



Statusreport

Regenerative Energien
in Deutschland 2015

September 2015

Vorwort

Die Energieversorgung in Deutschland muss in den kommenden Jahren effizienter – und zwar aus technischer, ökonomischer und ökologischer Sicht – und damit nachhaltiger gestaltet werden. Dies bedeutet im Einzelnen:

- n Sie muss technisch effizienter werden, um die a priori begrenzten Ressourcen und Reserven an fossilen Energieträgern und regenerativen Energien sowie an mineralischen Assets möglichst weitgehend nutzbar zu machen und die Umwandlungsverluste und Stoffintensität im Energiesystem zu minimieren.
- n Sie muss ökonomisch tragfähiger werden, um die Kosten der Versorgung mit Wärme, Strom und Kraftstoffen zu begrenzen und im Sinne einer Gesamtsystembetrachtung mit dem Ziel zu stabilisieren, sowohl den Industriestandort Deutschland nicht zu gefährden als auch den Lebensmittelpunkt Deutschland attraktiv zu erhalten.
- n Sie muss ökologisch nachhaltiger werden, um den Temperaturanstieg infolge des anthropogenen Treibhauseffekts zu mindern sowie lokale und regionale energiebedingte Auswirkungen auf Boden, Wasser und Luft – und damit auf die natürliche Umwelt – zu vermeiden bzw. möglichst weitgehend zu reduzieren.
- n Sie muss sozial verträglicher werden, um unter anderem möglichen gesellschaftlichen Verwerfungen und Konflikten vorzubeugen bzw. eventuelle parteiübergreifende Diskussionen und Kontroversen unterschiedlicher gesellschaftlicher Gruppen im Zusammenhang mit der Energieversorgung zu entschärfen und/oder auf eine rationale und faktenorientierte Basis zu stellen.

Im Rahmen einer zukunftsfähigen Energieversorgung kommt den erneuerbaren Energien zwingend eine Schlüsselposition zu. Ihr Anteil im Wärmemarkt, bei der Stromerzeugung und im Verkehrsbereich wird

steigen müssen, wenn die von der EU-Kommission und der Bundesregierung formulierten energie-, umwelt- und klimapolitischen Ziele – und damit die viel zitierte „Energiewende“ – erfolgreich erreicht werden sollen; diese ambitionierten Ziele wurden jüngst von der Bundesregierung bestätigt und fortgeschrieben. Hinzu kommt, dass die deutlich steigende Energienachfrage in vielen Entwicklungs- und insbesondere Schwellenländern allein mit fossiler Energie nicht nachhaltig gedeckt werden kann, da davon ausgegangen werden muss, dass auch diese Länder mit zunehmender Wirtschaftskraft und damit steigendem Wohlstand sich langfristig an unser spezifisches Energieverbrauchs-niveau angleichen werden.

Der Fachausschuss „Regenerative Energien“ (FaRE) der VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt (GEU) begleitet die Entwicklung der Nutzung des regenerativen Energieangebots in Deutschland und global seit vielen Jahren. Dazu behandelt er neben technischen, ökonomischen und ökologischen auch energie-, wirtschafts-, umwelt- und agrarpolitische sowie soziale Aspekte im Zusammenhang mit der Nutzung der erneuerbaren Energien als Teil des Energiesystems.

Der Statusreport „Regenerative Energien in Deutschland“, der nun in der fünften Auflage vorliegt, stellt eine derartige Aktivität des FaRE dar. Er zeigt den Stand der Technik und die sich abzeichnenden Tendenzen bzw. die deutlich werdenden Herausforderungen auf. Dieser Statusreport soll helfen, die politische Diskussion um die sich laufend verändernden Möglichkeiten und Grenzen des regenerativen Energieangebots zu versachlichen und um aus Sicht des FaRE wesentliche Sachargumente zu ergänzen, die in der laufenden Diskussion gegebenenfalls „zu kurz kommen“. Auch soll er aus ingenieurtechnischer Sicht Hinweise geben, wo sich einerseits begrüßenswerte Entwicklungen abzeichnen und andererseits Tendenzen erkennen lassen, denen gegengesteuert werden sollte.

Für den Fachausschuss „Regenerative Energien“

Düsseldorf im September 2015



Prof. Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt
Vorsitzender

An diesem Statusreport haben folgende Mitglieder des Fachausschusses „Regenerative Energien“ (FaRE) mitgearbeitet:

Dipl.-Ing. Zeljko Barisic, Siemens AG, Hamburg

Dr. Frank-Michael Baumann, EnergieAgentur.NRW, Düsseldorf

Dr. Jörg Bernard, Südzucker AG, Mannheim

Dr. Günther Ebert, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Freiburg

Dipl.-Ing. Agr. Christiane Grimm, Deutsche Bundesstiftung Umwelt gGmbH, Osnabrück

Dr. Hans Hartmann, Technologie- und Förderzentrum (TFZ), Straubing

Prof. Dr.-Ing. Klaus Heikrodt, Detmold

Marc Koch, Vattenfall Europe Wärme AG, Berlin

Prof. Dr. Ernst Huenges, GeoForschungsZentrum Potsdam, Potsdam

Prof. Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt, Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft (IUE), Technische Universität Hamburg-Harburg (TUHH)

Hon.-Prof. Dr. Martin Maslaton, Maslaton Rechtsanwaltsgesellschaft mbH, Leipzig

Prof. Dr.-Ing. Robert Pitz-Paal, Institut für Solarforschung, DLR, Köln

Prof. Dr.-Ing. Detlef Schulz, Fachgebiet Elektrische Energiesysteme, Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr, Hamburg

Prof. Dr.-Ing. Martin Skiba, Hamburg

Dipl.-Phys. Gerhard Stryi-Hipp, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Freiburg

Dr. Achim Stuibler, Fichtner GmbH & Co. KG, Stuttgart

Prof. Dr.-Ing. Stephan Theobald, Fachgebiet Wasserbau und Wasserwirtschaft, Universität Kassel

Inhalt

Vorwort	1
1 Hintergrund	4
2 Energiewirtschaftliche Aspekte	7
3 Technologiesektoren	16
3.1 Stromerzeugung aus Windenergie	16
3.2 Stromerzeugung aus Wasserkraft	21
3.3 Nutzung der Sonnenenergie	25
3.4 Nutzung der Umweltwärme und Geothermie	37
3.5 Energie aus Biomasse	48
4 Energiesystemaspekte	69
4.1 Regenerative Energien im Stromsektor	69
4.2 Regenerative Energien im Wärmesektor	74
4.3 Regenerative Energien im Verkehrssektor	83
Literatur	88

1 Hintergrund

n Die Nutzung regenerativer Energien wird in Deutschland durch eine Vielzahl sehr unterschiedlicher Instrumente – bei jedoch in den letzten Jahren tendenziell deutlich abnehmender Tendenz – unterstützt. Diese energiepolitische Rahmensetzung war in vielerlei Hinsicht als vielversprechend und – auch international – richtungsweisend zu bezeichnen. Jedoch ist die Rahmensetzung im Bereich der regenerativen Energien ein Prozess, der kontinuierlich der sich verändernden Realität Rechnung tragen muss; der energiewirtschaftliche Rahmen muss also laufend angepasst werden. Dazu ist ein diesen Prozess begleitender gesellschaftspolitischer Meinungsbildungsprozess notwendig, der möglichst sachorientiert realisiert werden sollte mit dem Ziel, eine allen Dimensionen einer nachhaltigen Energieversorgung adäquat Rechnung tragende Energieversorgung in Deutschland aufzubauen. Auch sollten die potenziell zu tragenden Lasten auf die unterschiedlichen gesellschaftlichen Gruppen möglichst fair verteilt werden. Dabei sollte die industriepolitische Dimension besondere Berücksichtigung finden. Deutschland ist traditionell eine stark exportorientierte Industrienation, deren Wohlstand auch aus dem Verkauf innovativer Energietechnologien resultiert.

n Die Nutzung regenerativer Energien hat in den letzten Jahren deutlich zugenommen. Im Folgenden wird die Entwicklung der regenerativen Energien in der Bereitstellung von elektrischer und thermischer Energie sowie Biokraftstoffen dargestellt:

1 Elektrische Energie

Die Stromerzeugung aus regenerativen Energien hat sich im Jahr 2014 sehr unterschiedlich entwickelt.

- Die Windenergie zeigte einen überdurchschnittlichen Zuwachs. Aufgrund eines unterdurchschnittlichen Windenergieangebots wurden aber nur 56,0 TWh (2014) eingespeist (2013: 51,7 TWh).
- Die Fotovoltaik hat trotz eines deutlich rückläufigen Neubaus mit 34,9 TWh (2014) merklich mehr zur Strombereitstellung im Vergleich zum Vorjahr beigetragen (2013: 31,0 TWh); dies wurde auch durch ein Mehr an Sonnenstunden unterstützt.
- Aus Biogas wurden – bei einem extrem verhaltenen Ausbau – insgesamt 30,8 TWh (2014) an elektrischer Energie eingespeist (2013:

29,3 TWh). Davon stammen aus landwirtschaftlichem Biogas 27,5 TWh und zusätzlich 1,5 TWh aus mit eingespeistem Biomethan betriebenen BHKW sowie 1,8 TWh aus Deponie- und Klärgas.

- Infolge eines eher durchschnittlichen Wasserangebots und eines stagnierenden Ausbaus lag die Stromerzeugung aus Wasserkraft mit 20,5 TWh (2014) deutlich unter dem Niveau des Vorjahres (2013: 23,0 TWh).
- Auch die Stromerzeugung über eine thermische Biomassenutzung hat sich mit 18 TWh (2014) kaum verändert (2013: 17 TWh). Dazu haben die Verstromung von in Heizkraftwerken der Papier- und Zellstoffindustrie mit rund 11,9 TWh (2013: 11,6 TWh) und die Verbrennung biogener Abfälle mit 6,1 TWh (2013: 5,4 TWh) beigetragen.
- Zusätzlich steuert die Nutzung flüssiger Bioenergieträger in BHKW 0,30 TWh (2014) bei (2013: 0,28 TWh).
- Die geothermische Stromproduktion hat – trotz eines leichten Ausbaus – mit rund 0,11 TWh (2014) nach wie vor nur eine relativ geringe energiewirtschaftliche Bedeutung (2013: 0,08 TWh).

Insgesamt wurden damit 2014 rund 160,6 TWh an elektrischer Energie aus regenerativen Energien eingespeist; dies ist eine Zunahme von rund 5 % im Vergleich zum Vorjahr (2013: 152,4 TWh). Bezogen auf den im Vergleich zu 2013 gesunkenen Bruttoinlandsstromverbrauch von rund 579 TWh (2014) (2013: 599 TWh) trägt damit Strom aus erneuerbaren Energien mit rund 27,8 % (2013: 25,4 %) dazu bei; bezogen auf die Bruttostromerzeugung von 610 TWh (2014) sind dies 26,3 %. Dabei trägt die Windenergie auch 2014 mit etwas über einem Drittel am meisten bei. An zweiter Stelle steht mit einem Anteil von knapp



Offshorewindpark (Quelle: Siemens AG)

31 % die Bioenergie (einschließlich des biogenen Müllanteils). Weitere größere Beiträge liefern die Fotovoltaik mit rund 22 % und die Wasserkraft (ohne Pumpstrom) mit 13 %.

2 Thermische Energie

Die aus regenerativen Energien bereitgestellte Wärme hat sich im Jahr 2014 mehr oder weniger im Bereich der Vorjahre bewegt. Lediglich beim Festbrennstoffeinsatz hat es aufgrund der milden Witterung in 2014 einen deutlichen Rückgang gegeben, der auch die Gesamterzeugung von erneuerbarer Wärme deutlich gemindert hat.

- Aus biogenen Festbrennstoffen wurden rund 278 PJ (2014) an Wärme erzeugt (240 PJ aus Anlagen unter 1 MW und 38 PJ aus Anlagen über 1 MW Feuerungsanlagenleistung). Zusätzlich wurde in KWK aus festen, flüssigen und gasförmigen Bioenergieträgern 120 PJ (2014) Wärme erzeugt. Insgesamt wurden damit aus Biomasse 408 PJ (2014) Wärme bereitgestellt (2013: 452 PJ).
- Die rund 720.000 Wärmepumpen haben geschätzt 34,6 PJ (2014) an erneuerbarer Wärme erzeugt; dies ist 11 % mehr im Vergleich zum Vorjahr (2013: 31,2 PJ).
- Die in Deutschland installierten Solarthermieanlagen haben zur Deckung der Niedertemperatur-Wärmenachfrage mit rund 25 PJ (2014) nur wenig mehr im Vergleich zum Vorjahr beigetragen (2013: 24 PJ).
- Auch die Wärmeerzeugung aus tiefer Geothermie hat sich mit knapp 3,5 PJ (2014) (rund 2,9 PJ aus Heizwerken und etwa 0,6 PJ (2014) aus Geothermie-KWK-Anlagen) kaum verändert (2013: 3,4 PJ).
- 2014 wurden insgesamt 471 PJ an Wärme aus erneuerbaren Energien erzeugt; bezogen auf den Endenergieverbrauch (ohne Verkehr) an Brennstoffen und an Fernwärme in Höhe von 4.752 PJ (2014) sind dies rund 9,9 %. Dieser Beitrag wird auch weiterhin von den biogenen Festbrennstoffen dominiert; sie tragen mit 408 PJ bzw. einem Anteil von 87 % zur Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien bei. Im Vergleich dazu tragen die Umgebungswärme, die oberflächennahe Geothermie (jeweils nur der regenerative Anteil) und die tiefe Geothermie sowie die Solarthermie – trotz eines auch 2014 fortgesetzten moderaten weiteren Ausbaus – deutlich weniger zur Deckung der Wärmenachfrage bei.



Biomasse (Quelle: Viessmann Werke)

3 Kraftstoffe

Im Verkehrssektor werden bisher primär biogene Kraftstoffe eingesetzt. Aber auch „grüner“ Strom kommt zunehmend zum Einsatz. 2014 zeigte sich eine insgesamt eher durchwachsene Entwicklung.

- Pflanzenölbasierte Kraftstoffe trugen 2014 mit 0,2 PJ bei den naturbelassenen Pflanzenölen, mit 85 PJ bei dem „klassischen“ Biodiesel (das heißt umgeestertes Pflanzenöl, FAME) inklusive 21 PJ hydrierter Pflanzenöle (HVO, HEFA) bei. Damit ist der Markt derartiger Kraftstoffe im Vergleich zum Vorjahr leicht gewachsen (2013: 79 PJ).
- Der Absatz an Bioethanol in Form von Zuzugs-ethanol und von ETBE lag mit 31 PJ (2014) etwas unter dem Vorjahresniveau (2013: 32 PJ).
- Biomethan trägt mit 2 PJ (2014) nur wenig zur Deckung der Energienachfrage im Verkehrssektor bei – das jedoch mit einer steigenden Tendenz auf niedrigem Niveau (2013: 1,9 PJ).

Insgesamt lag der Inlandsverbrauch biogener Kraftstoffe mit 118 PJ (2014) auf dem Niveau des Vorjahres. Dies entspricht einem Anteil von rund 5,5 % am Kraftstoffverbrauch in Deutschland von rund 2.150 PJ (2014); dieser Anteil lag 2012 noch bei 6,1 %. Dieser deutliche Rückgang der Biokraftstoffquote in den letzten beiden Jahren liegt auch darin begründet, dass zwischen 2012 und 2014 die Nachfrage nach fossilen Kraftstoffen um 160 PJ zugenommen hat.

