: Energy Efficiency and Certification of Central Air Conditioners (EECCAC), Abschlussbericht, Teil 1 bis 3. Study for the D.G. Transportation-Energy (DGTREN) of the Commission of the E.U., Paris, Frankreich, 2003.

[15] VDMA (Hrsg.): Energiebedarf für Kältetechnik in Deutschland: Eine Abschätzung des Energiebedarfs von Kältetechnik in Deutschland nach Einsatzgebieten. Frankfurt am Main, 2011.

[16] Bettgenhäuser, K. et al.: Klimaschutz durch Reduzierung des Energiebedarfs für Gebäudekühlung. www.uba.de/uba-info-medien/3979.html, 2011.

[17] Kirchner, A. und Matthes, F. Modell Deutschland Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. www.prognos.com und www.oeko.de, 2009.

Eignung von KWK und Wärmepumpen zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung (FEE): eine energiewirtschaftliche Betrachtung



IZES
Eva Hauser
hauser@izes.de

Hermann Guss
guss@izes.de

Patrick Hoffmann
hoffmann@izes.de

Andreas Weber
weber@izes.de

Fraunhofer IBP
Dr. Dietrich Schmidt
dietrich.schmidt@ibp.fraunhofer.de

Patrick Schumacher
Patrick.Schumacher@ibp.fraunhofer.de

Fraunhofer IWES
Norman Gerhardt
Norman.Gerhardt@iwes.fraunhofer.de

Einleitung: Thermische Stromsenken zur Nutzung zukünftiger FEE-Überschüsse

Die Umsetzung des Energiekonzepts der Bundesregierung wird dazu führen, dass bei zukünftig sehr hohen Anteilen von Strom aus fluktuierender erneuerbarer Erzeugung (= FEE) Stunden auftreten werden, in denen bereits das Dargebot der FEE die Last im bundesdeutschen Stromnetz übersteigen wird. Dies wirft die Frage auf, wie groß diese Überschüsse sein werden, wann sie tendenziell auftreten und wie mit ihnen umgegangen werden soll.

Im hier vorliegenden Artikel soll der Forschungsbedarf in Bezug auf den Einsatz von Wärmepumpen als Gebäudeheizsystemen und Elektroheizkesseln in KWK-basierten Wärmenetzen als ‚Stromsenken' zur Nutzung dieser Überschussmengen untersucht werden.

Heutige und zukünftige Nutzung von Wärmepumpen als thermische Stromsenken

Eine naheliegende Lösung ist der Einsatz überschüssigen Stromes in thermischen Anwendungen, d. h. zum Heizen oder zum Kühlen, und dies bevorzugt im Gebäudesektor. Dieser ist gegenwärtig für mehr als ein Drittel des gesamten Energieverbrauches verantwortlich und zeichnet sich durch eher standardisierte Anwendungen bzw. Prozesse v. a. im Niedertemperaturwärmebereich aus.

Unter diesen Anwendungen im Haushalts- bzw. Gebäudebereich gehört wiederum die Wärmepumpe zu denen, die in die engere Auswahl für eine Nutzung als Senke überschüssigen EE-Stroms kommen. Die direkte Nutzung von Strom – in Direktheizungen oder mittels Speicherheizungen – soll wegen der weitaus schlechteren primärenergetischen Bilanz im Vergleich zu Wärmepumpen hier nicht betrachtet werden.

Wärmepumpen sind in der Lage, als Heizsystem aus der Umweltwärme durch die Nutzung von stromgetriebenen Kompressoren die in den Gebäuden notwendige Niedertemperaturwärme bereitzustellen. Diese Heizenergie kann direkt genutzt werden. Sie kann aber auch mittels des Gebäudes und seiner thermischen Trägheit oder mittels eines Warmwasserspeichers als Speichermedium für die Wärme dienen und somit eine spätere Nutzung des Stromes vorziehen. Diese Fähigkeit zur zeitlichen Lastverschiebung kann sich für das zukünftige Stromsystem als interessant erweisen, wenn es gilt, EE-Strom-Überschüsse zu nutzen.

Diesen Fall haben die Forscher des Fraunhofer Instituts für Bauphysik und des Fraunhofer IWES näher untersucht: Dabei wurde zunächst ein möglicher Lastverlauf im Jahr 2050 modelliert. Ergebnis dieser Modellierung waren die Stunden, in denen das EE-Dargebot unterhalb und oberhalb der Last liegen sollte, das heißt, die Stunden, zu denen die Bereitstellung zusätzlicher Residuallast notwendig sein oder zu denen EE-Überschüsse auftreten sollten.

Geht man davon aus, dass das heutige Strommarktmodell in seinen Grundzügen auch in 2050 Bestand haben wird, ist in den Zeiträumen mit EE-Überschüssen tendenziell mit günstigen Stromgroßhandelspreisen zu rechnen und in den Stunden mit zusätzlicher Residuallastbereitstellung mit vergleichsweise höheren Preisen. Damit sollte (lässt man die übrigen Strompreiskomponenten außen vor) auch ein ökonomischer Anreiz bestehen, den günstigen Strom zu nutzen und die spätere Nutzung des teureren Stroms zu vermeiden.

Durch die Nutzung ‚modellbasierter prädiktiver Regelungen', d. h. der integrierten Prognose der Erzeugung aus EE-Anlagen und der verschiedenen Komponenten der Last (bzw. der Energienachfrage zum Heizen, Kühlen, für Mobilität oder die sonstigen Stromanwendungen) kann dann bestimmt werden, welche Mengen Überschuss-Stroms zu welchen Preisen zur Verfügung stehen.

In einem weiteren Schritt kann diese modellbasierte prädiktive Regelung zur Information der Stromnutzer bzw. zur Ansteuerung ihrer Geräte genutzt werden. Durch diese übergreifende Steuerung können die Zeiträume, in denen die Wärmepumpen Strom aus dem Netz aufnehmen, besser mit dem wechselnden Dargebot der FEE in Übereinstimmung gebracht werden.

Im nächsten Schritt der Modellierung des Fraunhofer IBP wurde – unter Beachtung der Bedürfnisse der Gebäudenutzer, der thermischen Trägheit der Gebäude und der technischen Möglichkeiten der Wärmepum-

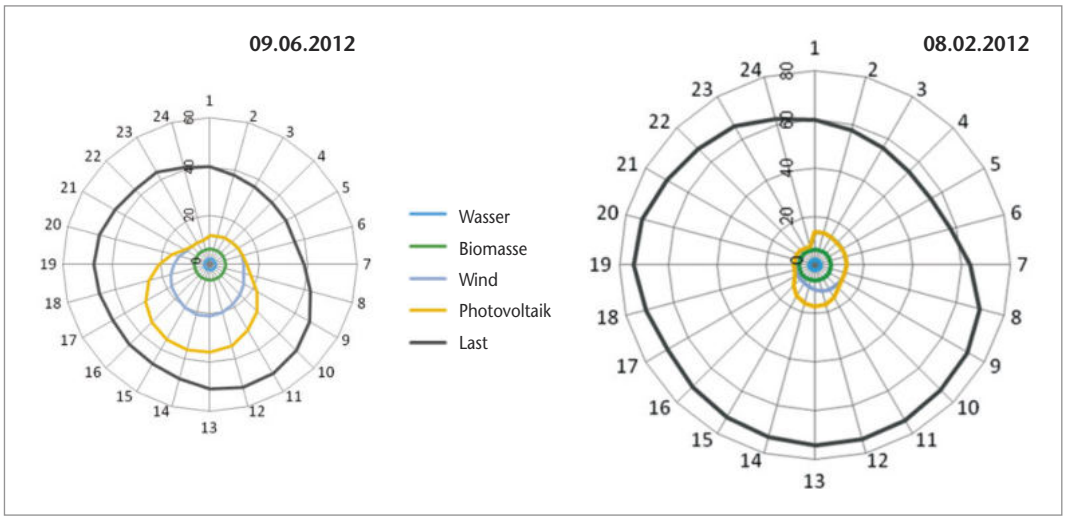


Abbildung 1
Dargebot Erneuerbarer und Lastprofil an einem Sommertag (links) und einem Wintertag (rechts).

pen und ihrer Peripherie – genau dieser optimierte Einsatz der Wärmepumpen für einen hypothetischen Februar des Jahres 2050 modelliert.

Geht man davon aus, dass die zeitliche Verlagerung des Wärmepumpeneinsatzes dazu führt, dass diese Heizgeräte nun mit erneuerbarem statt mit konventionellem Strom betrieben werden, kann der Anteil der EE-Nutzung von 45 % im ungeregelten Fall auf 64 % im optimierten Fall angehoben werden. Somit verspricht die Nutzung dieser Systeme zum optimierten Einsatz von Wärmepumpen eine bessere Deckung der thermischen Energiebedarfe durch EE und könnte damit ein Baustein des zukünftigen, prinzipiell auf EE basierten Stromsystems werden.

Inwieweit diese zukünftig optimierte Nutzung von Wärmepumpen bereits heute schon eingesetzt werden kann, soll im Folgenden kurz untersucht werden. Folgende Fragestellungen spielen dabei eine Rolle:

a) Besteht heute zeitliche Deckungsgleichheit von FEE-Dargebot und Wärmepumpeneinsatz?

Die Bundesrepublik weist durch ihre klimatischen Bedingungen im Winter höhere Energieverbräuche und damit auch eine höhere elektrische Lastanforderung auf als im Sommer. Dementsprechend sind in den Sommermonaten wegen der geringeren Last tendenziell höhere Abdeckungsgrade durch FEE anzutreffen. Untersucht man diese genauer, stellt man fest, dass zum heutigen Zeitpunkt jedoch nur wenige Stunden auftreten, in denen gleichzeitig eine niedrige Last und hohe Einspeisewerte von Wind und/oder PV auftreten. Gleichzeitig erreichen selbst an sommerlichen Wochenenden mit hoher Einspeisung von Wind und PV und einer dementsprechend niedrigen Residuallast die FEE nicht die öffentliche Netzlast (*Abbildung 1, links*).

Im Winter, das heißt dann, wenn hohe Heizwärmebedarfe bestehen, ist auch eine höhere Netzlast vorhanden. In dieser Jahreszeit sind Zeitpunkte mit niedrigen Residuallasten tendenziell seltener. Betrachtet man weiterhin die Zeitpunkte mit sehr niedrigen Temperaturen und damit den höchsten Heizwärmebedarfen, kann zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht von ‚Überschüssen' aus der Stromerzeugung gesprochen werden (*Abbildung 1, rechts*).

Dies heißt dann auch, dass derzeit im Gesamtsystem keine Notwendigkeit besteht, ein ‚Überschussmanagement' zu betreiben. Der zukünftige Einsatz eines solchen ‚Überschussmanagements' sollte daher auf der Basis fundierter wissenschaftlicher Analysen zur Menge und zur (jahres)zeitlichen Verteilung wirklicher FEE-Überschüsse bestimmt werden.

b) Welche Lastauswirkungen haben Wärmepumpen in Abhängigkeit von der Außentemperatur?

Bei der Erarbeitung eines ‚Stromüberschussmanagements' sollte ein weiterer Punkt eine zentrale Rolle spielen: die generellen Verbrauchscharakteristika der zur Nutzung eventueller Überschüsse genutzten Geräte. Werden hierzu strombasierte Heizsysteme in Privathaushalten oder auch in Gewerbegebäuden genutzt, so können diese als beständige Wärmeverbraucher gelten. Es ist zusätzlich davon auszugehen, dass zumeist nur in eine Art von Heizsystem (hauptsächlich strom- oder brennstoffbasiert, jeweils ggf. mit solarthermischer Unterstützung) investiert wird, da Heizsysteme eine relativ kapitalintensive Investition darstellen. Dementsprechend wird der jeweilige Energieträger kontinuierlich genutzt. Ein Energieträgerswitch innerhalb eines Gebäudes dürfte eher selten der Fall sein. Dies hat besondere Auswirkungen vor allem dann, wenn der Energieträger Strom genutzt wird. Da dieser leitungsgebunden und als solches

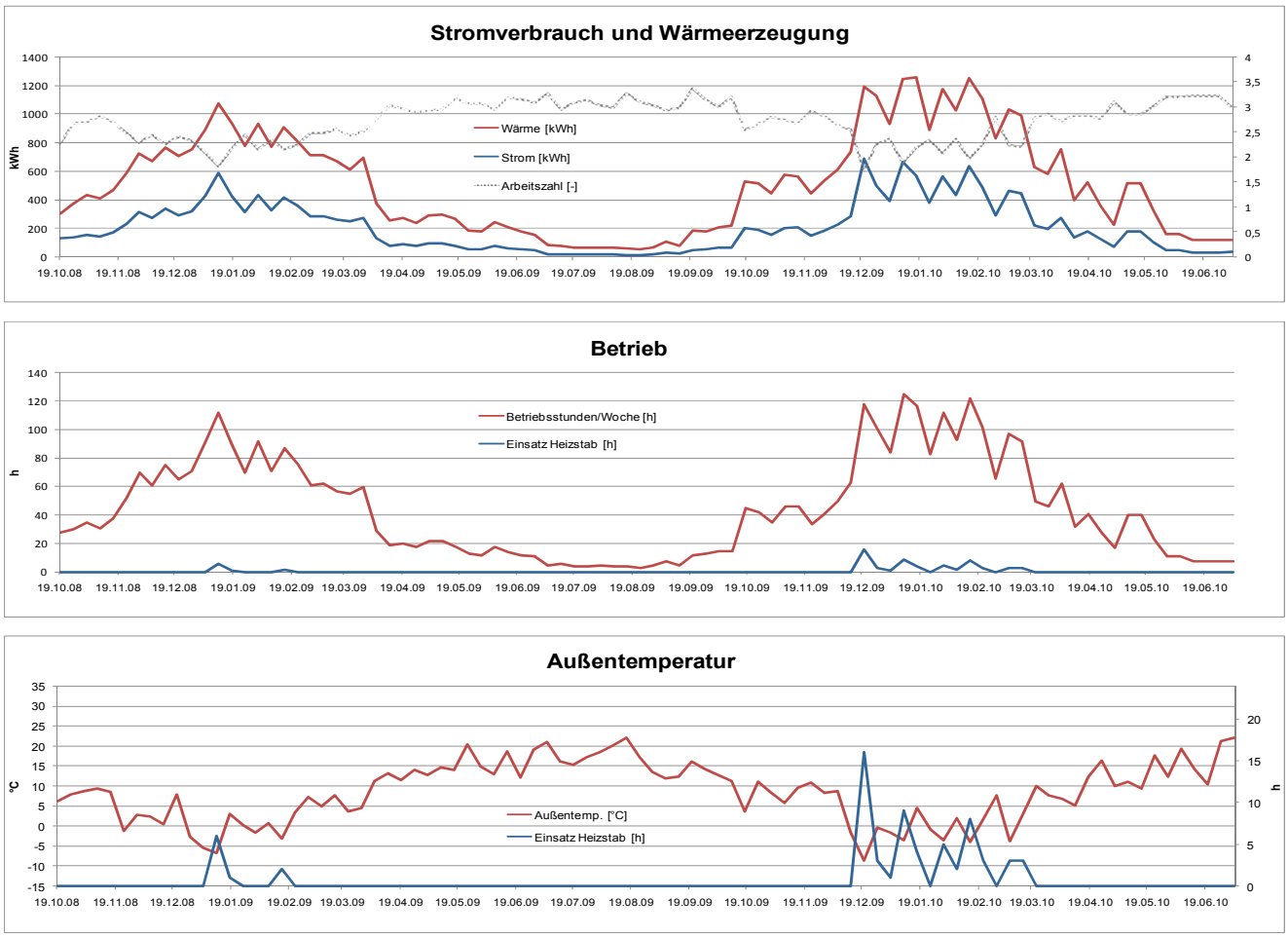


Abbildung 2
Temperaturabhängigkeit von Luftwärmepumpen

nicht speicherbar ist, sind bei der Nutzung von Strom zum Heizen auch die Auswirkungen auf das Stromsystem zu beachten.

Im Folgenden sollen diese Auswirkungen für die Nutzung von Wärmepumpen in einer überblicksartigen Form kurz beleuchtet werden, um hierauf aufbauend Leitfragen für die künftige Energiesystemforschung zu entwickeln.

Als Ausgangsbasis dient die Auswertung der Temperaturabhängigkeit vor allem von Luftwärmepumpen. Diese wird exemplarisch am Beispiel einer Luftwärmepumpe mit Unterstützung durch einen Heizstab in einem Altbau mit Fußbodenheizung, jedoch ohne eine überdurchschnittliche Dämmung gezeigt (*Abbildung 2*).

Hier zeigt sich, dass die Arbeitszahl dieser Wärmepumpe vor allem im Winterhalbjahr auch Werte unter zwei aufweisen kann. Arbeitszahlen nahe an oder über drei werden vor allem im Sommerhalbjahr erzielt. Die zusätzliche Nutzung des Heizstabes verschlechtert weiterhin die Arbeitszahl des gesamten Heizsystems, und dies gerade dann, wenn die Außentemperaturen unter dem Gefrierpunkt liegen.

Dies wirft für die Nutzung von Wärmepumpen als ‚Stromsenken' für Überschussstrom einige Fragen auf, die anhand einer für die Gesamtzahl der Wärmepumpen (und ihrer verschiedenen Typen) repräsentativen Anlagenanzahl intensiver untersucht werden müsste.

- Wie häufig werden zukünftig Stromüberschüsse auftreten, und wie häufig sind diese gerade in den Zeiten mit Außentemperaturen unter dem Gefrierpunkt und dementsprechend hohen Heizwärmebedarfen?
- Welche Strommengen werden zu diesen Zeitpunkten von den Wärmepumpen (und den ggf. in das Heizsystem integrierten Heizstäben) benötigt und wie verhalten sich folglich die Arbeitszahlen der verschiedenen Arten von Wärmepumpen?
- Wie ist die *Thermosensibilität* (d. h. die Stromlaststeigerung pro Kelvin sinkender Außentemperatur, s. Kasten S. 81) im gesamten deutschen Stromnetz? Welchen Anteil haben hierin die diversen Stromwärmeanwendungen und insbesondere die Wärmepumpenheizsysteme?

Dieses Konzept wird vor allem vom französischen Übertragungsnetzbetreiber RTE besonders untersucht, da RTE seit Jahren mit einem massiv steigenden Strombezug bei sinkenden Außentemperaturen konfrontiert ist: In Frankreich ist die maximale elektrische Lastspitze von 74,9 GW im Jahr 2001 auf 102,1 GW im Februar 2012 angestiegen. Die Thermosensibilität steigt ebenso seit Jahren dort beständig an, und liegt gegenwärtig bei über 2,3 GW/K. Während diese Entwicklung lange Jahre vor allem der steigenden Anzahl an Stromdirektheizungen zugeschrieben wurde, wird sie heute vor allem der zunehmenden Anzahl an Wärmepumpen zugeschrieben, da aufgrund gestiegener Effizienzanforderungen im Gebäudesektor kaum noch Stromdirektheizungen neu zugebaut werden. RTE geht aktuell von einer jährlichen Zunahme der Thermosensibilität von 70 M/K aus.
Vgl. hierzu: RTE 2012: La vague de froid de février 2012, Paris 2012, unter
http://www.rte-france.com/fr/actualites-dossiers/a-la-une/vague-de-froid-de-fevrier-2012-analyse-par-rte-des-consequences-sur-le-systeme-electrique-francais, Download am 16.10.2012

- Welche Auswirkungen hat dies auf das gesamte Stromsystem? Werden durch die Nutzung von Wärmepumpen und Heizstäben gegebenenfalls zusätzliche Kraftwerkskapazitäten notwendig? Welche Arten von Kraftwerken werden dies sein und welche Umweltauswirkungen sind hierdurch zu erwarten?

Eignung von Elektroheizkesseln in KWK-Anlagen als ‚Stromsenke'

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt wird nicht nur die Eignung von Wärmepumpenheizsystemen als ‚Stromsenke' für heutige oder zukünftige Überschüsse an Strom diskutiert, sondern auch die von Elektroheizkesseln in KWK-basierten Fernwärmenetzen. Diese basiert darauf, dass KWK-Systeme nicht nur als erzeugungsseitige Flexibilitätsoption dienen können, sondern auch als nachfrageseitige. Hier bestehen Forschungsfragen in zwei Richtungen:

- Wie kann die Stromerzeugung aus KWK stärker an das schwankende Dargebot aus FEE angepasst werden und welche monetären Anreize oder regulatorischen Vorgaben sind hierfür notwendig?
- Analog zu den obigen Forschungsfragen zu Wärmepumpen sollte aber auch thematisiert werden, welche Auswirkungen durch den Einsatz dieser Elektroheizkessel auf das Stromsystem entstehen.

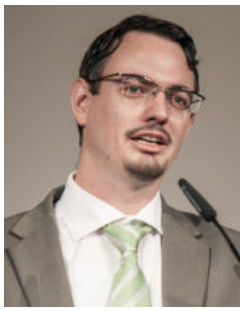
Dabei spielt auch die aktuelle Konfiguration der Stromspotmärkte eine Rolle: Hierbei ist zwischen der Funktionsweise des Day-ahead-Marktes und des Intraday-Marktes zu unterscheiden.

- Im Intraday-Markt können Stromanbieter und -nachfrager jeweils ihre Gebote einstellen. Passen diese zusammen, kommt ein gegenseitiges Geschäft mit einer sehr kurzfristig folgenden physikalischen Stromlieferung zustande. Damit können auch sehr zeitnah wirkliche Überschussmengen noch einen Käufer finden.
- Im Day-ahead-Markt hingegen wird für jede Stunde des Folgetages ein einheitlicher Markträumungspreis aus allen Geboten gebildet, zu dem alle Mengen ge- bzw. verkauft werden. Dies bedeutet, dass Elektroheizkessel, die im Day-ahead-Markt aufgrund ihrer Erwartungen niedriger Strompreise als Nachfrager auftreten, für eine zusätzliche Nachfrage sorgen. Hier ist davon auszugehen, dass Elektroheizkessel dann Strom nachfragen werden, wenn die Preise im Day-ahead-Markt auf dem Niveau von Braunkohlekraftwerken liegen oder darunter. Solange dies der Fall ist und keine echten Stromüberschüsse genutzt werden, ist fraglich, inwieweit diese Form der Stromnutzung wirklich als ökologisch gelten kann.

Fazit

Bei beiden Nutzungen von Strom im Wärmesystem zur Deckung von Heizwärmebedarfen ist klar zwischen der heutigen Anwendung und der zukünftigen zu unterscheiden. Die empirischen Auswertungen haben gezeigt, dass zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch keine gesamtsystemischen FEE-Überschüsse vorhanden sind und sowohl Wärmepumpen als auch die Elektroheizkessel im schlechten Fall sogar zur Schaffung einer zusätzlichen Stromnachfrage führen können. Um diesen negativen Effekt zu vermeiden, besteht dementsprechend weiterer Forschungsbedarf, um ein während der Transformation des Stromsystems zum jeweiligen Zeitpunkt passendes ‚Überschussmanagement' zu entwickeln. Damit soll verhindert werden, dass eine Stromnachfrage entsteht, die eben nicht aus EE, sondern aus konventionellen Kraftwerken bedient werden muss und die Außerbetriebnahme dieser Kraftwerke damit nicht konterkariert wird.

Schlüsselrolle der Stromnetze bei der weiteren Dekarbonisierung der Stromversorgung



50Hertz Transmission GmbH
Dr. Matthias Müller-Mienack
matthias.mueller-mienack@50hertz.com

DLR
Dr. Franz Trieb
franz.trieb@dlr.de

Fraunhofer ISE
Dr. Christof Wittwer
christof.wittwer@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer IWES
Prof. Dr. Martin Braun
martin.braun@iwes.fraunhofer.de

Dr. Bernhard Lange
bernhard.lange@iwes.fraunhofer.de

Dr. Kurt Rohrig
kurt.rohrig@iwes.fraunhofer.de

Dr. Philipp Strauß
philipp.strauss@iwes.fraunhofer.de

1. Energiepolitische Zielstellungen und bereits erreichter EE-Stromanteil

Die Transformation des Energieversorgungssystems hin zu einer dekarbonisierten Stromerzeugung und die Umsetzung der zugehörigen Maßnahmen ist die Herausforderung des 21. Jahrhunderts. Die Umgestaltung betrifft die Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und alle zugehörigen Bereiche wie Erzeuger, Netze, Speicher, Verbraucher und Märkte. Die Umstellung der elektrischen Energieversorgung von der konventionellen Erzeugung zur Nutzung der erneuerbaren Energien insbesondere aus Wind und Sonne ist die wichtigste Maßnahme bei der Transformation. Sie bewirkt eine drastische Senkung der CO_2-Emissionen und darüber hinaus eine enorme Effizienzsteigerung durch die Vermeidung ungenutzter Abwärme.

Im Juni 2011 beschloss die Bundesregierung die sogenannte Energiewende. Damit sind der Ausbau und die Integration der erneuerbaren Energien die wichtigsten Faktoren der künftigen Stromerzeugung. Ziele sind die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien auf mindestens 80 % bis 2050 und eine stetige Verringerung des Primärenergieverbrauchs.

Im Energiekonzept der Bundesregierung [1] wird der Windenergie mit einem Anteil von rund 50 % an der Stromversorgung in 2050 hierbei ein entscheidender Anteil zugeschrieben. Die installierte Windleistung an Land und auf See soll bis 2020 auf zusammen ca. 45.000 MW und bis 2050 auf 85.000 MW anwachsen.

Die Offshore-Windenergienutzung soll sich dabei bis 2050 zu einer tragenden Säule der Stromversorgung entwickeln. Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht eine deutliche Beschleunigung des Ausbaus der Offshore-Windenergienutzung insofern vor, dass bereits 2030 insgesamt 25.000 MW Windleistung in Nord- und Ostsee installiert sein sollen. Dies bedeutet, dass die Lastzentren im Westen und Süden Deutschlands regelmäßig mit Windstrom aus Nord- und Ostsee versorgt werden und dass die Energie über weite Strecken transportiert werden muss.

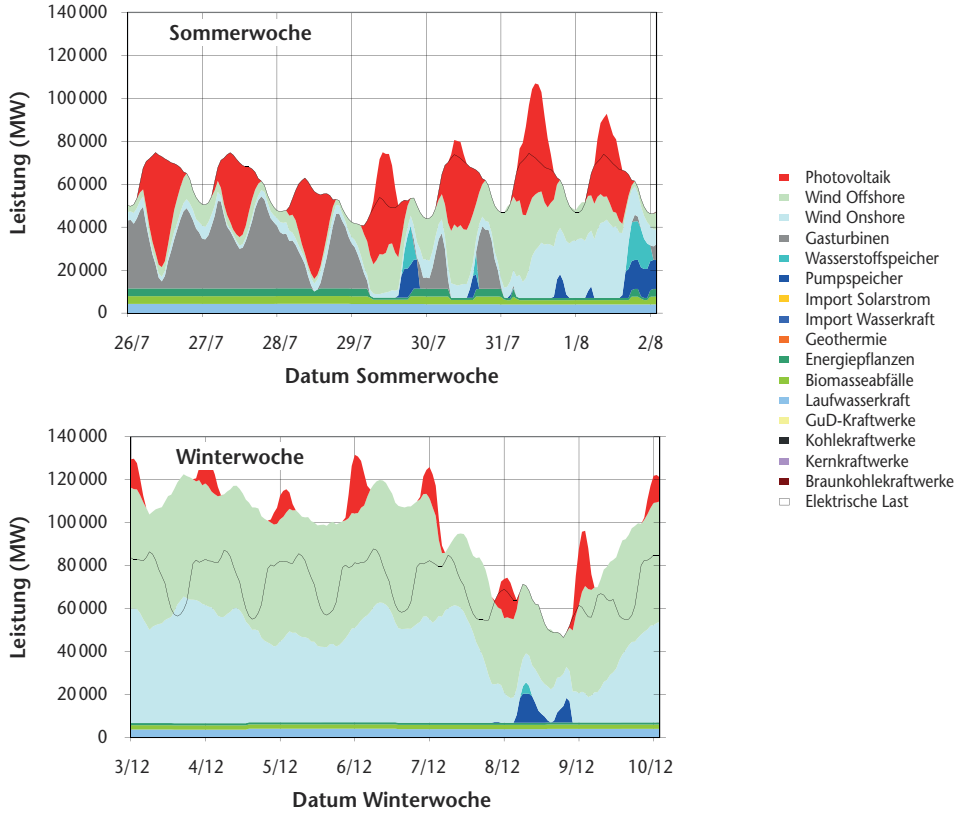


Abbildung 1

Stündliche Energie - bilanz in Deutschland in einer Sommerwoche (oben) und in einer Winterwoche (unten) im Jahr 2050 für ein Szenario mit 90 % jährlichem erneuerbarem Energieanteil an der Stromversorgung auf der Basis überwiegend variabler erneuerbarer Quellen.

Quelle: Trieb et al, 2012

Neben dem Ausbau der Windenergie wird aber auch das enorme Wachstum der Photovoltaik im Süden Deutschlands eine weitere Herausforderung für die Stromnetze und das Energieversorgungssystem insgesamt bedeuten.

2. Dezentralere Erzeugung versus lastferner Verbrauch

Netzverstärkung und Netzausbau sind zentrale Maßnahmen für die nachhaltige Umstrukturierung des Energieversorgungssystems und für ein darauf zugeschnittenes Stromnetz. Es müssen Lösungen gefunden werden, die die kurzfristigen, regionalen Fluktuationen der Einspeisung auffangen, sowie die längerfristigen, saisonalen Schwankungen ausgleichen, was *Abbildung 1* gut verdeutlicht.