Zusätzlich wird auch Strom aus erneuerbaren Quellen im Verkehrssektor eingesetzt. Beispielsweise umfasste der Traktionsstrom im deutschen Schienenverkehr 2014 etwa 10,2 TWh mit einem Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien von 35,2 %; absolut entspricht dies 3,6 TWh bzw.

13 PJ. Zudem soll die Elektrifizierung des Straßenverkehrs entwickelt werden. In Deutschland waren mit Stand 01. Januar 2014 rund 24.000 Fahrzeuge mit einem (teilweisen) elektrischen Antrieb in Betrieb; dabei handelt es sich bei etwa der Hälfte um rein elektrische Pkw und bei dem verbleibenden Teil um Krafträder, Lkw und Busse sowie Plug-in-Hybrid-Pkw. Der Stromverbrauch dieses Fahrzeugbestands lag 2011 bei etwa 67 GWh und wird für 2012 auf 87 GWh abgeschätzt (18 % Pkw, 82 % Busse, Lkw und Sonstige). Für 2014 kann ein Stromverbrauch von rund 130 GWh hochgerechnet werden.



Rapsfeld (Quelle: © Erwin Lorenzen/PIXELIO)

In Summe ist von einem Beitrag erneuerbaren Stroms zur Bereitstellung von Mobilität in Höhe von rund 12 PJ auszugehen. Insgesamt wurden also im Verkehrsbereich 2014 rund 130 PJ an erneuerbaren Kraftstoffen und Strom eingesetzt. Dies entspricht bezogen auf den Endenergieverbrauch im Verkehr von 2.343 PJ (2014) einem Anteil von 5,5 %.

Zusammenfassung

Für die dargestellte Wärme-, Strom- und Kraftstoffbereitstellung aus erneuerbaren Energien errechnet sich ein Primärenergieäquivalent von etwa 1.678 PJ (2014). Bei einem Primärenergieverbrauch von 13,1 EJ (2014) sind dies 12,8 %. Diese im deutschen Energiesystem genutzte erneuerbare Primärenergie wird weiterhin mit knapp 72 % von der Biomasse dominiert; dabei handelt es sich zu einem großen Anteil um Holz zur Wärmebereitstellung im häuslichen Bereich, dessen genaue Erfassung nach wie vor sehr unsicher ist und die aufgrund der milden Witterung

2014 deutlich zurückgegangen ist. Die Windenergie trägt mit rund 12 %, die Wasserkraft mit über 4 %, die Solarenergie (Fotovoltaik und Solarthermie) mit 9 % sowie die Umgebungswärme, oberflächennahe und tiefe Geothermie mit über 2 % bei. Insgesamt tragen erneuerbare Energien im Strombereich beim Bruttostromverbrauch mit etwa 27,8 % zur Versorgung bei, während die Anteile bei der Wärmebereitstellung und im Verkehrssektor (Kraftstoffe) bei rund 9,9 % bzw. 5,5 % liegen.

Diese beachtliche und mit der Einführung des Stromeinspeisegesetzes Anfang der 1990er-Jahre nicht im Entferntesten vorhersehbare Marktentwicklung hat auf einigen Gebieten bemerkenswerte technische, ökonomische und ökologische Weiterentwicklungen (z. B. Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen, Biogasanlagen, Wechselrichter für Fotovoltaikanlagen) induziert; Komponenten und Anlagen im Bereich der „regenerativen“ Energietechnik aus Deutschland sind heute weltweit vielfach technisch führend, finden eine zunehmende Verbreitung in den globalen Energiesystemen, die zunehmend höhere Anteile an regenerativen Energien aufweisen, und werden deshalb immer mehr in vielen anderen Ländern kopiert. Dies gilt auch für die energiewirtschaftliche Rahmensetzung, durch die diese Entwicklung erst ermöglicht wurde.

Parallel zu dieser eindrucksvollen Entwicklung, die infolge der sogenannten „Energiewende“ im Vergleich zu den Vorjahren bis 2014 weiter an Fahrt aufgenommen hatte, zeichnen sich aber auch Tendenzen und Aspekte ab, die eine weitere Nutzung des regenerativen Energieangebots behindern bzw. zukünftig erschweren könnten. Diese werden nachfolgend aus ingenieurtechnischer Sicht identifiziert, problematisiert und diskutiert.



Ladeeinrichtung für ein Elektroauto (Quelle: Thomas Ernsting/LAIF)

2 Energiewirtschaftliche Aspekte

Stand

n Unter dem Begriff „regenerative Energien“ werden für Deutschland im Allgemeinen folgende Energieformen bzw. Umwandlungstechnologien verstanden, wobei diese unterschiedliche Energiemärkte bedienen können:

- Wasserkraft, Windenergie, Fotovoltaik, feste, flüssige und gasförmige Bioenergieträger sowie tiefe Geothermie und Solarthermie zur Stromerzeugung und zum Teil in KWK,
- Solarthermie, biogene Festbrennstoffe, Bioöle und Biogase, Umgebungswärme und oberflächennahe Erdwärme sowie tiefe Geothermie zur Wärme- bzw. gegebenenfalls Kältebereitstellung und
- biogene Kraftstoffe wie Biodiesel, Bioethanol, Biomethan und aus organischen Komponenten synthetisierte flüssige und gasförmige Kraftstoffe (z. B. Fischer-Tropsch-Diesel, Bio-SNG – Synthetic Natural Gas) sowie „grüner“ Strom.

n Regenerative Energien haben in Deutschland bei der Bevölkerung nach wie vor ein positives Image und genießen eine hohe Akzeptanz; ein Großteil der bundesdeutschen Verbraucher ist nach wie vor gerne bereit, für eine Energieversorgung auf der Basis nachhaltig genutzter regenerativer Energien mehr zu bezahlen im Vergleich zu einer ausschließlichen Nutzung fossiler Energieträger; dies gilt insbesondere für den Strom- und den Wärmemarkt und führt z. B. bei Biomassenahwärmesystemen und Geothermieheizwerken zu einer starken Identifikation der lokalen Bevölkerung (auch deshalb haben sich in Deutschland in den letzten Jahren viele Energiegenossenschaften etabliert). Diese hohe Akzeptanz hat durch den Reaktorunfall in Fukushima und die daraus resultierenden Folgen einerseits und die Diskussionen um den (gefühlten unsicheren) Gas- und Ölbezug unter anderem aus Russland und dem Nahen Osten andererseits eher noch zugenommen. Dies spiegelt sich auch in einem parteiübergreifenden Konsens in Bezug auf den Ausstieg aus Kernenergie und den parallelen Ausbau der Nutzung des regenerativen Energieangebots wider, wenn auch die insgesamt herausfordernden Ziele aus politischen Gründen in der jüngsten Vergangenheit etwas gestreckt wurden.

n Erneuerbare Energien stehen heute im Fokus des Interesses von Politik, Energiewirtschaft und Öffentlichkeit; und dies gilt nicht erst seit der Ankündigung der sogenannten „Energiewende“.

Dieses hohe öffentliche Interesse ist unter anderem in dem Bemühen der Bundesregierung begründet, die ambitionierten Zielvorgaben der EU zu erfüllen – und das mit moderaten Mehrkosten und dem Versuch, einen tragfähigen Kompromiss mit der „etablierten“ Energiewirtschaft und den hier vorhandenen Strukturen und Forderungen zu finden. Zunehmend gewinnen in diesem Zusammenhang auch insbesondere Argumente wie eine Verbesserung der Versorgungssicherheit und die industriepolitische Dimension einer Entwicklung exportorientierter Energietechnologien an politischer und gesellschaftlicher Bedeutung.



Windkraftanlage (Quelle: TUHH)

n Der weitere Ausbau des regenerativen Energieangebots und die Ausgestaltung bzw. zeitliche Umsetzung der sogenannten „Energiewende“ wird derzeit kontrovers und zum Teil übertrieben emotional diskutiert. Im Kern dieser Diskussionen geht es unausgesprochen letztlich derzeit darum, innerhalb des Energiesystems und damit in der deutschen Energiewirtschaft zu einem Paradigmenwechsel zu kommen. Durch die Setzung des energiewirtschaftlichen Rahmens im Zuge der „Energiewende“ und die zu erwartenden langfristigen Entwicklungen auf den globalen Energiemärkten mit der unaufhaltsamen Entwicklung sehr großer Energienachfrager (unter anderem China, Indien, Brasilien) werden regenerative Energien immer größere Teile der Energieversorgung in Deutschland – und nicht nur hierzulande – übernehmen (müssen). Außerdem ist mit der Nutzung fossiler Energieträger der Ausstoß an Treibhausgasen verbunden; deshalb dürfen sie auch aus ökologischen Gründen nur mit immer geringer werdenden Anteilen genutzt werden. Hinzu kommt, dass die insgesamt auf der Erde vorhandenen Ressourcen an fossilen Energieträgern begrenzt sind und sich deshalb – trotz den Energiepreisverfalls

Mitte/Ende 2014 bis Anfang 2015 – tendenziell zukünftig wieder verteuern werden – und das mit zunehmender Tendenz. Deshalb müssen regenerative Energien von der Gesellschaft und den in der Energiewirtschaft handelnden Akteuren auch als eine realistische Option und sinnvolle Alternative wahrgenommen werden. Diese Erkenntnis setzt sich aber nur langsam durch; das heißt, die derzeit aktiven Entscheider müssen diesen gedanklichen und emotionalen Übergang von einer „additiven“ Energie zu einer „integralen“ und potenziell alternativlosen Option – und folglich zu einem essenziellen und immer weiter wachsenden Teil der Energieversorgung und damit der deutschen Energiewirtschaft – oft erst noch gehen. Dazu müssen zum einen die nicht technischen (emotionalen) Barrieren bei den handelnden Akteuren überwunden und zum anderen technische Maßnahmen entwickelt und am Markt implementiert werden, damit die erstgenannten Hindernisse einfacher überwunden werden können und zumindest aus technischer Sicht ein einfacher Übergang zu einem zunehmend „regenerativen“ Energiesystem möglich ist. Beispielsweise muss es im Stromsektor von einer eher singulären Betrachtung der Stromerzeugungstechnik auf der Basis regenerativer Energien und deren Optimierung, wie es insbesondere die (unter den damaligen Bedingungen folgerichtige) Denkweise des Stromeinspeisegesetzes und der früheren EEG-Fassungen war, zu einer Gesamtsystembetrachtung kommen; das heißt, die Grenze der Systemoptimierung muss sich von der Anlage zur Nutzung regenerativer Energien (z. B. Windkraftanlage) sukzessive auf das Stromversorgungssystem und in einem weiteren Schritt auf das Energiesystem insgesamt ausdehnen. Setzt sich diese Sichtweise kurz- bis mittelfristig durch – zu der es, wenn die ambitionierten politischen Zielvorgaben erreicht werden sollen, aus heutiger Sicht keine Alternative gibt – dann werden sich im Zuge dieses Paradigmenwechsels – wenn auch in diesem Zusammenhang noch viele Diskussionen zu führen sind – zunehmend auch Lösungen für die diskutierten Herausforderungen finden lassen.

- n Zur Erreichung der gültigen ambitionierten politischen Zielvorgaben wurde seitens der Politik eine Vielzahl von Rahmenbedingungen gesetzt, mit denen ein aus Sicht potenzieller Betreiber von Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien ein wirtschaftlicher und genehmigungsfähiger Anlagenbetrieb ermöglicht werden soll. Dazu zählen unter anderem

- Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG
- Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz – EEWärmeG

- Marktanzreizprogramm(e) (MAP) für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien
- Biokraftstoffquotengesetz bzw. seit 2015 definierte Minderung an Treibhausgasfreisetzung im Transportsektor
- Energie- und Klimaschutzprogramm der Bundesregierung

Viele dieser gesetzlichen Vorgaben müssen EU-konform sein bzw. sind eine Folge der Umsetzung der EU-Rahmenvorgaben. Auch wurde um die Ausgestaltung der einzelnen Instrumente sehr viel gestritten und gerungen, da immer ein gesellschaftlich akzeptierbarer Ausgleich zwischen dem technisch Umsetzbaren, dem ökonomisch Mach- und Zumutbaren, dem ökologisch Erforderlichen und dem sozial Akzeptablen gefunden werden muss – und das vor dem Hintergrund eines vorhandenen Energieversorgungssystems, dessen Komponenten und dessen Infrastruktur noch lange nicht abgeschrieben sind.



Fotovoltaikmodule im Vatikan
(Quelle: BSW-Solar/Bianca Barth)

- n Zusätzlich wurden die F&E-Mittel in den vergangenen Jahren für bestimmte Fragestellungen aufgestockt bzw. umgewidmet. Dabei treten bei der öffentlichen Forschungsförderung zunehmend „neue“ Themenstellungen in den Vordergrund (unter anderem Energiespeicherung, Systemstabilität, Integration regenerativer Energien, Power-to-Heat), die letztlich aus dem übergeordneten Ziel resultieren, einen deutlich höheren Anteil regenerativer Energien im Rahmen einer nachhaltigeren und zukunftssichereren Energieversorgung zu ermöglichen. Diesen „neuen“ technischen und nicht technischen Fragestellungen muss die öffentliche Forschungsförderung adäquat und ergebnisoffen Rechnung tragen, sollen die vor uns stehenden Herausforderungen erfolgreich und zeitnah gemeistert werden.

n Diese vielfältigen und immer wieder angepassten staatlichen Maßnahmen – im Bereich der Stromerzeugung insbesondere das Stromeinspeisegesetz und später dann das EEG – haben in den letzten beiden Jahrzehnten zu einer deutlich weitergehenden Nutzung regenerativer Energien zur Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung geführt. Und diese wiederum hatte eine zum Teil beachtliche technische Weiterentwicklung zur Folge. Eine besondere Marktdynamik zeigen dabei die

- Stromerzeugung aus Windenergie (und hier auch einer Offshore-Windstromerzeugung), aus Biogas und insbesondere aus Fotovoltaik
- Wärmebereitstellung aus biogenen Festbrennstoffen, aus Biogas in KWK, aus Wärmepumpen und aus Solaranlagen
- Kraftstoffherstellung aus Pflanzenöl bzw. Stärke (das heißt Getreide)

Trotzdem bestehen noch weitere Effizienzpotenziale, die in den kommenden Jahren erschlossen werden müssen, damit die regenerative Primärenergie im Energiesystem effizienter genutzt, die damit verbundenen Umwelteffekte nochmals reduziert und die Kosten einer Endenergieerzeugung weiter vermindert werden können.

n Infolge dieser Marktdynamik hat sich in Deutschland eine „regenerative Energiewirtschaft“ entwickelt, durch die mittlerweile rund 370.000 Arbeitsplätze (Stand 2013) geschaffen wurden. Die größten Arbeitgeber sind die Windenergie (knapp 138.000 Arbeitsplätze), die Bioenergie (etwa 126.000 Arbeitsplätze) und die Solarenergie (knapp 69.000 Arbeitsplätze). Die Branche war 2013 durch ein Investitionsvolumen von rund 16,1 Mrd. € gekennzeichnet. Die Umsätze der in Deutschland ansässiger Hersteller von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien inklusive der Exporte in Deutschland ansässiger Komponentenersteller lag 2013 bei etwa 22,7 Mrd. €. Die „regenerative“ Energiewirtschaft hat sich damit zu einem durchaus ernstzunehmenden Wirtschaftsfaktor in Deutschland – und darüber hinaus – entwickelt.

n Infolge der globalen Marktdynamik – und der dadurch gegebenen Nachfrage – werden auch in vielen anderen Ländern die Produktionskapazitäten von Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien – zum Teil mit staatlicher Unterstützung – ausgebaut. Dies gilt insbesondere bei der Windkraft und der Fotovoltaik und in einem besonderen Maße in China. Dieser Wettbewerbsdruck wirkt sich auch in Deutschland aus und hat unter anderem zur Insolvenz von Solarunternehmen beigetragen.

n Regenerative Energien sind systembedingt von der Energieumwandlung bis hin zur Nutzung im Allgemeinen regional verankert (Ausnahme: Offshore-Windstromerzeugung und Transport dieser elektrischen Energie in die west- und süddeutschen Verbrauchszentren) und weitgehend nicht auf Importe von Rohstoffen angewiesen (Ausnahme: gegebenenfalls Biomasse). Dies bringt für den gesamten Wirtschaftskreislauf den positiven Aspekt einer regionalen Wertschöpfung und im Allgemeinen einer tiefen Verankerung in den lokalen technischen und sozialen Strukturen mit sich.

n Weltweit hatte Deutschland bis vor kurzem eine führende Position in der Schaffung von Rahmenbedingungen und bei der Entwicklung von Technologien zur Nutzung regenerativer Energien zur Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung. Beispielsweise wurde ein dem EEG vergleichbares Instrument in vielen anderen Ländern ebenfalls erfolgreich eingeführt. Die Entwicklungen in den letzten Monaten lassen vermuten, dass Deutschland auf einem guten Weg ist, diese Vorbildwirkung aufzugeben.