Auf nationaler und europäischer Ebene ist dabei der Bau von leistungsfähigen Übertragungsleitungen für den Transport großer Energiemengen über weite Strecken erforderlich. Mit einem so genannten Supergrid werden nicht nur Erzeugungsschwerpunkte mit Lastzentren verbunden, sondern auch Speicherreservoirs erschlossen sowie Lastschwankungen vergleichmäßigt.

Auf regionaler Ebene spielen dabei bewährte und neue Speichertechnologien, das koordinierte Zusammenspiel verschiedener regenerativer Energiequellen und das Lastmanagement, auch unter Einbeziehung des Wärme- und Verkehrssektors, eine wichtige Rolle. Die Steuerung und die Koordination dieser unterschiedlich agierenden Komponenten erfolgt künftig durch den informationstechnischen Zusammenschluss, gekoppelt mit Energiemanagementsystemen. So genannte Virtuelle Kraftwerke (VK) oder Regenerative Kombikraftwerke (RKW) erweitern die Möglichkeiten zur bedarfsgerechten Energiebereitstellung erheblich und sind der Kern neuer Versorgungsstrukturen. Es ist aber nicht nur erforderlich, den Energiebedarf jederzeit zu decken, sondern den Betrieb des Netzes aktiv mit der Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu unterstützen.

Die Netzintegration der wachsenden Anzahl dieser fluktuierenden Stromerzeuger stellt eine der Herausforderungen dar. Dabei muss auch in Zukunft ein sicherer, stabiler und wirtschaftlicher Netzbetrieb gewährleistet sein. Die damit verbundenen Herausforderungen sind z. B. die Verletzung der Spannungskriterien, die Überlastung von Leitungen und Transformatoren, zeitweise Lastflussumkehr und Einspeisemanagement in kritischen Netzsituationen. Neue Netzanschlussbedingungen verlangen deshalb Blindleistungsbereitstellung von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) zur Abmilderung von Spannungsanstiegen [2]. Des Weiteren hat der Gesetzgeber mit dem EEG 2012 den Netzbetreibern die Möglichkeit der Wirkleistungsreduzierung durch Einspeisemanagement auch für PV-Anlagen kleiner 100 kW geschaffen. Nichtsdestotrotz sind weitere verbesserte Lösungsansätze zu entwickeln.

Die Vielzahl an DEA bringt neue Regelmöglichkeiten und neue Freiheitsgrade für den Netzbetrieb und die Netzplanung mit sich:

- **Zentrale Regelung**
  beinhaltet eine kommunikationsbasierte Regelung von der Netzleitstelle aus. Beispielsweise ist eine zentrale Regelung notwendig, um auf die DEA in unteren Netzebenen einzuwirken (Einspeisemanagement), wenn im Übertragungsnetz eine Situation auftritt, welche die Systemstabilität bzw. -sicherheit gefährdet.
- **Dezentrale Regelung**
  ist eine kommunikationsbasierte Regelung, die mit einer Zwischeninstanz im Netz kommuniziert. Hierbei können beispielsweise Niederspannungsnetze als Netzzellen mit einer intelligenten – und möglicherweise auch regelbaren – Ortsnetzstation ausgestattet, einen sicheren und wirtschaftlichen Betrieb des Niederspannungsnetzes autonom sicherstellen. Auch Vorgaben oder Informationen aus übergeordneten oder nebeneinanderliegenden Netzgebieten können hier berücksichtigt werden.
- **Lokale Regelung**
  kommt ohne Kommunikation aus. Die Erzeugungseinheit reagiert auf die jeweilige Netzsituation entsprechend den in der lokalen Regelung hinterlegten Parametern sowie den am Netzanschlusspunkt gemessenen Größen wie Netzspannung, Netzfrequenz oder auch Netzimpedanz.

Sowohl technisch als auch wirtschaftlich wird derzeit untersucht, welche ideale Kombination von zentraler, dezentraler und lokaler Regelung sinnvoll ist [3]. Eine wesentliche Frage ist, in welchem Umfang kostenintensive Informations- und Kommunikationsinfrastrukturen benötigt werden, wenn an sie eine höhere Zuverlässigkeit und höhere Sicherheitsanforderungen gestellt werden, als dies aktuelle öffentliche Infrastrukturen (z. B. für Internetanwendungen) gewährleisten. Zentrale Regelungsansätze sind jedoch notwendig, um bei netzkritischen Situationen in überlagerten Netzen auf DEA in unterlagerten Netzen einzuwirken, wenn dies mit lokalen Messgrößen (Frequenz, Spannung, Impedanz) nicht erfasst werden kann. Grundsätzlich ist daher aus Kosten- und Stabilitätsgesichtspunkten die Prämisse zu befolgen: **„so lokal wie möglich und so zentral wie nötig."** Durch Einsatz dieser optimierten Regelungskonzeption können wesentliche Potenziale für eine

Reduktion der Verteilnetz-Ausbaukosten durch zunehmende dezentrale Anlagen in den Verteilungsnetzen realisiert werden [3].

3. Aufrechterhaltung der Systemstabilität als Herausforderung

a) Frequenzhaltung

Auf dem Weg zur weitgehenden Dekarbonisierung hat die Stromversorgung in Deutschland nun einen kritischen Grad erreicht. Die bevorrangte Einspeisung auf Basis erneuerbarer Energien erreicht immer höhere Leistungsanteile, ist jedoch mit dem überwiegenden Anschluss in der Verteilungsnetzebene und vor allem mit Blick auf die Nieder- und Mittelspannungsebene bislang kaum überwachbar und vor allem nicht durch die Netzbetreiber im Gefährdungsfall abregelbar. Erst ein signifikanter Smartgrid-Implementierungsgrad in der Verteilnetzebene, ergänzt um deutlich vergrößerte Speicherkapazitäten im Vergleich zur heutigen Situation, ermöglichen eine Änderung vom heute noch bestehenden Erzeugung-folgt-Last-Prinzip hin zum konsequenten Last-folgt-Erzeugung-Prinzip. Die bisher nicht ausreichenden Zugriffsoptionen bei der verteilten Erzeugung sind umso problematischer, als dass der regelzonenverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber das Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt sicherstellen muss, die verfügbaren Regelreserven im deutschen Netzgebiet als Teil des europäischen Verbundnetzes aber insbesondere durch Atomausstieg und PV-bedingte zunehmende Unwirtschaftlichkeit von Gas- und Pumpspeicherkraftwerken rückgängig sind. Dass jedoch für die Frequenzhaltung perspektivisch deutlich höhere Regelreserven erforderlich sind, zeigt *Abbildung 2* mit einer Prognose der Leistungsgradienten durch Wind und PV in Deutschland. [4]

b) lokale Systemdienstleistungserfordernisse

Handelt es sich bei der Frequenzhaltung bzw. Regelleistungsbereitstellung noch um eine durchaus auch überregional bereitstellbare Systemdienstleistung, müssen andere systemsichernde Aspekte zwingend lokal bzw. in der näheren elektrischen Peripherie bereitgestellt werden. Diese zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit notwendigen netztechnischen Belange werden leider auch in der zumeist aus rein energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten geführten Kapazitätsmarktdiskussion vernachlässigt.

So besteht Deutschland bspw. eben nicht aus einer „Kupferplatte“, wie in manchen Marktmodellen vereinfacht abgebildet, die eine innerdeutsche Lastdekkung mit den installierten Erzeugungskapazitäten zu jedem Zeitpunkt erlauben würde. Vielmehr müssen die aufgrund des sich verzögernden Netzausbaus temporär vorliegenden innerdeutschen Netzengpässe durch Maßnahmen wie Kraftwerksredispatch in Echtzeit und lokal „geheilt“ werden. Doch die vor Ort verfügbaren Kapazitäten für Kraftwerksredispatch sind begrenzt und vor allem mit Blick auf die weiter steigende EE-Erzeugung nicht ausreichend homogen verteilt. Vor diesem Hintergrund wird klar, dass netzengpassbedingt nach Absenkung der konventionel-

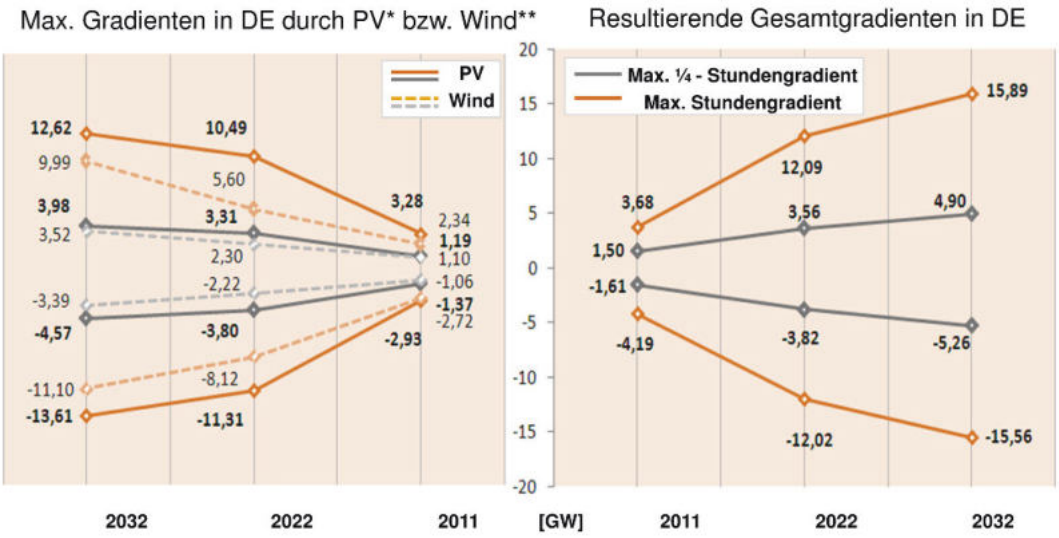


Abbildung 2

Prognose der Leistungsgradienten durch Windkraft und PV für Deutschland.

Quelle: 50Hertz, 2012

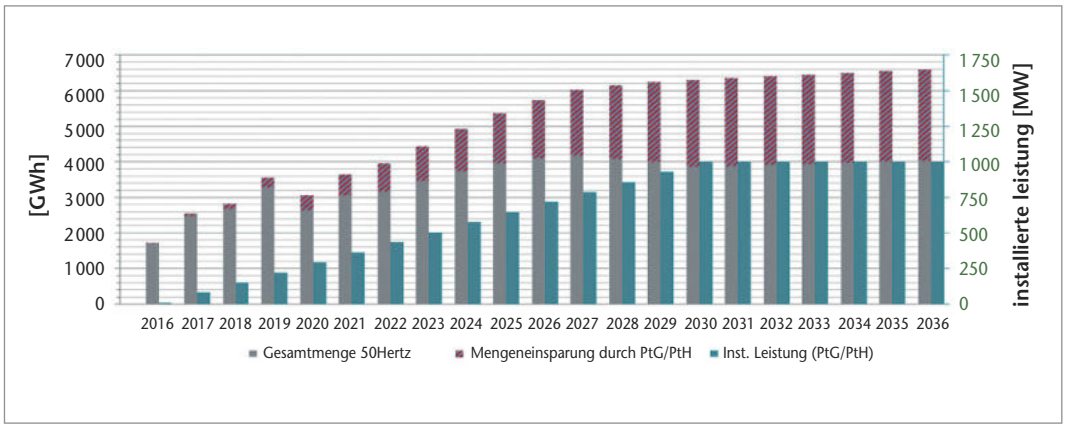


Abbildung 3

Prognose der netzengpass- und systembilanzbedingten Abschalterfordernisse von erneuerbaren Energien in der Regelzone 50Hertz gemäß § 13(2) EnWG für Szenario „etwas verzögerter Netzausbau".

Quelle: 50Hertz, 2012

len Kraftwerksleistung auf das systemtechnisch erforderliche Minimum letztlich dann auch erneuerbare Energien abgeregelt werden müssen. In der Regelzone 50Hertz handelt es sich heute etwa um 1 % der Gesamtwindkrafterzeugung, die abgeschaltet werden muss. Dass kurzfristig umsetzbare Maßnahmen wie Power-to-Heat (PtH) oder mittelfristig Power-to-Gas (PtG, siehe auch *Abbildung 5*) die Abschaltvolumina in der 50Hertz-Regelzone deutlich verringern können, zeigt *Abbildung 3* auf, bei der eine installierte PtH oder PtG-Leistung von 1.000 MW bis 2030 unterstellt wurde.

Anteilig von der Gesamtabschaltmenge von ca. 105 TWh bis 2030 in der Regelzone 50Hertz (was bspw. 10 % der erwarteten Windeinspeisemenge entspräche) könnten durch die PtH- oder PtG-Technologie immerhin Abschaltungen im Volumen von ca. 31 TWh vermieden werden.

Weitere lokal bereitzustellende Systemdienstleistungen sind die Blindleistungsregelung als Beitrag zur Spannungshaltung sowie ausreichend hohe Kurzschlussleistungsbeiträge durch rotierende Massen zur Gewährleistung der Netzstabilität und der Netzfehlererkennung.

Ebenso wichtig ist die Schwarzstartfähigkeit von Erzeugungsanlagen (Anfahren unabhängig vom Stromnetz) im Kontext von Netzwiederaufbaukonzepten. So nehmen bspw. Pumpspeicherkraftwerke (PSW) als regelbare Erzeugung und Last grundsätzlich eine wichtige Rolle in den Netzwiederaufbau - konzepten ein. Im Falle von Großstörungen können mittels PSW spannungslose Kraftwerksblöcke gezielt wieder angefahren werden, sofern sich diese nicht im Kraftwerkseigenbedarf fangen konnten. Beim anschließenden Hochfahren des konventionellen Kraftwerksblocks kann das PSW dann wiederum als regelbare Last ein stabiles Hochfahren bis in einen stabilen Arbeitsbereich ermöglichen. Aus dem stabilen Arbeitsbereich des konventionellen Kraftwerksblockes heraus kann dann mit der Zuschaltung von Verbrauchslasten begonnen werden. PSW und andere schwarzstartfähige Erzeugungseinheiten tragen somit erheblich zur Begrenzung der Versorgungsausfallzeit bei.

c) Nutzungsabsicherung von Erzeugungsüberschussabsicherung

Eine weitere Herausforderung ist langfristig die Nutzung von netzengpassunabhängigen Erzeugungsüberschüssen, die dargebotsbedingt ab etwa 2020 unvermeidlich auftretenden werden. Hier bieten sich bspw. die skandinavischen Wasserreservoirs mittels effizienten Offshore-Interkonnektoren oder innerhalb Deutschlands die Power-to-Gas-Speichertechnologie mit Speicherung im Gasnetz und anschließender Rückverstromung an.

Die oben beschriebenen Anforderungen für konventionelle Kraftwerke müssen mit zunehmender Dekarbonisierung perspektivisch auch durch erneuerbare Erzeugungseinheiten wie Windparks erfüllt werden, insbesondere aber muss Windenergieerzeugung kontrollierbar und zuverlässig entsprechend der Systemanforderungen sein und Windenergieanlagen müssen das elektrische Netz bei Störungen stützen. Diese Fähigkeiten basieren auf der Steuerung der Wirk- und Blindleistung von Windparks oder großen PV-Anlagen sowie dem Verhalten bei Netzstörungen wie dem Fault-Ride-Through-Verhalten.

Zukünftig werden mit steigender Wind- und PV-Stromeinspeisung die konventionellen thermischen Kraftwerke zunehmend verdrängt. Damit entfallen auch deren systemstützende und -stabilisierende Systemdienstleistungen für die Netzbetriebsführung. Darüber hinaus wird es zu Zeiten mit hoher EE-Einspeisung zu immer häufiger auftretenden Netzengpässen sowie aufgrund der großen Energietransporte zu Spannungshaltungsproblemen im Hoch- und Höchstspannungsnetz (110 bis 380 kV) kommen. Auf der anderen Seite verursacht die Durchdringung der Photovoltaik auch Spannungsprobleme im Niederspannungsnetz.

Abbildung 4
Szenarien zukünftiger Netzstrukturen mit Höchstspannungs-Gleichstrom- und Drehstrom-Komponenten
Quelle: Fraunhofer IWES et al, Pilotprojekt „Regeneratives Kombikraftwerk 2", 2011/12

Um diese Auswirkungen der wachsenden EE-Stromeinspeisung auf Stromnetze beherrschen zu können, sollten die Anlagen die systemstützenden Eigenschaften der konventionellen Kraftwerke und Netzdienstleistungen zunehmend übernehmen. Die informations- und steuerungstechnische Zusammenfassung von räumlich verteilten Windparks zu Windpark-Clustern bietet neue Freiheitsgrade für die Betriebsführung und ermöglicht eine erweiterte Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL). Im Rahmen von mehreren Forschungsvorhaben wurden neue Technologien und Strategien zur Betriebsführung von Windparks sowie deren Aggregation zu Windpark-Clustern entwickelt und erfolgreich erprobt. Diese Strategien erlauben erweiterte Möglichkeiten der Betriebsführung, um einfach, flexibel und unterbrechungsfrei auf Anforderungen der beteiligten Akteure (Windparkbetreiber, Netzbetreiber, Energiehändler) reagieren zu können.

Im Rahmen des Projekts „Regeneratives Kombikraftwerk" (*Abbildung 4*) wurde eindrucksvoll demonstriert, dass die regenerativen Energien Wind, Sonne und Biogas zusammen perspektivisch in der Lage sein werden und sein müssen, Deutschland nahezu vollständig mit elektrischer Energie zu versorgen. In dem Folgevorhaben „Regeneratives Kombikraftwerk 2" soll demonstriert und untermauert werden, dass die regenerativen Energien auch fähig sind, bislang von konventionellen Kraftwerken erbrachte Systemdienstleistungen zu übernehmen und damit einen sicheren und stabilen Netz- und Systembetrieb zu gewährleisten.

4. Absehbarer Systembedarf versus fehlende Wirtschaftsgrundlage für Speicher und Spitzenlastkraftwerke

Bei der Transformation des Energieversorgungssystems werden die fluktuierenden Einspeiser Wind- und Solarenergie die Hauptrolle einnehmen und enorme Anforderungen an die Integration stellen. Diese Anforderungen betreffen zum einen den Stromtransport über weite Strecken, zum anderen aber die Speicherung großer Strommengen im Terrawattstunden-Bereich.

Heute und in naher Zukunft werden die fluktuierenden Anteile durch Wind- und PV-Einspeisung über die flexible Fahrweise des konventionellen Kraftwerks - parks und durch Tagesspeicher, wie. z. B. Pumpspeicherwerke, aufgenommen. In der weiteren Zukunft werden diese Anteile die Maximallast und die maximale Kapazität vorhandener Speicher und flexibler Kraftwerke bei Weitem übersteigen.

Entscheidendes Kriterium für die Transformationsphase ist der Paradigmenwechsel in der Philosophie der Energiespeicherung, in dem aus „überschüssigem" erneuerbaren Strom, bspw. mittels Power-to-Gas, erneuerbares Methan erzeugt, im vorhanden

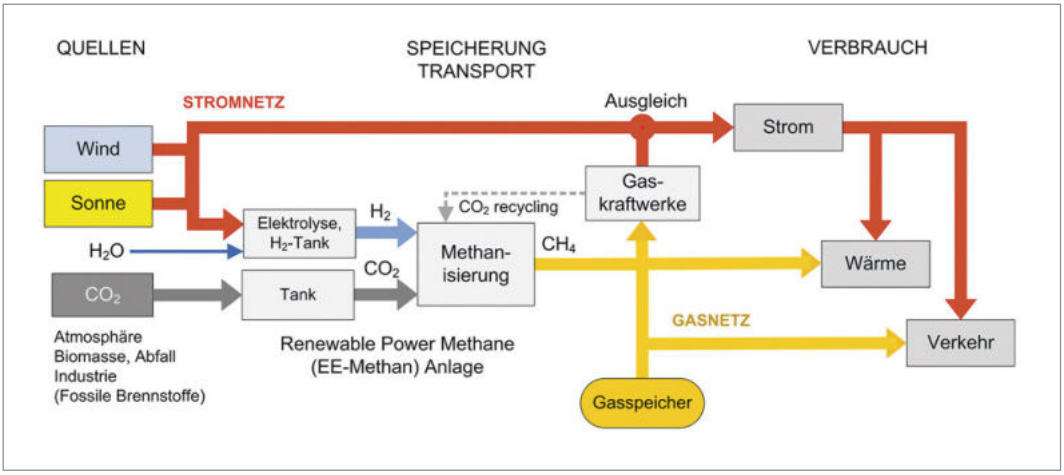


Abbildung 5
Stromspeicherung durch Kopplung von Strom- und Gasnetz.
Quelle: ZSW und IWES

Erdgasnetz gespeichert und seinerseits wieder zu Strom, Wärme und Kraftstoff umgewandelt werden kann. Für die Verstromung bieten sich Gaskraftwerke mit elektrischen Wirkungsgraden von bis zu 60 % an (*Abbildung 5*). Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien im Stromnetz benötigt Deutschland den Zubau dieser hocheffizienten Kraftwerke, um schnell auf Lastschwankungen reagieren zu können.

Aufgrund der Funktionsprinzipien des Strommarktes vermindert heute paradoxerweise gerade die massive PV-Einspeisung zu Peakzeiten mit dem resultierenden Absinken der durchschnittlichen Spitzenpreise an der Strombörse mehr und mehr die Benutzungsstunden und somit die notwendige Wirtschaftlichkeit für Gas- bzw. Spitzenlastkraftwerke. Betrachtet man auf der anderen Seite aber den Preisanstieg nachts durch die bereits abgeschalteten Atomkraftwerke und einhergehender Ersetzung durch teureren Kohlestrom inklusive der Kosten der CO_2-Zertifikate, erkennt man in *Abbildung 6* das resultierende Absinken des Strompreis-Spreads und somit des wirtschaftlichen Hauptstandbeins von Speicherkraftwerken, heute insbesondere der Pumpspeicherkraftwerke. Es zeichnet sich demnach ein Wandel weg vom bestehenden Energy-Only-Market hin zu Kapazitätsmarktprinzipien oder besser hin zu einem Flexibilitätsmarkt ab, der aber auch die benannten lokalen Systemdienstleistungserfordernisse hinreichend berücksichtigen muss.

5. Zusammenfassung

Neben den technischen Herausforderungen bei der Transformation sind vor allen auch die wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Fragestellungen zu beantworten. Die Umgestaltung der Energieversorgung wird mittelfristig einen hohen Investitionsaufwand mit sich bringen, der im Rahmen der technischen und gesellschaftlichen Weiterentwicklung unserer Industriegesellschaft erforderlich ist, um auch in Zukunft eine Führungsposition beibehalten zu können. Der drohende Klimawandel und die geforderte Nachhaltigkeit der technischen Entwicklung fordern ein Umdenken bei der Nutzung der natürlichen Ressourcen.

Eine Energieversorgung, die auf regenerativen Quellen basiert, ist langfristig immer die wirtschaftlichste Option, weil der Rohstoff kostenlos zur Verfügung steht und nahezu unbegrenzte Potenziale aufweist. Die technische Entwicklung bei der Energiewandlung sorgt dafür, dass die Stromgestehungskosten immer geringer werden – im Gegensatz zu den immer aufwendigeren Verfahren zur Gewinnung von Kohle, Gas und Kernbrennstoffen.

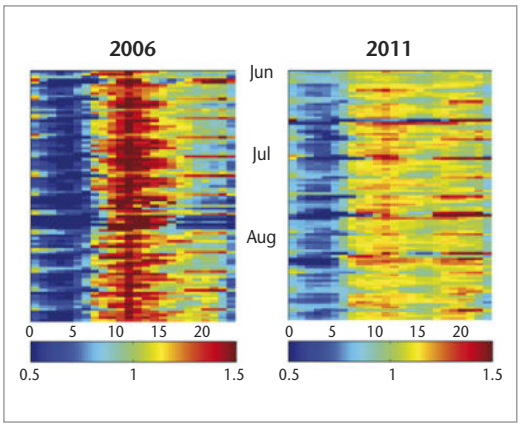


Abbildung 6

Verhältnis Spotmarkt-Stundenpreis relativ zum mittleren Tagespreis 2006 (kaum PV) versus 2011.

Quelle: Enervis, 2012

Besondere Aufmerksamkeit kommt nun – neben den umfangreichen Netzaufbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen und der Ermöglichung der Datenbereitstellung und Zugriffsmöglichkeiten mit Blick auf die erneuerbare Erzeugung in der Verteilnetzebene – der Konversion der klassischen Stromerzeugung hin zu einer weitgehend dekarbonisierten Stromversorgung zu. Allerdings kann auch im nächsten Jahrzehnt noch nicht auf einen Großteil der konventionellen Großkraftwerke zur Absicherung der lokal und überregional bereitzustellenden Systemdienstleistungen verzichtet werden. Nach dem beschlossenen Ausstieg aus CCS- und Kernenergie und unsicheren wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Gaskraftwerke muss daher auch die Diskussion über sinnvolle Brückentechnologien fortgesetzt werden.

Die Aufgabe von Politik und Gesellschaft ist es nun, die Nutzung der regenerativen Energien als Markenzeichen einer modernen Industriegesellschaft zu etablieren.

Literatur

[1] Energiekonzept 2050, BMU, BMWI, 2010.

[2] VDE FNN: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, VDE-AR-N 4105. Berlin, August 2011

[3] M. Braun, J. von Appen, H. Barth, T. Degner, K. Diwold, D. Geibel, E. Kämpf , F. Marten, F. Niedermeyer, T. Stetz: Neue Auslegung und Betriebsführung von Verteilnetzen in dezentralen Versorgungsstrukturen, 17. KASSELER SYMPOSIUM ENERGIE-SYSTEMTECHNIK, Kassel 2012

[4] 50Hertz, 2012

Neue Batteriesysteme zwischen Forschung und Anwendung

ZSW
Dr. Michael A. Danzer
michael.danzer@zsw-bw.de

DLR
Prof. Dr. Andreas Friedrich
andreas.friedrich@dlr.de

Fraunhofer ISE
Dr. Matthias Vetter
matthias.vetter@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer IWES
Patrick Hochloff
patrick.hochloff@iwes.fraunhofer.de

Prof. Dr. Clemens Hoffmann
Siemens AG
clemens.hoffmann@iwes.fraunhofer.de

FZ Jülich
Dr. Martin Finsterbusch
m.finsterbusch@fz-juelich.de

VARTA Storage GmbH
Dr. Alexander Hirnet
alexander.hirnet@varta-storage.com

Übersicht stationärer elektrochemischer Speichertechnologien

Elektrochemische Speicher verfügen typischerweise über Energiespeicherkapazitäten von 2 kWh – 20 MWh und typische Entladezeiten von wenigen Minuten bis zu wenigen Tagen. Damit zählen Batterien zu den Kurzfristspeichern mit einer kleinen bis mittleren Energiespeicherkapazität (anders als beispielsweise Druckluftspeicher, Wasserkraftwerke, Wasserstoff und synthetisches Erdgas).

Generell besitzen elektrochemische Speichersysteme u. a. diese Vorteile:

- Sie sind unabhängig von Geographie und Geologie.
- Sie können modular aufgebaut werden und sind in der Speichergröße adaptierbar.

Elektrochemische Speicher und Wandler lassen sich gemäß *Abbildung 1* anhand ihrer Speicher und Arbeitstemperaturen unterscheiden.

Lithium-Ionen-Systeme haben im Vergleich zu anderen heute verfügbaren Akkumulatoren eine höhere Leistungs- und Energiedichte sowie einen höheren elektrischen Wirkungsgrad.

Die Anforderungen, die marktseitig an elektrochemische Speicher gestellt werden, sind sehr hoch:

- geringe Investitions- und Betriebskosten
- hohe Energiedichte
- sehr hoher energetischer Wirkungsgrad
- lange Lebensdauer (15–20 Jahre)
- hohe Sicherheit und niedrige Selbstentladung

Entwicklungsziele – Batterie Roadmap 2020+ (ZSW)

In einer Batterie Roadmap 2020+ genannten Meta-Studie hat das ZSW die aktuellen Entwicklungsziele der Batterieforschung zusammengefasst (s. *Abbildung 2*).

Dabei sind zwei Dinge hervorzuheben: zum einen die technischen Grenzen, die der Optimierung der heute etablierten Lithium-Ionen-Systeme gesetzt sind und zum anderen der Technologiesprung hin zu neuen Systemen wie Lithium-Schwefel oder Lithium-Luft, der nötig ist, um diese Grenzen zu überwinden.

F&E für stationäre Batterietechnologien

Im Folgenden werden anhand von ausgewählten Beispielen die Entwicklungen an Batterietechnologien an den Instituten dargestellt.

F&E für Lithium-Ionen-Batterien (ZSW)

Die spezifische Energie (Wh/kg) von Akkumulatoren, $E = C \cdot U$, berechnet sich aus der Multiplikation der Zellspannung (V) und der spezifische Kapazität (Ah/kg).

Möchte man die spezifische Energie durch eine Auswahl an Aktivmaterialien erhöhen, ergeben sich daher zwei Möglichkeiten:

1. Erhöhung der Zellspannung
2. Erhöhung der spezifischen Kapazität.

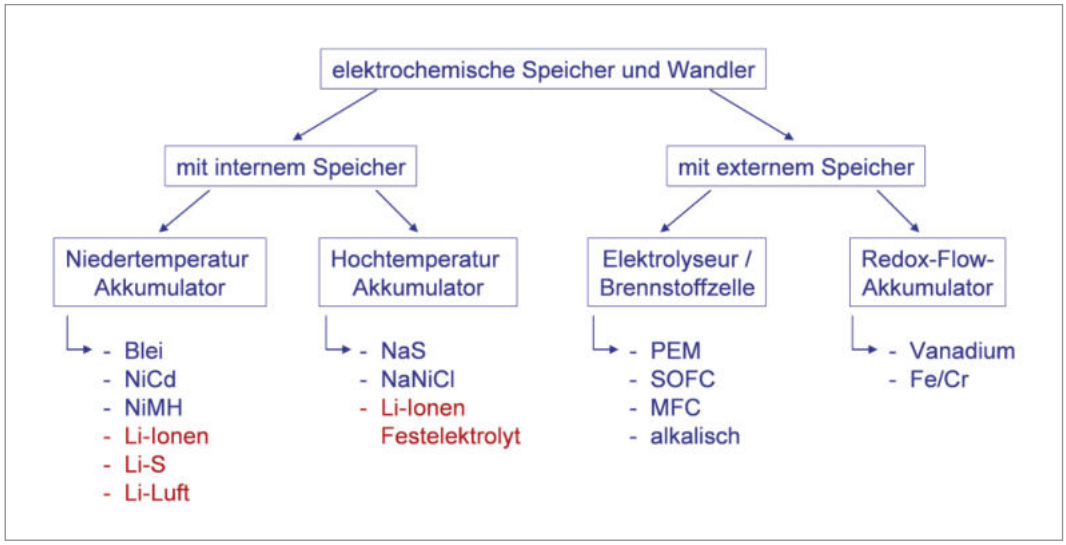


Abbildung 1
Übersicht elektrochemischer Speicher und Wandler
(Lithium-Ionen-Systeme in Rot hervorgehoben)

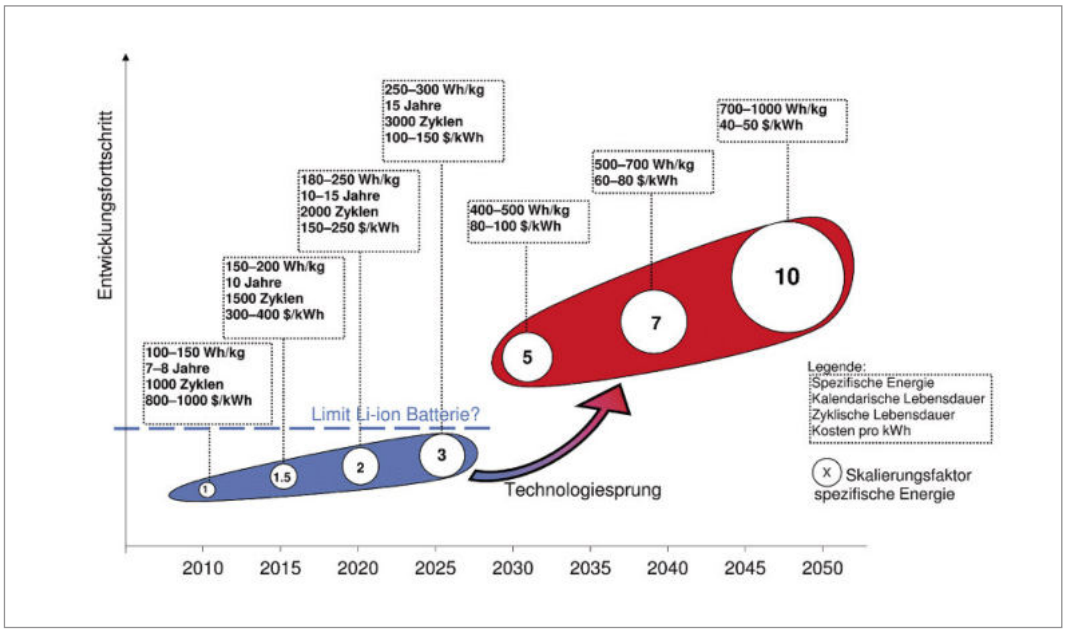


Abbildung 2

Entwicklungsziele der Batterieforschung: ZSW-Batterie Roadmap 2020+

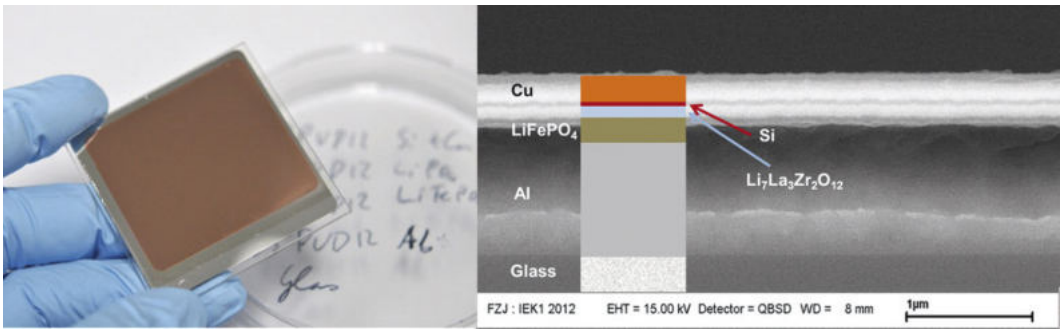


Abbildung 3

Festkörper-Dünnschicht-Li-Ionenzelle, hergestellt mittels PVD am FZ Jülich

In vielen Projekten am ZSW wird als neuartiges Kathodenmaterial ein Hochvoltspinell ($LiNi_{0,5}Mn_{1,5}O_4$) erforscht, bei dem die hohe Energiedichte, wie der Name es andeutet, im Wesentlichen durch ein erhöhtes Kathodenpotenzial erreicht wird.

In anderen Projekten steht weniger die Energiedichte als die Sicherheit der Zellen im Vordergrund der Entwicklungsziele. So wird z. B. als Anodenmaterial Lithium-Titanat ($Li_4Ti_5O_{12}$) eingesetzt, um eine eigensichere Batterie zu entwickeln, die im Schadensfall kein Risiko (z. B. Brand, Explosion) darstellt.

Lithium-Ionen-Hochtemperatur-Batterie mit Festelektrolyt (FZ Jülich)

Das Forschungszentrum Jülich hat sich für die Entwicklung neuer Batterietechnologien am Vorbild der ZEBRA-Hochtemperatur-Batterie ($NaNiCl_2$) orientiert, die sich durch eine hohe Robustheit, Zuverlässigkeit und Zyklenfestigkeit auszeichnet. Problematisch ist bei der ZEBRA-Batterie die aufwändige Herstellung des röhrenförmigen Elektrolyten (Na-ß''-Al_2O_3) und der Natrium-Gebrauch bei erhöhter Temperatur. F&E-Ziel ist es daher, Werkstoffe für intrinsisch sichere Batterien zu etablieren. Dazu werden bekannte Festkörper-Li-Ionenleiter für Anwendungen im Bereich 100–400 °C evaluiert.

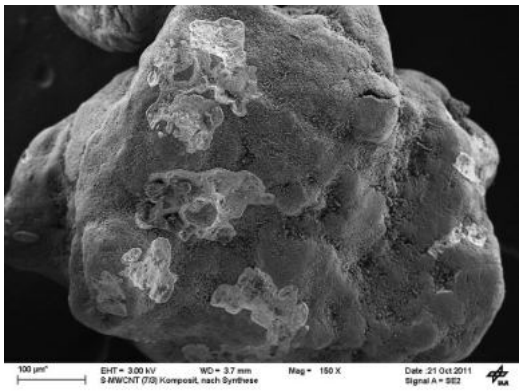
Meilensteine der Arbeit sind dabei:

- günstigere Elektrodenmaterialien
- angepasste Elektrolyte
- dickere Elektroden
- größere Zellen
- optimiertes Processing

Als Ergebnis der Arbeiten ist in *Abbildung 3* eine Festkörper-Batterie mit Al- und Cu-Kontakten, $LiFePO_4$-Kathode, $Li_7La_3Zr_2O_{12}$-Elektrolyt und Si-Anode als intrinsisch sichere Batterie dargestellt. Dabei erreicht der Festkörperelektrolyt bei Temperaturen von 300 °C eine beachtliche Leitfähigkeit von 10^{-1} S/cm.

Speicherkapazität und Zyklenstabilität von LiS-Batterien (DLR)

Die Batterieforschungsaktivitäten am DLR zu Li-Schwefel und Li-Luft-Batterien nehmen erwähnten Technologiesprung ins Visier. Motivation zur Forschung an LiS-Batterien ist die Optimierung der Zyklenstabilität durch Schwefel-MWNT-Komposite. Zur Erreichung dieses Ziels wird die Komposit-Synthese via Schwe-



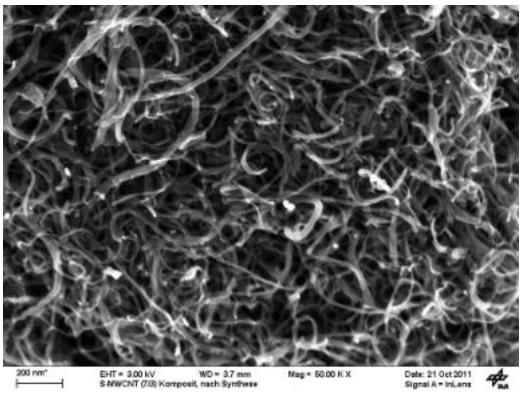


Abbildung 4
Schwefel-MWNT-Komposite des DLR: Typ A (links) und Typ B (rechts)

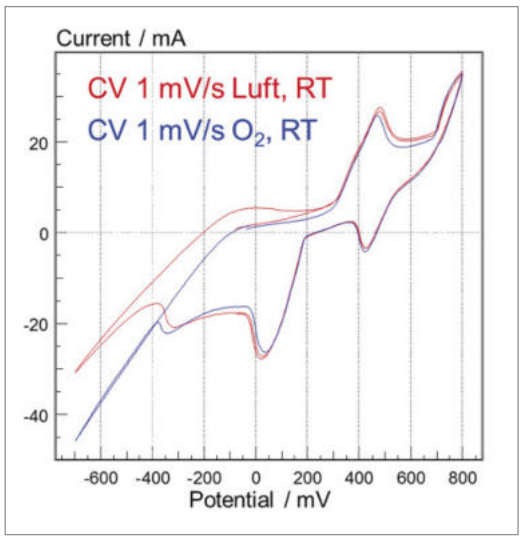


Abbildung 5
Cyclovoltammogramm an mit Ag+LSCF (Elektrolytseite) und PTFE+Kohle (Gasseite) beschichteten Rhodius-Netzen in 1 N LiOH (Potenzial gegen Hg/HgO)

felschmelze bei 150 °C unter Ar-Atmosphäre durchgeführt und zwei Typen MWNT „A“ und „B“ verglichen. Dabei stellt sich heraus, dass aus MWNT A hergestelltes Komposit A nach 50 Zyklen über eine 50 % höhere Entladekapazität im Vergleich zum aus MWNT B hergestellten Komposit B verfügt.

Verminderung der Verluste von Lithium-Luft-Batterien (DLR)

Das zweite Forschungsprojekt am DLR hat sich zum Ziel gesetzt, die Verluste während des Lade-/Entladevorgangs von Lithium-Luft-Batterien zu reduzieren. Mittels Cyclovoltammogramm-Messungen (s. *Abbildung 5*) konnte die Reduktion der Verluste nachgewiesen werden.

F&E für stationäre Batteriesysteme

Im Folgenden werden anhand von ausgewählten Beispielen die Entwicklungen von Batteriesystemen an den Instituten dargestellt.

Modulares Design eines Lithium-Ionen-Batteriesystems (Fraunhofer ISE)

Die Architektur von Batteriesystemen unterscheidet sich wesentlich im Grad ihrer Modularität. Das Fraunhofer ISE hat ein Batteriesystemkonzept vorgestellt, das sowohl im Aufbau und der Verschaltung der Einzelzellen zu Batteriemodulen als auch in der Überwachung und der Steuerung der Batterie einen hohen Grad an Modularität aufweist (*Abbildung 6*).

Das modulare Design von Batteriesystemen und die Kommunikationsschnittstelle des Z-BMS ermöglicht eine einfache Integration in Energiesysteme und die Ankopplung an marktverfügbare Laderegler, Batteriewechselrichter sowie Energiemanagementsysteme. Das entwickelte Batteriemodul erreicht unter realistischen Nutzungsbedingungen (0,3 C, 27 °C) einen energetischen Wirkungsgrad von 95,2 % und ermöglicht so eine effiziente dezentrale Speicherung von elektrischer Energie, beispielsweise von dezentralen gebäudeintegrierten PV-Anlagen.

Intelligentes Batteriemanagement als Teil eines optimierten Energiemanagements (Fraunhofer ISE)

Zur Optimierung des Energiemanagements einer regenerativen Energieerzeugung mit stationärem Speicher wird am Fraunhofer ISE an standardisierten Lösungen, beispielsweise im Rahmen der CiA 454 (siehe www.can-cia.org), zur Kommunikation zwischen Energie- und Batteriemanagement gearbeitet. Das modellbasierte Energiemanagement umfasst, wie in *Abbildung 7* dargestellt, ein Erzeuger- und Lastmanagement, einen optimierten Einsatz des Batteriesystems, die optimierte Regelung der Energieflüsse, ein modellbasiertes Batteriemanagement inklusive SOC-Verlauf und -Vorhersage (SOC = State of Charge

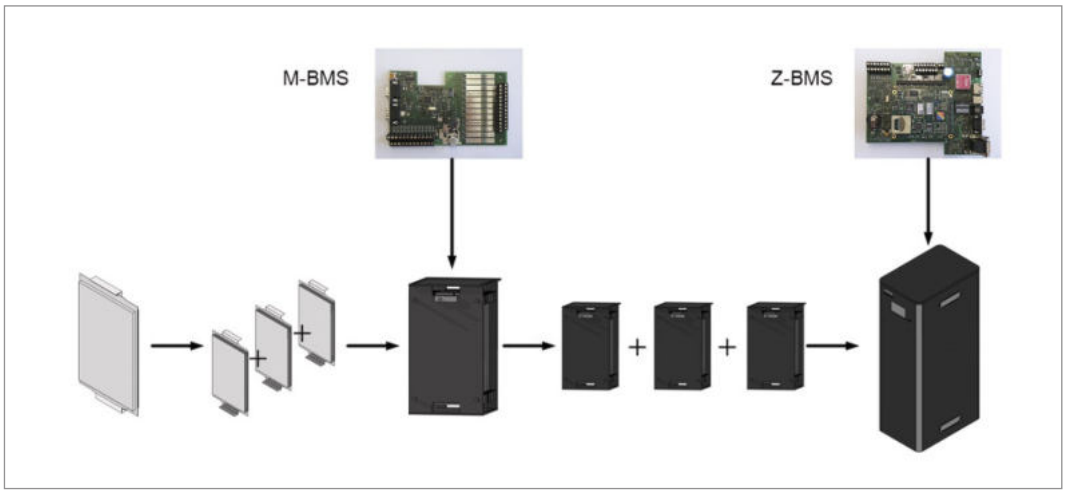


Abbildung 6

Modulares Design: von der Zelle über das Modul zum Batteriesystem mit modularer Architektur des Batteriemanagements basierend auf dezentralen Modul-BMS (M-BMS) und einem Zentral-BMS (Z-BMS).

Quelle: Fraunhofer ISE

= Ladezustand), die Information über arbeitspunktabhängige Wirkungsgrade bis hin zur Information über die Alterung der Batterie.

Als Anwendungsfälle stationärer Batteriesysteme werden im Folgenden die Maximierung des Eigenverbrauchs von Solarstrom im Hausbereich und die Spannungsstabilisierung im Niederspannungsnetz betrachtet.

Maximierung des Eigenverbrauchs von Solarstrom (VARTA Storage)

VARTA Storage hat in Untersuchungen gezeigt (*Abbildung 8*), dass durch einen Batteriespeichersystem der Eigenverbrauch von Solarstrom in Abhängigkeit von der Speichergröße signifikant erhöht werden kann. Dazu wurde bei VARTA Storage ein Batteriespeicher namens Engion entwickelt (*Abbildung 9*), der bei 4 kW über Speichergrößen von 3,7–13,8 kWh verfügt und 3-phasig modular erweiterbar ist.

Spannungsstabilisierung im Niederspannungsnetz (VARTA Storage, Siemens)

Die prinzipielle Idee der Spannungsstabilisierung im Niederspannungsnetz mit dezentralen erneuerbaren Energieeinspeiseanlagen und dezentralen Lasten mittels eines Energiespeichers ist in *Abbildung 10* dargestellt. Dabei wird die Batterie an den Ort der Leitung platziert, an dem die höchste Spannungsabweichung zu erwarten wäre:

- In Zeiten hoher Erzeugung puffert die Batterie elektrische Energie zwischen, so dass die Spannung in der Leitung die maximal zulässige Höchstgrenze nicht überschreitet.
- In Zeiten hoher Last gibt der Speicher die Energie wieder ab und kann so dazu beitragen, dass die Minimalspannung nicht unterschritten wird.

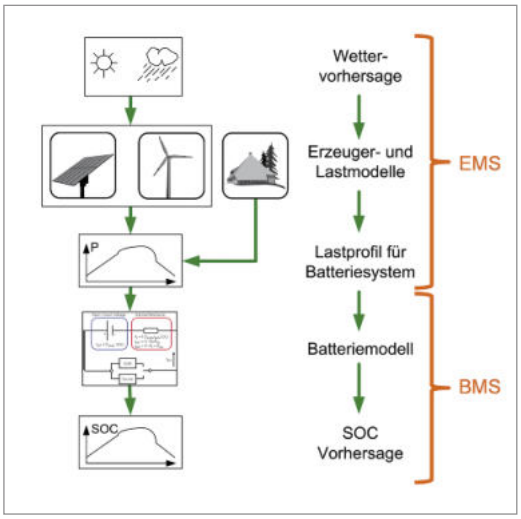


Abbildung 7

Schematische Darstellung eines intelligenten Batteriemanagements als Teil eines optimierten Energiemanagements.

Quelle: Fraunhofer ISE

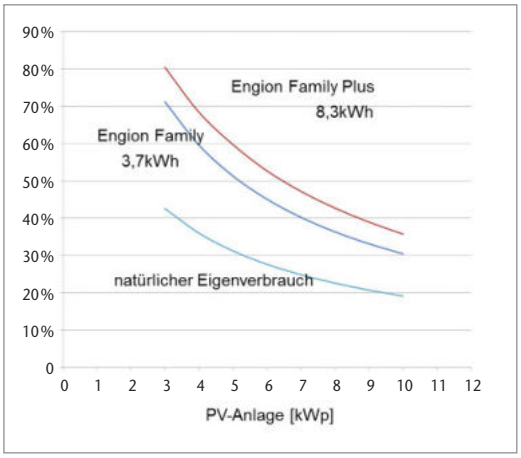


Abbildung 8

Eigenverbrauchserhöhung durch Speichereinsatz bei einem Jahresverbrauch von 4000 kWh.

VARTA Storage hat im Pilotprojekt „Spitzenspeicher Nr. 1“ zusammen mit der EnBW ODR den in *Abbildung 11* dargestellten Speicher mit einer Leistung von 30 kW und einem Energiegehalt von 60 kWh entwickelt und ist damit gerade in der Erprobungsphase.

Abbildung 9
Batteriespeicher Engion bei VARTA Storage: 4 kW, 3,7–13,8 kWh, 3-phasig, modular erweiterbar

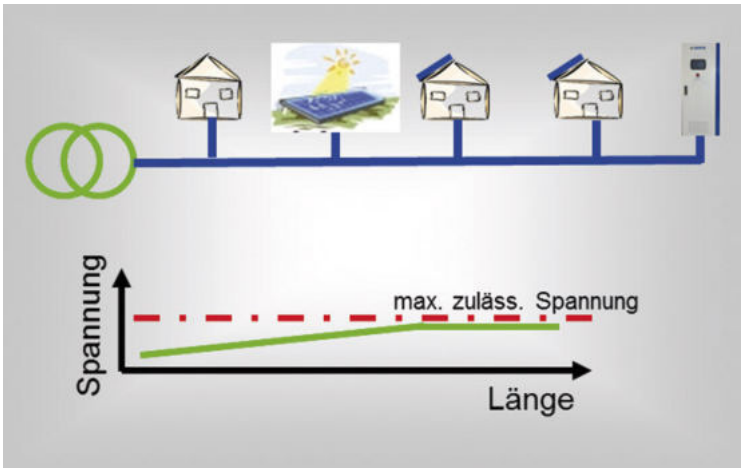


Abbildung 10
Spannungsstabilisierung im Niederspannungsnetz mit dezentralen EEG-Anlagen und Batterie

Abbildung 11
Pilotprojekt Spitzenspeicher Nr. 1, VARTA Storage & EnBW ODR: 30 kW, 60 kWh

Die Wirksamkeit des Einsatzes von stationären Speichern im Niederspannungsnetz im Vergleich zur Kopplung jeder PV-Anlage mit einem eigenen Speicher hat Siemens simulationsbasiert anhand des Spannungsbands in einem Beispielnetz untersucht. Die Simulationsergebnisse in *Abbildung 12* zeigen deutlich, dass der Speichereinsatz an einem kritischen Ort (Quartierspeicher) für die Spannungshaltung effektiver ist als der gleichmäßig verteilte Einsatz. Dabei wurde die Größe der Speicher für eine Kappung der Leistungsspitze um 30 % ausgelegt. Zudem wurde gezeigt, dass ein Blindleistungseingriff am selben Ort zusätzlich die Spannungshaltung verbessert.

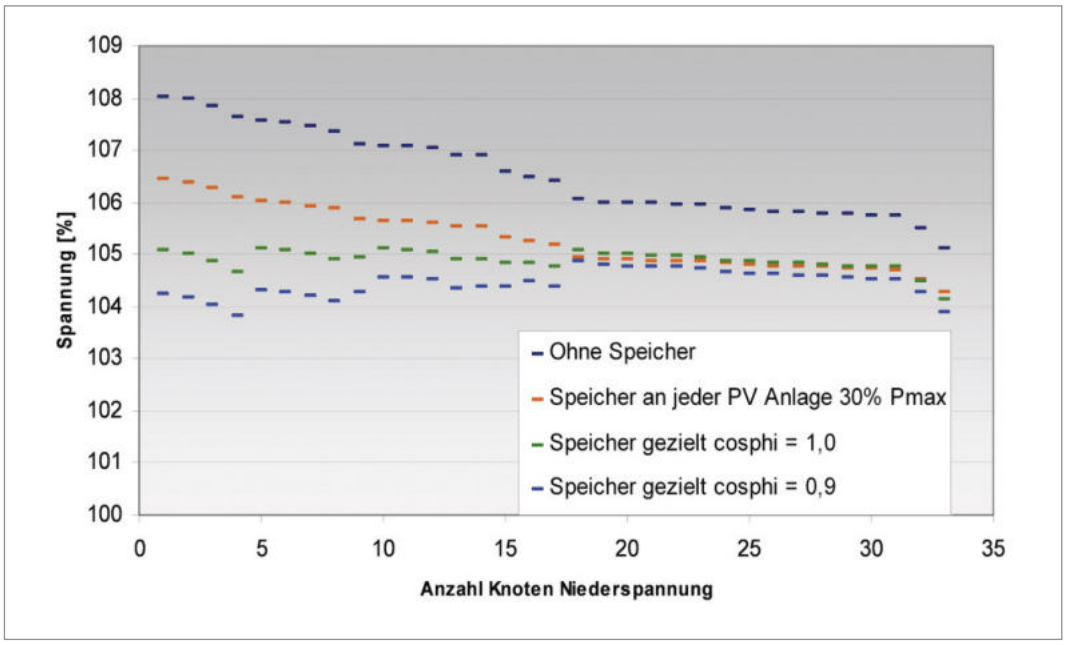


Abbildung 12
Simulationsergebnisse Spannungsband in einem Beispielnetz, relative Spannung über Anzahl der Knoten im Niederspannungsnetz

Abbildung 13
Siemens-LiIon-System

Siemens hat für den Einsatz in Niederspannungsnetzen das in *Abbildung 13* gezeigte Siemens-LiIon-System entwickelt und bereits damit begonnen, es in den Markt einzuführen.

Fazit

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass an den Forschungsinstituten des FVEE neue und verbesserte Speichertechnologien entwickelt und erforscht werden, die auf Batterietechnologien hoffen lassen, die sich durch geringe Kosten, hohe Energiedichte, hohen energetischen Wirkungsgrad, lange Lebensdauer und hohe Sicherheit auszeichnen. Des Weiteren zeigt sich anhand der an den Instituten und bei den Industriepartnern entwickelten und untersuchten Systeme, dass sich erste Geschäftsmodelle für stationäre elektrochemische Speicher heraus kristallisieren. Momentan werden Batteriesysteme und Pilotanlagen entwickelt, aufgebaut und erprobt sowie erste Serienprodukte kommerziell angeboten. In der Gesamtheit der dargestellten Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten wird damit die Eignung elektrochemischer Speicher als Kurzfristspeicher für die Energiewende demonstriert.

Biomethan – Potenziale, Gas-Aufbereitung und Netzeinspeisung

E.ON Bioerdgas GmbH
Dr. Claus Bonsen
claus.bonsen@eon.com

Friedrich Wolf
Friedrich.wolf@eon.com

Dr. Harald von Canstein
harald.voncanstein@eon.com

Wuppertal Institut
Karin Arnold
karin.arnold@wupperinst.org

Fraunhofer IWES
Dr. Bernd Krautkremer
Bernd.Krautkremer@iwes.fraunhofer.de

Michael Beil
michael.beil@iwes.fraunhofer.de

IZES
Dr. Bodo Groß
gross@izes.de

Einleitung

Im Gegensatz zur klassischen Direktverstromung am Ort der Biogaserzeugung weist die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan mit anschließender Einspeisung in das Erdgasnetz energiewirtschaftliche Vorteile auf:

- Der Transport des aufbereiteten Biogases über das Erdgasnetz ermöglicht den hocheffizienten Einsatz in wärmegeführten KWK-Anlagen, Brennwertthermen und Erdgasfahrzeugen, wohingegen bei den derzeit ca. 7.000 Biogasanlagen ohne Gasaufbereitung trotz aller Anstrengungen bei der Erstellung von Wärmekonzepten und Satelliten-BHKW heute immer noch der größte Teil der bei der Stromerzeugung aus Biogas anfallenden Wärme ungenutzt an die Umgebung abgegeben wird,
- Darüber hinaus fungiert das Erdgasnetz als Speicher, der eine räumliche und zeitliche Entkopplung der Biogaserzeugung von einem bedarfsgerechten Verbrauch ermöglicht, ohne dass ein zusätzliches Invest für Speicherinfrastruktur erforderlich ist.

Aktueller Status

Zur Erfassung des aktuellen Standes der Biomethaneinspeisung in Deutschland wurde durch das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) in Kassel zusammen mit dem Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT) in Oberhausen und dem Deutschen Biomasseforschungszentrum (DBFZ) das von Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit geförderte Projekt „BIOMON: Evaluierung der Biomethanbereitstellung, -verteilung und -nutzung in Deutschland durch ein Marktmonitoring“ durchgeführt.

Im Rahmen des Vorhabens wurde die gesamte Wertschöpfungskette von der Biogasproduktion für Biogasaufbereitungsanlagen, über die Biogasaufbereitung und Biomethannetzeinspeisung bis hin zur Nutzung des Biomethans detailliert untersucht.

Im Zeitraum 2006 bis 2011 wurden 83 Biogasaufbereitungsprojekte in Deutschland realisiert. Rechnerisch betrug die Gesamtaufbereitungskapazität des Rohbiogases damit ca. 103.000 mn³/h. Bei Nennlastbetrieb ergibt sich hieraus eine Gesamtleistung von > 600 MWHs. Die gesamte Einspeisearbeit an Biomethan betrug im Kalenderjahr 2011 gemäß BNetzA rund 3 TWh.

In Deutschland wird das Biogas zur Biomethanproduktion bei mehr als 80 % der in Betrieb befindlichen Biogasaufbereitungsanlagen aus nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) und Wirtschaftsdüngern erzeugt. Von den Ende 2011 in Betrieb befindlichen Biomethanprojekten wird bei acht Anlagen Abfall vergoren (Schlachtabfälle, organische Reststoffe, Fette sowie Schlempe aus der Bioethanolproduktion) und bei einer Anlage wird Klärschlamm vergoren. Jeweils zwei weitere Anlagen vergären eine Kombination aus Abfall und Klärschlamm bzw. NawaRo und Abfall. Bei den übrigen 70 Anlagen wird Biogas aus der Vergärung von NawaRo und Wirtschaftsdünger aufbereitet.

Bis Ende 2011 wurden 5 Aufbereitungsverfahren von 11 Anlagenbauern am deutschen Markt großtechnisch umgesetzt. Die Anlagentechnik hat sich seit 2006 erkennbar weiterentwickelt. Abgasnachbehandlungsanlagen zur Reduzierung von Methanemissionen sind mittlerweile an den meisten der neu in Betrieb gegangenen Biogasaufbereitungsanlagen vorzufinden.

Die Länge der Anschlussleitungen zwischen Biogasaufbereitungsanlage und Erdgasnetz betrug bei 19 der 25 Anlagen wenige Meter bis maximal einen Kilometer. Die maximale Entfernung lag bei 5,5 km.

Der Großteil des genutzten Biomethans kommt im Verwertungspfad „EEG-KWK“ zum Einsatz. Darüber hinaus wird Biomethan aber auch an Erdgastankstellen, bzw. als Beimischprodukt (Erdgas/Biomethan-Produkte von ca. 5–100 % Biomethananteil) im Wärmemarkt angeboten. Der virtuelle Export von Biomethan findet zwar auch heute schon statt, nimmt jedoch eine eher untergeordnete Bedeutung ein.

Potenziale

In Biogasanlagen kann fast jedes organische Material in Biogas umgesetzt werden; Ausnahmen sind vor allem lignifizierte Biomassen wie Holz.