Fermenter einer Biogasanlage (Quelle: TUHH)

Tendenzen

n Einige Optionen zur Nutzung regenerativer Energien gewinnen zunehmend an energiewirtschaftlicher Bedeutung. Diese sind aber – im Vergleich zu Anlagen zur Nutzung fossiler Energieträger – gegebenenfalls durch eine andere Erzeugungscharakteristik gekennzeichnet (z. B. dezentrale Einspeisung von PV-Strom aus dachmontierten Kleinanlagen, zentrale Erzeugung von Offshorewindstrom). Um ausgehend davon zu integrierten und optimierten „nachhaltigen“ Energiesystemen zu kommen, müssen die Systeme zur Nutzung regenerativer Energien und die entsprechenden vorhandenen konventionellen Systeme – im Zusammenspiel mit der existierenden bzw. auszubauenden Netzinfrastruktur – sinnvoll aufeinander abge-

stimmt werden (z. B. bessere Integration der Windenergie in das konventionelle Strombereitstellungssystem). Deshalb gewinnen überregionale Verteilnetze – zusammen mit einer entsprechenden Speicherung – immer mehr an Bedeutung und müssen in den kommenden Jahren weiter ausgebaut und optimiert werden. In diesem Zusammenhang gewinnt auch die verlässlichere Prognose der Stromerzeugung aus regenerativen Energien weiter an Bedeutung. Parallel dazu werden auch die europäische Integration und der Import von erneuerbaren Energien immer wichtiger werden.



Onshorewindpark (Quelle: © Erich Westendarp/PIXELIO)

- n Durch den schnellen Ausbau bestimmter Optionen zur Nutzung regenerativer Energien besteht die Gefahr, dass die im Allgemeinen gute Akzeptanz gefährdet wird. Dies betrifft beispielsweise die Onshorewindenergie (Stichwort: Beeinträchtigung des Landschaftsbilds bzw. „Verspargelung“ der Landschaft) und die energetische Biomassennutzung (z. B. Geruchsbelästigung durch Biogasanlagen in siedlungsnahen Bereichen, "Vermaisung" der Landschaft). In der öffentlichen Diskussion kommt dabei aber oft zu kurz, dass die Nachhaltigkeitsanforderungen, die zum Teil an die verschiedenen Möglichkeiten zur Nutzung des regenerativen Energieangebots gestellt werden, die gesetzlich geregelten Forderungen teilweise deutlich übersteigen, die an das identische Produkt für den Einsatz in Märkten außerhalb des Energiebereichs üblicherweise gestellt werden (z. B. Nachhaltigkeitsanforderungen an Pflanzenöle zur Biokraftstoffproduktion im Vergleich zur Nutzung als Nahrungs- und Futtermittel, Forderungen an die Maisproduktion als Biogassubstrat im Vergleich zum Maisanbau als Futtermittel, Landschaftschutzaspekte der Windkraftnutzung im Vergleich zum Straßenbau). Deshalb sind die erneuerbaren Energien auch oft Vorreiter bei der Umsetzung anspruchsvollerer Nachhaltigkeitsstandards und innovativer Umweltschutzmaßnahmen. Dieses an sich sinnvolle Vorgehen muss aber gewährleisten, dass es eine Weiterentwicklung vielversprechender Optionen gibt und sollte nicht dazu führen, dass bestimmte Möglichkeiten mit einem großen Entwicklungspotenzial für einen signifikanten Beitrag zu einer nachhaltigeren Entwicklung – auch aus kurzfristiger ökologischer Sicht – verhindert werden.
- n Durch den zunehmenden Ausbau regenerativer Energien kann es zu potenziellen Nutzungskonkurrenzen kommen (z. B. Nahrungs- und Futtermittel kontra energetische und stoffliche Biomassennutzung; stoffliche Holznutzung vs. energetische Nutzung; fotovoltaische vs. solarthermische Dachflächennutzung; Nutzung von Landfläche für Biomasse vs. Fotovoltaikkraftwerken). Die damit einhergehenden Diskussionen müssen sachlich und faktenorientiert und nicht emotional und ideologiegetrieben geführt werden. Derartige Nutzungskonkurrenzen sind so alt wie die Menschheit selbst und zu allen Zeiten wurden entsprechende Lösungen bzw. wurde ein Ausgleich der unterschiedlichen Interessen gefunden. Dabei ist insbesondere bei der Biomasse auch zu beachten, dass in den 1990er-Jahren erhebliche Flächen – mit staatlicher Unterstützung – stillgelegt wurden und seit dieser Zeit der durchschnittliche Ertrag mit 1 % bis 2 % pro Jahr zugenommen hat.
- n Oft kann Wärme sehr effizient in Anlagen mit hoher thermischer Leistung – und damit durch zentral angeordnete großtechnische Anlagen – bereitgestellt werden. Dies bedingt aber entsprechende Verteilsysteme (z. B. Fernwärmenetze), die oft nicht vorhanden sind und kostenintensiv installiert werden müssen. Hinzu kommt, dass durch die staatliche Rahmensezung die Wärmedämmung in der Vergangenheit bereits ansatzweise verbessert wurde und auch zukünftig zunehmend besser werden wird mit dem Ergebnis, dass die Wärmenachfrage insgesamt zurückgehen soll. Dies wird durch die tendenziell sinkende bzw. zumindest nicht signifikant steigende Bevölkerung in Deutschland noch unterstützt. Diese Entwicklungstendenzen erschweren den Ausbau von Wärmenetzen, der allerdings erforderlich ist, um den Anteil regenerativer Energien und der effizienten KWK deutlich zu erhöhen. Deshalb müssen dringend technologische und ökonomische Lösungsstrategien entwickelt werden, um hier eine zukunftsorientierte Entwicklung zu ermöglichen; diese gilt auch und insbesondere für die KWK beispielsweise auf Biomassebasis und die Nutzung der tiefen Geothermie.
- n Die für die Energieversorgung verfügbaren Ressourcen sind a priori begrenzt und ihre Nutzung ist zwingend mit Umwelteffekten und einem entspre-

chenden (monetären) Aufwand sowie sozialen Auswirkungen verbunden. Daher gewinnt die ressourcen-, energie- und umwelteffiziente und letztlich sowohl eine ökonomisch effiziente als auch sozialverträgliche Nutzung der begrenzten Ressourcen immer mehr an Bedeutung. In letzter Konsequenz beinhaltet dies die Forderung nach einer nachhaltigen Nutzung des regenerativen Energieangebots. Die dazu zugrunde zu legenden Nachhaltigkeitsanforderungen, die auch durch sich wandelnde gesellschaftliche Wertvorstellungen geprägt werden und damit laufenden Veränderungen unterworfen sind, müssen erarbeitet und im Rahmen eines gesellschaftlichen Abstimmungsprozesses laufend an den fortschreitenden Wertewandel angepasst werden.



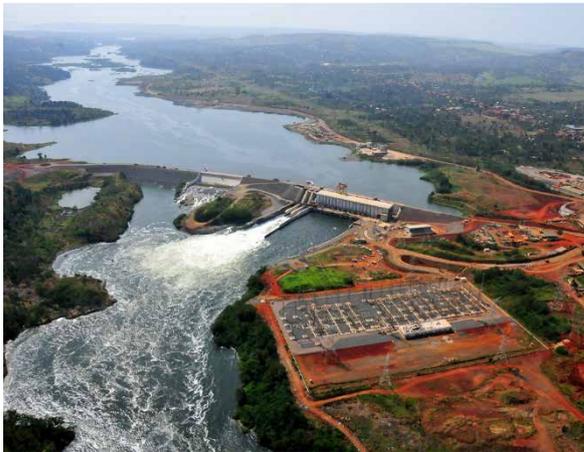
Fotovoltaikanlage im Bundeskanzleramt (Quelle: BSW-Solar/Langrock)

- n Die immer stärkere Marktdurchdringung von Optionen zur Nutzung regenerativer Energien bedingt, dass auch hier die bei der Nutzung fossiler Energieträger üblichen Randbedingungen (unter anderem Sicherheitsvorgaben, Normen und Richtlinien, Ausbildung des Handwerks, Schaffung von Marktstrukturen) national, europaweit und letztlich auch global geschaffen werden müssen. Infolge der vorhandenen Erfahrungen und der gelebten Industriekultur kann hierbei Deutschland eine Vorreiterrolle wahrnehmen und damit global bei der Normensetzung mitwirken.
- n Mit dem international schnell voranschreitenden Ausbau der Nutzung regenerativer Energien entwickelt sich zwingend – nach dem Vorbild der fossilen Energieträger – ein globaler Markt für erneuerbare Energieträger. Diese Entwicklung ist zu begrüßen, da es auch zukünftig energieverbrauchsintensive Länder und dünn besiedelte Staaten mit einem hohen und weitgehend ungenutzten regenerativen Energieangebot geben wird. Um dabei Fehlentwicklungen zu vermeiden, gewinnt die Entwicklung entsprechender Marktspielregeln immer mehr an Bedeutung, die möglichst frühzeitig zu implementieren sind, damit sich die wachsenden Märkte von vorneherein in eine gesellschaftlich akzeptable Richtung entwickeln. Diese Marktregeln sollten dem Nachhaltigkeitsgedanken adäquat Rechnung tragen und gleichzeitig eine langfristige Marktentwicklung ermöglichen.
- n Durch die erfolgreichen Entwicklungen auf dem Gebiet der regenerativen Energietechnologien hat Deutschland weltweit in vielen Bereichen eine Spitzenstellung erreicht. Die darin steckenden Chancen werden bisher noch nicht genug aus industrie- und wirtschaftspolitischer Sicht wahrgenommen. Hier wäre eine offensivere Vermarktung des Know-hows „Made in Germany“ oftmals sicherlich angemessen.

Schlussfolgerungen

- n Wesentlich für eine weitergehende Nutzung regenerativer Energien ist die Erreichung der Wettbewerbsfähigkeit im Energiemarkt im Kontext des energiewirtschaftlichen Rahmens, den die Politik maßgeblich (mit-)bestimmt. Insgesamt muss dabei die weitere Kostensenkung forciert vorangetrieben werden, damit beispielsweise die EEG-Umlage nicht weiter zunimmt und/oder die Kosten für den Hauseigentümer bei der Investition in Anlagen zur Wärmeerzeugung aus regenerativen Energien nicht überproportional steigen; dies ist nur durch entsprechende langfristig angelegte F&E-seitige Maßnahmen und parallel durch eine kontinuierliche und möglichst unterbrechungsfreie Marktentwicklung möglich. Die dazu notwendigen langfristig stabilen und berechenbaren Rahmenbedingungen sind zu schaffen. Gelingt dies nicht und orientiert sich die energiewirtschaftliche Rahmenseitzung an tagespolitischen – und damit stark schwankenden – Überlegungen, wird die sogenannte „Energiewende“ mit der dafür zwingend notwendigen kontinuierlichen Weiterentwicklung unseres Energiesystems hin zu immer höheren Anteilen regenerativer Energien scheitern und eine vielversprechende industrie- und wirtschaftspolitische Chance (das heißt die erfolgreiche Erschließung der sehr großen globalen Märkte von Systemen, Anlagen und Komponenten zur Nutzung regenerativer Energien als Teil des gesamten Energieversorgungssystems) vertan.
- n Regenerative Energien können kurz- bis mittelfristig die gesamte Energienachfrage in Deutschland nicht decken; sie werden auch in den kommenden Jahrzehnten nur einen – jedoch potenziell laufend steigenden – Beitrag im Energiesystem leisten. Daher ist ein besseres Zusammenwirken mit konventionellen Energiebereitstellungsoptionen bzw. dem vorhandenen Energiesystem in einem tech-

nisch, ökonomisch und ökologisch optimierten sowie gesellschaftlich akzeptierbaren Energiemix notwendig. Das Ziel muss sein, zunehmend eine Energieversorgung auf der Basis eines integrierten regenerativ-konventionellen Mischsystems zu etablieren, in dem die „Regenerativen“ immer mehr Systemverantwortung (im Sinne von Versorgungssicherheit) übernehmen müssen und sich damit zunehmend zu einem integralen Bestandteil der Energieversorgung entwickeln. Dabei ist eine ideologische Polarisierung kontraproduktiv (unter anderem zentral – dezentral, fossil – regenerativ).



Wasserkraftwerk in Uganda (Quelle: Fichtner)

- n Die Akzeptanz aller Optionen zur Nutzung regenerativer Energien muss auch weiterhin sichergestellt werden. Daher ist ein laufender sachlich orientierter Diskurs mit allen betroffenen gesellschaftlichen Gruppen zwingend erforderlich; das heißt, die zum Teil erhebliche Emotionalisierung der laufenden öffentlichen Diskussion (z. B. „Teller-oder-Tank-Diskussion“, „Verspargelung“ und/oder „Vermaisung“ der Landschaft) muss sukzessive durch eine fakten- und sachorientierte Diskussion mit dem Ziel abgelöst werden, konstruktive Lösungen zu erarbeiten (und nicht eine Blockade zu erzielen).
- n Oft können unterschiedliche Optionen zur Nutzung regenerativer Energien und fossiler Energieträger ökonomisch und ökologisch optimiert kombiniert werden. Dies erfordert ein besseres Miteinander der verschiedenen Optionen zur Nutzung und bietet die Chance, zum Teil erhebliche Synergieeffekte zu erschließen. Dazu müssen die fachlich-sachlichen bzw. technischen Voraussetzungen geschaffen (unter anderem höhere F&E-Förderung) und die administrative Rahmensetzung muss entsprechend angepasst werden. Auch muss aus dem bisher oft argumentierten „Entweder-oder“ ein „Sowohl-als-auch“ werden.
- n Der Subventionsbedarf beim Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien – und damit die Aufwen-

dungen für Entwicklung und Markteinführung von Anlagen und Systemen zur Nutzung regenerativer Energien – wird von der Öffentlichkeit zunehmend kritisch wahrgenommen. Hier fehlen zum Teil integrierte Konzepte mit dem Ziel einer hohen Versorgungssicherheit und einem maximalen Klimaschutz zu volkswirtschaftlich minimalen Gesamtkosten, die auch adäquat und verständlich dem Verbraucher vermittelt werden (können). Oft wird in dieser Diskussion nur mit einem Teil der Kosten argumentiert und der Gesamtblick auf sämtliche monetär zu bewertenden (Teil-)Facetten fehlt. Dabei ist zusätzlich zu beachten, dass es bei einer politisch intendierten Entwicklung wie der „Energiewende“ immer Gewinner und Verlierer geben wird. Panikmache sowie verzerrte Darstellungen sind hier fehl am Platz.