Grundsätzlich kann man die vergärbaren Biomassen in folgende Gruppen einteilen:

- Energiepflanzen
- Bioabfall
- Reststoffe.

Im Jahr 2012 wurden in Deutschland ca. 2,1 Mio. Hektar Ackerfläche für den Anbau von Energiepflanzen verwendet. Pflanzen für Biogas wurden auf ca. 0,96 Mio. ha und Pflanzen für Biodiesel und Bioethanol wurden auf ca. 1,16 Mio. ha angebaut. Seit 2006 steigt der Anteil an Flächen für die Biogasproduktion, während der Flächenbedarf für Biodiesel und Bioethanol seit kurzem sinkt; dies nicht zuletzt wegen der schlechteren CO_2-Bilanz von Biodiesel und Bioethanol im Vergleich zu Biogas. Verschiedene Simulationen zum künftigen Flächenpotenzial für Energiepflanzen kommen auf Werte von 2 bis 4 Mio. ha.

Unter der Annahme, dass die landwirtschaftlichen Flächen auch künftig der Nahrungsmittelproduktion dienen, jedoch durch erhöhte Flächenproduktivität Flächen freiwerden, sieht das BMELV ein Potenzial von 4 Mio. ha. Wegen der erhöhten Anforderungen der EU an die CO_2-Einsparung von Biokraftstoffen wird die freiwerdende Fläche vermutlich vor allem für Biogaspflanzen verwendet werden. Eine Fläche von 3 Mio. ha entspricht einem Potenzial von ca. 180 TWh Biogas.

Laut BMELV in 2012 werden in Deutschland ca. 11 Mio. t Lebensmittel weggeworfen. Dazu kommen noch weitere Bioabfälle wie privater Grünabfall und Landschaftspflegeabfall. Dies entspricht einem Potenzial von ca. 10 TWh Biogas.

Unter Reststoffe fallen insbesondere landwirtschaftliche Reststoffe wie Gülle und Mist, aber auch Stroh. Das Biogaspotenzial von Gülle und Mist liegt in Deutschland bei ca. 20 TWh, das Potenzial von Stroh bei ca. 50 TWh.

CO_2-Bilanz

Der mit der Biogaserzeugung und -aufbereitung verbundene Aufwand macht nur Sinn, wenn mit dem Einsatz von Biomethan signifikante Minderungen von Treibhausgasemissionen verbunden sind. Die RED (Renewable Energy Directive) der EU verlangt für Biokraftstoffe aktuell eine CO_2-Einsparung von mindestens 35 %. Diese Anforderung wird für Neuanlagen im Jahr 2018 auf 60% angehoben. Die Einhaltung dieser Anforderungen muss im Rahmen eines Zertifizierungsverfahrens nachgewiesen werden.

Die aktuell verfügbaren Studien weisen sowohl bezüglich des THG-Emissionsfaktors von Biomethan als auch bezüglich der Emissionsminderungen, die mit dem Einsatz von Biomethan erreicht werden können, eine große Bandbreite auf. Oft werden für Biomethan in der Literatur Emissionsfaktoren von 100 g CO_2-Äquivalente pro kWh Biomethan und mehr angegeben. Diese Werte berücksichtigen jedoch nicht die technischen Fortschritte, die in den vergangen Jahren gemacht wurden. In modernen Biogasanlagen wurde die Gasausbeute, d. h. der Energieertrag pro eingesetzter Biomasse, deutlich gesteigert, sodass für die Bereitstellung der gleichen Energiemenge deutlich weniger Biomasse eingesetzt werden muss und somit die Treibhausgasemissionen aus der landwirtschaftlichen Vorkette des Biomasseanbaus spezifisch geringer ausfallen. Auch wurden mit der Einführung von Abgasnachbehandlungssystemen im Abgasstrom der Biogasaufbereitung die Methanemissionen bei der Biogasaufbereitung deutlich reduziert. Moderne Biomethananlagen erreichen heute Emissionsfaktoren von weniger als 70 g CO_2-Äquivalente pro kWh Biomethan.

Für die Beurteilung der mit dem Einsatz von Biomethan verbundenen Treibhausgaseinsparung sind neben dem Emissionsfaktor auch die Effizienzen der jeweiligen Umwandlungspfade (z. B. elektrischer Wirkungsgrad eines Blockheizkraftwerkes für den Verwendungspfad KWK) und die Emissionsfaktoren der jeweils verwendeten fossilen Referenzszenarien von Bedeutung. Berechnungen von E.ON, die für Strom, Wärme und Mobilität als fossiles Referenzszenario jeweils den deutschlandweiten Mix verwenden, kommen für alle drei Verwendungspfade pro eingesetzter Energiemenge Biomethan (analog pro eingesetzter Ackerfläche) auf Treibhausgaseinsparung von mehr als 75 %. Bei Verwendung anderer Referenzszenarien ergeben sich entsprechend andere Einsparungen.

Methanemissionen

Ein wichtiger Einflussparameter für die Bestimmung des Emissionsfaktors von Biomethan sind die Methanemissionen, die beim Betrieb der Biomethananlage auftreten. In der Literatur sind zu dieser Thematik häufig nur Abschätzungen, da aufgrund der entsprechend aufwändigen Messaufgabe nur selten Messwerte vorhanden sind. Viele Abschätzungen für landwirtschaftliche Biogasanlagen gehen von Methanemissionen von bis zu 5 % (bezogen auf das in der Biogasanlage erzeugte Methan) aus, was die mit der Biogaserzeugung verbundene Einsparung von THG-Emissionen deutlich reduziert. Diese Werte charakterisieren einen veralteten Stand der Technik von Biogasanlagen (z. B. ohne gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers), beschreiben jedoch nicht die Realität moderner Biomethananlagen.

Aus diesem Grund wird von E.ON im Rahmen eines F&E-Projektes die Methanemissionen der Biomethananlage in Einbeck messtechnisch untersucht. In Einbeck besteht die Biogaserzeugung aus zwei Fermentern, einem Nachgärer und drei Gärrestlagern. Das Biogas wird mit dem Verfahren der Aminwäsche auf Erdgasqualität aufbereitet. Pro Stunde werden

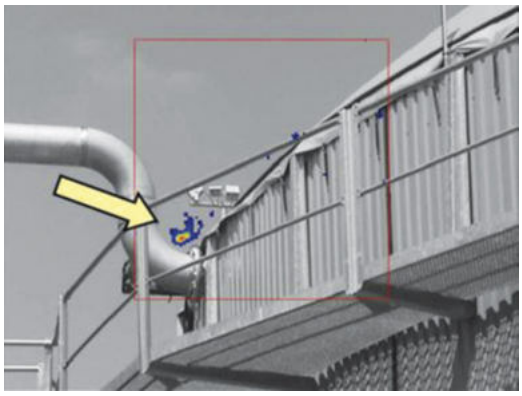


Abbildung 1
Detektierte Undichtigkeit an einer Rohrdurchführung

ca. 600 Normkubikmeter aufbereitetes Biogas ins Erdgasnetz eingespeist. Der Methangehalt im Abgasstrom der Biogasaufbereitung wird über ein FID-Messgerät kontinuierlich gemessen. Auch Methanemissionen aus Messgasströmen (z. B. Gasbeschaffenheit des Rohbiogases) sind durch die Spezifikation des Messgerätes bekannt. Zusätzlich zu diesen quantitativ bekannten Methanemissionen wurden in einem ersten Schritt mit dem Verfahren GasCam® die Stellen detektiert, an denen es zu weiteren Methanemissionen kommt.

Abbildung 1 zeigt beispielhaft eine detektierte Undichtigkeit an einer Rohrdurchführung. Im nächsten Schritt wurden die emittierten Methanströme mittels einer Absaugmessung quantitativ erfasst. Summiert man alle auf diese Weise ermittelten Methanströme auf, ergibt sich ein Methanverlust von weniger als 0,15 % bezogen auf das in der Biogasanlage erzeugte Methan.

In einer nächsten Stufe des Projektes werden mittels der Verfahrens CHARM® über ein an einem Hubschrauber installiertem Lasersystem weitere Messungen durchgeführt, mit dem auch ggf. vorhandene weitere diffuse Methanemissionen quantitativ erfasst werden. Erste Testmessungen bei Hubschrauberbefliegungen bestätigen die Größenordnung der bisherigen Messungen.

Forschungsbedarf

Neben den Methanemissionen weisen aber auch weitere Einflussparameter der THG-Bilanzierung von Biomethan aktuell noch Unsicherheiten auf. Insbesondere die für die Bilanzierung der landwirtschaftlichen Vorkette der Biogasproduktion notwendigen Kenntnisse können weiter ausgebaut werden. So kann die Reduzierung des Mineraldüngereinsatzes durch die mit Rückführung der Gärreste auf die Ackerflächen verbundene Nährstoffrückgabe als auch die Auswirkung der Gärrestrückführung auf die Humusbilanz zukünftig noch deutlich besser als bisher erfasst und beschreiben werden. Auch der Zusammenhang zwischen Stickstoffdüngung und Lachgasemissionen aus Ackerflächen weist noch erheblichen Forschungsbedarf auf.

Für die Biogasproduktion gehört die Ausweitung des Einsatzspektrums der Einsatzstoffe zu den zukünftigen Herausforderungen. Auch wenn sich unter landwirtschaftlichen Gesichtspunkten die Probleme eines zu hohen Maisanteils in Fruchtfolge auf wenige Veredelungsregionen reduzieren, hat die Sorge um eine „Vermaisung“ der Landwirtschaft nicht zuletzt im „Maisdeckel“ des aktuellen EEGs seinen Ausdruck gefunden. Hier gilt es alternative Energiepflanzen weiterzuentwickeln, um mit diesen hinsichtlich Energieerträgen und Kosten in ähnliche Größenordnung wie Energiemais zu kommen sowie zusätzliche, bisher nicht oder nur geringfügig genutzte Biomasseströme für die Nutzung zur Biogasproduktion zu erschließen.

Ein wesentlicher Forschungsbedarf besteht im Bereich der bedarfsorientierten Energiebereitstellung. Dies bezieht sich insbesondere auf nutzungsseitige Komponenten wie Biogas- und Biomethan-BHKW aber auch auf produktionsseitige Module wie Biogasproduktions- und Biogasaufbereitungsanlagen.

Darüber hinaus besteht Bedarf sowohl an energetisch als auch volkswirtschaftlich optimierten Konzepten zur Biogasaufbereitung und -einspeisung. Da es sich bei dem Großteil der Kosten der Biogasnetzeinspeisung (nicht der Aufbereitung selbst) um wälzungsfähige Kosten des Netzbetreibers handelt, ist hier in der Zukunft mit steigenden Belastungen für Erdgaskunden zu rechnen. Es müssen daher Modelle entwickelt werden, die zu deutlich niedrigeren spezifischen Netzeinspeisekosten führen, als es heute noch der Fall ist.

Es ist davon auszugehen, dass in Zukunft die Umwidmung von klassischen Vor-Ort-Verstromungsbiogasanlagen zu Biogasaufbereitungsanlagen an Bedeutung gewinnen wird. Hieraus kann sich der Bedarf an Entwicklung von kosteneffizienter Anlagentechnik auch kleinerer Kapazitäten entwickeln. Dies schließt insbesondere die Module „Abgasnachbehandlung“ und „Netzeinspeisestation“ mit ein, da gerade bei kleinen Kapazitäten hierbei die spezifischen Investitionskosten mit am stärksten ansteigen.

Seitens der Anlagentechnik der Biogaserzeugung besteht der F&E-Bedarf vor allem im Ausbau der Kenntnisse über die Einflussgrößen auf die Prozessbiologie und die damit verbundenen Möglichkeiten zur biologischen Prozessoptimierung. Für die Biogasaufbereitung müssen zukünftig die existierenden Verfahren hinsichtlich ihres Strombedarfs optimiert, neue Verfahren mit niedrigem Strombedarf entwickelt sowie mit der intelligenten Verknüpfung von verschiedenen Verfahren Stromeinsparpotenziale gehoben werden. Einen Weg in diese Richtung weist das Verfahren OPTISTRAHL auf, das vom Institut für ZukunftsEner-

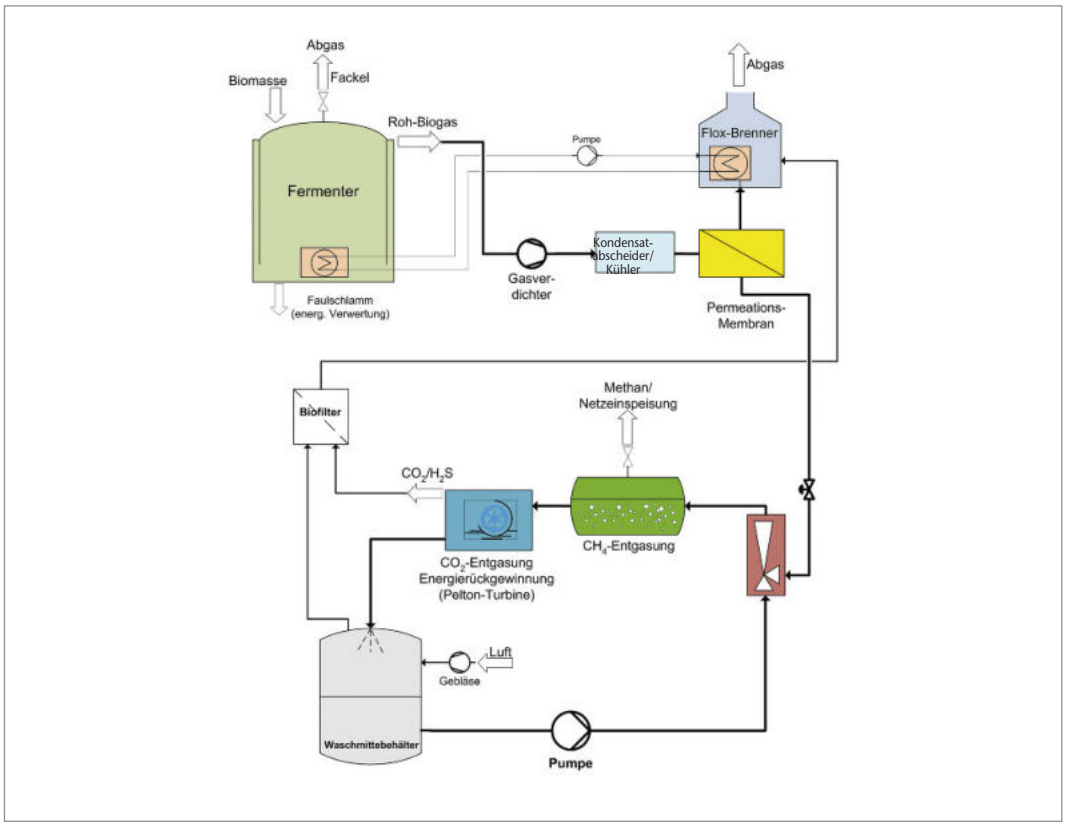


Abbildung 2
Verfahrensschema des OPTISTRAHL-Verfahrens
Quelle: IZES

gieSysteme (IZES) entwickelt wurde. Gegenstand dieses Verfahrens ist die Zusammenschaltung zweier Prozessstufen (Einzelverfahren) zu einem Kombinationsverfahren zur Aufbereitung kleinerer Rohbiogasmengen. Unter Verwendung von möglichst einfachen Bauteilen soll eine möglichst kompakte, sichere und kostengünstige Aufbereitungsanlage entwickelt werden. Ziel ist es, die derzeitigen Investitionskosten für Biogasaufbereitungsanlagen drastisch zu reduzieren und die Betriebskosten auf einem so niedrigen Level zu halten, dass auch unter Berücksichtigung der Gasnetzanschlusskosten ein wirtschaftlicher Betrieb möglich wird. Neben der Einspeisung des aufbereiteten Gases in das Erdgasnetz ist es zusätzlich möglich, das Gas direkt vor Ort als Treibstoff für landwirtschaftliche Fahrzeuge zu nutzen. Entsprechende Verdichtertechnologie ist am Markt kommerziell verfügbar. Erreicht werden soll dieses Ziel durch das in *Abbildung 2* dargestellte mehrstufige Verfahren.

In einer Vorreinigungsstufe wird mittels Membrantechnik selektiv CO_2 aus dem Biogasstrom abgetrennt. In einer nachgeschalteten Druckwasserwäsche (DWW) wird der Produktgasstrom dann auf Erdgasqualität gebracht. Für die DWW soll ein spezieller Strahlwäscher mit integrierter Energierückgewinnung verwendet werden. Die Rückgewinnung der Verdichtungsenergie soll dabei unter Verwendung modifizierter Standardbauteile erreicht werden. In der Rekuperationseinheit erfolgt die Energierückgewinnung bei der Expansion der gasbeladenen Waschflüssigkeit entweder durch konventionelle angepasste Turbinentypen oder durch modifizierte Chemienormpumpen im Turbinenbetrieb. Die sowohl in der Membraneinheit als auch der DWW-Einheit entstehenden Schlupfmengen an Methan sollen mittels eines Verfahrens zur Verbrennung von Schwachgasen zur Beheizung des Fermenters verwendet werden, wobei die Schlupfmenge an Methan und damit korrespondierend der Energiegehalt so geregelt werden kann, dass gerade die notwendige Energiemenge zur Beheizung des Fermenters zur Verfügung gestellt wird.

Die Besonderheit des Verfahrens ist, dass die Aufbereitung mehrstufig erfolgt, was eine verminderte Baugröße des nachgeschalteten Wäschers zur Folge hat. Als Wäscher kann damit der für kleinere Volumenströme besonders geeignete Strahlwäschertyp verwendet werden. Durch Einsatz eines Strahlwäschers erspart man sich den sonst erforderlichen explosionsgeschützten Gasverdichter und die damit verbundenen hohen Investitionen. Durch eine kostengünstige Rekuperationseinheit sollen die Betriebskosten des Wäschers auf einem niedrigen Niveau gehalten werden und somit einen Beitrag zur „Wirtschaftlichkeit" von kleinen Biogasanlagen leisten. Ein weiterer Vorteil wird in der Umweltentlastung durch eine Reduzierung des internen Energieverbrauchs gesehen. Die DWW kann wesentlich kleiner gebaut werden und verbraucht größenbedingt weniger Energie als einstufige Verfahren.

Wasserelektrolyse und regenerative Gase als Schlüsselfaktoren für die Energiesystemtransformation

FZ Jülich
Jürgen Mergel
j.mergel@fz-juelich.de

FZ Jülich
Dr. Bernd Emonts
b.emonts@fz-juelich.de

HZB
Prof. Dr. Sebastian Fiechter
fiechter@helmholtz-berlin.de

DLR
Prof. Dr. K. Andreas Friedrich
andreas.friedrich@dlr.de

Fraunhofer ISE
Dr. Christopher Hebling
christopher.hebling@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer IWES
Mareike Jentsch
mareike.jentsch@iwes.fraunhofer.de

Wuppertal Institut
Frank Merten
frank.merten@wupperinst.org

Hydrogenics
Dr. Bernd Pitschak
bpitschak@hydrogenics.com

Einleitung

Die Energietechnik ist derzeit weltweit einem starken Wandel unterworfen. Die allgemein anerkannten Treiber sind Klimawandel, Energieversorgungssicherheit, industrielle Wettbewerbsfähigkeit und lokale Emissionen. Mit ihrem in 2010 vorgelegten Energiekonzept hat die Bundesregierung im Sinne einer umweltschonenden, zuverlässigen und bezahlbaren Energieversorgung festgelegt, dass die erneuerbaren Energien im Energiemix der Zukunft den Hauptanteil übernehmen sollen, um die auf 1990 bezogenen Reduktionen der Klimagasemissionen von 40 % bis 2020, 55 % bis 2030, 70 % bis 2040 und 80–95 % bis 2050 zu erreichen [1].

Dies wird zu einem rapiden Anstieg fluktuierender Energie aus Wind und Sonne im Stromversorgungssystem und zu einem immer größeren zeitlichen Ungleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch führen. Dabei entstehen neue Herausforderungen hinsichtlich einer deutlich flexibleren Regelung des Stromnetzes, des Transports und vor allem in Bezug auf die zuverlässige Speicherung großer Energiemengen.

Neben Druckluftspeicherkraftwerken, elektrischen und thermischen Speichern kommt dabei der Speicherung in Form von regenerativen Gasen (Power-to-Gas) wie Wasserstoff bzw. Methan eine hohe Bedeutung zu. Wie aus *Abbildung 1* ersichtlich, gibt es für Wasserstoff, der mittels Elektrolyse aus regenerativ erzeugtem Strom gewonnen wird, diese möglichen Märkte: Verkehr, direkte Rückverstromung, Methanisierung und Einspeisung ins Erdgasnetz oder stoffliche Nutzung in Industrieprozessen.

In Abhängigkeit der Einbindung von netzgebundenen Wind-Wasserstoff-Systemen sind die Anforderungen an den Elektrolyseur unterschiedlich, wobei das fluktuierende Angebot erneuerbarer Energien eine besondere Herausforderung an die Verfahrenstechnik der jeweiligen Elektrolysetechniken stellt.

Wasserelektrolyse

Die Gewinnung von Wasserstoff und Sauerstoff aus Wasser mittels Elektrolyse ist ein bereits lange bekanntes, technisches Verfahren, das seit über 100 Jahren weltweit etabliert ist. Allerdings werden weltweit momentan nur 4 % des Wasserstoffs mittels Elektrolyse hergestellt [2]. Dies ist wirtschaftlichen Rahmenbedingungen geschuldet.

Für die elektrolytische Zerlegung von Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff

$$H_2O_{(l)} \rightarrow H_{2(g)} + \tfrac{1}{2}\, O_{2(g)} \qquad (1)$$

benötigt man unter Standardbedingungen (298,15 K und 1 bar) eine Reaktionsenthalpie (gleich Bildungsenthalpie des flüssigen Wassers) von ΔH_R = 286 kJ/mol, was einer thermo-neutralen Spannung, dem *higher heating value (HHV)*, von ,U^0_{th} = 1,48 V entspricht bzw. einem Energieinhalt von 3,54 kWh/Nm³. Bei dieser Spannung ist die elektrische Energie gleich der Reaktionsenthalpie $\Delta H°$ der Wasserzersetzung. Die reversible Spannung U_0 ergibt sich aus der freien Reaktionsenthalpie ΔG_R = 237 kJ/mol zu

$$U_0 = \frac{\Delta G°}{nF}$$

Unter Standardbedingungen (298,15 K und 1 bar) ergibt sich für U_0=1,23 V (Elektronenzahl n=2; Faraday-Konstante F = 96500 As/mol), was dem *lower heating value* (LHV) von 3,0 kWh/Nm³ entspricht.

Die Wasserzersetzung durch Elektrolyse besteht aus zwei Teilreaktionen, die durch einen ionenleitenden Elektrolyten getrennt sind. Durch die Verwendung unterschiedlicher Elektrolyte ergeben sich drei relevante Verfahren der Wasserelektrolyse, die in *Abbildung 2* zusammengefasst sind:

- alkalische Elektrolyse mit einem flüssigen, basischen Elektrolyten
- PEM-Elektrolyse (PEM: Polymerelektrolytmembran) mit einem protonenleitenden, polymeren Festelektrolyten
- Hochtemperatur-Elektrolyse mit einem Festoxid als Elektrolyt

Als kommerzielle Produkte gibt es zurzeit alkalische Elektrolyseure, die schon seit mehreren Jahrzehnten in unterschiedlichen Baureihen bis ca. 750 Nm³/h Wasserstoff verfügbar sind.
Bei PEM-Elektrolyseuren existiert eine Produktentwicklung erst seit 20 Jahren, weshalb bisher nur wenige kommerzielle Anlagen (<30 Nm³/h) auf dem Markt sind.
Die Hochtemperatur-Elektrolyse ist Gegenstand der Forschung und Entwicklung und wird aktuell von der Industrie noch nicht verfolgt. Es gibt daher noch keine kommerziellen Produkte.

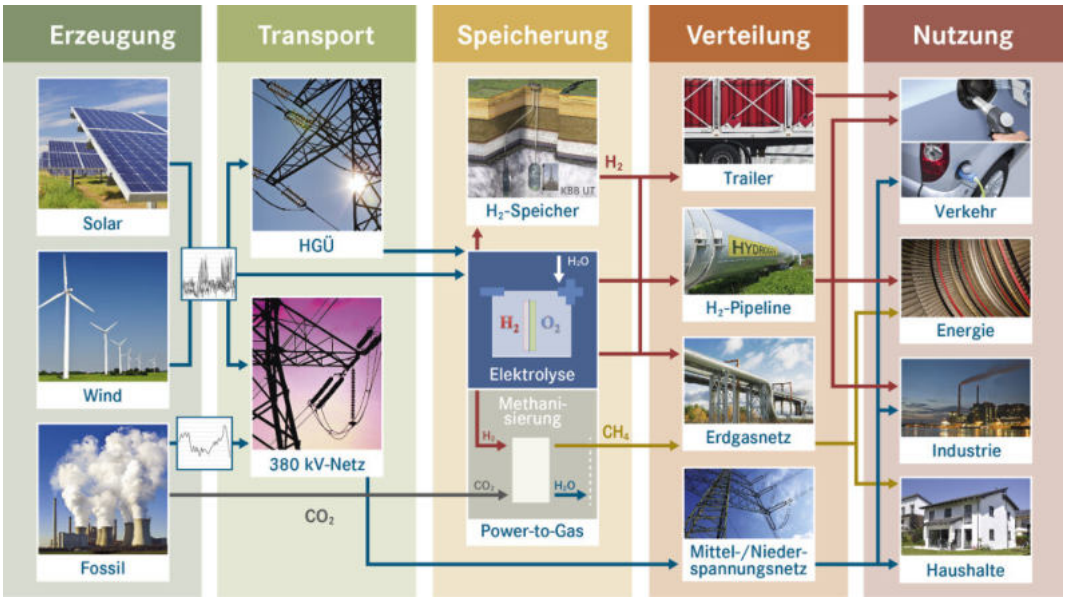


Abbildung 1

Wasserstoff als Speichermedium für erneuerbare Energien

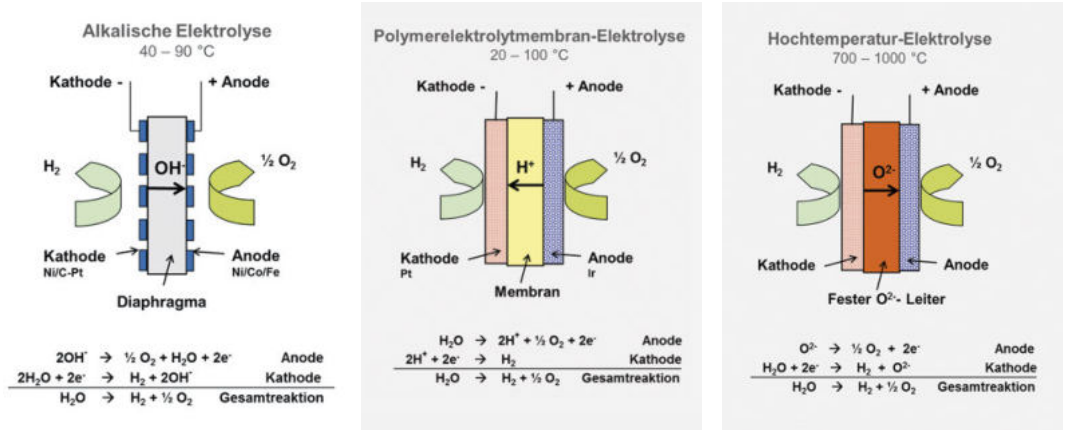


Abbildung 2

Funktionsprinzip der unterschiedlichen Arten der Wasserelektrolyse

Alkalische Wasserelektrolyse	PEM-Elektrolyse
Vorteile • etablierte Technologie • keine Edelmetallkatalysatoren • hohe Langzeitstabilität • relativ niedrige Kosten • Module bis 760 Nm³/h (3,4 MW)	**Vorteile** • höhere Leistungsdichte • höherer Wirkungsgrad • einfacher Systemaufbau • gute Teillastfähigkeit • Fähigkeit zur Aufnahme extremer Überlast (Systemgrößen-bestimmend) • extrem schnelle Systemantwort für Netzstabilisierungsaufgaben • kompaktes Stackdesign erlaubt Hochdruckbetrieb
Herausforderungen • Erhöhung der Stromdichten • Ausweitung Teillastbereich • Systemgröße und Komplexität („Footprint“) • Reduktion des Aufwands der Gasreinigung • Gesamtmaterialeinsatz (Stacks momentan im diverse Tonnenmaßstab)	**Herausforderungen** • Erhöhung der Langzeitstabilität • Scale-up Stack und Peripherie in den MW-Bereich • Kostenreduktion durch Reduktion bzw. Substitution von Edelmetallkatalysatoren und kostenintensiven Komponenten (Stromkollektoren/Separatorplatten)

Tabelle 1

Vergleich von alkalischer und PEM-Elektrolyse

Beide auf dem Markt verfügbaren Techniken haben ihre Vor- und Nachteile, woraus sich Herausforderungen insbesondere durch die Kopplung mit erneuerbaren Energien ergeben (*Tabelle 1*):

- So kommen bei der alkalischen Wasserelektrolyse im Gegensatz zur PEM-Elektrolyse keine Platingruppenmetalle als Katalysatoren zum Einsatz, jedoch sind die Stromdichten um den Faktor 5 geringer.
- Durch den Einsatz von Polymermembranen sind die Gasqualitäten und die Teillastfähigkeit der PEM-Elektrolyse gegenüber der alkalischen Elektrolyse vorteilhafter für den intermittierenden Betrieb.

Nach einer vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit initiierten Studie über den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland wächst die installierte Stromleistung für erneuerbare Energien bis 2050 auf insgesamt 179 GW, wobei 40 GW (110 TWh) für die Bereitstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse als Speichermedium und als Kraftstoff vorgesehen sind [3].

Für die Größe der Elektrolyseanlagen werden in unterschiedlichen Studien Zahlen für zentrale Anlagen in der Größenordnung von 50–130 Tonnen H_2 pro Tag angegeben, was einer Anlagengröße von etwa 100–200 MW entspricht. Für die dezentrale Herstellung von Wasserstoff ‚onsite' an der Tankstelle werden Anlagengrößen von 0,5–1,5 Tonnen H_2 pro Tag angegeben, was einer Anlagenleistung von etwa 1–4 MW je nach Wirkungsgrad entspricht.

Um die Technologie der Wasserelektrolyse realistisch und nachhaltig für großtechnische Anlagen der Speicherung von erneuerbaren Energien nach dem Jahr 2020 einsetzen zu können, sind ausgehend vom Stand der Technik neben einem Scale-up der Anlagengrößen in den MW-Bereich weitere Technologieschritte erforderlich, um die Leistungsdichten zu erhöhen, die Stabilität zu verbessern und die Kosten zu reduzieren.

Kurz- und mittelfristig wird sicherlich die heute schon recht ausgereifte Technik der alkalischen Elektrolyse den steigenden Bedarf an Elektrolyse-Wasserstoff decken, wobei dafür noch Entwicklungs- und Optimierungsbedarf hinsichtlich der Ausweitung der Teillastfähigkeit und der Erhöhung der Leistungsdichte besteht.

Langfristig wird die PEM-Elektrolyse eine größere Rolle spielen, da sie durch ihre Vorteile gegenüber der alkalischen Elektrolyse (*Tabelle 1*) insbesondere für flexible, größere Anwendungen >1 MW interessant ist. Jedoch muss dazu ein Scale-up der Elektroden- bzw. Zellfläche auf mehr als 1.000 cm² erfolgen, die Langzeitstabilität erhöht werden und die noch recht hohen Investitionskosten von mehr als 2.000 €/kW für PEM-Elektrolyseure müssen drastisch gesenkt werden. Hierzu gehört die weitgehende Substitution der Edelmetallkatalysatoren bei gleichbleibenden Leistungswerten ebenso wie die Reduktion der Kosten für Stackkomponenten wie Stromkollektoren und Separatorplatten.

Potenziale für Power-to-Gas in Deutschland

Die bestehende Gasinfrastruktur bietet große technische Potenziale für eine Aufnahme von so genanntem Power-to-Gas, d. h. Wasserstoff (H_2) bzw. synthetisches Methan (SNG), das mittels Elektrolyse (plus ggf. Methanisierung) möglichst aus überschüssigem regenerativem Strom gewonnen wird. Dazu gehören geeignete Gasspeicher (Salzkavernen) sowie die Gasleitungen selber.

Die Salzkavernen liegen überwiegend in Norddeutschland und damit in der Nähe großer installierter Windkraftleistungen als auch künftiger Ausbaupotenziale, insbesondere auf der Nordsee. Sie weisen insgesamt (inkl. aktuell projektierter Aus- und Neubauten) ein Arbeitsgasvolumen von ca. 12,5 Mrd. m³ und eine maximale tägliche Einspeiserate von ca. 147 Mio. m³ für Erdgas (bzw. SNG) auf [4]. Dies entspricht für eine angestrebte Zumischgrenze von 10 vol-% an H_2 und je nach Wirkungsgrad alkalischer Elektrolyseure einer möglichen Stromabnahme (Speicherung) von 6 bis 9 Mrd. kWh_{el} pro Zyklus bzw. maximal 70 bis 110 Mio. kWhel pro Tag (ca. 2,9 bis 4,6 $GW_{el\text{-}Wind}$ im Nennlastbetrieb). Die im Jahr 2010 abgeregelte Menge an Windstrom beträgt zum Vergleich insgesamt weniger als 130 Mio. kWh_{el}, Tendenz allerdings stark steigend.

Die größeren Speicherkapazitäten für Power-to-Gas bestehen jedoch in den Gasleitungen, besonders auf der Transportebene. Durch sie wird bisher eine Energiemenge von etwa 900 Mrd. kWh_{Gas} pro Jahr (ohne Transitmengen) an die Endkunden geliefert, was bei einer Zumischung von 10 vol-% an H_2 theoretisch eine Aufnahmekapazität von etwa 41 bis 63 Mrd. kWh_{el} an (Überschuss-)Strom entspricht.

Die künftig tatsächlich realisierbaren Aufnahme- und Speicherkapazitäten hängen jedoch dynamisch von vielen weiteren Faktoren ab wie z. B. Betriebsstrategien von Gasleitungen und -speichern, Realisierungsgrad der politisch angestrebten Primärenergieeinsparungen, Entwicklung und Auslastung der

Gasinfrastruktur, Entwicklung der Gasverbrauchstechnologien und der möglichen H_2-Konzentrationsgrenzen sowie nicht zuletzt von der Entwicklung der Strom- und Gasmärkte und ihres Designs. Zudem ist für eine weitere Abschätzung des möglichen Anwendungspotenzials der Technologie sowohl die Frage nach der zeitlich und räumlich aufgelösten Verfügbarkeit des Speicherstroms relevant, als auch die entsprechende Nachfrage nach einer Nutzung des Speichergases.

Bezüglich der Verfügbarkeit von Speicherstrom sind insbesondere regenerative Stromüberschüsse ein wichtiges Kriterium, über welches sich ein möglicher Anwendungsbereich für Power-to-Gas-Anlagen ableiten lässt. Einfluss auf die Höhe der Stromüberschüsse haben verschiedene Faktoren. In den nächsten Jahren wird hier der Fortschritt des Netzausbaus im Verhältnis zum Ausbau der fluktuierenden EE-Stromerzeugung einen besonders hohen Einfluss haben, da hierdurch lokale Überschüsse aufgrund von nicht übertragbarer Leistung entstehen. Mit zunehmendem EE-Ausbau werden auch deutschlandweite Stromüberschüsse immer häufiger auftreten. Welche Strommengen tatsächlich von der Power-to-Gas-Technologie verwertet werden, hängt auch von der Marktdurchdringung weiterer Ausgleichsmaßnahmen ab, die ebenfalls günstigen Strom zu Überschusszeiten verwenden können.

Abbildung 3 zeigt die Notwendigkeit zur Verlagerung von fluktuierender EE-Erzeugung am Beispiel einer Szenariorechnung der BMU-Leitstudie 2011 [3] für das Szenariojahr 2050. Wie insbesondere aus der Jahresdauerlinie (*Abbildung 3b*) ersichtlich, werden Stromüberschüsse hier von Pumpspeichern, elektrischen Heizstäben und Elektrolyseuren verwertet. Insgesamt weist die deutschlandweite Residuallast nach Einsatz verschiedener Verbraucher im Lastmanagement überschüssige Strommengen von 44 TWh auf, wovon unter den für die Simulation gesetzten Annahmen 25 TWh von der Power-to-Gas-Technologie verwertet werden.

In einer nachfragegetriebenen Simulationsrechnung können die Einsatzzahlen für Power-to-Gas erheblich abweichen. Besteht z. B. eine vorgegebene Nachfrage nach EE-Kraftstoffen, so wird der Anwendungsbereich für Power-to-Gas auch hiervon entscheidend beeinflusst. In diesem Zusammenhang spielt auch die Entwicklung der Infrastruktur im Verkehrssektor eine wichtige Rolle. So müssen z. B. Elektrolyseure an dezentrale Wasserstofftankstellen auch nichtüberschüssige Strommengen verwenden, um die Kraftstoffnachfrage zu decken, während dies bei der Nutzung zentraler Wasserstoffspeicher nicht notwendig ist.

Insgesamt bietet die Gasnetzinfrastruktur in Kombination mit der Power-to-Gas-Technologie ein hohes Potenzial zur Ausgestaltung eines regenerativen Energiesystems. Wie umfangreich die Nachfrage nach regenerativem Speichergas und damit auch der Power-to-Gas-Technologie tatsächlich sein wird, hängt insbesondere von der wirtschaftlichen Umsetzung des Konzeptes ab.

Zusammenfassung

Der Ausbau regenerativer Energieerzeugungskapazität wird zu einem rapiden Anstieg fluktuierender Energie aus Wind und Sonne im Stromversorgersystem führen, wodurch neue Herausforderungen hinsichtlich der Speicherung großer Energiemengen entstehen.

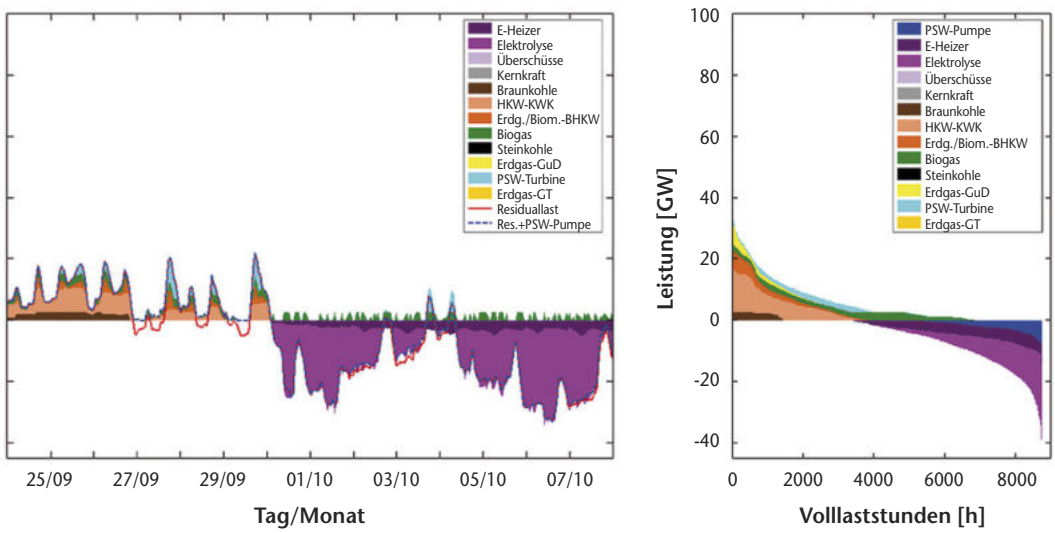


Abbildung 3
Kraftwerkseinsatz und Stromüberschüsse im Szenario A der BMU-Leitstudie für das Jahr 2050 [3]
a) Exemplarischer Verlauf über zwei Wochen
b) Jahresdauerlinie

Neben elektrischen und thermischen Speichern kommt dabei der chemischen Speicherung durch Power-to-Gas, d. h. in Form von Wasserstoff bzw. synthetischem Methan, das mittels Elektrolyse (plus ggf. Methanisierung) gewonnen wird, eine hohe Bedeutung zu. Im Vergleich zu der direkten Einspeisung ins Erdgasnetz oder Einspeisung von Methan nach vorhergehender Methanisierung bietet die Nutzung des Wasserstoffs im Verkehr in hoch effizienten Brennstoffzellenantrieben die größte CO_2-Ersparnis.

Um die Wasserelektrolyse realistisch und nachhaltig in den Massenmärkten der Wasserstofferzeugung mittels regenerativ erzeugtem Überschussstrom nach dem Jahr 2020 einsetzen zu können, sind aber Forschungen an Materialien wie alternativen Katalysatoren und Membranen, sowie weitere Technologieschritte erforderlich, um die Leistungsdichten zu erhöhen, die Stabilität und Teillastfähigkeit zu verbessern sowie die zu hohen Kosten der aktuell eingesetzten Elektrolyseure zu reduzieren.

Literatur

[1] BMWi, BMU: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin: BMWi, BMU; 2010.

[2] Wöhrle D.: Wasserstoff als Energieträger – eine Replik. Nachrichten aus Chemie, Technik und Laboratorium. 1991;39:1256-66.

[3] BMU: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. 2012.

[4] GIE – Gas infrastructure europe 2012: GSE Storage Map. (Version: Mai 2012); http://www.gie.eu/index.php/maps-data/gse-storage-map; Zugriff am 20.09.12

Thermische Energiespeicher – Neueste Entwicklungen und Anwendungen

Kurzfassung

Beim Verbrauch fossiler Brennstoffe bestehen erhebliche Einsparpotenziale durch diese Maßnahmen:

- Erhöhung der Effizienz thermischer Prozesse
- verstärkte Abwärmenutzung industrieller Prozesswärme
- vermehrter Einsatz erneuerbarer Energie zur Wärmeerzeugung (bisher etwa nur 4 %)
- deutlicher Ausbau von KWK-Anlagen.

Die Verfügbarkeit einer effizienten und wirtschaftlichen Wärmespeichertechnologie ist dabei der Schlüssel, diese Potenziale zu erschließen.

Ziel der Arbeiten ist es, für unterschiedliche Anwendungsgebiete und Betriebsbedingungen (Temperatur/Prozessparameter/Leistung/Kapazität) effiziente und wirtschaftliche Wärmespeicher zu entwickeln und industrielle Partner bei der kommerziellen Umsetzung zu unterstützen. Oberstes Ziel ist Kostensenkung, da die bisher verfügbaren Wärmespeicher für eine breite Anwendung noch deutlich zu teuer sind.

Feststoff-Regeneratorspeicher als zentraler Speicher für die Netzstabilisierung

Bei einem Feststoff-Regeneratorspeicher wird die Energie vom Wärmeträgerfluid im direkten Kontakt vom Heißgas an ein festes Speichermedium übertragen. Dieser Speichertyp wird unter anderem für den Einsatz in adiabaten Druckluftspeichern (*Abbildung 1*) als zentraler Speicher für die Netzstabilisierung entwickelt. Vorteile dieser Technologie sind der Verzicht auf einen metallischen Wärmeübertrager und das Potenzial, große spezifische Wärmeübertragungsflächen zu realisieren und damit günstige Entladecharakteristiken zu erhalten. Allerdings muss das entwickelte Speicherdesign hinreichend flexibel sein, um an unterschiedliche Spezifikationen und Betriebsbedingungen angepasst werden zu können. Aus diesem Grund werden spezielle Formsteine mit spezifisch angepasstem Design sowie Schüttungen aus keramischen Materialien und aus Natursteinen betrachtet.

Die Verwendung von Schüttungen als Speicherinventar weist gegenüber Formsteinen ein erhebliches Kostensenkungspotenzial auf. Allerdings sind hier technische Risiken hinsichtlich Druckverlust, Strömungsverhalten und thermo-mechanischen Belastungen für Inventar-und Isolationsmaterial in der Speicherauslegung zu berücksichtigen. Machbarkeit und Performance ausgewählter Inventaranordnungen sowie die Validierung der entwickelten Auslegungswerkzeuge werden am Teststand „HOTREG“ des DLR in Stuttgart untersucht (*Abbildung 2*) [1, 2].

Latentwärmespeicher

Latentwärmespeicher nutzen die Schmelzwärme eines Stoffes und können so große Wärmemengen in einem schmalen Temperaturbereich speichern. Sie sind daher besonders für die effiziente Speicherung von Wärme oder Kälte geeignet, wenn zwischen Beladung und Entladung nur eine geringe Tempe-

DLR
Doerte Laing
doerte.laing@dlr.de

Dr. Rainer Tamme
rainer.tamme@dlr.de

Dr. Antje Wörner
antje.woerner@dlr.de

Fraunhofer ISE
Dr. Werner Platzer
werner.platzer@ise.fraunhofer.de

Dr. Peter Schossig
peter.schossig@ise.fraunhofer.de

ZAE Bayern
Dr. Andreas Hauer
hauer@muc.zae-bayern.de

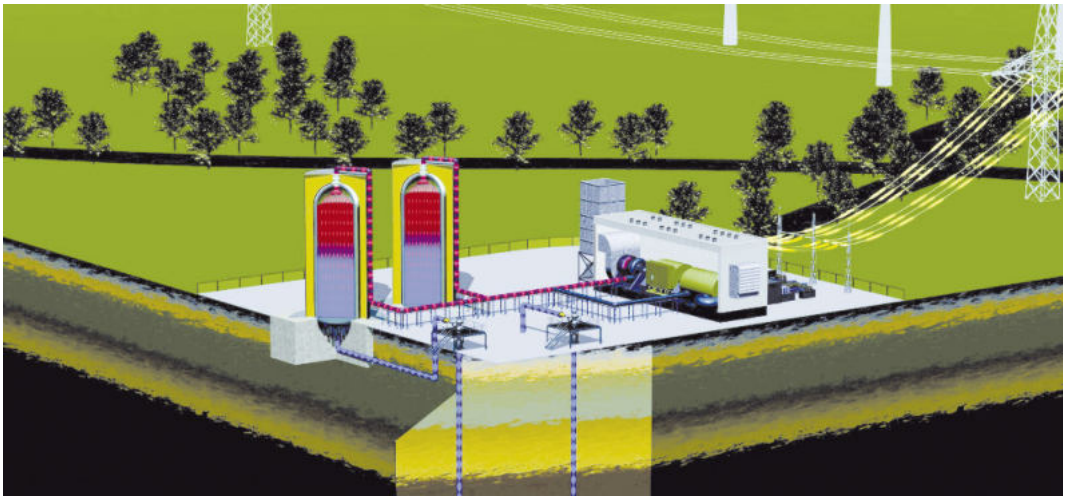


Abbildung 1
Schematische Darstellung eines adiabaten Druckluftspeichers
(Quelle: RWE Power AG)

Abbildung 2
HOTREG Feststoff-Speicher-Testanlage des DLR

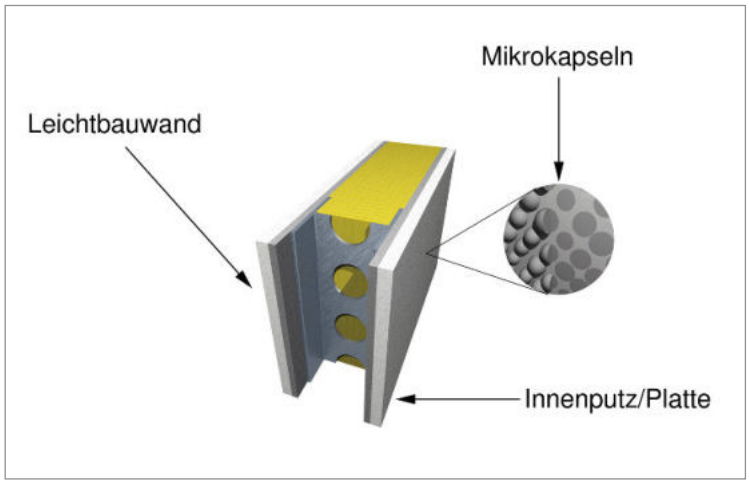


Abbildung 3
Schematische Darstellung einer mit PCM versehen Leichtbaustruktur mit Paraffinmikrokapseln in Baustoffen

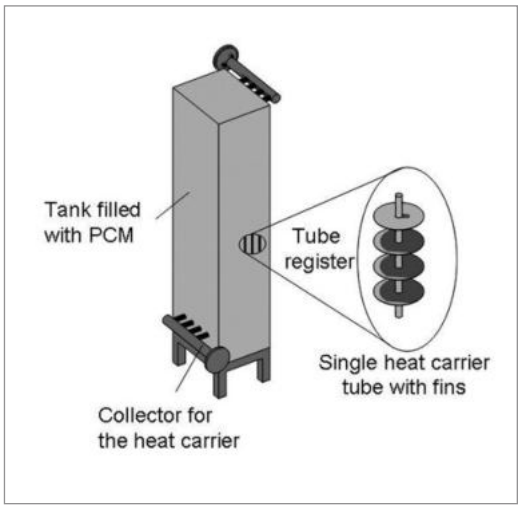
Abbildung 4
In Wärmeträgerfluiden verteilte Latentwärmespeicher

raturdifferenz genutzt werden kann oder wenn die Wärme über ein zweiphasiges Medium wie z. B. Wasser/Dampf transportiert wird.

Ein wesentliches Problem bei der technischen Umsetzung der Latentwärmespeicherung liegt im unzureichenden Wärmetransport zwischen dem Speichermedium und dem Wärmeträgerfluid aufgrund der niedrigen Wärmeleitfähigkeit der Speichermedien. Zur Überwindung der Wärmetransportlimitierung wurden unterschiedliche Strategien entwickelt, die im Folgenden dargestellt werden.

Latentwärmespeicher für Gebäudeklimatisierung

Eine Möglichkeit die Wärmeübertragung in Latentwärmespeicher zu verbessern ist, die Übertragerfläche dadurch zu vergrößern, dass die Phasenwechselmaterialien in winzige Kapseln verpackt werden. Dies ermöglicht auch gleichzeitig das Einbringen des Speichermaterials in verschiedene Werkstoffe, wie z. B. Baustoffe, welche dann, durch die gezielt im Raum-



temperaturbereich erhöhte Wärmespeicherkapazität, den thermischen Komfort erhöhen und Energie für Gebäudeklimatisierung sparen, da sie die Raumtemperaturschwankungen stabilisieren (*Abbildung 3*).

Ebenso können diese Mikrokapseln Wärmeträgerfluiden beigemischt werden, um selektiv die Wärmespeicherfähigkeit eines Fluids im gewünschten Temperaturbereich signifikant zu erhöhen, aber gleichzeitig gute Leistungsdichten zu erzielen (*Abbildung 4*). Insbesondere bei Kältespeichern, die üblicherweise mit kleinen Temperaturspreizungen arbeiten, ist es möglich, die Speicherfähigkeit um ca. den Faktor 4 zu erhöhen. Im Idealfall kann bei Bestandsanlagen diese Verbesserung nur durch den Austausch des Fluids erfolgen, wobei eine erhöhte Viskosität berücksichtigt werden muss. Gegenstand der Forschung ist es, auf die Verkapselung in den Fluiden zu verzichten und organische PCMs lediglich in Wasser zu emulgieren, um die Herstellungskosten zu senken und die Speicherfähigkeit weiter zu verbessern.

Hochtemperatur-Latentwärmespeicher für die Kraftwerkstechnik

Als wirtschaftlich und technisch machbare Lösung für Hochtemperatur-Latentwärmespeicher wurde ein Rippenrohrkonzept identifiziert, dessen Leistungsfähigkeit erfolgreich in verschiedenen Labor- und Pilotversuchen im Maßstab 5–500 kW in vier verschiedenen Temperaturbereichen zwischen 142–305 °C demonstriert werden konnte [3].

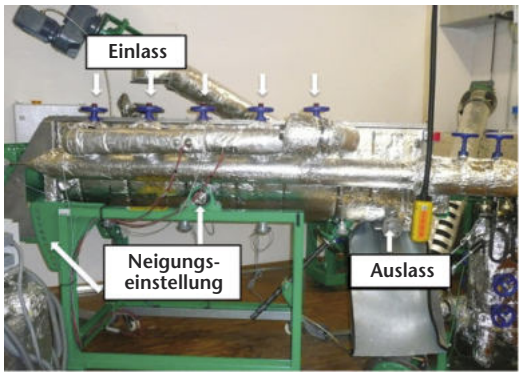
Den derzeit größten Hochtemperatur-Latentwärmespeicher mit 700 kWh Speicherkapazität zeigt *Abbildung 5*. Dieser Latentwärmespeicher wurde vom DLR im Rahmen eines BMU-geförderten Projektes für den Einsatz in solarthermischen Kraftwerken mit solarer Direktverdampfung entwickelt. Er beinhaltet 14 t Natriumnitrat. Der Phasenwechsel findet bei 305 °C statt, was gut zum Dampfturbinenprozess bei ca. 100 bar passt. Der Speicher wurde in einem speziellen Testloop auf dem Gelände des Kraftwerks Litoral von Endesa in Carboneras (Spanien) im Zeitraum 2010–2011 in 2950 Betriebsstunden und 95 Zyklen erfolgreich betrieben [4].

Abbildung 5
700 kWh Latentwärme-Pilotspeicher im Wasser/Dampfkreislauf

Prinzip eines neuen Latentwärmespeichersystems

Ein neues Konzept eines Hochtemperatur-Latentwärmespeichers mit einem Schneckenwärmetauscher wird im Labormaßstab beim Fraunhofer ISE untersucht. Der Vorteil hierbei ist, dass Salzgranulat bzw. Flüssigsalz in preiswerten Behältern in nahezu unbegrenzter Menge separat vom Wärmetauscher aufbewahrt werden können. Das PCM wird zum Aufschmelzen bzw. Erstarren zum Schneckenwärmetauscher transportiert und dort aufgeschmolzen bzw. kristallisiert. Die Anforderungen an die erforderliche Be- und Entladeleistung allein bestimmen die Dimensionierung des Wärmetauschers.

Die Machbarkeit wurde mit einem über Öl temperierten 5 kW-Prototyp mit Beladung einer eutektischen Mischung von KNO3/NaNO3 mit einer Schmelztemperatur von 225 °C nachgewiesen (*Abbildung 6*). Bei der Kristallisation bei einem Massenstrom von 150 kg/h wurde Granulat mit einer Dichte von 950 kg/m³ erzeugt. Die Parameter des Prozesses, wie z. B. Drehgeschwindigkeit der Schrauben, Massenströme, usw. müssen noch optimiert werden. Weitere



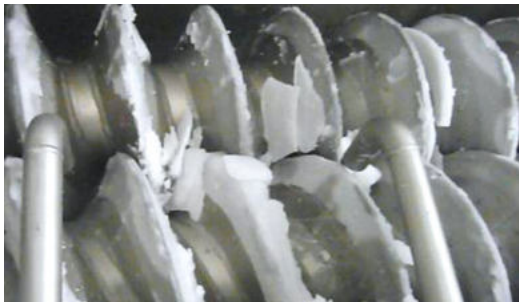


Abbildung 6
10 kW Prototyp eines Latentwärmespeichers mit Schnecken-Wärmetauscher im Thermoölkreislauf (oben) und Kristallisationsprozess in der Doppelschnecke (unten)

Entwicklungsarbeiten zielen auf eine direkte Dampfbeheizung und eine Hochskalierung des Konzeptes.

Speicherkonzepte mit Nutzung der Reaktionswärme

Bei der thermochemischen Energiespeicherung wird die Reaktionswärme eines reversiblen Sorptionsprozesses oder einer chemischen Reaktion in Form chemischer Energie gespeichert. Sie hat das Potenzial, deutlich höhere Speicherdichten als sensible Speicher oder Latentwärmespeicher zu realisieren. Eine verlustfreie Langzeitspeicherung der Einzelkomponenten ist möglich. Sie ist zur Wärmetransformation geeignet, indem thermische Energie bei höherer Temperatur als die Ladetemperatur ausgekoppelt werden kann. Thermochemische Speicher können in einen sehr großen Temperaturbereich bis 1000 °C eingesetzt werden. Eine Entkopplung von Speicherkapazität und Ladeleistung ist möglich, die Speichermaterialien sind kostengünstig.

Abwärmenutzung durch mobile Wärmespeicher

Ein mobiler Sorptionsspeicher mit dem Stoffpaar Zeolith/Wasserdampf wurde am ZAE Bayern untersucht. Das System soll industrielle Abwärme aufnehmen können und an einem anderen Ort wieder Prozesswärme breitstellen können. Wärme und Wasserdampf werden jeweils in einem Luftstrom durch ein Zeolithfestbett geblasen.

Um das volle Potenzial eines Adsorptionsspeichers mit Zeolith nutzen zu können, sollten sowohl Ladetemperaturen von 150–300 °C als auch hohe Wassergehalte beim Entladen zur Verfügung stehen. Damit sind vor allem industrielle Trocknungsprozesse auf der Nutzerseite geeignete Anwendungen. Hier können offene Sorptionspeicher auch ihre Fähigkeit, trockene Luft bereitzustellen, ausspielen. Mobile Wärmespeicher müssen, um wirtschaftlich arbeiten zu können, mit hohen jährlichen Zyklenzahlen eingesetzt werden. Damit können sie nur im industriellen Umfeld in ganzjährigen Anwendungen betrieben werden.

Ein Pilotspeicher mit 13 t Zeolith und einer maximalen Speicherkapazität von ca. 3 MWh bei einer maximalen thermischen Leistung von ca. 1 MW wurde zusammen mit der Firma Hoffmeier aufgebaut. Er nimmt Wärme der Müllverbrennungsanlage Hamm auf und speist sie in eine 7 km entfernte Polypropylen-Trocknung ein. Die Ladetemperatur liegt mit 130–150 °C an der unteren Grenze. Beim Entladen können allerdings aufgrund der hohen Luftfeuchtigkeiten aus dem Trocknungsprozess Temperaturen von 170–180 °C erreicht werden (*Abbildung 7*). Der mobile Sorptionsspeicher ist seit Herbst 2012 auf der Straße (*Abbildung 8*) und wird momentan im Testbetrieb vermessen.