- n Die Nutzung großer Anteile von volatil erzeugtem erneuerbaren Strom macht den Einsatz von elektrischen Energiespeichern und den Ausbau des elektrischen Netzes (einschließlich der transeuropäischen Overlay-Netze) erforderlich. Beide Maßnahmen wirken komplementär: weniger Netzausbau erfordert mehr Speicherkapazität und umgekehrt. Analoges gilt sinngemäß bis zu einem gewissen Ausmaß bei der Wärmenutzung in Bezug auf Wärmespeicher und Wärmenetze.
- n Eine Verbesserung der Versorgungssicherheit und ein Ausbau von erneuerbaren Energien sollte in ein europäisches Gesamtkonzept integriert werden, um die Gesamtsystemkosten zu minimieren und eine europaweit harmonisierte Entwicklung zu ermöglichen.



Windkraftanlage mit Stromnetz (Quelle: © Uwe Schlick/PIXELIO)

- n Der weitere Zuwachs von Strom aus überwiegend fluktuierend einspeisenden regenerativen Energien sowie die räumliche Disparität speziell von Windstrom aus Norddeutschland und die – im bundesdeutschen Durchschnitt – überproportional hohe Stromnachfrage in West- und Süddeutschland verstärkt die Notwendigkeit des Aus- und Umbaus

des deutschen und europäischen Stromnetzes. Dabei müssen technische Entwicklungen gefördert und bei Bedarf Anreize zur Marktdurchdringung geschaffen werden (z. B. Smart Grids, Speichertechnologien, Lastmanagement, IT). Beim zunehmend überfälligen Ausbau der Hochspannungsübertragungskapazitäten müssen Hemmnisse bei der Akzeptanz abgebaut und die sachlichen Notwendigkeiten dieser Investitionen für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien der breiten Öffentlichkeit und den verschiedenen Interessensgruppen verständlich und nachvollziehbar vermittelt werden. Eine Blockadehaltung, die zu Umsetzungszeiten von Jahrzehnten führt, ist wenig hilfreich im Sinne des Aufbaus einer nachhaltigeren Energieversorgung in Deutschland.



Kraftwerksteil einer Solarfarmanlage
(Quelle: Fichtner)

- n Die Notwendigkeit der Zwischenspeicherung elektrischer Energie mit einem zunehmend höheren Anteil an fluktuierender Stromerzeugung wurde von der Politik erkannt; deshalb hat dieses Thema jüngst deutlich an energiepolitischer Bedeutung gewonnen. Dies impliziert aber bisher auch, dass häufig sehr innovativ bzw. sehr langfristig gedacht wird und deshalb die praktischen Notwendigkeiten, die in den kommenden Jahren am Markt zwingend umgesetzt werden müssen, aus dem unmittelbaren Blickfeld verloren gehen. Beispielsweise wird derzeit sehr intensiv unter anderem über „Power-to-Gas“ (P2G, PtG) diskutiert (das heißt Umwandlung von sogenanntem „kostenlosem“ Überschussstrom in ein Erdgassubstitut und gegebenenfalls dessen Rückverstromung), während umsetzungsnähere Optionen (z. B. Ab- bzw. Zuschalten von KWK-Anlagen mit größer dimensionierten Wärmespeichern, die gegebenenfalls auch elektrisch nachgeheizt werden können, verstärkter Einsatz von rundsteuerbaren Wärmepumpen ebenfalls mit entsprechend dimensionierten elektrisch nachheizbaren Wärmespeichern), die energieeffizienter, kostengünstiger und ökologisch vorteilhafter sein können, praktisch keinerlei Bedeutung in dieser Speicher- bzw. Systemdiskussion haben. Deshalb wäre hier eine größere Realitätsnähe für die Weiterentwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems sicherlich sehr hilfreich.
- n Die mit der Stromerzeugung aus regenerativen Energien verbundenen Mehrkosten werden zum Teil sehr kontrovers diskutiert. Dabei wird in dieser Diskussion – insbesondere in Zeiten niedriger Energiepreise – aber oft vergessen, dass eine stärkere Nutzung erneuerbarer Energien die Energiepreise insgesamt auch stabilisieren kann, da sie als lokale Energiebereitstellungsoptionen nicht unmittelbar den Marktfluktuationen unterworfen sind.
- n Optionen zur Nutzung regenerativer Energien haben aufgrund der unveränderbaren und durch die Natur vorgegebenen Charakteristik des regenerativen Energieangebots (unter anderem geringe Energiedichte, hohe Fluktuationen) a priori physikalisch bedingte Nachteile im Vergleich zu fossilen Energieträgern. Sie können nur dann kostengünstiger werden, wenn eine kontinuierliche und langfristig angelegte technische (Weiter-)Entwicklung und Anlagenoptimierung in der Praxis und damit am Markt erfolgt und sie immer besser in das Energiesystem eingebunden werden. Dies impliziert auch die Entwicklung von entsprechenden kostenoptimierten Speichertechnologien.
- n Bei weiter steigenden Anteilen nicht regelbarer Stromerzeugung im Netz muss der Regelfähigkeit aller Erzeugungseinheiten und dem Ausbau der Übertragungsnetze mehr Aufmerksamkeit gewidmet werden. Dies umfasst auch die Entwicklung einer verbesserten Blindleistungskompensation sowie eines intelligenten Last- und Erzeugungsmanagements.
- n Der energiepolitische Rahmen im Bereich der elektrischen Energie (EEG) muss – mit dem Ziel einer stetigen Entwicklung – die vorhandenen Potenziale, den erreichten Stand der Technik und die jeweilige Marktentwicklung adäquat berücksichtigen; eine Überförderung mit der damit verbundenen „Goldgräberstimmung“ ist ebenso wenig hilfreich wie eine Unterförderung und damit einer Verhinderung eines marktkritischen Entwicklungspotenzials bzw. die abrupte Beendigung einer bewusst und vorsätzlich eingeleiteten Entwicklung; letzteres führt unter anderem zu einem irreparablen Vertrauensverlust in die energiepolitische Rahmensetzung und kann die Nutzbarmachung der volkswirtschaftlichen Vorteile einer derartigen Entwicklung (z. B. Erschließung der Exportmärkte) verhindern oder zumindest stark beeinträchtigen.

- n Damit eine stetige Entwicklung sichergestellt ist, muss die regelmäßig zu realisierende Anpassung der Rahmenvorgaben für die deutsche Energiewirtschaft (z. B. EEG) so gestaltet werden, dass eine Verunsicherung der Investoren und Marktteilnehmer sicher vermieden wird. Die dafür eingesetzten Instrumente sollten jedoch so gestaltet werden, dass sie eine in Kosten und Kapazität vorhersagbare Ausbauplanung verschiedener Techniken ermöglichen und Renditen volkswirtschaftlich sinnvoll begrenzen.
- n Infolge der zunehmenden Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung mit nahezu keinen variablen Kosten kam es an der Strombörse zu einem Stomp Preisverfall, da hier zur Stomp Preisfindung nur die variablen Stromgestehungskosten der dort anbietenden Kraftwerke maßgeblich sind; die Folge sind historisch niedrige Stomp Preise für die Großunternehmen, die an der Börse den Strom einkaufen können. Dies ist derzeit ein klarer Standortvorteil für die Großindustrie, die davon profitiert. Mit längerfristig zunehmend wachsenden Anteilen einer Stromerzeugung aus Wind und Sonne muss deshalb das Strommarktdesign weiter entwickelt werden. Dies hat die Politik auch erkannt und erste Schritte eingeleitet. Wesentlich wäre hier, dass eine kosteneffiziente, möglichst unbürokratische und flexible Lösung gefunden wird, die einen weiteren Ausbau der Nutzung des regenerativen Energieangebots unterstützt und nicht behindert. Aus heutiger Sicht scheint hier eine zunehmende Heranführung der Stromerzeugung an die Spielregeln des Energiemarkts einerseits und die Weiterentwicklung des Energiemarktdesigns im Hinblick auf die Berücksichtigung der spezifischen Besonderheiten der „Regenerativen“ andererseits als ein sinnvoll umsetzbarer Entwicklungspfad.
- n Die Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung von 25,8 % Ende 2014 auf 80 % und mehr im Jahr 2050 wird aus Sicht der in Deutschland vorhandenen und potenziell erschließbaren Stromerzeugungspotenziale zum größeren Teil von Windkraft und Fotovoltaik getragen werden müssen. Beide Stromerzeugungsoptionen ergänzen sich in ihren charakteristischen Eigenschaften sehr gut, sodass zusätzliche Maßnahmen zur Dämpfung der fluktuierenden Erzeugung und die Installation von zusätzlichen Speicherkapazitäten in Grenzen gehalten werden können. Die Energiewende wird deshalb nur zu schaffen sein, wenn Onshorewindkraft, Offshorewindkraft und Fotovoltaik in einem vernünftigen Mix zueinander weiter ausgebaut werden.
- n Fragen nach dem optimalen Stromerzeugungsmix lassen sich nur im Rahmen eines Gesamtenergie-

konzepts beantworten, in dem neben dem Energieträger Strom auch die Energiemärkte für Wärme und Mobilität mit betrachtet werden müssen. Studien zeigen hierfür aber Wege auf, die nach weitgehender Transformation unserer Energieversorgung auf erneuerbare Energien eher zu niedrigerer kostenmäßiger Gesamtbelastung führen dürfte im Vergleich zur heutigen Situation.



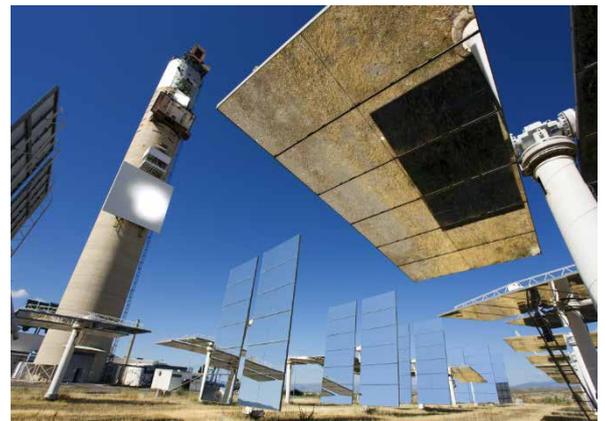
Elektrolyseanlage (Quelle: Siemens AG)

- n Wärme- und Kältegewinnung aus regenerativen Energien hat noch erhebliche, unerschlossene Potenziale; die Wachstumsraten sind bisher – trotz der bereits erzielten Fortschritte – vergleichsweise gering. Deshalb sollte durch die verbesserte energiewirtschaftliche Rahmensetzung hier eine beschleunigte Marktentwicklung ermöglicht werden. Dies sollte gekoppelt werden mit entsprechenden Energieeffizienzmaßnahmen (das heißt verbesserter Wärmedämmung).
- n Die Steuerungswirkung des EEWärmeG war bisher gering; nach wie vor ist der Wärmemarkt durch einen erheblichen Sanierungsstau sowohl in Bezug auf den Ersatz veralteter Wärmeerzeuger als auch hinsichtlich einer verbesserten Dämmung gekennzeichnet, der durch die zögerliche und unklare Haltung der Politik auch nicht kurzfristig gelöst werden wird. Deshalb muss bei der angestrebten Novellierung des EEWärmeG sichergestellt werden, dass die Rahmenbedingungen so gesetzt werden, dass sowohl Mieter als auch Vermieter von einer Investition in eine energie- und damit umwelteffizientere Gebäudesubstanz profitieren. Dabei sollten die gesetzlichen Vorgaben umzusetzenden Akteure eine möglichst weitgehende Flexibilität bekommen, da der Gebäudebestand in Deutschland – auch aufgrund von Denkmalschutzvorgaben – durch eine erhebliche Inhomogenität gekennzeichnet ist, die eine Umsetzung sehr starrer Vorgaben erschwert; das heißt, denkbar wäre eine gesellschaftlich akzeptierbare Zielvorgabe, die die Möglichkeiten der Dämmung ebenso wie die Nutzung erneuerbarer Energien

direkt im Gebäude und/oder über entsprechende Energienetze (z. B. Wärmenetz, Gasnetz, Stromnetz) realisieren lässt.

- n Die zukünftige Rahmensetzung im Wärmemarkt muss sowohl die laufenden technologischen Entwicklungen (unter anderem Mikro-KWK, Smart Grids) als auch die sich abzeichnenden Veränderungen im Energiesystem (unter anderem höherer Anteil fluktuierender Stromerzeugung) adäquat berücksichtigen. Eine alleinige Optimierung des Wärmemarkts ist nicht (mehr) zielführend.
- n Durch die energiewirtschaftliche Rahmensetzung wurde in den letzten Jahren eine beachtliche technische Entwicklung angestoßen, durch die zum Teil energietechnische Anlagen entwickelt wurden, die im weltweiten Wettbewerb nahezu konkurrenzlos sind. Außerdem wachsen die globalen Märkte für Anlagen und Systeme zur Nutzung des regenerativen Energieangebots. Daraus resultieren vor allem im Export von regenerativer Energietechnik „Made in Germany“ große Chancen für Unternehmen, die es zukünftig vermehrt zu erschließen gilt.
- n Die Transformation des Energiesystems erfordert Fortschritte in allen drei Verbrauchssektoren Strom, Wärme/Kälte und Mobilität. Bislang liegt der Fokus der öffentlichen Diskussion und der politischen Maßnahmen vor allem auf dem Stromsektor, wo bisher auch die größten Erfolge erzielt wurden. Zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende müssen deshalb die Maßnahmen im Wärme-/Kälte- sowie im Mobilitätssektor künftig verstärkt ausgebaut werden. Insbesondere müssen dabei auch die Wechselwirkungen zwischen den Sektoren (z. B. KWK oder Elektromobilität) beachtet und die Synergien genutzt werden.
- n Bisher werden die (Teil-)Energiesysteme im Gesamtenergiesystem Deutschland eher isoliert betrachtet. Im Sinne einer Systemoptimierung müssen aber die vorhandenen Synergieeffekte weitergehend erschlossen werden; beispielsweise kann über das Gasnetz die Brücke sowohl zwi-

schen der Strom- und Wärmeversorgung als auch zum Mobilitätssektor geschlagen werden. Eine der wesentlichen Herausforderungen der kommenden Jahre wird es sein, die Kombinations- und Synergieeffekte zu erschließen und zu einem optimierten Gesamtenergiesystem zu kommen. Dies impliziert technische, aber auch organisatorische und ordnungsrechtliche Maßnahmen. Dazu müssen die entsprechenden Anreize gesetzt werden, damit die Wirtschaft zusammen mit der Wissenschaft entsprechende (System-)Lösungen entwickeln und später unter Wertschöpfung national wie international vermarkten kann.