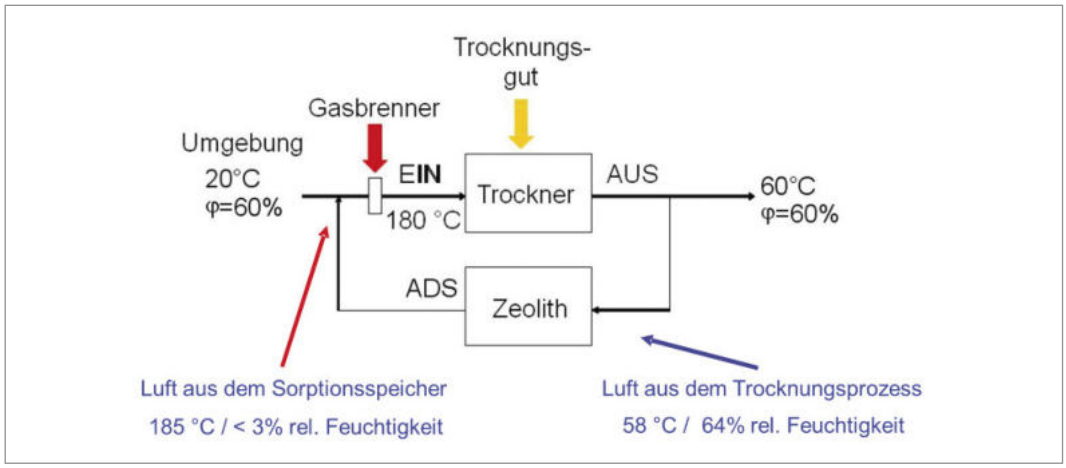


Abbildung 7
Schematische Darstellung des Entladevorgangs des mobile Zeolithspeichers

Thermochemische Speicher

Beim DLR werden drei unterschiedliche Reaktionssysteme für thermochemische Speicher für Anwendungen im Prozesswärme- und Kraftwerksbereich untersucht.

Das System $Ca(OH)_2/CaO$ ist für den Betrieb im geschlossen Kreislauf im Temperaturbereich 400–650 °C und Metalloxidsysteme vom Typ MeO_2/Me_2O_3 bzw. Me_3O_4 /MeO sind für einen Betrieb im offenen Kreislauf im Bereich 500–1000 °C geeignet.

Die Reaktion von $CaCl_2$ mit Wasserdampf läuft im Temperaturbereich von 100 bis 200 °C reversibel ab. Für das Upscaling vom Labor- in den Pilotmaßstab ist am DLR eine Testanlage aufgebaut worden [5], die mit unterschiedlichen Prozessgasen bis 1000 °C betrieben werden kann. *Abbildung 9* zeigt die 10 kW Versuchsanlage (oben), in der erfolgreich das System $Ca(OH)_2/CaO$ in einem Reaktor (unten) demonstriert wurde.

Abbildung 8
Mobiler Zeolithspeicher

Abbildung 9
Oben:
10 kW-Versuchsanlage des DLR zur Entwicklung von thermochemischen Wärmespeichern
Unten:
thermochemischer Reaktor

Literaturübersicht

[1] Zunft, S., Krüger, M., Marquardt, R., Buschsieweke, F., Moser, P., Bieber, M., Eichhorn Colombo, K., Niklasch, C., Mayer, P.-M., Klafki, M., Bannach, A., 2011, Adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung. In: Beckmann M., Hurtado A.: Kraftwerkstechnik – Sichere und nachhaltige Energieversorgung, Bd. 3 Seite 579-590, TK-Verlag Neuruppin, ISBN 978-3-935317-72-6.

[2] Stahl, K., Zunft, S., Kessler, S., Siebert, M., 2011, Flexibilisierung von GuD-Kraftwerken durch den Einsatz von Hochtemperatur-Wärmespeichern. In: GuD-Kraftwerke im dynamischen Betrieb, Seite 147-156. VDI Wissens - forum GmbH, ISBN 978-3-942980-80-7.

[3] Laing, D., Bauer, T., Breidenbach, N., Hachmann, B., Johnson, M., 2012, Development of High Temperature Phase-Change-Material Storages. In: Proceedings Innostock 2012. Innostock 2012, 16.–18. Mai 2012, Lleida, Spanien. ISBN 978-84-938793-4-1

[4] Laing, D., Bahl, C., Fiß, M., Hempel, M., Meyer-Grünefeldt, M., Eickhoff, Martin, Stückle, A., 2011, Test and evaluation of a thermal energy storage system for direct steam generation, SolarPACES 2011, Granada.

[5] Schmidt, Patrick und Bouché, Martin und Linder, Marc und Wörner, Antje (2012) Pilot Plant Development of High Temperature Thermochemical Heat Storage. In: Proceedings of Innostock 2012. INNOSTOCK 2012, 15.–17. Mai 2012, Lleida, Spanien.

Energieoptimierte Gebäude der Zukunft – Beispiele interdisziplinärer Forschung und Entwicklung

ZAE Bayern
Dr. Hans-Peter Ebert
ebert@zae.uni-wuerzburg.de

Fraunhofer ISE
Dr. Hans-Martin Henning
hmh@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer IBP
Dr. Dietrich Schmidt
dietrich.schmidt@ibp.fraunhofer.de

Handlungsfeld Gebäudesektor

Der Gebäudebestand benötigt für Heizung und Kühlung mehr als 30 % des End-Energiebedarfs in Deutschland. Deshalb sind der Gebäudesektor und insbesondere die energetische Altbausanierung zentrale Handlungsfelder im Bestreben der Bundesrepublik Deutschland in den kommenden Jahrzehnten eine nachhaltige, weitgehend dekarbonisierte Energieversorgung zu realisieren.

Innovative Lösungen für die Altbausanierung

Lüftungssystem Fresh-Air Wall

Einen innovativen Sanierungsansatz mit Mehrfachnutzen bietet das Lüftungssystem Fresh-Air Wall, das vom Fraunhofer-Institut für Bauphysik (IBP) gemeinsam mit dem Kooperationspartner Schwenk Dämmtechnik entwickelt wurde. Um die energetische Qualität eines Gebäudes entscheidend zu verbessern und auf das Niveau eines Niedrigenergiehauses zu bringen, empfiehlt es sich, neben baulichen Maßnahmen, auch eine Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung vorzusehen. Speziell im Bestand ist der notwendige Aufwand für die Installation bislang meist das größte Hindernis. Eine Nachrüstung im Innenraum ist unmittelbar mit Lärm und Schmutz und folglich mit einer Beeinträchtigung für die Bewohner verbunden. Auch bauliche Gegebenheiten wie Raumhöhe oder Raumaufteilung erschweren oder verhindern gar die Nachrüstung einer Lüftungsanlage.

Die Lösung hierfür bietet das patentierte System „Fresh Air Wall“ durch die innovative Kombination von Gebäudedämmung und Gebäudelüftung. Das Einbringen der Lüftungskanäle in die Wärmedämmverbundplatten erfolgt bereits im Werk, sodass der Montageaufwand vor Ort nur geringfügig über dem eines üblichen Wärmedämmsystems liegt. Kernbohrungen durch die Gebäudewand von innen ermöglichen die Anbindung der Lüftungsanlage an die Räume. Für den Einsatz in der Altbausanierung sprechen neben baulichen Gegebenheiten und der Minimierung von Schmutz und Lärm, die enormen Kostenvorteile, die durch die nicht benötigten Rohrleitungen sowie die Vorfertigung entstehen.

Die intensive Testphase des neuartigen Dämmsystems läuft an einem zweigeschossigen Wohnhaus aus den 1920er Jahren in Kassel. Neben der Untersuchung und Bewertung des Sanierungsprozesses wird das Sanierungssystem im Rahmen von detaillierten Simulationsstudien sowohl thermisch als auch hydraulisch hinsichtlich der Energieeffizienz optimiert. Die Entwicklung und Validierung von thermisch-dynamischen Modellen für die Dämmelemente sowie die Kanalführung sind hierbei Voraussetzung für die Erarbeitung von Auslegungsempfehlungen und Planungstools. Neben diesen Fragestellungen werden im Projekt akustische und hygienische Aspekte sowie die Sicherstellung der Brandschutzanforderungen betrachtet.

Im Rahmen eines von der Deutschen Bundesstiftung Umwelt (DBU) geförderten Promotionsvorhaben

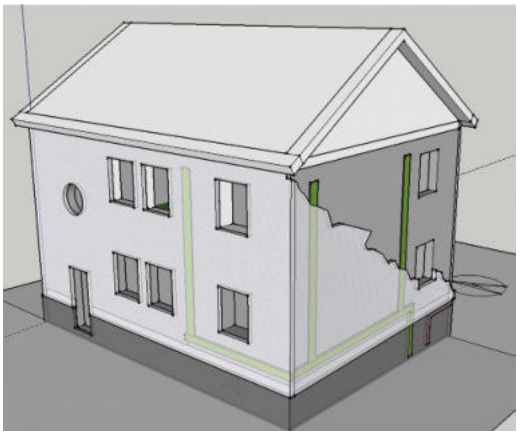


Abbildung 1
Prinzip und Montage des Wärmedämm - verbundsystems mit integrierten Lüftungskanälen

Abbildung 2
Prinzip und Montage der Lüftungsrohre, vorgefertigte Dämmplatten und vorgefertigtes Fensterrahmenelement mit Lüftungsdurchführung

wird unter anderem das Gebäude mit allen Räumen sowie das neuartige Lüftungssystem inklusive der fassadenintegrierten Lüftungskanäle thermisch und strömungstechnisch mithilfe von dynamischen Simulationen untersucht. Die gekoppelte Simulation ermöglicht hierbei eine gesamtenergetische Bewertung des Systems, woraus optimierte Auslegungsregelung und Betriebsstrategien entwickelt werden.

Zielsetzungen sind:
- ein hohes Wärmerückgewinnungspotenzial des Systems
- geringe Wärme- und Druckverluste
- ein strömungstechnisch günstiger Abgleich der Luftmengen in allen Räumen.

Erste Ergebnisse zeigen, dass durch die erfolgte Sanierung die Lüftungsverluste um 65 % und der Heizwärmebedarf um 88 % gesenkt werden konnte.

Wärme- und Kälteversorgungskonzepte für Bestandsgewerbebauten

Einen weiteren innovativen Ansatz verfolgt das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) zusammen mit den Systempartnern Beck+Heun und Zehnder. Im Rahmen eines BMWi geförderten Forschungsprojektes zu Niedrig-Exergie Wärme- und Kälteversorgungskonzepten für Bestandsgewerbebauten wurden bei der energetischen Sanierung eines Büro- und Werkstattgebäudes des ISE zwei Systemansätze kombiniert:

Zum einen die modulare Vorfertigung von Bauteilen an der Fassade und zum anderen die Integration von Anlagentechnik – in diesem Falle eine Lüftungsanlage für Büroräume – in die Außendämmung der Fassade. Eine Schwachstelle bei Sanierungen stellt der Fensterbereich dar mit seinen vielen Anschlussproblemen und den verschiedenen beteiligten Gewerken. Hier wurde ein vollisoliertes wärmebrückenfreies Fensterrahmenelement entwickelt, welches exakt definierte Fensteranschlüsse und eine exakte Montagemethode für die Fenster vorgibt (*Abbildung 2*). Es enthält ebenfalls einen integrierten Sonnenschutz. Integrierte Zuluft- und Abluftkanäle im Fenstersturz des Fensterrahmenelementes sind so geführt, dass eine optimale Innenraumdurchströmung gewährleistet ist. Die so definierten Anschlüsse zwischen Fensterrahmen und dem Wärmedämm-Verbundsystem (WDVS) ermöglichen eine bessere Qualität bei der Montage. Als weiteres Element wurde eine Fassadendämmplatte mit vordefinierten und eingefrästen Verlegekanälen für die Lüftungsrohre entwickelt. Sie kann in gängige Standard WDVS integriert werden. Beliebige horizontale und vertikale Rohrführungen in der Dämmebene der Fassade sind möglich und ebenso das Schließen der nicht benötigten Kanäle mit passgenauen Füllstücken.

Detaillierte Auswertungen zum thermischen Raumkomfort der Büroräume im Gebäude zeigen, dass die geforderten Raumtemperaturen, unter Berücksichtigung des Nutzerverhaltens, immer eingehalten werden können. Betrachtet man die mittlere operative Raumtemperatur, so zeigt sich, dass die Komfortkriterien nur sehr selten in einzelnen Stunden unterschritten werden. Unterschiedliche Lüftungsgerätekonstellationen und Kühlkonzepte werden daran überprüft und mit einer Messkampagne validiert. Aus den Erfahrungen am Demonstrator und der Zusammenarbeit mit den Systempartnern wurde deutlich, dass der Ansatz der modularen Vorfertigung sehr viel Potenzial bietet für weitere Entwicklungen.

Energetische Sanierung eines Wohnhochhauses

Ein weiteres Beispiel für eine erfolgreiche energetische Sanierung ist die Modernisierung eines 16-geschossigen Wohnhochhauses in der Buggingerstraße 50 in Freiburg, welche als eine der ersten Maßnahmen im Rahmen der Stadtteilsanierung Weingarten-West realisiert wurde.

Durch die Optimierung der Gebäudehülle und Wärmeversorgung wurde für das 1968 errichtete Hochhaus ein Standard erreicht, der dem Passivhaus-

niveau entspricht. Im unsanierten Zustand wies das Gebäude eine Wohnfläche von ca. 7300 m² aus. 90 Wohneinheiten aus 2- und 3-Zimmerwohnungen mit 60 und 80 m² Wohnfläche verteilten sich auf 16 Stockwerke. Aufgrund der kompakten Bauweise war der Heizenergieverbrauch für ein Gebäude dieser Bauperiode mit etwa 70 kWh/(m²a) verhältnismäßig gering.

Zielvorgabe für die Sanierung war es, den Heizwärmebedarf um knapp 80 % auf 15 kWh/(m²a) zu reduzieren. Der Primärenergiebedarf für Heizung, Warmwasser, Hilfsenergie und Haushaltsstrom soll nach der Sanierung 120 kWh/(m²a) nicht überschreiten. Hierzu wurde die gesamte Gebäudehülle durch bekannte Maßnahmen, wie die massive Wärmedämmung von Fassade, Dach und Kellerdecke sowie die Verwendung von Dreifachverglasung im Bereich der Fenster energetisch optimiert. Zur Reduktion der Lüftungswärmeverluste wurde eine zentrale Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung eingebaut.

Die bestehende Bauweise mit Betonschotten und auskragenden Betondecken als Balkone verlangt eine detaillierte Betrachtung der Wärmebrücken. Als wesentliche Maßnahme wurden die vorhandenen Balkone in die thermische Gebäudehülle integriert und durch neue, von der Fassade thermisch getrennte Balkone ergänzt (*Abbildung 3*). Der zusätzliche Gewinn an Wohnfläche ermöglichte es, die für heutige Bedürfnisse zu großen Wohnungsgrundrisse neu zu gestalten. Bei gleichbleibender Zimmerzahl verfügen die neuen Wohnungsgrundrisse zukünftig über eine Wohnfläche von ca. 50 bis 75 m². Die Gesamtwohnfläche erhöht sich damit auf ca. 8200 m² mit insgesamt 135 Wohneinheiten. In einer detaillierten messtechnischen Untersuchung wird seit der Fertigstellung der Sanierung der reale Gebäudebetrieb untersucht und die Verbrauchsdaten mit dem Nutzerverhalten in den Wohnungen genau ermittelt. Erste Bewertungen zeigen, dass die Zielvorgaben durch das Monitoring des Gebäudes bestätigt werden. So liegt z. B. der Heizenergieverbrauch bei ca. 16,7 kWh/(m²a) (berechnet 15 kWh/(m²a)) bei noch nicht optimal einregulierter Anlage.

Das Projekt wurde zusammen mit der Freiburger Stadtbau und dem Energieversorger Badenova entwickelt und vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) im Programm »EnEff:Stadt« gefördert.

Das Energy-Efficiency-Center:

Forschungs- und Demonstrationsgebäude des ZAE Bayern in Würzburg

Das Bayerische Zentrum für Angewandte Energieforschung e. V. (ZAE Bayern) forscht und entwickelt seit vielen Jahren erfolgreich in enger Kooperation mit der Industrie an innovativen Lösungen zur Realisierung von energieoptimierten Gebäuden. Einen besonderen Schwerpunkt bilden Forschungsverbundprojekte, die im Rahmen des Förderschwerpunktes „Forschung für Energieoptimiertes Bauen (EnOB)“ des Bundeswirtschaftsministeriums gemeinschaftlich mit industriellen Partnern durchgeführt werden.

Zu den Forschungsthemen zählen Arbeiten in den Bereichen

- hochwärmedämmende Komponenten für Fassaden (z. B. Vakuumisolationspaneele, Vakuumverglasung)
- energieeffiziente textile Architektur
- Wärmespeichersysteme auf der Basis von Phasenwechselmaterialien

Seit August 2010 wird im Rahmen des EnOB-Förderschwerpunktes ein innovatives Forschungs- und Demonstrationsgebäude – das Energy-Efficiency-Center – in Würzburg erstellt, das eine Vielzahl von neuen Energieeffizienztechnologien bündelt und demonstriert (*Abbildung 4*) [1].

Das Gebäude ist als Experimentiergebäude konzipiert, an dem verschiedene neuartige Entwicklungen im Gebäudebereich unter wissenschaftlichen Ge-

Abbildung 3
Erneuerte Fassade mit 200 mm WDVS, Dreifachverglasung und thermischer Trennung der Balkone; Einsatz von Aerogeldämmplatte

Abbildung 4

Energy-Efficiency-Center in Würzburg.

Durch die transparenten und transluzenten textilen Dachflächen werden Büro- und Laborflächen mit Tageslicht versorgt und bei Bedarf zusätzliche solare Gewinne erzielt.

sichtspunkten erprobt werden können. Die Zielsetzung des Demonstrations- und Forschungsgebäudes ist es, energieeffiziente Technologien in der Gebäudehülle zu verwenden, die in Verbindung mit einer intelligenten Gebäudetechnik zu einer hohen Primärenergieausbeute gelangen (smart building and smart technologies). Es ist dabei nicht die primäre Absicht, ein weiteres Demonstrationsobjekt für ein Null- oder Plusenergiegebäude zu errichten, sondern vielmehr in einem abgestimmten Ansatz die innovative Gebäudehülle und Gebäudetechnik zu optimieren im Sinne der Energieeinsparung, Nachhaltigkeit und Behaglichkeit. Bei dem geplanten Gebäude soll weiterhin die Vereinbarkeit von Energieeffizienz, Nutzungsanforderungen (Forschungs- und Experimentiergebäude) und ansprechender Architektur (Funktion und Ästhetik) unter Beweis gestellt werden.

Der hoch innovative Charakter dieses Bauvorhabens erfordert eine besonders intensive Kooperation der beteiligten Partner, angefangen von dem Projektteam des ZAE Bayern, über die Fachplaner bis hin zu den beteiligten Unternehmen. So wird eine Vielzahl von Prototypen in den Fassaden und im Bereich der Gebäudetechnik verbaut. Ein zentrales Element stellt die Gebäudeautomation dar, die alle aktiven Komponenten des Gebäudes hinsichtlich eines energieoptimierten Betriebes im Zusammenwirken sinnvoll regeln und steuern muss.

Interne und externe Forschergruppen haben über eine übergeordnete Forschungsplattform die Möglichkeit, auf die Gebäudeautomation einzuwirken und Experimente an den Prototypen zu konfigurieren, Messdaten zu erfassen und auszutauschen. Damit kann mit den beteiligten Industriepartnern sehr effizient eine weitere Optimierung von innovativen Gebäudekomponenten betrieben werden und im besten Falle Zeitspannen für Innovationszyklen verkürzt werden.

Die Verbindung von kooperativer Forschung, Entwicklung, Demonstration und Information an einem Ort und die integrale Betrachtung von Gebäudethemen, angefangen von den Materialien über Komponenten bis hin zu den Systemen, ist ein viel versprechender Ansatz mit dem Ziel, eine höhere Energieeffizienzsteigerungsrate für den Gebäudebereich zu erzielen.

Das Gebäude wurde von den Architekten der Lang Hugger Rampp GmbH entworfen.
Bei der Realisierung wird das ZAE Bayern von Beginn an von dem Beratungs- und Planungsbüro für nachhaltiges und energieeffizientes Bauen Ebert-Ingenieure GmbH & Co. KG sowie dem Tragwerksplaner und Projektsteuerer SSF Ingenieure AG bei der Konzeption und Ausführung unterstützt. Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie sowie dem Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft, Verkehr, Infrastruktur und Technologie geförderte und von über 20 Industriepartnern finanziell unterstützte Projekt avanciert durch seine Zielsetzung und die technische Varianz zu einem Referenzobjekt mit internationaler Strahlkraft. Die Fertigstellung ist für Frühjahr 2013 geplant.

Literatur

[1] www.energy-efficiency-center.de Stand Oktober 2012

[2] Fraunhofer-Institut für Bauphysik (2012): Innovativ saniert! – mit integrierten Lüftungskanälen in der Außendämmung, Pressemitteilung, Kassel

[3] Ziegler, M.(2012): Thermische und strömungstechnische Simulation einer Fassadendämmung mit integrierter Luftführung für die Bestandssanierung, BauSim 2012, Berlin

Energiekonzepte für Stadt und Region

Fraunhofer IBP
Dr. Dietrich Schmidt
dietrich.schmidt@ibp.fraunhofer.de

badenova WÄRMEPLUS GmbH & Co. KG
Klaus Preiser
klaus.preiser@badenova.de

E.ON Mitte AG
Kerstin Becker
kerstin.becker@eon-mitte.com

Fraunhofer ISE
Sebastian Herkel
sebastian.herkel@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer IWES
Dr. Thomas Degner
thomas.degner@iwes.fraunhofer.de

Einführung

Städte sind als Ballungszentren die Schwerpunkte von Energieumsatz und den damit verbundenen CO_2-Emissionen. Im Zusammenhang mit den Zielsetzungen der Bundesregierung im Rahmen des Energiekonzepts bis 2050 [1] müssen gerade Städte einen wesentlichen Beitrag zur Realisierung der ehrgeizigen Zielstellung leisten.

Eine der größten Aufgaben in diesem Zusammenhang stellt sicherlich die umfassende energetische Sanierung des Gebäudebestands und eine Umstellung der Energieversorgungsstrukturen dar. Die größten Einzelposten der Energieverbraucher in Gebäuden sind nach wie vor der Wärme-, Kälte- und Strombedarf. Im Jahr 2008 belief sich der Anteil des Endenergiebedarfs für Raumwärme, Warmwasser, Raumkälte und Beleuchtung auf ca. 40 % des Gesamtendenergieverbrauchs und stellte damit neben dem Verkehr den größten Einzelposten dar [2].

Trotz der absehbaren signifikanten Steigerung der Sanierungsrate sehen sich Planer und Entscheidungsträger weiterhin vor großen Herausforderungen. Hier sind innovative und auf den Nutzerbedarf zugeschnittene Technologien sowie umsetzungsfreundliche Systemlösungen gefragt, die zu einem schnellen Abbau der bestehenden Hemmnisse für die Sanierung und den Umbau der Versorgungssysteme beitragen. Obwohl derzeitige Sanierungsmaßnahmen in der Regel nicht den langfristig wünschenswerten energetischen Standard erreichen, muss auch die momentane Sanierungsrate noch verdoppelt werden, um die bis 2050 angestrebten Ziele zu erreichen.

Ebenso ist die Integration erneuerbarer Energien in unsere bestehende Versorgungsinfrastruktur eine heute anzugehende Aufgabe für die Zukunft. Fluktuierende Erzeugungsprofile aus Windkraft und Photovoltaik stellen neue Anforderungen an Regel- und Speichertechnologien. Die Verlagerung der bestehenden zentralen Versorgungsstrukturen auf dezentrale und bi-direktionale Konzepte, welche eine klare Unterscheidung in energieverwendende und energiebereitstellende Komponenten vornimmt, ist sowohl in der Planung wie im Betrieb komplex. Planungs- und Überwachungsinstrumente, die zum einen der Komplexität gewachsen sind, zum anderen die verschiedenen Bedarfssektoren Wärme/Kälte, Strom und Mobilität integrieren und aufeinander abstimmen können, sind noch zu entwickelnde und zu erprobende Werkzeuge.

Eine Vielzahl von kommunalen Entscheidungsträgern stellt sich bereits aktiv den Herausforderungen einer „Energiewende" in ihren Kommunen. Ebenso unterstützen viele Forschungsschwerpunkte und Förderprogramme die Pioniere bei der Umsetzung. Von den Erfahrungen kann eine große Zahl von Kommunen profitieren, denn die strukturellen Gegebenheiten und Problemstellungen weisen in der Mehrheit der deutschen Städte und Kommunen große Ähnlichkeiten auf.

Lösungsansätze auf der Ebene von Quartieren und Städten

Beispiel 1: Stadtquartier Freiburg Weingarten

Das Heizwerk Freiburg Weingarten versorgt den in den 1960er Jahren gebauten Stadtteil Weingarten mit rund 9.000 Einwohnern und den zwischen 1998 und 2008 in Niedrigenergiebauweise gebauten Stadtteil Rieselfeld mit rund 10.000 Einwohnern. Im Rahmen der energetischen Sanierung des Quartiers Weingarten West wird die Fernwärmeversorgung modernisiert und optimiert.

Ziel der Optimierung der Heizzentrale ist es, bei sich verändernder Abnahme von Wärme und einer zunehmend an der Vermarktbarkeit des erzeugten Stroms orientierenden Betriebsweise eine klimaschonende Wärmeerzeugung zu ermöglichen.

Durch eine Erhöhung der Flexibilität der Erzeugung lässt sich der KWK-Anteil erhöhen. Durch einen Austausch der 14 Jahre alten Altanlage mit zwei BHKW a 2,9 MW_{el} und einer jährlichen Stromerzeugung von ca. 35 GWh durch eine neue Anlage erfolgt eine Absenkung des Primärenergiefaktors fp von 0,6 auf 0,35.

In der erneuerten Anlage werden sechs neue BHKW-Module mit jeweils 1.240 kW elektrischer Leistung und 1.528 kW thermischer Leistung installiert.

Zusätzlich werden drei neue Wärmepumpen zur Kühlung der Generatorabwärme im Aufstellraum mit einer durchschnittlichen Kälteleistung (Sommer/Winter) von je 330 bis 350 kW th und einer durchschnittlichen Wärmeleistung (Sommer/Winter) von je 440 bis 500 kW th betrieben.

Durch Abgaswärmetauscher erfolgt eine Reduktion der Abgastemperatur von 120 °C auf 70 °C. Bei dieser Auslegung erzielen die BHKW durchschnittlich je rd. 5.650 Vollbenutzungsstunden im Jahr.

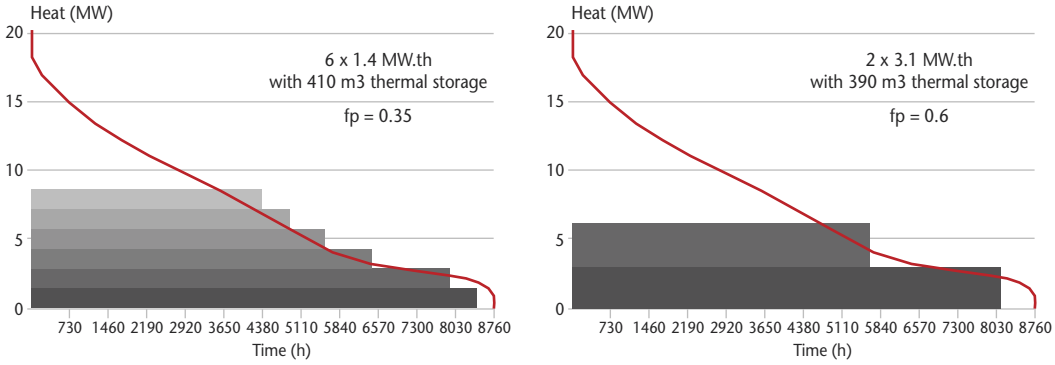


Abbildung 1

Geordnete Jahresdauerlinie mit BHKW neu (links) und alt (rechts)

Abbildung 2

Anlieferung neue BHKW-Blöcke

Die Jahreswärmeerzeugung aus dem BHKW beträgt rd. 52 Mio. kWh/a. Somit werden über 78 % der erforderlichen Jahreswärmemenge aus dem BHKW und nur 22 % aus den Kesselanlagen erzeugt.

Der vom BHKW erzeugte elektrische Strom von rund 42 Mio. kWh/a wird in das Versorgungsnetz des Netzbetreibers eingespeist und vergütet. Das entspricht einer Stromversorgung von umgerechnet rund 14.000 Haushalten.

Durch die gekoppelte Erzeugung von Wärme und Strom wird eine optimale Nutzung – über 93 % – der zugeführten Brennstoffenergie (Erdgas) erreicht. Die umweltschonende Betriebsweise des BHKW und die hohe Primärenergieeinsparung von über 41 % leisten einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz.

Beispiel 2: Regionale Energieversorgung für die Stadt Felsberg

Für die ländlich strukturierte Stadt Felsberg mit ihren insgesamt 16 Ortsteilen wurde aufbauend auf einer Detailanalyse von drei Ortsteilen das Ziel der Realisierung einer zukünftigen regenerativen Energieversorgung untersucht. Zu diesem Zweck wurden der Gebäudebestand, der aus ca. 15 % Fachwerkgebäuden und zu 55 % aus Gebäuden der Baualtersklasse Baujahr 1950 bis 1970 besteht, untersucht und mit insgesamt drei verschiedenen Szenarien auf eine mögliche Entwicklung der Energieverbräuche für die Jahre 2030 und 2050 geschlossen.

In Felsberg konnte über die Erschließung verschiedener Datenquellen zudem eine Aussage über den Energieträgereinsatz in der Gemeinde getroffen werden. Es wurden Erdgas und Heizöl als die zwei Hauptenergieträger ermittelt. Aus den sich hieraus ergebenden Anlagentechniken in Verbindung mit der erstellten Gebäudekategorisierung konnte der Endenergiebedarf für Gebäudeheizung und Warmwasserbereitung ermittelt werden. Die so ermittelten Daten decken sich mit dem auf Basis der Gebäudetypologie [3] berechneten Endenergiebedarfs.

Aufbauend auf den Potenzialanalysen wurden detaillierte Maßnahmenszenarien für die Stadt Felsberg entwickelt. Diese Szenarien beziehen sich auf:

- bautechnische Sanierungsmaßnahmen (z. B. Dämmung der Außenwand)
- Austausch von anlagentechnischen Komponenten (z. B. Heizkesseln)
- Einsatz von erneuerbaren Energien.

Alle analysierten Maßnahmenpakete sind technisch und wirtschaftlich realisierbar.

Tabelle 1

Drei Maßnahmenszenarien für die Stadt Felsberg für die Jahre 2030 und 2050

Weiter so	Überdurchschnittliche Anstrengungen	Maximale Anstrengungen
• Aktuelle Sanierungsraten: – Gebäudehülle 1 % – Anlagetechnik 2 %	• leicht erhöhte Sanierungsraten: – Gebäudehülle 2 % – Anlagetechnik 3 %	• Deutlich erhöhte Sanierungsraten: – Gebäudehülle 3 % – Anlagetechnik 4 %
• Qualitäten entsprechend Energieeinsparverordnung 2009	• ca. 40 % Wärmepumpen außerhalb des Erdgasnetzes	• ca. 60 % Wärmepumpen außerhalb des Erdgasnetzes
• Heiztechniken im Wesentlichen Öl- und Gasbrennwertgeräte	• Qualitätssteigerung der Sanierungsmaßnahmen, z. B. Verglasung	• Verbesserte Qualität der Sanierungsmaßnahmen (z. B. Steigerung der Jahresarbeitszahl)

Auf Grundlage dieser Szenarien wurden mögliche Gesamtendenergiebedarfsentwicklungen für die Gemeinde Felsberg ermittelt, um die Kommune für zukünftige Entscheidungen zu beraten. Als Ergebnis dieser Studie ergeben sich diese Einsparungen im Endenergiebedarf bezogen auf die aktuellen Status des Jahres 2011:

- Im Szenario „Weiter so“: 26 % bis 2030 und 46 % bis 2050.
- Im Szenario „Maximale Anstrengungen“: 49 % bis 2030 und 77 % bis 2050.

Bei der Stromerzeugung wurde besonders der zeitliche Zusammenhang zwischen Erzeugung und Verbrauch beachtet und ein Ortsnetzbereich detailliert nachgebildet. Beim verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien kann Energiemanagement mit Bedarfssteuerung die Effizienz des Netzbetriebs erhöhen, indem vor Ort erzeugte Energie zeitgleich genutzt wird [4]. Die praktische Umsetzbarkeit der ermittelten Potenziale soll nun ebenfalls erprobt werden. Dabei werden mehrere Stromkunden sowie Erzeugungsanlagen mit geeigneter Technik zur messtechnischen Überwachung sowie zum Energiemanagement ausgerüstet.

Mit dem starken Zubau von dezentralen und erneuerbaren Energieerzeugern gelangen die regionalen und lokalen Verteilungsnetze zunehmend an ihre Grenzen. Daher nimmt die Bedeutung einer detaillierten und geographisch kleinteiligen Untersuchung der Potenziale für erneuerbare Energien für die Netzplanung zu. Gleichzeitig wird nach Lösungen gesucht, wie Netzausbau durch intelligente Komponenten und Betriebsweisen optimiert und kostengünstig realisiert werden kann.

Bei hohem Aufkommen von PV-Anlagen treten bereits heute in einigen Netzabschnitten Engpässe auf, die den Anschluss von weiteren Erzeugungsanlagen erschweren. Der beschränkende Faktor ist derzeit vor allem die Einhaltung der zulässigen Spannungsanhebung. Da eine Netzverstärkung oft teuer oder nicht kurzfristig umsetzbar ist, gibt es einen großen Bedarf an alternativen Lösungen, die einen schnellen und wirtschaftlichen Ausbau von zusätzlichen Erzeugungskapazitäten aus PV-Anlagen, aber auch aus anderen erneuerbaren Energien, ermöglichen.

Für ein beispielhaftes Ortsnetz der Stadt Felsberg mit einem hohen Anteil an PV-Anlagen wurden Analysen des Potenzials für weitere PV-Anlagen und des Netzes durch Szenarienbildung, Messungen und Simulationen durchgeführt.

Außerdem werden zwei mögliche Ansätze zur Optimierung der Netzanschlusskapazität in der Praxis erprobt:

- **Verbrauchsbeeinflussung**

Um die Möglichkeiten der Verbrauchsbeeinflussung zu untersuchen, wird für einen Ortsteil ein intelligentes Stromnetz zur optimalen Anpassung von Stromangebot und Stromverbrauch entwickelt und im praktischen Betrieb demonstriert. Die Verbrauchsbeeinflussung geschieht einerseits indirekt durch die Tarifgestaltung und andererseits durch direkte Ansteuerung von Kühlgeräten und Speicherheizungen. In den Praxistest sind 20 Kunden (15 % aller Kunden in diesem Ortsnetz) und 5 Speicherheizungsanlagen (gesamt ca. 40 kW installierte Leistung) einbezogen.

- **Aktive Spannungsregelung**

Als weitere Alternative zum Netzausbau wurde eine dynamische Regelung der Spannung für einen Ortsnetztransformator entwickelt. Die Spannungsversorgung kann so trotz wechselnder Einspeisung stabil gehalten werden. Weiterer Zubau von PV-Anlagen über die heute geltenden technischen Grenzen hinaus wird ermöglicht. Für das untersuchte Ortsnetz wurde das Ausbaupotenzial für PV-Anlagen der Aufnahmekapazität des Ortsnetzes gegenübergestellt und die praktische Einführung wissenschaftlich begleitet.

Zusammenfassung und Ausblick

Die Realisierung des Energiekonzeptes auf Quartier-, Stadt- oder Regionsebene erfordert ein starkes Engagement im Bereich der Sanierung von Bestandsgebäuden und der Einbindung von Anlagen für die Energiegewinnung aus sogenannten erneuerbaren Energien. Dazu ist eine aktive Einbindung der Bürgerinnen und Bürger vor Ort in Beteiligungsprozessen unabdingbar für den Erfolg aller Maßnahmen. Es stellt sich heraus, dass sich die vereinbarten Ziele zur Energieeinsparung nur über den Weg der Sanierung erreichen lassen Energieeffizienz ist hier die größte „Energiequelle"! Allerdings stellt die Integration erneuerbarer Energien in unsere bestehende Versorgungsinfrastruktur, gerade auf der Ebene der Region, noch große Herausforderungen dar.

Die in diesem Beitrag beispielhaft vorgestellten und umgesetzten Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und der Einbindung von erneuerbaren Energien zeigen durch neue und innovative Lösungen, vor allem im Sektor der Sanierung des Gebäudebestandes, noch viel Steigerungspotenzial auf. Für eine maximale Effizienz ist es in Zukunft wesentlich, Synergien zu erzeugen sowie vorhandene Teilsysteme integral zu betrachten und zu verbinden. Nur auf diesem Wege wird es möglich sein, die bis 2050 vorgegebenen Ziele zu erreichen.

Literatur

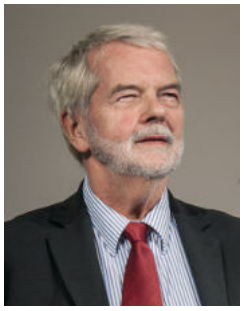
[1] Bundesregierung: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Sept. 2010, Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, Berlin

[2] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Endenergieverbrauch nach Anwendungs - bereichen I, 2011, Energiedaten Tabelle 7, BMWi, Berlin, http://bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/Energiedaten/energiegewinnung-und-energieverbrauch5-eev-nach-anwendungsbereichen,property=blob,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.xls

[3] Deutsche Gebäudetypologie – Systematik und Datensätze, Institut Wohnen und Umwelt, 2. Auflage, Dez. 2003, ISBN Nr. 3-932074-64-5, IWU-Bestell-Nr. 05/03

[4] Heckmann, W., Berg, A., Degner, T.: Intelligent Local Grids for High PV Penetration, ISES Solar World Congress, Kassel, 28.08.–02.09.2011

bigEE – bridging the information gap on Energy Efficiency in buildings



Wuppertal Institut
Prof. Dr. Peter Hennicke
peter.hennicke@wupperinst.org

Christopher Moore
christopher.moore@wupperinst.org

Dorothea Hauptstock
dorothea.hauptstock@wupperinst.org

Alle nachhaltigen und risikominimierenden Energieszenarien machen deutlich, dass eine Transformation in eine klima- und ressourcenschonende Zukunft neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien entscheidend von Energieeffizienzsteigerungen abhängig ist. Beispielsweise sollen erneuerbare Energien im Energieszenario des World Energy Outlook (OECD/IEA 2010) bis 2035, im Vergleich zum „Current Policies Scenario" mit knapp über 20 % dazu beitragen, die Grenze von 450 ppm CO_{2eq} (Vermeidung von 20,9 Gt CO_{2eq}) einzuhalten. Energieeffizienz macht in diesem Szenario knapp die Hälfte aus.

Dass Energieeffizienzmaßnahmen – nach dem Abbau von Markthemmnissen – in großem Umfang negative Kosten aufweisen und damit mit nur geringen (Vor-) Finanzierungskosten verbunden sind, verdeutlichen diverse Berechnungen zum technisch-wirtschaftlichen Einsparpotenzial von Effizienztechniken. Beispielsweise zeigt das Wuppertal Institut et al. (2011) für Deutschland, dass aus gesamtwirtschaftlicher Sicht etwa 130 Mio. t CO_{2eq} pro Jahr durch den Einsatz von Effizienztechniken im Strom- und Wärmesektor „prinzipiell" mit Gewinn für die Volkswirtschaft vermieden werden können. Dies umfasst alle technischen Maßnahmen für die gilt, dass die Mehrkosten für Hocheffizienztechnologien bei ohnehin stattfindenden Ersatzinvestitionen geringer sind als die dadurch eingesparten Energiekosten. Ein besonders hohes nicht ausgeschöpftes Potenzial wurde in der Studie u. a. für den Gebäudebereich (z. B. Lüftung und Klimatisierung, Beleuchtung, Pumpen und Wärmedämmung) nachgewiesen.

„Prinzipiell" heißt dabei, dass die Methodik hinter dieser Darstellung einen idealen Markt für Energiedienstleistungen, d. h. ein faires Konkurrenzfeld („level playing field") zwischen Energiespartechniken und Energieangebot, voraussetzt. Da dies aber in der Realität durch vielfältige Hemmnisse behindert wird (z. B. Informations- und Kapitalmangel, Erwartung kurzer Amortisationszeiten, fehlende Lebenszyklusbetrachtung, Nutzer/Investor-Dilemma) sind förderliche Maßnahmen des Staates (u. a. innovative Finanzinstrumente wie Energieleistungsverträge, Energieeffizienzverpflichtungen, NAMAs, Zuschüsse), die auf Rahmenbedingungen zur Etablierung von funktionsfähigen Märkten für Energiedienstleistungen wirken, unabdingbar.

Des Weiteren müssen Energieeffizienzpolitiken so gestaltet werden, dass sie Wachstums-, Wohlstands- und Reboundeffekte[1] so weit wie möglich begrenzen, um die errechnete technisch mögliche Reduktion des Energieverbrauchs tatsächlich zu realisieren. Dem Reboundeffekt entgegenwirkende Maßnahmen umfassen:

direkte Systemanpassungen
- verbindliche Energiesparziele
- Abschaffung von Subventionen bei konventioneller Energie
- caps (Verbindliche Festlegung eines Preispfades für einen bestimmten Zeitraum zur Deckelung der Preisentwicklung)
- Stromkonten
- Bonus/Malus-Regelungen
- Ökosteuern

indirekte Systemanpassungen
- Strukturwandel zu „ressourcenleichteren" Sektoren
- Förderung erneuerbarer Energien

Verhaltensänderungen
- Nachhaltiger Konsum
- Förderung von Gemeinschaftsgütern

Globale Einsparpotenziale ausschöpfen

Auf der globalen Ebene weist der Gebäudebereich ein großes ungenutztes Potenzial für die Einsparung von Energie auf, das zur Erreichung der CO_2-Minderungsziele ausgeschöpft werden muss. Global betrachtet sind ca. 40 % des Endenergieverbrauchs und rund ein Drittel der energiebezogenen CO_{2eq}-Emissionen auf den Gebäudebereich zurückzuführen (IEA 2008).

Das Energieszenario des Global Energy Assessment Reports (GEA 2012) bestätigt, dass durch den Einsatz modernster energieeffizienter Bau- und Sanierungslösungen bis 2050 46 % (Referenzjahr 2005) des globalen Heiz- und Kühlendenergieverbrauchs eingespart werden können. Die Umsetzungslücke unter Berücksichtigung einer Zunahme des Heiz- und Kühlenergieverbrauch im Trendfall um 33 % addiert sich auf insgesamt 79 % im Jahr 2050.

1 *„Reboundeffekte" entstehen, wenn technische Energieeffizienzsteigerungen durch Mehrkonsum zum Teil wieder neutralisiert werden.*

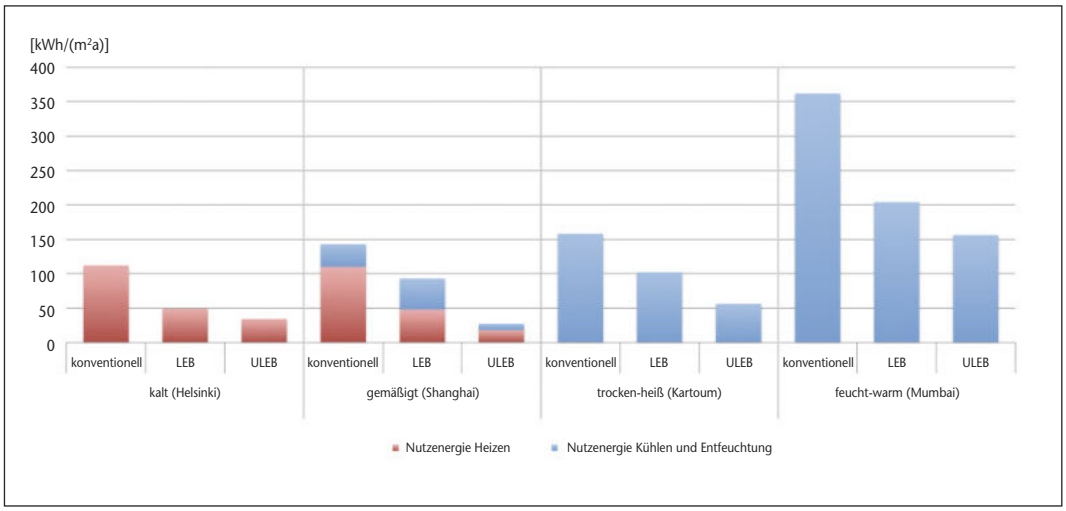


Abbildung 1

Jährlicher Energieverbrauch für vier Klimazonen und je drei Bauweisen.

LEB: Low Energy Building (Niedrigenergiehaus)
ULEB: Ultra Low Energy Building (Niedrigstenergiehaus).
Quelle: Interne Berechnung durch Wuppertal Institut/Ecofys.

Um eine solche Transformation im Gebäudebereich zu vollziehen und damit negative „lock-in"-Effekte zu vermeiden, muss jedoch „state-of-the-art" energieeffizienter Gebäudebau und der Einsatz energiesparender Gebäudetechnologien möglichst frühzeitig, umfassend und systematisch forciert und realisiert werden. „Lock-in"-Effekt meint dabei, dass sobald Gebäude neu gebaut oder renoviert werden, es in der Regel nicht mehr kosteneffektiv ist, diese in den nachfolgenden Dekaden weiter nachzurüsten – eine vertane Chance für langfristige Investitionen, Energie- und CO_2-Einsparungen. Investitionen in diesem Bereich sind dann kosteneffektiv, wenn durch Energieeffizienzmaßnahmen entstehende Mehrkosten („up-front costs") und höhere Kosteneinsparungen über eine angemessene Gebäudenutzungszeit gegengerechnet werden; zu kurz angesetzte Amortisationszeiten sind bei Energieeffizienz analog zu den up-front costs erneuerbarer Energiegewinnung ein bedeutendes Hindernis.

Niedrigenergie-Bauten, die 60 bis 90 % weniger Endenergie für Heizen und Kühlen im Vergleich zu konventionellen Neubauten benötigen, können in den meisten Weltregionen bereits heute – unter Berücksichtigung von Lebenszykluskosten – kosteneffektiv und mit besserer thermischer Behaglichkeit und Wohnkomfort gebaut werden. Umfangreiche energieeffiziente Renovierungen erreichen ähnliche Reduktionsziele.

Schon heute werden insbesondere in Europa kosteneffektive Niedrigstenergiestandards vorangetrieben. Einer der verbreitetsten Gebäudestandards, der diese Potenziale zeigt, ist der Passivhausstandard.

bigEE als Beitrag zum Knowledge Management

Solche Konzepte lassen sich weltweit übertragen, in einigen Ländern schon mit relativ einfachen Mitteln. Wichtig ist dabei, regionale klimatische Unterschiede in die Betrachtung einzubeziehen. Je nach Klimazone und Energiebaustandard (konventionell, Niedrig-, Niedrigstenergiehaus) resultieren daraus unterschiedliche Energieverbräuche. Simulationen durch Wuppertal Institut/Ecofys für typische Gebäude in den vier Hauptklimazonen der Welt haben gezeigt, dass schon heute mit dem Einsatz von „Best Available Technologies" diese Niedrigstenergiegebäude – zum Teil kosteneffektiv – erreichbar sind. *Abbildung 1* stellt diese für die vier in bigEE betrachteten Weltklima - zonen zusammen.

Langfristige Energieszenarien machen deutlich, dass eine globale Energiewende in Richtung einer risikominimierenden Energieeffizienz- und Solarenergiewirtschaft innerhalb der nächsten vier Jahrzehnte aus technischer Sicht erreichbar ist. Allerdings zeigt die Diskrepanz zur Entwicklung der vergangenen Jahre, dass signifikante Änderungen der politischen Rahmenbedingungen notwendig sind, um bestehende Hindernisse zu überwinden.

In den meisten Weltregionen existieren jedoch zurzeit noch diverse Hindernisse für die Umsetzung solcher kosteneffektiven Niedrigstenergiestandards.

Politische Entscheidungsträger und Investoren sind sich häufig nicht der großen Einsparpotenziale sowie der Kosteneffektivität von Energieeffizienzmaßnahmen bewusst; zudem fehlt ein Gesamtüberblick über gute Praxisbeispiele umgesetzter Politikmaßnahmen und -pakete und der damit erreichbaren Ziele. Zwar sind viele dieser Informationen weltweit verstreut vorhanden, jedoch sind sie oftmals auf verschiedene Quellen verteilt und teilweise sogar widersprüchlich

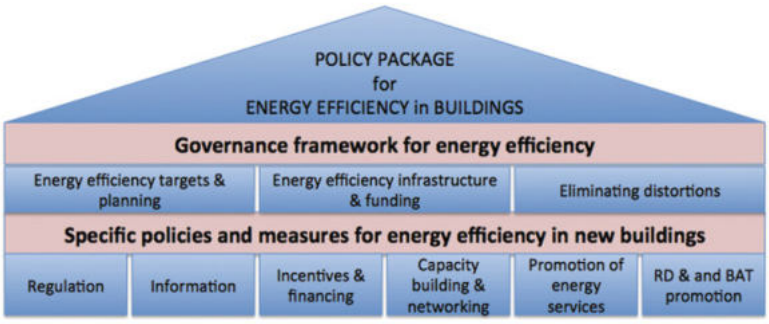


Abbildung 2
Politikpaket für Energieeffizienz im Neubau.
(Grafik: Wuppertal Institut)

in ihren Aussagen und für Entwicklungs- und Schwellenländer nicht lösungsorientiert und kohärent aufbereitet.

Das Projekt bigEE verfolgt das Ziel, die bestehenden Informationsdefizite zu adressieren und den internationalen Wissenstransfer über energieeffizientes Gebäudedesign sowie energieeffiziente Geräte und Gebäudetechniken, erfolgreiche Politiken und gute Praxisbeispiele zu verbessern. Mittelbar soll dadurch der Abbau vorhandener Markthemmnisse bei der Ausschöpfung wirtschaftlicher Einsparpotenziale bei Neubauten sowie im Gebäudebestand befördert und die Marktchancen für innovative Gebäudetechniken verbessert werden.

Um Energieeffizienz nachhaltig zu fördern, sieht bigEE die Notwendigkeit der Anwendung eines umfangreichen Politikmixes mit verpflichtenden und freiwilligen Elementen. *Abbildung 2* stellt die dazu relevanten Elemente für Gebäude zusammen. Dabei ist es zweckmäßig, dass förderliche Rahmenbedingungen und einzelne Politikmaßnahmen an regionale Gegebenheiten angepasst und miteinander kombiniert werden, um regionsspezifische Hindernisse für den Ausbau von Energieeffizienz zu überwinden und relevante Akteure erfolgreich einzubinden.

Wegen der unterschiedlichen lokalen Rahmenbedingungen (z. B. Klimazone, Entwicklungsniveau, Verfügbarkeit von Technologien) ist in vielen Ländern kurz- bis mittelfristig nur eine stufenweise Annährung an einen Hocheffizienzstandard („ultra low energy building“) möglich. Der strategische Ansatz von bigEE – zunächst den Energieeinsatz maximal zu reduzieren, dann erneuerbare Energien einzusetzen – kann in den folgenden beiden Stufen zusammengefasst werden:

- Reduktion des nachhaltigen Gebäudeenergieverbrauchs von einem hohen zu einem niedrigen Niveau durch integriertes angebots- und nachfrageseitiges Gebäudedesign (LEB).
- Festlegung ambitionierterer Energiereduktionsstandards und Implementierung von örtlicher („onsite“) erneuerbarer Energieversorgung, um nach Möglichkeit einen Energieüberschuss in der Jahresbilanz zu realisieren (ULEB).

bigEE entwickelt weltweit und – aufgrund der beschriebenen „lock-in“-Effekte durch rasches Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum – in enger Kooperation mit einzelnen Schwellenländern (bisher: China und Südafrika; geplant: Indien, Mexiko) ein umfangreiches, und zielgruppenorientiertes Web-Portal sowie Broschüren und Workshop-Materialien, um Umsetzungshemmnisse durch Wissensmanagement schneller abzubauen und damit eine nachhaltige globale Energieversorgung zu befördern.

Mehr Informationen unter: http://www.bigee.net/

Quellen

GEA – Global Energy Assessment (2012): Toward a Sustainable Future, Cambridge University Press, Cambridge UK and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria.

IEA – International Energy Agency (2008): Energy Technology Perspectives, Paris, France.

OECD/IEA (2010): World Energy Outlook 2010. Paris, France.

Wuppertal Institut/IZES gGmbH/Bremer Energie Institut (2011): Erschließung von Minderungspotenzialen spezifischer Akteure, Instrumente und Technologien zur Erreichung der Klimaschutzziele im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative (EMSAITEK). Endbericht zu PART 1.

Integration von Elektromobilen in das Smart Grid – Intelligente Beladung von Elektrofahrzeugen

Fahrzeuge mit elektrischen Antrieben benötigen nur einen Bruchteil der Energie zur Fortbewegung wie herkömmliche Diesel oder Benziner und lassen sich zudem sehr gut in ein Energiekonzept auf Basis erneuerbarer Energien einbinden. Batteriebetriebene und Plug-In-Hybridfahrzeuge, aber auch Brennstoffzellenfahrzeuge, sind deshalb ideal, um auch den mobilen Sektor auf erneuerbare Energien umzustellen. Allerdings bedarf es intelligenter Strategien, um die Fahrzeuge optimal in das Stromnetz einzubinden. Ziel ist einerseits, die Belastung des Stromnetzes durch das Laden der Fahrzeugbatterien zu begrenzen, andererseits aber die Möglichkeiten Elektrofahrzeuge zum Ausgleich von Schwankungen der Energieversorgung und zur Netzstabilisierung zu nutzen.

Anforderungen an eine leistungsfähige Ladeinfrastruktur

Im Gegensatz zu Brennstoffzellenfahrzeugen, für deren Betrieb erst eine Infrastruktur mit genügend Wasserstofftankstellen aufgebaut werden muss, können batteriebetriebene Elektrofahrzeuge bereits heute über das existierende Stromnetz mit Energie versorgt werden. Diese bereits vorhandene Ladeinfrastruktur dürfte für die geringen Stückzahlen der nächsten Jahre ausreichend sein; für eine breite Durchdringung mit Elektrofahrzeugen muss aber bereits heute mit ihrem Ausbau begonnen werden. Eine verbesserte Infrastruktur sollte ausreichend viele, leicht zugängliche Ladestationen im halböffentlichen und öffentlichen Raum bereit stellen und auch zusätzliche Funktionen wie Rückspeisen von Energie ins Stromnetz oder das Anbieten von Netzdienstleistungen erlauben.

Neben der Optimierung der häuslichen Lademöglichkeiten durch entsprechende Ladecontroller, die jeder Nutzer selbst vornehmen kann, sind Ladestationen in ausreichender Zahl an den Plätzen zu installieren, an denen Fahrzeuge bevorzugt stehen. Das sind beispielsweise Parkplätze von Arbeitgebern oder Einkaufszentren, öffentliche Parkhäuser, Straßen mit hoher Parkdichte etc. Zudem wird sicher auch die Ergänzung von herkömmlichen Tankstellen mit elektrischen Ladestationen nötig sein. Letztere sind insbesondere dann sinnvoll, wenn die Fortschritte in der Batterietechnologie Ladezeiten im Bereich deutlich unter einer halben Stunde ermöglichen.

Entscheidend ist nun, diese Infrastruktur von Anfang an so zu konzipieren, dass eine Nutzung von allen Fahrzeugnutzern problemlos und schnell möglich ist. Proprietäre Inseln, wie sie heute bereits vereinzelt existieren, sind zu vermeiden. Zudem sind Konzepte nötig, die es erlauben, eine hohe Dichte an Ladestationen möglichst preiswert zu erstellen. Das gilt nicht nur für die eigentliche Ladeelektronik sondern auch für den Anschluss an das Stromnetz.

Ladestationen sollten konzeptuell auch bereits für die zukünftig angedachten Funktionen geeignet sein. Heute steht sicher der einfache Beladevorgang im Zentrum. In einigen Jahren, wenn Energieversorger variable Stromtarife anbieten, möchte der Fahrzeugnutzer aber darauf reagieren können, um seine Energiekosten möglichst niedrig zu halten. Diese flexiblen Tarife sind ein besonders geeignetes Instrument, die Nutzer von Elektro- und Plug-In-Fahrzeugen in den Ausgleich von Energieangebot und -nachfrage mit einzubeziehen – eine Aufgabe, die mit steigendem Anteil von Wind- und Solarstrom im Netz immer wichtiger wird.

Um das Ausgleichspotenzial voll auszuschöpfen, sollte im nächsten Schritt auch die Rückspeisung von Energie aus den Fahrzeugbatterien ins Stromnetz ermöglicht werden. Ein Fahrzeugnutzer könnte auf diese Weise langfristig sogar Anbieter von Regelenergie werden. Die dafür nötigen technischen Voraussetzungen in den Ladestationen sollten bereits heute mit bedacht werden.

Intelligente Ladestationen sind auch erforderlich, um bei hoher Durchdringung mit Elektrofahrzeugen die Stromnetze nicht durch gleichzeitiges Laden von zu vielen Fahrzeugen an einem Netzabschnitt zu überlasten. Gemäß einer Untersuchung des Fraunhofer ISI für ein fiktives Szenario im Jahr 2030 würde das ungesteuerte, sofortige Laden der Fahrzeuge nach der letzten Fahrt, zu einer deutlichen Überhöhung der Lastspitzen führen und damit sowohl das Verhältnis von Energieangebot und -nachfrage stören als auch die lokalen Verteilnetzabschnitte überlasten (rote Bereiche in *Abbildung 1*). Vermeiden lässt sich dies mit einem sinnvollen Lastmanagement (blaue Bereiche in *Abbildung 1*), das die Ladezeiten zeitlich sinnvoll verteilt. Da ein hartes Abschalten der Energieversorgung von den Verbrauchern sicher nur in Notsituationen akzeptiert werden würde, bietet sich hierfür eine Steuerung über variable Stromtarife an, die vom

Fraunhofer ISE
Dr. Günther Ebert
guenther.ebert@ise.fraunhofer.de

E.ON New Build & Technology
Dr. Petra Behrens
Petra.Behrens@eon.com

Fraunhofer IWES
Markus Landau
markus.landau@iwes.fraunhofer.de

DLR
Dr. Thomas Pregger
thomas.pregger@dlr.de

ZSW
Dr. Michael Specht
michael.specht@zsw-bw.de

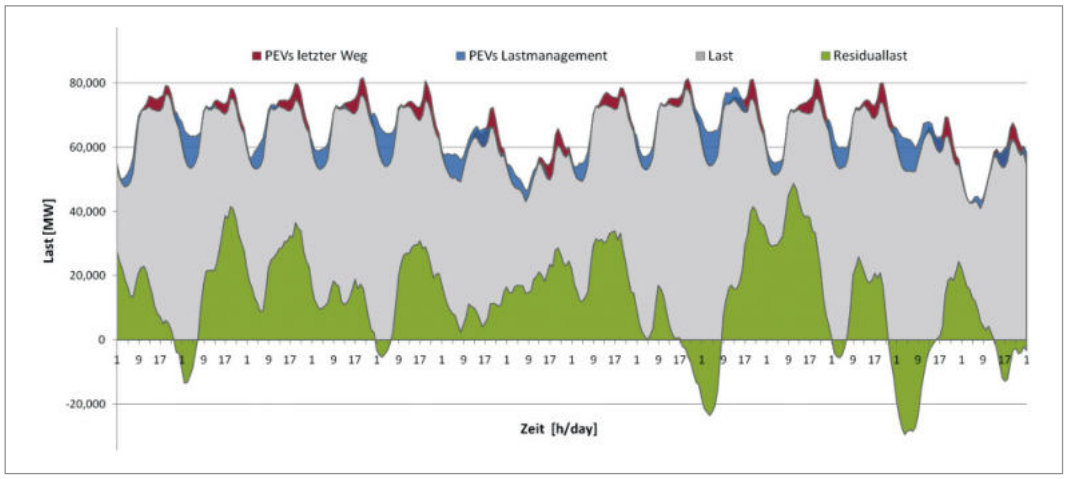


Abbildung 1
Gesteuertes versus ungesteuertes Laden
(Quelle: Fraunhofer ISI, Szenario 2030)

Energieversorger bzw. dem Verteilnetzbetreiber angeboten werden. Der Verbraucher wird dabei durch finanzielle Anreize zu einem konformen Verhalten angeregt.