Heliostaten und Receiver-Turm eines solarthermischen Kraftwerks (Quelle: Thomas Ernsting/LAIF)

- n Der Klima- und Umweltschutz hat in Deutschland und global in den letzten Jahren zunehmend an politischer Bedeutung verloren. Der Erfüllung der Klimaschutzvorgaben wurde immer weniger Bedeutung zugemessen. Der CO₂-Zertifikatspreis ist so gering, dass er praktisch keine Steuerwirkung mehr hat. Auch wurden und werden in einigen Ländern die Umweltauflagen gelockert; zum Teil ist ein Wettbewerb beim Anbieten bestimmter potenzieller Industrieanlagenstandorte mit immer weniger strikten und verbindlichen Umweltauflagen entbrannt. Im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung muss es deshalb zu Revitalisierung des Umwelt- und Klimaschutzgedankens kommen.

3 Technologiesektoren

Nachfolgend werden die einzelnen Optionen zur Nutzung regenerativer Energien in Deutschland im Rahmen einer Einzelbetrachtung diskutiert. Dabei wird jeweils zwischen Stand, Tendenzen und Schlussfolgerungen unterschieden. Im Mittelpunkt dieser Analysen steht die entsprechende Option zur Nutzung des regenerativen Energieangebots – jeweils aber vor dem Hintergrund der Rand- und Rahmenbedingungen im Energiesystem.

3.1 Stromerzeugung aus Windenergie

Stand

- n 2014 war ein Rekordjahr in Deutschland mit insgesamt 4,75 GW brutto bzw. 4,4 GW netto Zubau bei der Windenergie an Land. In der Gesamtbetrachtung mit Offshore wurden rund 5,3 GW an Windenergie in Deutschland installiert und ans Netz angeschlossen. Damit liegt Deutschland hinter China (23,35 GW) auf dem zweiten Platz der weltweiten Installationen 2014 und auf Augenhöhe mit dem Zubau im US-Markt mit 4,85 GW. Weltweit wurden 2014 rund 51,5 GW an elektrischer Leistung in Windkraftanlagen installiert; dies deutet auf eine Erholung der Industrie gegenüber 2013 hin. Davon wurden in Europa 11,8 GW installiert. Hier nahm das Wachstum gegenüber 2013 mit 3,8 % leicht zu.
- n Mit der EEG-Novelle 2014 wurden neue Ausbauziele festgelegt, die für die Offshorewindenergie bei 6,5 GW bis 2020 und 15 GW bis 2030 liegen. Für Onshore gilt ein jährlicher Ausbaukorridor von 2,4 bis 2,6 GW (netto). Ab 2016 regelt ein sogenannter „atmender Deckel“ auf dieser Basis den jährlichen Zubau. Die „gleitende Marktprämie“ soll erneuerbare Energien an den Markt heranzuführen; sie ist verpflichtend.
- n Die mittlere Anlagenleistung der in Deutschland an Land installierten Windkraftanlagen beträgt 2014 rund 2,7 MW. Der Ersatz von Altanlagen, das sogenannte Repowering, hatte wieder einen großen Anteil am Zubau in Deutschland. Insgesamt wurden 364 MW (544 Windenergieanlagen) abgebaut und 1,15 GW (413 Anlagen) auf den gleichen Flächen hinzugebaut; im Vergleich dazu lag 2010 der Repowering-Anteil noch bei ca. 150 MW.
- n Die durchschnittliche Leistung sowie die mittlere Nabenhöhe insbesondere der an Land installierten Windenergieanlagen nehmen stetig zu. Im Gegensatz zu einer durchschnittlichen Leistung von

2,05 MW im Jahr 2010 ist deren Leistung um ca. 30 % auf 2,70 MW gestiegen. Die Nabenhöhe liegt im Schnitt mittlerweile bei 116 m und damit ca. 20 m höher als 2010. Die Mehrheit der Windenergieanlagen in Deutschland wird derzeit im Binnenland gebaut. Dies spiegelt sich auch in den Gesamthöhen der heute installierten Windkraftanlagen von über 200 m wider.

- n In den 1980er- bis Mitte der 1990er-Jahre wurde etwa alle zwei Jahre die Anlagengröße verdoppelt und eine neue Anlagengeneration entwickelt. 1995 wurde der Schritt in die MW-Klasse vollzogen. Der Großteil der Onshore installierten Neuanlagen liegt heute im Bereich zwischen 2 MW und 3 MW. Die Wachstumsschritte haben sich damit insgesamt etwas verlangsamt. Trotzdem wurde die Anlagentechnologie in Bezug auf Robustheit, Gewicht und Netzeigenschaften stetig verbessert. Heute sind Anlagen mit einer Nennleistung von 3 MW bis 5 MW auf dem Markt und kommen zunehmend in einen breiteren Einsatz. Anlagen in der Größenordnung von 5 MW bzw. 6 MW werden bereits im Offshorebetrieb eingesetzt.



Offshorewindpark „Dan Tysk“ (Quelle: Siemens AG)

- n Ende 2014 waren in der deutschen Nord- und Ostsee 1.049 MW (258 Anlagen) Offshoreleistung am Netz. Weitere 1.303 MW (285 Anlagen) waren bis Ende 2014 installiert, jedoch noch nicht ans Netz angeschlossen. Bis Ende 2015 ist mit einer installierten Leistung von rund 3 GW auf See zu rechnen.

nen. Der erste deutsche kommerzielle Offshorewindpark in der Ostsee ging im April 2011 mit insgesamt 48,3 MW und mit erprobten Anlagen der 2,3-MW-Klasse ans Netz.

- n Unter im Vergleich zu den deutschen Offshoreprojekten meist einfacheren Bedingungen aufgrund von flacherem Wasser und größerer Nähe zur Küste werden unter anderem in Dänemark, Großbritannien, Schweden, den Niederlanden und Belgien bereits kommerzielle Offshorewindparks mit einer Leistung von insgesamt ca. 8 GW (Stand Ende 2014) betrieben. Diese Entwicklung wird sich fortsetzen; 12 weitere Offshorewindparks befinden sich derzeit in der Installationsphase. Nach Abschluss dieser laufenden Installationsarbeiten wird die gesamte installierte Leistung in Europa ca. 11 GW erreicht haben.
- n Zurzeit dominieren noch global Konzepte mit Getriebe die Windkraftanlagentechnik. Parallel dazu geht ein starker Trend hin zu getriebelosen Anlagen oder Anlagen mit Getrieben mit nur einer Übersetzungsstufe und bevorzugt in Kombination mit Permanentmagnet-Generatoren (PMG).
- n Bei der Netzanbindung wurde bis 2003 bei Unregelmäßigkeiten ein sofortiges Trennen der Anlagen vom Netz verlangt. Aufgrund der hohen Installationszahlen wurden diese Anforderungen geändert, um bei Netzfehlern großräumige Netzstörungen zu vermeiden. Neu installierte Windenergieanlagen müssen und können heute kurze Netzausfälle im Sekundenbereich überbrücken und bei Kurzschluss im Netz durch Einspeisung reaktiver Leistung die Netzspannung stützen (das heißt, sie können Systemdienstleistung erbringen). Auf EU-Ebene wird ein Entwurf im Rahmen der ENTENSO-E diskutiert, der die Rahmenbedingungen für eine einheitliche und rechtssichere Anforderung gewährleisten soll. Dieser wird voraussichtlich 2017 in Kraft treten. Bei der Festlegung der Netzparameter werden die Länder der EU jedoch weiterhin selbstbestimmend tätig sein können.

Tendenzen

- n Kernmarkt der deutschen Windindustrie ist neben dem Export und dem wachsenden Offshoremarkt auch in den kommenden Jahren noch der nationale Onshoremarkt. Im Zuge der „Energiewende“ haben viele Bundesländer eigene Ziele für den Ausbau der Windenergie veröffentlicht und mit der Ausweisung neuer Flächen begonnen. Derzeit gehen Bestrebungen von Bund und Ländern dahin, die Ausbauziele auf Bundes- und Länderebene zu synchronisieren und den Leistungsausbau durch ein adäquates Netzausbauszenario zu flankieren.



Umspannstation eines Offshorewindparks
(Quelle: Siemens AG)

- n Das Ersatzanlagengeschäft, das sogenannte "Repowering" (das heißt der Ersatz von (kleinen) Altanlagen durch wenige, dafür aber leistungsstärkere, effizientere und systemkompatible Neuanlagen) wird weiter an Bedeutung gewinnen. Von den 1.766 im Jahr 2014 errichteten Anlagen zählen 416 Anlagen geschätzt zu Repowering-Projekten mit zusammen 1.147 MW an installierter elektrischer Leistung. Diese Entwicklung wird sich in den kommenden Jahren fortsetzen, da damit am gleichen Standort mit weniger Anlagen deutlich mehr elektrische Energie erzeugt werden kann.
- n Bei den Anlagen im Leistungsbereich von 5 MW bis 6 MW, die fast ausschließlich für den Offshoreeinsatz entwickelt und ab 2003 errichtet wurden, bieten deutsche Anlagenhersteller ein breites Anlagenspektrum von einem getriebelosen Konzept über einen innovativen Ansatz einer hoch kompakten Bauweise mit langsam laufendem Generator und einer Getriebestufe bis hin zu einem Getriebekonzept im Rahmen einer aufgelösten Bauweise. Große Unterschiede existieren nicht nur hinsichtlich der technischen Konzepte, sondern auch bezüglich des Status der Markteinführung. Der technologische und marktseitige Vorsprung deutscher Hersteller aus den 1990er- und frühen 2000er-Jahren hat sich jedoch in den letzten Jahren merklich verringert. Im Leistungsbereich zwischen 6 MW und 8 MW drängen mittlerweile auch andere europäische Hersteller mit Neuentwicklungen auf den Markt. Und langsam gewinnen auch Hersteller aus Asien steigende Anteile auf den globalen Windenergiemärkten.
- n Die Windindustrie hat sich in den vergangenen Jahren weltweit etabliert und zeigt im langjährigen Durchschnitt durchaus beachtliche Zuwachsraten. Als Folge der Globalisierung befinden sich unter den „Top 10“ der Windenergieanlagen-Hersteller unter anderem vier asiatische Unternehmen, die 2013 insgesamt knapp ein Viertel des Markts be-

liefert haben. Derzeit richtet sich der Fokus dieser Unternehmen noch auf die heimischen Märkte (insbesondere China und Indien); zukünftig werden sie aber als „Global Supplier“ agieren und im internationalen Herstellermarkt für weiteren Wettbewerb sorgen. Die Folge könnten potenziell sinkende Preise sein.



Onshorewindkraftanlage (Quelle: Siemens AG)

- n Bürger empfinden Windenergieanlagen teilweise als störend. Hauptargumente sind Eingriffe in das Landschaftsbild, Schattenwurf bei tiefstehender Sonne, Vögel- und Fledermaussterben, Schallemissionen sowie insbesondere auch die Tages- und Nachtkennzeichnung der Anlagen (Befeuerung). 2004 wurde erstmals für alle Bundesländer einheitlich eine Richtlinie zur Kennzeichnung von Windenergieanlagen vom Bundesrat verabschiedet. Ausgehend davon wird die Kennzeichnung von den Anwohnern heute weniger störend empfunden, da Lichtstärken und Winkel den Erfordernissen der Luftfahrt angepasst wurden. Die Sichtweitenmessung zur weiteren Vermeidung der Lichtstärke ist bei Neuanlagen inzwischen Stand der Technik. Die entsprechende Richtlinie wurde 2014 neu überarbeitet. Innovative Konzepte unter Einsatz von Radaranlagen in den Windkraftwerken (hierdurch wird die Kennzeichnung der Windenergieanlagen nur dann aktiviert, wenn sich ein Flugobjekt in der Nähe befindet) sind in der Diskussion und mittlerweile auch in der Erprobung.
- n Ein Hemmnis ist auch der Ausschluss von Flächen zur Installation von Windkraftanlagen aufgrund von veralteten, insbesondere militärischen, Radaranlagen zur Sicherung des Luftraums. Hier wird gemeinsam mit der Deutschen Flugsicherung und der EADS an technischen Lösungen gearbeitet. Deshalb dürfte sich dieses Problem des Flächenausschlusses wegen der militärischen Radarnutzung (Flugsicherungsradar, Luftverteidigungsradar) tendenziell zukünftig deutlich entschärfen. Mittlerweile akzeptiert die Bundeswehr eine bedarfsgerechte Steuerung von Windenergieanlagen im Umkreis von Radaranlagen und geht davon

aus, dass auf diese Weise befürchtete Störungen unterbleiben. Dieser konsensuale Weg böte sich grundsätzlich auch für zivile Radaranlagen (Flugsicherungsradaranlagen der Deutschen Flugsicherung GmbH) an. Hier hat sich ein vergleichbarer Kompromiss jedoch bislang nicht finden lassen. Technisch dürfte es dennoch zielführend sein, den vorgezeichneten Kompromiss mit der Bundeswehr auch im Hinblick auf die zivile radargestützte Flugsicherung weiterzuverfolgen. Auf diese Weise könnten zahlreiche Flächenverknappungen vermieden werden.

- n Im Hinblick auf die zivile Flugsicherung ist die Flächenforderung im Hinblick auf die Betriebsführung von Funknavigationsanlagen von großer Brisanz. Hierbei wurde die repressive Haltung der zivilen Flugsicherungsbehörden und –organisationen aktuell durch drei Entscheidungen des Oberverwaltungsgerichts Lüneburg gestärkt. Allerdings fußt der weitgehende Ausschluss von Windenergieanlagen in einem Umkreis von 15 km um derartige Funknavigationsanlagen im Wesentlichen auf mangelnden technischen Erkenntnissen. Dieser Mangel wird von den erkennenden Gerichten regelmäßig zum Anlass genommen, im Sinne einer „Worst-case-Betrachtung“ Anträge auf den Bau von Windenergieanlagen im Zweifel abzulehnen; diese Genehmigungsversagung beruht weder auf technisch plausiblen Annahmen noch auf luftfahrtbetrieblicher Relevanz. Zunehmend wird indes deutlich, dass die Fachwelt (insbesondere die ICAO) den Methoden und Ermittlungsergebnissen der beteiligten Flugsicherungsorganisationen und -behörden (insbesondere Bundesaufsichtsamt für Flugsicherung und Deutsche Flugsicherung GmbH) kritisch gegenüberstehen. Sollte sich diese Entwicklung weiter fortsetzen, sind daher auch abweichende Rechtsprechungsergebnisse möglich. Deshalb sind eine dringende Aufarbeitung des Erkenntnisdefizits einerseits und eine proaktive Verfahrensführung andererseits von evidenter Bedeutung.
- n Neuerdings werden entsprechende Freihaltebereiche auch um Anlagen des Deutschen Wetterdiensts (Wetterradaranlagen) gefordert. Durch ein aktuelles Urteil des Verwaltungsgerichts Trier ist indessen deutlich geworden, dass diese Forderung wohl in ihrer Pauschalität nicht aufrecht erhalten werden kann, sodass tendenziell auch die hiermit einhergehende Flächenproblematik für die Windenergienutzung entschärft werden kann.
- n Soweit es luftfahrtbetriebliche Hemmnisse in Bezug auf potenzielle Windkraftanlagenstandorte angeht (unter anderem MRVA (Minimum Radar Vectoring Altitude), Tiefflugstrecken, Bau-schutzbereiche, Platzrunden) zeigt die aktuelle Entwicklung, dass durch entsprechende Einwir-

kungen bei Behörden und Gerichten (aber in der Regel auch nur dann) ein gewisser Anpassungsdruck der beteiligten Stellen erzeugt werden kann. Hier geht es vor allem um die Möglichkeit – im Falle einer Planung von Windenergienutzung auf bestimmten betroffenen Flächen im Sinne einer gegenseitigen Rücksichtnahme – die Vereinbarkeit der jeweiligen Nutzungen herzustellen (insbesondere durch Verlegung bzw. Aufhebung von Platzrunden, Anhebung von MRVA usw.). Dies bedarf jedoch im Einzelfall einer konkreten Betrachtung. Schwierig bleibt die Situation vor allem im Hinblick auf Tiefflugstrecken der Bundeswehr (hier geht es vor allem um eine Forderung eines 3-km-Korridors zur Freihaltung von Windenergienutzung). Dies führt insbesondere im süddeutschen Raum zu einem massiven Potenzialflächenwegfall. Gleichzeitig ist die Bundeswehr in diesem Zusammenhang wenig kompromissbereit. Denkbar wäre es dennoch, auf der Grundlage neuerer Rechtsprechung das Problem jedenfalls dahingehend zu entschärfen, die Korridorbreite auf die technisch zwingend erforderlichen Parameter zu beschränken und insbesondere objektiv für den Tiefflug nicht nutzbare Bereiche von vorneherein von Freihaltforderungen auszunehmen, sodass eine Windenergienutzung zumindest teilweise auch auf diesen Flächen möglich wird. In rein technischer Hinsicht ist darauf hinzuweisen, dass die oft bei der Genehmigungsversagung vorgebrachten „technischen Phänomene“ kaum technisch wissenschaftlich validiert sind.