Fahrzeug-Netzschnittstelle im Flottenversuch Elektromobilität des BMU

Ein Prototyp eines solchen Systems, das o.g. Anforderungen erfüllt, wurde im Rahmen des vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) geförderten Flottenversuchs Elektromobilität entwickelt. In einem Konsortium von verschiedenen Industriepartnern und Forschungsinstituten unter Leitung von Volkswagen wurde ein Plug-In-Hybridfahrzeug sowie eine geeignete Infrastrukturplattform zur Anbindung an das Stromnetz entwickelt. Daran angeschlossen wurde ein Feldversuch mit 20 Fahrzeugen um praktische Erfahrung mit dem System zu sammeln.

Das Fraunhofer ISE hat im Unterauftrag von E.ON die Fahrzeug-Netzschnittstelle konzipiert sowie die dafür erforderlichen Komponenten entwickelt. Das System erlaubt sowohl ein kostenoptimiertes Laden der Fahrzeuge sowie auch das Rückspeisen von Energie aus der Fahrzeugbatterie ins Netz. Die Steuerung erfolgt mittels eines variablen day-ahead-Tarifs für Strombezug und -rückspeisung, der die Erzeugungs- und Lastsituation im Stromnetz widerspiegelt. Die Arbeiten umfassten auch die Fahrzeugidentifikation an der Ladestation, die Ladetechnik, das Messen (Metering), der mit dem Netz ausgetauschten Energie, die tarifbasierte Ladesteuerung sowie die Kommunikation zwischen Fahrzeug, Energieversorger und Fahrzeugnutzer.

Hardwareseitig wurde eine bidirektional arbeitende intelligente AC-Wallbox mit einer maximalen Leistung von 3,7 kW entwickelt.

Für eine schnellere Ladung wurden zusätzlich 30 kW-DC-Schnellladestationen entwickelt und aufgebaut. Die Erfassung der Energieflüsse erfolgte durch einen mobilen Metering- und Ladesteuerungscontroller (mSM), der vollständig im CAN-Bordnetz des Fahrzeugs integriert wurde. Die AC-Wallbox, die über eine ZigBee-Funkverbindung mit dem mSM im Fahrzeug kommunizierte, wurde für den Feldversuch so konfiguriert, dass sie die Verbrauchsdaten über ein GSM-Modul an einen externen Tarif- und Messdatenserver schicken konnte.

Um den Feldversuch unter realistischen Bedingungen durchzuführen, wurde ein Szenario zu Grunde gelegt, wie es voraussichtlich um 2030 vorliegt. Auf der Basis der Leitstudie 2010 im Auftrag des BMU wurde angenommen, dass zu dieser Zeit 12 Millionen Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen fahren und der Batteriepreis etwa 250 €/kWh beträgt. Durch die für dieses Szenario entwickelten variablen Tarife sowie den vom Nutzer eingestellten Vorgaben wurde im mSM die preisoptimale Ladestrategie errechnet und überwacht. Eine Rückspeisung bzw. die Bereitstellung von Netzdienstleistungen erfolgte nur, wenn es für den Fahrzeugnutzer auch einen finanziellen Vorteil ergab. Hierbei wurde die zusätzliche Batterienutzung mit einberechnet. Der Tarif wurde einen Tag im Voraus übermittelt (day-ahead) mit der Option der kurzfristigen Korrektur bei veränderter Netzsituation, die allerdings nie zum Nachteil des Fahrzeugnutzers ausfallen durfte. *Abbildung 2a* zeigt ein typisches Ergebnis über einen Tag. Deutlich erkennbar ist, dass sich Lade- und Rückspeiseabschnitte abwechseln. Die gestrichelten und gepunkteten Linien entsprechen optionalen, aktuellen Lade- bzw. Rückspeiseangeboten, die der Netzstützung dienen.

Das ungesteuerte Laden ist zum Vergleich in *Abbildung 2b* dargestellt.

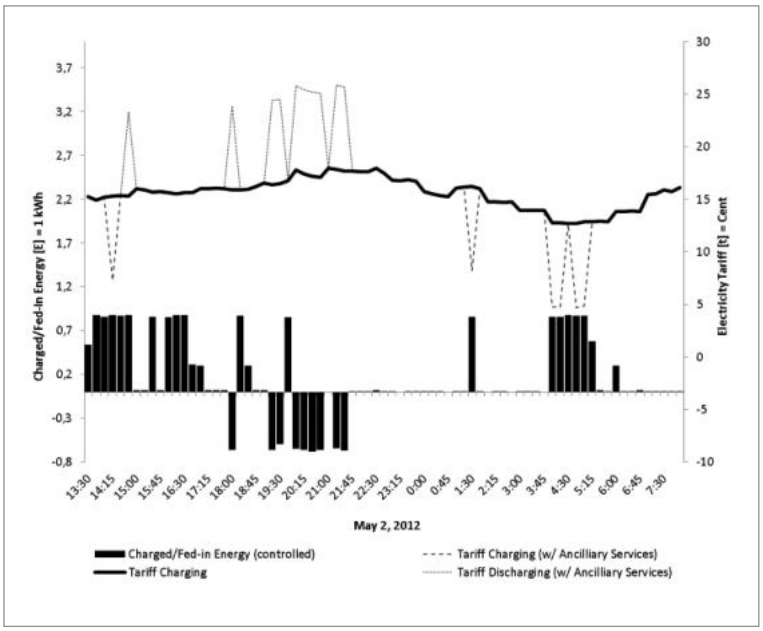


Abbildung 2a

Tagesprofil bei tarifgesteuertem Laden und Rückspeisen ins Netz

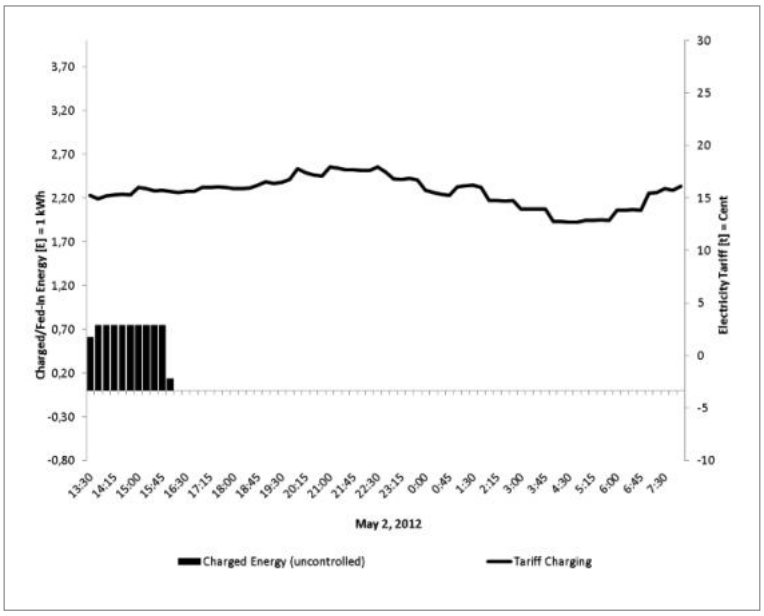


Abbildung 2b

Tagesprofil bei ungesteuertem Laden

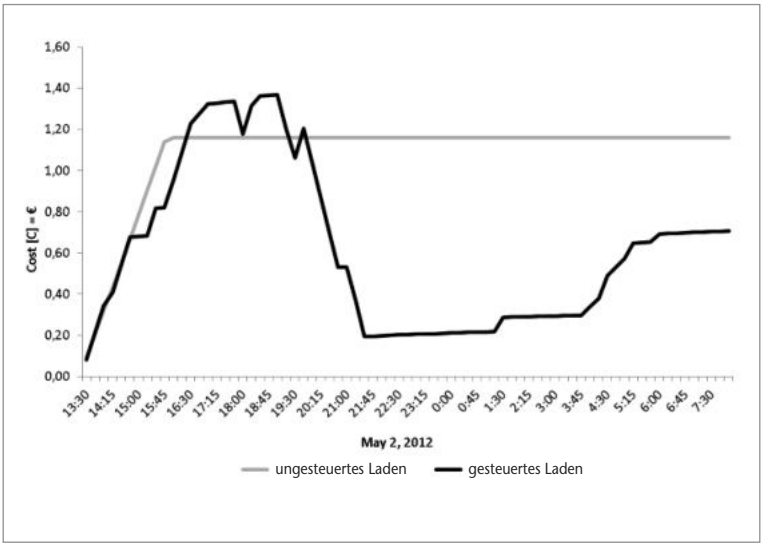


Abbildung 3

Kostenvergleich: ungesteuertes Laden versus gesteuertes Laden

Für den Fahrzeugnutzer besonders interessant ist der Kostenvergleich zwischen ungesteuertem und tarifgesteuertem Laden (*Abbildung 3*). Die dunkle Linie, die der gesteuerten Ladung entspricht, endet bei deutlich niedrigeren Gesamtkosten als bei ungesteuerter Ladung. Die Auswertung aller Feldversuchsdaten ergab, dass der Kostenvorteil für den Fahrzeugnutzer je nach Situation zwischen 10 und 20 % lag. In der Praxis sollte sich damit eine effektive Steuerwirkung ergeben.

Zukunftsweisendes Schnellladegerät

Auch im Rahmen des durch das BMBF geförderten Projekts „Fraunhofer Systemforschung Elektromobilität" wurde die Integration von Elektrofahrzeugen in das Stromnetz untersucht und eine prototyphafte Entwicklung einer „Fahrzeug-Netzschnittstelle" durchgeführt (*Abbildung 4*).

Der sogenannte E-Car-Communication-Manager bildet die zentrale Einheit zur Steuerung aller Prozesse und Abläufe an der Fahrzeug-Netz-Schnittstelle. Neben einer „normalen" AC-Ladung gibt es auch hier die Möglichkeit einer Schnellladung über eine DC-Strecke. Für letztere wurde am Fraunhofer ISE eine spezielle Schnellladeeinheit entwickelt um den zukünftig zu erwartenden steigenden Anforderungen an die Ladezeiten gerecht zu werden (*Abbildung 5*). Ziel war es, dem derzeitig technisch Machbaren möglichst nahe zu kommen. Das Schnelladegerät mit einer Leistung von 22 kW wurde primär für den Einbau in eine stationäre Ladesäule konzipiert. Durch die Wahl eines transformatorlosen Designs, welches erstmalig im automobilen Bereich eingesetzt wurde, und den Einsatz von Siliziumkarbid-Transistoren, die eine hohe Taktfrequenz von 80 kHz und damit den Einsatz von Induktivitäten mit kleiner Bauform erlauben, konnte das Gerät extrem kompakt ausgeführt werden. Mit einer Leistungsdichte von 2,7 kW/l kann das Gerät deshalb auch als On-Board-Lader eingesetzt werden. In diesem Falle kann die Baugruppe auch in die Wasserkühlung des Fahrzeugs integriert werden. Die Schnellladeeinheit arbeitet dabei bidirektional und erlaubt damit auch das Rückspeisen in das Stromnetz. Die Schaltung ist zweistufig aufgebaut, um einen gute Anpassung an die Batteriespannung zu erreichen und beinhaltet einen 3-Level-AC/DC-Wandler, der besonders geringe EMV-Emissionen aufweist, so dass trotz hoher Leistung keine aufwändigen Schirmmaßnahmen nötig wurden.

Power-to-Gas-Konzept

Neben den batteriegestützten Elektrofahrzeugen, die direkt aus dem Stromnetz versorgt werden und sich besonders gut für Fahrten mit Reichweiten bis etwa 100 km eignen, dürften in den nächsten Jahren auch Brennstoffzellenfahrzeuge in signifikanten Stückzahlen auf den Markt kommen. Diese weisen maximale Reichweiten von 400 km und mehr auf und sind somit in der Lage, das Langstreckensegment abzudecken.

Versorgt werden diese Fahrzeuge mit Wasserstoff, der an speziellen Tankstellen zur Verfügung steht. Dennoch können diese Fahrzeuge, wenn auch nur indirekt, zur Stabilität unseres Stromnetzes beitragen. Zu Grunde liegt ein Versorgungskonzept, das insbesondere die saisonalen Ungleichheiten zwischen Stromerzeugung und -verbrauch bei hohen Anteilen an Wind- und Solarenergie ausgleichen soll und derzeit am ZSW erprobt wird. Mit überschüssigem Strom aus Wind- und Solarkraftwerken soll in riesigen Elektrolyseuren Wasserstoff erzeugt werden, der entweder direkt zum Betrieb von Brennstoffzellenfahrzeugen verwendet werden kann oder auch in einem Folgeprozess in Methan umgewandelt werden kann (*Abbildung 6*).

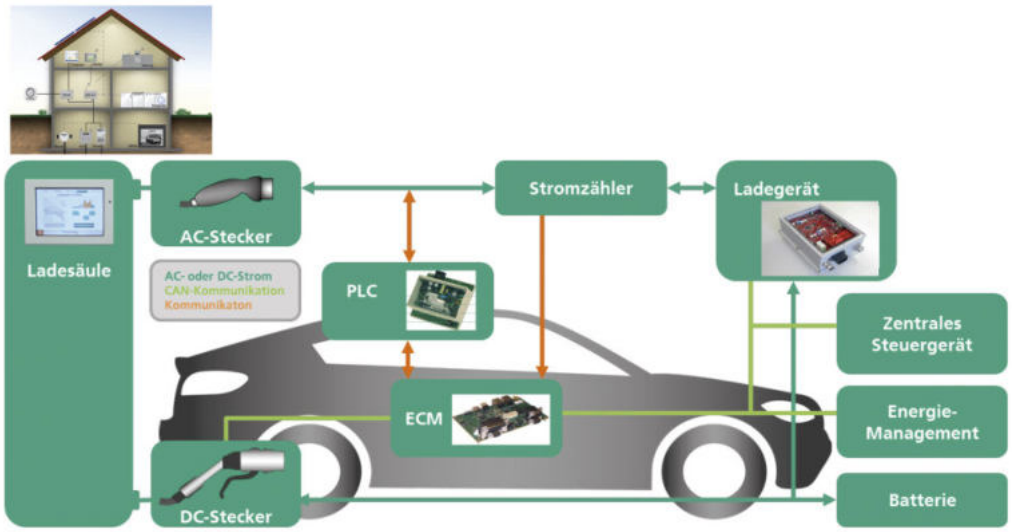


Abbildung 4
Systemlösung: Fahrzeug-Netzschnittstelle

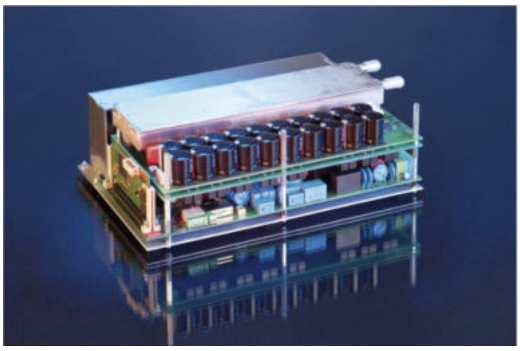


Abbildung 5
Schnellladegerät (Fraunhofer ISE)

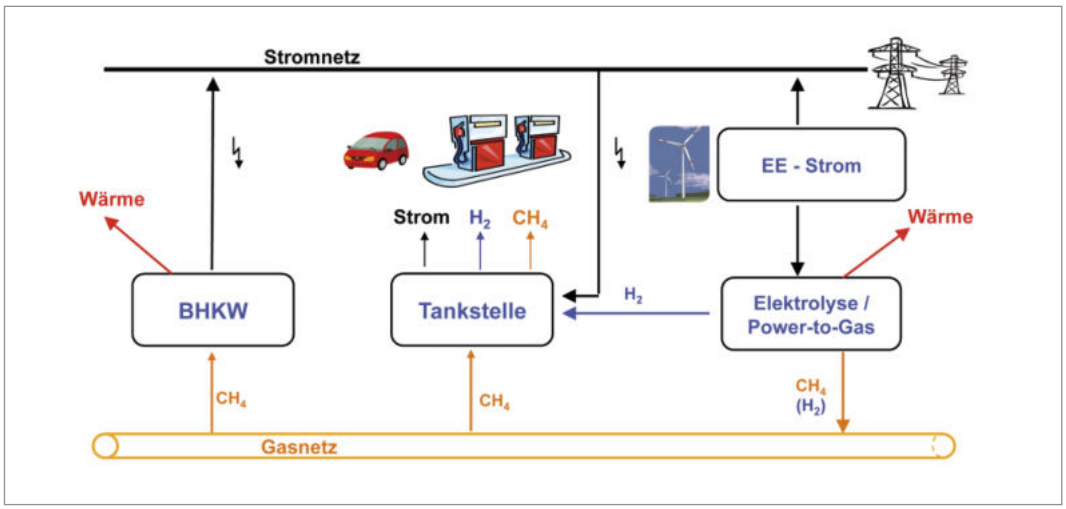


Abbildung 6
Power-to-Gas-Konzept mit Tankstellen für Strom, H_2 und CH_4 als „Speicher" und Regelenergieanbieter

Abbildung 7
E-Mobilität via H_2 aus EE-Strom:
Links: H_2-Tankstelle (Fraunhofer ISE)
Rechts: 25 kW Power-to-Gas-Anlage (ZSW/SolarFuel)

Dieses synthetische Methan hat den entscheidenden Vorteil, dass es direkt in das vorhandene Gasnetz eingeleitet werden kann (Power-to-Gas-Konzept) und deshalb keine zusätzliche Infrastruktur zum Transport zu den Verbrauchern nötig ist. Insbesondere steht damit mehr Gas für die Versorgung von Erdgasfahrzeugen oder auch für die Möglichkeit der Wiederverstromung in Blockheizkraftwerken zur Verfügung. Da das heutige Gasnetz eine im Vergleich zum Stromnetz gigantische Speicherkapazität besitzt und diese notfalls noch erweitert werden kann, ist dieses Konzept sehr gut geeignet um saisonale Schwankungen in der Energiebilanz auszugleichen: In Überschusszeiten wird Wasserstoff bzw. Methan erzeugt, in Mangelzeiten wird das Gas wieder verstromt. Geschieht das in Blockheizkraftwerken bei gleichzeitiger Nutzung der Wärme sind auch die Verluste, die durch die zusätzliche Umwandlung von Wasserstoff in Methan entstehen, akzeptabel.

Abbildung 7 zeigt links eine der ersten photovoltaisch versorgten Wasserstofftankstellen, die seit 2012 am Fraunhofer ISE in Betrieb ist. Ein Konsortium aus Automobilherstellern und Versorgungsindustrie hat angekündigt, in den nächsten Jahren in Deutschland ein ausreichend dichtes Netz an Wasserstofftankstellen aufzubauen.

		Ladesysteme für Elektrofahrzeuge Unidirektional	Ladesysteme für Elektrofahrzeuge Bidirektional	Konvent. Kraftwerk Dampfturbine & Synchrongenerator
Technologie		Gleichrichter + PFC	Bidirektionaler Wechselrichter	Synchrongenerator
Wirkleistung P	Demand Side Management	✓	✓	✗
	Erzeugungsmanagement	✗	✓	✓
	Sekundärregelung	✗	✓	✓
	Primärregelung			
	Momentanreserve			
Blindleistung Q	Phasenschieberbetrieb	✗	✓	✓
	Stat. Spannungsstützung			
	Dyn. Spannungsstützung			
Verzerrungsblindleistung D	Oberschwingungskompensation	✗	✓	✓

Abbildung 8
Systemdienstleistungen durch Elektromobilität

Die rechte Hälfte der Abbildung zeigt eine 25 KW-Power-to-Gas-Versuchsanlage, die das ZSW entwickelt hat. Seit kurzem ist – ebenfalls am ZSW – die weltweit größte Anlage zur Ökostromspeicherung mit einer Kapazität von 250 kW im Betrieb.

Ausblick

Was eine leistungsfähige, nutzergerechte Lade-/Entlade-Infrastruktur für Elektrofahrzeuge leisten muss und wie eine technische Realisierung aussehen könnte, wurde in verschiedenen Projekten von unterschiedlichen Projektpartnern bereits gezeigt. In der Realität existiert davon erst wenig. Die derzeit im halböffentlichen bzw. öffentlichen Raum existierenden Lademöglichkeiten sind meist proprietäre Lösungen mit speziellen Zugangsmöglichkeiten. Funktionen über das reine Laden hinaus werden i. d. R. nicht angeboten. Das liegt an der derzeit noch geringen Anzahl von Elektrofahrzeugen, den noch recht hohen Kosten und den noch fehlenden Geschäftsmodellen für solche Systeme. Um den Ausbau der Ladeinfrastruktur zügig voran zu bringen, muss deshalb intensiv an der Entwicklung kostengünstiger Lösungen gearbeitet werden. Insbesondere sind Schnelladestationen noch besonders teuer, bieten aber auch – wie im obigen Beispiel aufgezeigt – viel Kostensenkungspotenzial. Auch die reinen Anschlusskosten für Ladesäulen sind relativ hoch, so dass hier ebenfalls neue Konzepte nötig sind. Dringenden Beschleunigungsbedarf gibt es auch bei der noch mangelnden Standardisierung. Nach den langwierigen Verhandlungen zur Stecker-Standardisierung muss jetzt insbesondere an der Standardisierung der Zugangsschemata und der Kommunikationsprotokolle gearbeitet werden.

Netzdienstleistungen, die durch Elektrofahrzeuge erbracht werden, sind eher ein mittelfristiges Thema und setzen eine gewisse Mindestanzahl von Fahrzeugen voraus. Dennoch muss dieser Aspekt bereits beim Aufbau einer Infrastrukturplattform berücksichtigt werden. *Abbildung 8* gibt einen Überblick über die möglichen Arten von Netzdienstleistungen. Die allermeisten heutigen Ladesysteme sind lediglich in der Lage, Ladevorgänge zeitlich zu verschieben (Demand Side Management), sofern sie denn einen Kommunikationsanschluss besitzen. Weitere wünschenswerte Netzdienstleistungen wie Wirkleistungs- und Blindleistungsregelung oder Power-Quality-Funktionen, wie sie bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung nötig werden, um die Netzqualität zu verbessern, setzen intelligente Ladestationen mit bidirektionaler Wirkungsweise voraus.

Interessante Ansätze, um den Komfort beim Stromtanken und damit die Akzeptanz beim Fahrzeugnutzer zu erhöhen, bieten kabellose Ladeverfahren. Damit würden die besonders beim Schnellladen dicken und störrischen Ladekabel und das Stecken von schwergängigen Steckern entfallen. Technisch wird diese induktive Übertragung von Energie in einigen Segmenten der Industrie heute schon angewandt. Die Herausforderung liegt deshalb eher bei der Berücksichtigung der speziellen Aspekte im Fahrzeug und insbesondere bei der Realisierung kostengünstiger Systeme. Derzeit wird in den Fraunhofer Instituten ISE und IWES zusammen mit Industrieunternehmen an solchen Lösungen gearbeitet.

Der ForschungsVerbund Erneuerbare Energien
Standorte der FVEE-Mitgliedsinstitute

ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE) • Renewable Energy Research Association
Büro Berlin-Mitte: Anna-Louisa-Karsch-Str. 2 • 10178 Berlin • Tel.: 030 288-7565-71
Büro Berlin-Adlershof: Kekuléstr. 5 • 12489 Berlin • Tel.: 030 8062-41338
E-Mail: fvee@helmholtz-berlin.de • www.fvee.de

Mitgliedsinstitute und Ansprechpartner

DLR Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. in der Helmholtz-Gemeinschaft
www.dlr.de
Zentrum Köln-Porz • 51170 Köln
Dorothee Bürkle:
Telefon 02203/601-3492
dorothee.buerkle@dlr.de

Standort Stuttgart
Pfaffenwaldring 38–40 • 70569 Stuttgart

DLR-Projektteam auf der
PSA Plataforma Solar de Almería
Apartado 39 • E-04200 Tabernas (Almería)

Forschungszentrum Jülich
www.fz-juelich.de
52425 Jülich
Dr. Anne Rother:
Telefon 02461/61-4661
info@fz-juelich.de

Fraunhofer IBP Fraunhofer-Institut für Bauphysik
www.ibp.fraunhofer.de
Nobelstraße 12 • 70569 Stuttgart
Rita Schwab:
Telefon 0711/9703301
rita.schwab@ibp.fraunhofer.de

Standort Holzkirchen
Fraunhoferstraße 10 • 83626 Valley
Janis Eitner:
Telefon 08024/643-203
janis.eitner@ibp.fraunhofer.de

Standort Kassel
Gottschalkstraße 28a • 34127 Kassel

Standort Nürnberg
c/o Energie Campus Nürnberg
Muggenhoferstraße 135
90429 Nürnberg

Fraunhofer ISE
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
www.ise.fraunhofer.de
Heidenhofstraße 2 • 79110 Freiburg
Karin Schneider:
Telefon 0761/4588-5147
karin.schneider@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer-Center für Silizium-Photovoltaik CSP
Walter-Hülse-Straße 1 • 06120 Halle

Technologiezentrum Halbleitermaterialien THM
Am St.-Niclas-Schacht 13 • 09599 Freiberg

Labor- und Servicecenter Gelsenkirchen
Auf der Reihe 2 • 45884 Gelsenkirchen

Fraunhofer IWES
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
www.iwes.fraunhofer.de

Institutsteil Kassel
Königstor 59 • 34119 Kassel
Uwe Krengel:
Telefon 0561/7294-319
uwe.krengel@iwes.fraunhofer.de

Institutsteil Bremerhaven
Am Seedeich 45 • 27572 Bremerhaven
Britta Rollert:
Telefon 0471/14290-220
info@iwes.fraunhofer.de

GFZ Helmholtz-Zentrum Potsdam
Deutsches GeoForschungsZentrum
www.gfz-potsdam.de
Telegrafenberg • 14473 Potsdam
Franz Ossing:
Telefon 0331/288-1040
ossing@gfz-potsdam.de

HZB Helmholtz-Zentrum Berlin
für Materialien und Energie
www.helmholtz-berlin.de

Lise-Meitner-Campus
Hahn-Meitner-Platz 1 • 14109 Berlin-Wannsee
Dr. Ina Helms:
Telefon 030/8062-42034
info@helmholtz-berlin.de

Campus Wilhelm Conrad Röntgen
Kekuléstraße 5 • 12489 Berlin-Adlershof

PVcomB
Schwarzschildstraße 3 • 12489 Berlin-Adlershof

ISFH Institut für Solarenergieforschung GmbH
Hameln/Emmerthal
www.isfh.de
Am Ohrberg 1 • 31860 Emmerthal
Dr. Roland Goslich:
Telefon 05151/999-302
info@isfh.de

IZES gGmbH
Institut für ZukunftsEnergieSysteme
www.izes.de/
Altenkesseler Straße 17 • 66115 Saarbrücken
Michaela Schlichter:
Telefon 0681/9762 173
schlichter@izes.de

WI Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH
www.wupperinst.org
Döppersberg 19 • 42103 Wuppertal
Dorle Riechert:
Telefon 0202/2492-180
info@wupperinst.org

ZAE Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V.
www.zae-bayern.de
Am Hubland • 97074 Würzburg
Anja Matern-Lang:
Telefon 0931/70564-52
matern-lang@zae.uni-wuerzburg.de

Standort Garching
Walther-Meißner-Straße 6 • 85748 Garching

Standort Erlangen
Haberstraße 2a • 91058 Erlangen

ZSW Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden Württemberg
Gemeinnützige Stiftung
www.zsw-bw.de
Industriestraße 6 • 70565 Stuttgart
Claudia Brusdeylins:
Telefon 0711/7870-278
info@zsw-bw.de

Standort Ulm
Helmholtzstraße 8 • 89081 Ulm

Impressum
Zusammenarbeit von Forschung und Wirtschaft für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz

Herausgeber

ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE)
Renewable Energy Research Association
Büro Berlin-Mitte: Anna-Louisa-Karsch-Str. 2 • 10178 Berlin • Tel.: 030 288-7565-71
Büro Berlin-Adlershof: Kekuléstr. 5 • 12489 Berlin • Tel.: 030 8062-41338
E-Mail: fvee@helmholtz-berlin.de • www.fvee.de

Redaktion

Petra Szczepanski
Franziska Wunschick
Dr. Niklas Martin

Förderung

Der ForschungsVerbund Erneuerbare Energien
wird durch diese Ministerien gefördert:

- BMU
- BMBF
- BMWi
- BMELV
- BMVBS

Gesamtproduktion

Hoch3 GmbH – Design- und Werbeagentur

Berlin, April 2013

ISSN • 0939-7582

FVEE ForschungsVerbund Erneuerbare Energien
Renewable Energy Research Association

Büro Berlin-Mitte: Anna-Louisa-Karsch-Str. 2 • 10178 Berlin • Tel.: 030 288-7565-71
Büro Berlin-Adlershof: Kekuléstr. 5 • 12489 Berlin • Tel.: 030 8062-41338
E-Mail: fvee@helmholtz-berlin.de • www.fvee.de