- n Aus historischen Gründen sind die Übertragungs- und Verteilungsnetze nachfrageorientiert aufgebaut. Die Einspeisekapazität dieser Netze ist deshalb in Gegenden mit einer traditionell geringen Nachfrage (das heißt ländliche, agrarisch strukturierte Gebiete) und einem hohen Windangebot begrenzt (z. B. Nord-Ost-Mecklenburg). Um die politisch angestrebten Ausbauziele im Onshore- und Offshorebereich und die Erfordernisse der europäischen Strommärkte erfüllen zu können, ist deshalb neben der Systemoptimierung ein beschleunigter Netzausbau erforderlich. Dazu müssen die überaus langen Planungs-, Genehmigungs- und Umsetzungsphasen verkürzt werden.
- n Mit dem 2009 beschlossenen Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) wurde die Möglichkeit geschaffen, auf der 380-kV-Ebene Leitungen in Teilen auch unterirdisch zu verlegen. Im Zuge der „Energiewende“ hat die Bundesregierung mit dem regelmäßig von den Netzbetreibern zu veröffentlichen Netzausbauplan verstärkte Aktivitäten zum Ausbau der Netze eingeleitet, um einen drohenden „Flaschenhals“ der unzureichenden Nord-Süd-Verbindungen zu vermeiden.



Spezialschiff für Wartungsarbeiten
(Quelle: Siemens AG)

- n Zu den Herausforderungen für die geplante Offshore-Marktentwicklung in Deutschland (6,5 GW bis 2020, 15 GW bis 2030) gehört die rechtzeitige Bereitstellung des Netzanschlusses. Seit 2013 wird der Bau von Clusteranschlüssen auf See und der Ausbau von Offshore-Windkraftwerken durch den Offshore-Netzentwicklungsplan (ONEP) sowie dem vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) jährlich zu erstellenden Bundesfachplan Offshore gesteuert. Mit dieser Neuregelung reagierte die Bundesregierung unter anderem auf erhebliche Verzögerungen beim Anschluss von Windparks auf See unter anderem durch Probleme im Zusammenhang mit notwendigen Investitionen, vor allem seitens des Netzbetreibers sowie durch Verzögerung bei der Lieferung von Umspannwerken und Kabelanschlüssen. Die Frage der Haftung bei verspätetem Netzanschluss oder Netzausfall wurde mit einer neu verabschiedeten Haftungsregelung inzwischen geklärt.
- n Auch der Netzausbau an Land zum Abtransport des auf See erzeugten Stroms in die Verbrauchszentren im Süden Deutschlands muss dringend vorangetrieben werden. Hierzu legen die Übertragungsnetzbetreiber seit 2013 jährlich einen Netzentwicklungsplan vor, der in einem öffentlichen Konsultationsverfahren bewertet wird. Der Plan zeigt den Netzausbaubedarf für die kommenden zehn Jahre auf.
- n Die weitergehende Integration der Windenergie erfordert die weitere Anpassung der Netze. Diese kann durch ein optimiertes Netz-, Last- und Erzeugungsmanagement sowie durch den konsequenten Einsatz moderner Anlagentechnologie, die die Windindustrie schon heute bereitstellt, realisiert werden. Windparks können gegebenenfalls auch zur Bereitstellung von Regelernergie und zur Netzstabilität beitragen.



Montage des Rotors einer Windkraftanlage
(Quelle: Siemens AG)

Schlussfolgerungen

- n Die Entwicklung, Herstellung und der Betrieb von Windenergieanlagen bieten deutschen Ingenieuren ein technisch breit gefächertes Betätigungsspektrum. Hohe Innovationskraft und eine dynamische Entwicklung sind die typischen Kennzeichen einer immer noch jungen Technologie, deren Einsatzfelder und Entwicklungspotenziale noch lange nicht ausgereizt sind. Deshalb sollte das Ausbildungsangebot weiter ausgeweitet und spezifiziert werden.
- n Ein starker heimischer Markt – für die Windenergie an Land wie auf See – ist eine wichtige Voraussetzung sowohl für die weitere technische Entwicklung als auch für den industriepolitischen Erfolg dieser Branche in Deutschland.
- n Gleiches gilt sinngemäß auch für die Frage der besseren Integration des Windstroms ins Stromversorgungssystem im Hinblick auf die Erbringung eines Beitrags zur Systemsicherheit. Hierzu sind entsprechende technische Lösungen zu entwickeln, in der Praxis zu demonstrieren und am Markt umzusetzen. Dabei kann diese Herausforderung der vollumfänglichen Integration der Windkraft als ein integraler Bestandteil des Stromversorgungssystems nicht nur mittels neuer bzw. verbesserter Technik realisiert werden; wesentlich ist auch die Anpassung des ordnungsrechtlichen Rahmens und aller sonstigen damit zusammenhängenden Regelungen. Schnelle Erfolge sind hier nur zu erwarten, wenn die dafür notwendigen öffentlichen F&E-Mittel verfügbar gemacht werden.
- n Offshorewindenergie bietet ein großes Potenzial für eine sichere Stromversorgung. Hohe Volllaststundenzahl und stetige Einspeisung führen zu ei-

ner hohen Stabilität im Versorgungssystem. Mit zunehmender Nutzung der Offshorewindkraft sinkt der potenzielle Speicher- bzw. Regelungsbedarf. Mit einer Stromeinspeisung an mehr als 340 Tagen im Jahr tragen die Offshorewindparks auch zur Systemstabilität bei und sichern damit die Stromversorgung in einem von steigendem Flexibilitätsbedarf auf der Erzeugungsseite geprägten Versorgungssystem.

- n Die Erzeugungskosten zu senken ist insbesondere bei der Offshorewindenergie eine zentrale Herausforderung für die kommenden Jahre. Die Stromgestehungskosten (das heißt die mittleren Kosten der Stromerzeugung über 20 Jahre Betriebszeit) der Offshorewindenergie liegen bei heute in Deutschland realisierten Windparks zwischen 0,13 €/kWh und 0,14 €/kWh (Fichtner/Prognos 2013). Diese Kosten können innerhalb von zehn Jahren je nach Standort und Ausbaugeschwindigkeit um 30 % bis 40 % reduziert werden (das bedeutet unter 0,1 €/kWh). Zentraler Treiber für die Kostenreduktion ist die kontinuierliche technische Weiterentwicklung entlang der gesamten Wertschöpfungskette der Offshorewindindustrie. Sie kann zu deutlichen Einsparungen in den Bereichen Investition, Betrieb und Finanzierung führen. Wesentlich ist hier, dass in den kommenden Jahren die Lernkurve forciert durchfahren und der Übergang von Unikat zum Standard-Offshorewindpark vollzogen wird. Gelingt dies auf der Basis verlässlicher Rahmenbedingungen, sind einerseits die notwendige Kostenreduktion realisierbar und andererseits technologische Lösungen verfügbar, die dann auf anderen Märkten ebenfalls zum Einsatz kommen können.

Mit kleineren Anlagengrößen im Bereich elektrischer Leistungen von 2 MW bis 3 MW sind Kostensenkungen im Marktsegment „Offshorewindenergie“ langfristig wirtschaftlich nicht darstellbar. Deshalb war die Entwicklung der 5+-MW-Klasse – zu großen Windparks zusammengeslossen – durch die in Europa erwarteten Offshoreperspektiven angestoßen worden. Um die damit verbundenen gewaltigen Investitionen rentabel zu gestalten, müssen die für diese Anlagen neu entwickelten Komponenten optimiert werden. Schwerpunkte bilden die Gründung, der Stromtransport und die Speicherung, die Regelung einzelner Anlagen und ganzer Windparks, verbesserte Windprognoseverfahren, Steigerung des Wirkungsgrads sowie innovative Wartungs- und Instandhaltungskonzepte. Wichtig in diesem Zusammenhang ist auch, dass die Anlagen immer besser an die rauen Bedingungen auf See angepasst werden. Die Anlagenverlässlichkeit muss also weiter merklich verbessert und die Wartungszyklen zunehmend verlängert werden. Wesentlicher Treiber

für die Höhe der Lernrate hieraus resultierender Lernkurven ist dabei die jährlich insbesondere in Europa insgesamt neu installierte Kapazität.

- Die risikoreiche Industrialisierungsphase der Offshorewindenergienutzung in Deutschland braucht weiterhin verlässliche Rahmenbedingungen. Bei der geplanten Umstellung auf ein Ausschreibungsmodell für die weitere Förderung ab 2017 muss darauf geachtet werden, dass keine Brüche im Markt entstehen. Ein funktionierendes Ausschreibungsmodell muss in der Lage sein, den Wettbewerb zu unterstützen, Kosten zu senken, fortschrittliche Technologien zu fördern, keine neuen zeitlichen Verzögerungen zu begünstigen und die Akteursvielfalt zu erhalten.



Transport eines Rotorblatts einer Windkraftanlage (Quelle: Siemens AG)

- Im Zuge des verstärkten Ausbaus der erneuerbaren Energien (mindestens 35 % am Bruttostromverbrauch bis 2020, 50 % bis 2030 und 80 % bis 2050) muss die in Deutschland installierte Windenergieleistung noch deutlich weiter gesteigert werden. Dies erfordert auch die Verstärkung und den Ausbau des bestehenden elektrischen Verbundnetzes, der im Umfang noch überschaubar, aber genehmigungsrechtlich nicht einfach umzusetzen ist.



Windenergienutzung auf Naxos (Quelle: VDI)

- Im Strommarkt können heute starke Wechselwirkungen zwischen konventionellen und erneuerbaren Energien beobachtet werden. Die heutigen Börsenpreise machen es sowohl für die Windenergie als auch für konventionelle Backupleistung schwierig, sich unter Marktbedingungen zu refinanzieren. Für die Zukunft kann das EEG deshalb nicht mehr als losgelöster Mechanismus im energiepolitischen Gefüge betrachtet werden. Deshalb müssen Politik und Windbranche zusammen an einem weiterentwickelten Marktdesign für den gesamten Stromsektor mitarbeiten.

3.2 Stromerzeugung aus Wasserkraft

Stand

- Die Nutzung der Wasserkraft wird anhand der Fallhöhe der einzelnen Wasserkraftanlagen unterschieden in Niederdruckanlagen (Fallhöhe < 15 m), Mitteldruckanlagen (15 m bis 50 m) und Hochdruckanlagen (> 50 m). Es kann auch eine Einteilung anhand der installierten Leistung erfolgen mit Kleinwasserkraftanlagen (< 5 MW oder 10 MW je nach Konvention), mittelgroßen Wasserkraftanlagen (< 100 MW) und Großwasserkraftanlagen (> 100 MW).
- Die Wasserkraft trägt im Mittel der letzten Jahre mit rund 20 TWh/a bis 22 TWh/a zur Deckung des deutschen Stromverbrauchs bei. Von den etwa 4.400 MW installierter Leistung entfallen ca. 3.400 MW auf Laufwasserkraftwerke mit einer elektrischen Leistung über 5 MW, deren Anteil an der Stromerzeugung aus Wasserkraft knapp 70 % beträgt. Davon wiederum stammt gut die Hälfte aus Kraftwerken an Inn, Rhein und Donau, die alle zumindest abschnittsweise auch Grenzgewässer mit der Schweiz, Frankreich und Österreich bilden. Die ca. 5.500 Klein- und Kleinstwasserkraftanlagen (< 1 MW) erzeugen rund 8 % des deutschen Wasserkraftstroms.
- Die rund 30 in Deutschland bestehenden Pumpspeicherwerke weisen eine elektrische Leistung von ca. 7 GW mit einem Speichervermögen von insgesamt ca. 40 GWh auf.
- Im Zuge der in den letzten Jahrzehnten laufenden Modernisierung der deutschen Wasserkraftwerke wurden sukzessive ökologische Verbesserungen (z. B. Fischwanderhilfen) umgesetzt. Die sachlich begründeten ökologischen Nachteile der Wasserkraft wurden damit in den letzten Jahren zunehmend entschärft.
- Ein Vorteil der Wasserkraft ist die Grundlastfähigkeit (Laufwasserkraftwerke) und planbare

Speicherfähigkeit (Speicherkraftwerke). Nachteilig sind die jährlichen Erzeugungsschwankungen von rund 15 % und zum Teil noch mehr, primär in Abhängigkeit von den tatsächlichen Niederschlägen (im Wesentlichen Regen und Schnee) bzw. dem daraus resultierenden Abfluss.



Nutzung der Kleinwasserkraft (Quelle: TUHH)

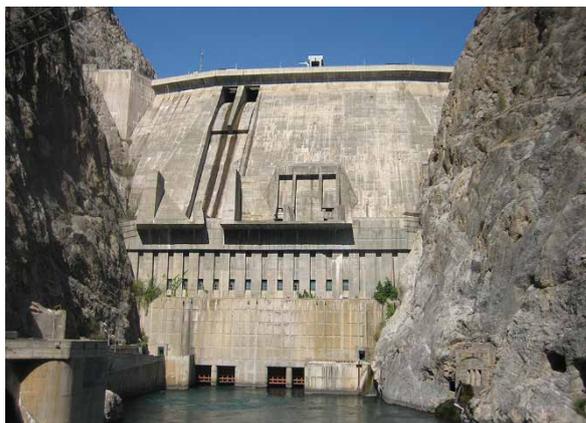
- n Die Wasserkraft zeichnet sich aufgrund der hohen technischen Lebensdauer und den grundsätzlich erreichbaren hohen Volllaststundenzahlen durch besonders geringe Treibhausgasemissionen im Vergleich zu anderen Stromerzeugungsoptionen auf der Basis regenerativer Energien und insbesondere fossiler Energieträger aus; Wasserkraftanlagen zeigen üblicherweise die geringsten spezifischen Treibhausgasfreisetzungen aller Stromerzeugungsoptionen in Deutschland. Die Wasserkraft kann damit merklich zum Klimaschutz beitragen.
- n In Deutschland beträgt das genutzte Wasserkraftpotenzial ca. 20,9 TWh/a bei einem technischen Zubaupotenzial von etwa 12,3 TWh/a bis 21,2 TWh/a, von denen voraussichtlich nur 3,3 TWh/a als überhaupt aufgrund technisch-ökonomischer Restriktionen realisierbar eingeschätzt werden; damit ist das technisch verfügbare und realisierbare Wasserkraftpotenzial zum überwiegenden Teil bereits ausgeschöpft. Zusätzlich wird Klein- und Kleinstwasserkraftanlagen (< 1 MW) ein technisch realisierbares Ausbaupotenzial von ca. 1 TWh/a zugewiesen.
- n Insgesamt ist in Mitteleuropa das technisch verfügbare und potenziell erschließbare Wasserkraftpotenzial ebenfalls weitgehend erschlossen. Dies gilt aber nicht weltweit; beispielsweise sind in Afrika, Asien und Südamerika noch erhebliche unerschlossene Wasserkraftpotenziale vorhanden, die – insbesondere in China – in den letzten Jahren sukzessive erschlossen wurden und werden. Weltweit kann von rund 14,7 PWh/a an technisch nutzbarem Wasserkraftpotenzial bei einem derzeit genutzten Wasserkraftpotenzial von 3,0 PWh/a ausgegangen werden.
- n Die Novelle des EEG 2014 brachte für die Wasserkraft veränderte Rahmenbedingungen unter anderem im Bereich der Direktvermarktung. Die bisher freiwillige Direktvermarktung wird verpflichtend für Neuanlagen mit einer installierten Leistung größer 500 kW, die vor dem 01. Januar 2016 in Betrieb gehen. Für Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2015 in Betrieb genommen werden, reduziert sich dieser Wert auf 100 kW installierter Leistung.
- n Die Kostenstrukturen insbesondere bei der Entwicklung von Projekten zur Hebung der noch vorhandenen begrenzten Potenziale im Bereich der Kleinst-, Klein- und Großwasserkraft erfordern auch mittelfristig Unterstützung durch das EEG. Ohne eine staatliche Flankierung wird das noch vorhandene Wasserkraftpotenzial nicht erschlossen werden.
- n Im Jahr 2013 lag der Umsatz der Wasserkraftbranche (einschließlich des Anlagenbaus) bei etwa 910 Mio. € insgesamt entspricht dies ca. 13.100 Arbeitsplätzen sowohl durch Investitionen (rund 8.100 Arbeitsplätze) als auch durch Wartung und Betrieb (rund 4.800 Arbeitsplätze). Die meisten Anlagenhersteller haben allerdings den Schwerpunkt ihrer Aktivitäten im Ausland, da hier auch zukünftig die großen Märkte zu erwarten sind.
- n In Deutschland wird eine signifikante Anzahl an Wasserkraftanlagen in Oberflächenwasserkörpern mit mindestens gutem ökologischem Zustand betrieben. Insbesondere in den Gewässeroberläufen ist dies trotz der teilweise seit vielen Jahrzehnten bis Jahrhunderten andauernden Gewässerfragmentierung der Fall.

Tendenzen

- n Das Ausbaupotenzial in Deutschland resultiert aus der Ertüchtigung bestehender Anlagenteile, dem Zubau an vorhandenen Wasserkraftstandorten oder dem Neubau an existierenden und bisher ungenutzten Wehranlagen. In Deutschland liegt ein wesentlicher Schwerpunkt des Wasserkraftausbaus in der Modernisierung und Reaktivierung von bestehenden bzw. ehemals vorhandenen Wasserkraftanlagen. Der Neubau von Querbauwerken zum alleinigen Zweck der Wasserkraftnutzung findet nicht mehr statt.
- n In allen Fällen ist die Vermeidung bzw. der Ausgleich gewässerökologischer Beeinträchtigungen nachzuweisen. Trotzdem sind viele technisch

mögliche Vorhaben aus Naturschutzgründen schwer umsetzbar bzw. aufgrund der behördlichen Auflagen als Folge der zum Teil sehr weitgehenden gesetzlichen Vorgaben oft unwirtschaftlich.

- n Die technische Entwicklung auf dem Gebiet der Stromerzeugung aus Wasserkraft der vergangenen Jahre hatte vor allem die Verbesserung der strömungstechnischen Auslegung von Turbinen zum Ziel. Design und Auslegung erfolgt inzwischen vorrangig rechnergestützt. Modernste Regel- und Leittechniken sorgen für eine optimale Betriebsführung der Anlagen. Auch werden derzeit Konzepte zur Nutzung niedrigster Fallhöhen im Bereich unter 3 m insbesondere im Hinblick auf die Erschließung weiterer Potenziale beispielsweise an schon vorhandenen Staubauwerken bzw. Wehren entwickelt. Zudem werden eine Vielzahl unterschiedlicher gewässerökologisch begründeter Komponenten von Wasserkraftanlagen wie fischfreundlichere Turbinen oder Rechenanlagen entwickelt und erprobt.
- n Durch die vorliegenden jahrzehntelangen Erfahrungen mit Wasserkraftanlagen sind potenzielle Kostensenkungspotenziale weitestgehend ausgeschöpft. Auch sind substanzielle Entwicklungssprünge nicht zu erwarten. Zusätzlich schlagen sich die starken Schwankungen der Stahl- und Kupferpreise, wie sie in den letzten Jahren am Markt beobachtet wurden, auf die Systemkosten von Neubau- und Modernisierungsprojekten nieder.

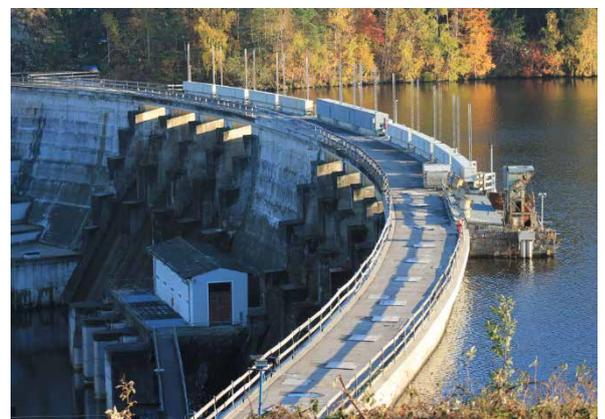


Staumauer eines Wasserkraftwerks in Kirgisistan (Quelle: Fichtner)

- n Pumpspeicherwerke sind eine Speichertechnologie. Sie treten am Strommarkt als Anbieter verschiedener Formen von Regelenergie auf und müssen mit den dort gegebenen Marktpreisen konkurrieren. Eine EEG-Vergütungsfähigkeit besteht nicht. Aber aufgrund des zunehmenden Ausbaus der erneuerbaren Energien und insbesondere von fluktuierender Wind- und Solarenergie gewinnen Energiespeicher mittelfristig weiter an

Bedeutung, auch wenn sie unter den derzeitigen Rahmenbedingungen im Stromversorgungssystem mit dem heutigen Strommarktdesign nur schwer wirtschaftlich darstellbar sind.

- n Mit dem starken Ausbau der Windkraft und der Solarenergie hat das Interesse der Politik – und eingeschränkter auch der Energieversorger – an der Technologie der Speicherwasserkraftwerke deutlich zugenommen. Eine verstärkte Identifizierung und Analyse des Pumpspeicherpotenzials in Deutschland war die Folge. Aufbauend auf flächendeckenden und regionalen Untersuchungen befinden sich derzeit elf Projekte mit einer Gesamtleistung von ca. 4.000 MW in einem sehr frühen Stadium der (Vor-)Planung. Hierbei steht primär die Erweiterung existierender Anlagen im Fokus. Infolge des derzeit ungünstigen ökonomischen Umfelds der Speicherwasserkraft werden diese Überlegungen aber momentan nicht aktiv weiter verfolgt, zumal für eine Übergangszeit auch noch die in den Alpen vorhandenen Speicherwasserkraftwerke, an denen deutsche Energieversorger Anteile halten, mit einem anderen Betriebsregime genutzt werden könnten. Deshalb dienen die aktuellen Projektstudien bisher primär nur der Sicherung von Standorten für einen potenziellen zukünftigen Ausbau.
- n Im Rahmen der Diskussion um Speichertechnologien gibt es auch Untersuchungen zur Entwicklung von stillgelegten Bergwerken (Tief- und Tagebau) zur Umnutzung als Pumpspeicherwerke. Ein Vorteil dieser Anlagen liegt in potenziell geringen Umwelteinfluss und der eingeschränkten Flächenbelegung. Derzeit wird die technische und wirtschaftliche Machbarkeit der Anlagen in Pilotprojekten geprüft. Eine wirtschaftliche Umsetzbarkeit ist in den kommenden Jahren jedoch nicht zu erwarten.



Staumauer eines Speicherwasserkraftwerks (Quelle: © Uwe Schlick/PIXELIO)

- n Bei der Genehmigung von Wasserkraftanlagen kommt der Beurteilung potenzieller Umweltauswirkungen eine wesentliche Bedeutung zu. Dies gilt für die Optimierung und Reaktivierung bereits bestehender Anlagen ebenso wie für den kaum noch realisierten Kraftwerksneubau. Wasserkraftanlagen werden heute an einem neuen Standort nur dann genehmigt, wenn im Rahmen des wasserrechtlichen Genehmigungsverfahrens die ökologischen Belange umfassend geprüft wurden; dabei sind europa-, bundes- und landesrechtliche Vorschriften zu beachten. Insbesondere für Investoren von Klein- und Kleinstwasserkraftanlagen stellt diese komplexe genehmigungsrechtliche Situation ein nicht unerhebliches Hemmnis dar.

- n Der gute ökologische Zustand der Oberflächenwasserkörper fordert eine entsprechende Durchgängigkeit der Gewässer hinsichtlich des Sedimenttransports und der Wanderung von Organismen. Zur Aufwärtswanderung wurden in der Vergangenheit große Fortschritte erzielt, so dass heute gute Kenntnisse und umfangreiche Erfahrungen vorliegen. Hinsichtlich Feststofftransport sowie Fischschutz und Abwärtswanderung bestehen demgegenüber nach wie vor erhebliche Wissenslücken zur praktischen und erfolgssicheren Umsetzung. Die Forderung nach diesbezüglichen Maßnahmen ist daher wegen der sehr unsicheren Erfolgsaussichten aufgrund des unmittelbaren Forschungs- und Entwicklungsbedarf unverhältnismäßig.

- n Dem weiteren Ausbau der Wasserkraft in Deutschland stehen vor allem die relativ hohen Kosten, die mit der Erschließung noch vorhandener Restpotenziale verbunden sind, entgegen. Diese ergeben sich unter anderem durch den in diesem Zusammenhang oft sehr aufwendigen Wasserbau sowie durch die relativ strengen gesetzlichen Umwelt- und Naturschutzaufgaben hinsichtlich des Gewässerschutzes. Letztere resultieren primär aus der Auslegung der EU-Wasserrahmenrichtlinie (EG-WRRL) mit den daraus teilweise resultierenden anspruchsvollen Maßnahmenforderungen.

- n Da die Wasserkraft – und hier insbesondere die Klein- und Kleinstwasserkraft, aber nach wie vor auch die große Wasserkraft – weltweit (insbesondere in Schwellen- und Entwicklungsländern) in den kommenden Jahren aufgrund einer deutlich weiter steigenden Nachfrage nach elektrischer Energie und den noch erheblichen unerschlossenen Potenzialen weiter ausgebaut werden wird, findet der deutsche Anlagenbau global stark wachsende Märkte, auf denen er zukünftig steigende Absatzpotenziale finden kann, wenn er im globalen Wettbewerb erfolgreich ist.



Wasserkraftnutzung in Tadschikistan
(Quelle: Fichtner)

- n Zu den bislang schon global weit verbreitet eingesetzten Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerken könnten auch Gezeiten- und mittelfristig ebenfalls Anlagen zur Wellen- und Brandungsenergieerzeugung für die Stromerzeugung eingesetzt werden. Für Deutschland haben diese Optionen aber bisher nur eine untergeordnete Bedeutung. Aufgrund des nur beschränkten Potenzials an bzw. in der deutschen Nord- und Ostsee ist zumindest in Deutschland nicht zu erwarten, dass diese Optionen in den kommenden Jahren merklich zur Stromversorgung werden beitragen können. Falls technische Lösungen deutscher Ingenieure vorhanden sind, mit denen kostengünstig Strom erzeugt werden kann, ist aber zu erwarten, dass dafür global auch entsprechende Märkte vorhanden sein sollten.

Schlussfolgerungen

- n Für große Wasserkraftanlagen im Bereich der Laufwasser- und Speicherkraftwerke in Deutschland bestehen noch genehmigungsfähige Zubaupotenziale im Bereich von maximal einigen 100 MW, die jedoch aufgrund einer Vielzahl von Restriktionen kaum wirtschaftlich erschließbar sind. Aufgrund der Bedeutung der Wasserkraft für die deutsche Stromversorgung ist es daher wichtiger, dass die für den nachhaltigen Weiterbetrieb der Bestandsanlagen erforderlichen Ertüchtigungs- und Erhaltungsinvestitionen getätigt werden; dies ist durch entsprechende (verlässliche) politische Rahmenbedingungen zu flankieren.

- n Begrenzte Ausbaupotenziale bestehen ebenfalls noch im Bereich von Klein- und Kleinstwasserkraftanlagen. Auch hier ist – im Sinne einer kontinuierlichen Weiterentwicklung und zunehmenden Erschließung dieser, wenn auch insgesamt nur bescheidenen, Potenziale – der Weiterbestand der geschaffenen Anreizinstrumente von großer Bedeutung, damit die Technologieentwicklung im

Hinblick auf eine Kostenreduzierung stimuliert und auch die Potenzialerschließung forciert wird. Dies kann auch Wettbewerbsvorteile bei der Bedienung der globalen Märkte im Bereich der Wasserkraftnutzung durch deutsche Unternehmen haben.

- n Aufgrund des Ausbaus der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie in Deutschland und Europa wird die Pumpspeichertechnologie zukünftig potenziell eine wichtige energiewirtschaftliche Rolle übernehmen müssen, da sie nach wie vor eine sehr effiziente und auch kostengünstige Möglichkeit zur großtechnischen Speicherung elektrischer Energie ist, die technisch uneingeschränkt verfügbar ist. Deshalb gibt es erste Vorüberlegungen zum Ausbau von elf neuen Pumpspeicherwerken in der Größenordnung von ca. 4.000 MW. Diese Projekte sind, auch wenn Pumpspeicherwerke unter den derzeitigen Gegebenheiten im Stromversorgungssystem nicht wirtschaftlich darstellbar sind, zu unterstützen, da sie den weiteren Ausbau angebotsabhängiger Stromerzeugung aus Wind und Sonne merklich unterstützen können. In diesem Zusammenhang muss auch darüber diskutiert werden, ob durch eine Weiterentwicklung des Strommarktdesigns der Rahmen, in dem sich die Pumpspeicherwerke bewegen, soweit verändert werden kann, dass im Vergleich zu heute ein ökonomisch vielversprechender Betrieb ermöglicht wird.



Wasserkraftnutzung in Paraguay (Quelle: TUHH)

- n Den Belangen eines anspruchsvollen und weitgehenden Umwelt- und Naturschutzes wird im Rahmen der Anwendung bestehender Gesetze und Verordnungen bei der Nutzung der Wasserkraft heute schon sehr umfangreich Rechnung getragen. Eine weitere Verschärfung wäre im Sinne eines effizienten Klimaschutzes wenig hilfreich und würde den ohnehin sehr verhaltenen weiteren Ausbau der Wasserkraft völlig zum Erliegen bringen.
- n Infolge der seit Jahrzehnten hohen Marktdurchdringung der Wasserkraft besteht F&E-Bedarf lediglich in spezifischen Themenbereichen (z. B. Nutzung niedrigster Fallhöhen, weitere Effizienzverbesserung von Gesamtanlagen, Steuerung und Regelung, gewässerökologisch begründete Innovationen).
- n Die Wasserkraft kann zur Lösung der Speicherproblematik – und damit zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung – merklich beitragen. Dies gilt sowohl für die „klassischen“ Pumpspeicher, wie sie unter anderem im Schwarzwald und in den Alpen vorhanden sind, als auch gegebenenfalls für „innovative“ Pumpspeicher beispielsweise in ehemaligen Bergwerken. Deshalb sind beide Optionen – falls die bisher weitgehend ungeklärte techno-ökonomische Umsetzbarkeit der zweiten Option nachgewiesen werden kann – prioritär zu entwickeln. Dieser Prozess muss durch staatliche Maßnahmen (unter anderem F&E-Aktivitäten) und durch ein entsprechendes Marktdesign, das den Betrieb derartiger aus energiewirtschaftlicher Sicht sinnvoller Anlagen erlaubt, unterstützt werden.

3.3 Nutzung der Sonnenenergie

Vorbemerkung

Sonnenenergie kann zur Wärmeerzeugung mittels solarthermischer Systeme und zur Stromerzeugung mithilfe von Fotovoltaikanlagen und solarthermischen Kraftwerken genutzt werden. Diese Optionen werden nachfolgend diskutiert.

3.3.1 Fotovoltaische Stromerzeugung

Stand

- n Nach jahrelangem Wachstum der jährlich installierten elektrischen Leistung mit in der Spitze 7,6 GW im Jahr 2012 befindet sich der Fotovoltaikmarkt (PV-Markt) in Deutschland seit 2013 auf rasanter Talfahrt bezüglich der jährlich neu

installierten Anlagenleistungen. Die Neuinstallationen sind bereits 2013 auf 3,3 GW eingebrochen und lagen 2014 nochmal niedriger bei nur noch 1,9 GW. Die gesamte installierte elektrische Leistung der etwa 1,5 Mio. Fotovoltaikanlagen (PV-Anlagen) belief sich damit per Ende 2014 auf 38,2 GW. Im Jahr 2014 haben diese PV-Anlagen in Deutschland 35,2 TWh erzeugt. Der Anteil der Fotovoltaik an der Bruttostromerzeugung lag damit bei rund 5,8 %.

- n Der Anteil an Kleinanlagen unter 10 kW installierter elektrischer Leistung, der typischerweise von Privatpersonen auf den Dächern von Ein- und Zweifamilienhäusern installiert wird, lag 2014 bei rund 77 % aller Neuinstallationen. Der Anteil der Anlagen mit Leistungen zwischen 10 kW und 40 kW lag 2014 bei rund 16 %. Nur insgesamt ca. 6 % der in Deutschland installierten Anlagen zeigen eine Spitzenleistung zwischen 40 kW und 10 MW; Anlagen mit über 1 MW tragen zu allen Installationen mit deutlich unter 0,5 % bei.
- n Die 2014 gemeldeten 216 Anlagen im MW-Bereich nehmen einen Anteil an der in Deutschland installierten PV-Leistung von über 32 % ein. Anlagen mit 40 kW bis 1 MW tragen hierzu mit etwas über 34 % bei und kleine Anlagen bis 10 kW weisen knapp 20 % der insgesamt installierten Leistung auf.
- n Insbesondere im Leistungsbereich unter 10 kW dürfte es bereits eine nennenswerte Anzahl an Anlagen außerhalb des EEG geben. Diese Entwicklung wird auch durch etwa 15.000 bis Ende 2014 installierte Solarstromspeicher deutlich.
- n Nicht netzgekoppelte Systeme (z. B. Parkscheinautomaten, Straßenbeleuchtung, Camping-Stromversorgung) werden auch weiterhin installiert. Die zugebauten Leistungen liegen im Vergleich zu den netzgekoppelten Anlagen aber nur im Promillebereich. Insgesamt könnten in solchen netzfernen Anwendungen Ende 2014 etwa 80 MW installiert gewesen sein.
- n Weltweit zeigt der PV-Markt ein ungebrochenes Wachstum. Die elektrische Leistung der neu installierten PV-Anlagen hat sich global von 31 GW 2012 über 38 GW 2013 auf etwa 40 GW 2014 erhöht. Dabei hat sich aber die Reihenfolge der größten Einzelmärkte verändert. 2014 wurde der PV-Markt von den Ländern China (10,6 GW), Japan (9,7 GW) und USA (6,2 GW) dominiert. Deutschland, das jahrelang den Markt anführte, rangiert hier erst nach Großbritannien an fünfter Stelle. Damit waren Ende 2014 weltweit PV-Anlagen mit rund 177 GW Leistung am Netz. Die

weltweite Stromproduktion von PV-Anlagen erreichte damit die 1%-Marke.

- n Der starke Rückgang des deutschen PV-Markts einerseits und die starke Dominanz der Hersteller aus Asien andererseits haben der deutschen Fotovoltaik-Industrie (PV-Industrie) erhebliche Probleme bereitet. Eine ganze Reihe von Unternehmen ist vom Markt verschwunden, wurde übernommen oder befindet sich in einer prekären Lage. Die Schwierigkeiten ziehen sich quer durch die Wertschöpfungskette von den Zell- und Modulherstellern über die Wechselrichterhersteller bis zu den Installateuren. Von den rund 130.000 Vollarbeitsplätzen im Jahr 2010 sind heute noch etwa 45.000 bis 50.000 übrig. Die Exportquote der noch in Deutschland vorhandenen PV-Industrie hat sich durch den Markteinbruch von 55 % im Jahr 2011 auf rund 80 % (2014) erhöht.
- n Der über viele Jahre starke Preisverfall bei Fotovoltaikmodulen (PV-Modulen) und -systemen hat sich in den letzten Jahren merklich verlangsamt. Die Durchschnittspreise für komplette Aufdachsysteme bis 100 kW in Deutschland sanken 2013 nur noch um etwa 14 % und 2014 noch um knapp 12 %. Sie liegen bei etwa 1.250 €/kW (Anfang 2015). Der Preis für PV-Module auf dem europäischen Spotmarkt (netto, verzollt) sinkt mittlerweile nicht mehr signifikant und bewegt sich (Anfang 2015) zwischen 0,48 €/W und 0,64 €/W in Abhängigkeit von der Herkunft der Module. Insgesamt liegen damit die aktuellen Preise nach wie vor deutlich unter der langjährigen Preiserfahrungskurve für Fotovoltaik, die einer Preisreduzierung von etwa 20 % für jede Verdopplung der gesamten installierten Leistung entspricht. Die Gründe für die Preisstabilisierung liegen in der vollzogenen Marktberreinigung und der weitgehend abgebauten Überkapazitäten bei den Zell- und Modulherstellern.



Nachgeführte PV-Anlage mit Konzentratormodulen (Quelle: Thomas Ernsting/LAIF)



Nachgeführte polykristalline Fotovoltaikmodule
(Quelle: BSW-Solar)

- n Die Zell- und Modulherstellung wird global von asiatischen Herstellern dominiert. Unter den Top-Ten-Herstellern 2014 kommen bereits acht Produzenten aus dem asiatischen Raum und keiner mehr aus Europa. Nur im Wechselrichtermarkt kommt der größte Hersteller nach wie vor aus Deutschland; allerdings nimmt auch hier der Druck seitens der asiatischen Hersteller ständig zu.
 - n Nach der zeitweise extrem starken Rücknahme der Fördersätze des EEG für PV-Anlagen vor allem in den Jahren 2010 bis 2012 sanken die Einspeisevergütungen 2013 und 2014 etwas langsamer. Sie wurde aber im Vergleich zu dem Rückgang der Komponentenpreise am Markt immer noch schneller abgesenkt. Dies führte zu einem starken Einbruch im deutschen PV-Markt und einer substanziellen Marktbereinigung auf allen Stufen der Wertschöpfungskette. Mit der EEG-Novelle 2014 wurde zwar die Basisdegression der Einspeisevergütung verringert. Zusätzlich wurde der Zwang zur Direktvermarktung des erzeugten Stroms von Anlagen ab 500 kW eingeführt (ab 2016 für Anlagen ab 100 kW). Hinzu kam die Erhebung von bis zu 40 % der EEG-Umlage auf selbstverbrauchten Strom. Außerdem ist die Förderung von Freiflächenanlagen weggefallen. Damit wurden die Investitionen in PV-Anlagen zunehmend unattraktiver.
- ### Tendenzen
- n Die Fotovoltaik ist heute – vergleichbar zur Stromerzeugung aus Windkraft oder Biomasse – ein fester Bestandteil im Stromerzeugungssystem in Deutschland. Jedoch wächst der Anteil an der fotovoltaischen Stromerzeugung in Deutschland entsprechend des stark reduzierten Zubauvolumens neuer Anlagen, wie es im EEG vorgesehen ist, deutlich langsamer als in der Vergangenheit und liegt derzeit bei rund 6 %.
 - n Trotz prinzipiell fluktuierender Erzeugung passt die Stromerzeugung von PV-Anlagen sehr gut zum Verbrauchsprofil insbesondere in Kombination mit Strom aus Windkraftanlagen. So liefern PV-Anlagen heute an sonnigen Tagen einen Großteil der Leistung zur Abdeckung der Bedarfsspitzen in der Mittagszeit (Peak-shaving-Effekt). Aufgrund der größeren Tag-Nacht-Unterschiede im Tagesgang zwischen Sommer und Winter und der dazu passenden geringeren PV-Stromerzeugung im Winter gilt diese Aussage im Durchschnitt näherungsweise für das gesamte Jahr.
 - n Die Erzeugung aus PV- und Windkraftanlagen wirkt aufgrund des heutigen Strommarktdesigns deutlich senkend auf die börsennotierten Industriestrompreise, die an der Leipziger Strombörse (EEX) gehandelt werden. Der Terminmarktpreis für 1 kWh lag 2014 bereits unter 0,04 €/kWh. Damit zeigt Deutschland die geringsten Industriestrompreise in Europa.
 - n Das enorm hohe Wachstum des PV-Markts wurde noch vor wenigen Jahren durch Europa und insbesondere durch Deutschland getrieben; Deutschland war mehrere Jahre hindurch der global größte PV-Markt. Aufgrund wiederholt verschlechterter Förderbedingungen insbesondere in den Jahren 2010 bis 2014 ist der Markt für neu zu installierende PV-Anlagen in Deutschland stark geschrumpft. Eine Verbesserung ist derzeit nicht absehbar, so dass für die nächsten Jahre mit einem weiterhin niedrigen Niveau zu rechnen ist. Es dürfte aufgrund des ökonomisch ungünstigen Umfelds deutlich unter dem Zielkorridor der Bundesregierung von 2,4 GW/a bis 2,6 GW/a liegen.
 - n Das Marktvolumen der anderen Länder in Europa, die in der Vergangenheit neben Deutschland den Markt getragen haben (unter anderem Italien, Spanien und Frankreich) liegt derzeit noch unter dem deutschen Markt; das heißt, in vielen europäischen Staaten hat sich der PV-Markt infolge der veränderten energiepolitischen Rahmensetzung merklich abgekühlt. Sehr positiv hat sich dagegen der britische Markt entwickelt, der 2014 bei 2,3 GW lag.
 - n Im Unterschied zu Europa entwickelt sich der PV-Markt weltweit sehr rasant. Zugpferde sind hier vor allem Länder wie China, Japan und USA. Auch die Prognosen für die nächsten Jahre sind global günstig; weltweit wird mit einem Anstieg des Marktvolumens auf rund 100 GW bis 2020 gerechnet.
 - n Die Preise für Fotovoltaikstrom (PV-Strom) sind in den letzten Jahren enorm gesunken und sind in einzelnen Marktsegmenten in Deutschland bereits

heute auf Wettbewerbsniveau. Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten für PV-Anlagen in Deutschland belaufen sich auf 0,08 €/kWh bis 0,13 €/kWh je nach Anlagengröße und Standortqualität. Damit liegt der Preis weit unter dem, den Privathaushalte derzeit für einen Bezug an elektrischer Energie aus dem Stromnetz bei ihrem Versorger zahlen müssen und unterschreitet im Falle großer Anlagen schon teilweise die Vollkosten von mit fossilen Brennstoffen gefeuerten Kraftwerken.

- n Auch wenn sich das Tempo weiterer Kostensenkungen erst einmal global verlangsamt hat, besitzt die PV-Technologie mittel- und langfristig durchaus noch weitere Kostensenkungspotenziale, die aus technologischen Fortschritten und Skaleneffekten bei der Produktion resultieren. Studien erwarten, dass es mit großen MW- und Multi-MW-PV-Anlagen bis 2050 möglich sein wird, Preise zwischen 0,03 €/kWh und 0,04 €/kWh in Süddeutschland und zwischen 0,02 €/kWh und 0,03 €/kWh in Südspanien zu erreichen.



Prüfung von Solarzellen (Quelle: Thomas Ernsting/LAIF)

- n Infolge der stark gesunkenen Kosten für die Erzeugung von PV-Strom ist der Selbstverbrauch des erzeugten Stroms die (betriebs-)wirtschaftlich günstigste Form der Nutzung. Meist weichen allerdings Erzeugungs- und Nutzungsprofil, insbesondere in Privathaushalten, stark voneinander ab, sodass doch der größere Teil ins Stromnetz eingespeist werden muss (das heißt, das Netz dient als „unendlicher“ Speicher). Die Nutzung von kleinen elektrischen Speichern zur Zwischenspeicherung des im kleintechnischen Maßstab selbst erzeugten Stroms, um den Grad der Selbstnutzung beispielsweise in Privathaushalten zu erhöhen, wird deshalb immer beliebter. Ende 2014 belief sich die Zahl der installierten Speicheranlagen in Deutschland bereits auf etwa 15.000. Mit weiter fallenden Herstellkosten der Batterien, die zu einem erheblichen Teil zu den Gesamtkosten derartiger Systeme

beitragen, dürfte das Installationsvolumen dieser Speicheranlagen in den nächsten Jahren sprunghaft ansteigen.

- n Die marktbeherrschende Technologie ist nach wie vor die kristalline Silizium-Wafertechnologie mit nahezu 90 % Marktanteil. Neben der bereits seit längerem üblichen Standardtechnologie, die auf Bor-dotiertem Material, ganzflächigem Phosphor-Emitter und Siebdruckmetallisierung basiert, kommen aber immer mehr modernere PV-Konzepte, die selektive Emitter und Rückseitenpassivierung beinhalten, oder die Hetero-Junction-Technologie zum Einsatz.
- n Die mittleren Modulwirkungsgrade der bisher marktbeherrschenden Silizium-Wafertechnologie konnten von etwa 14,5 % Anfang 2012 auf heute 15,5 % bis 16,0 % gesteigert werden. Der höchste Wirkungsgrad von Industriemodulen liegt mittlerweile bei 21,2 %. Da der Trend zu immer höheren Wirkungsgraden ungebrochen ist, kann von einem mittleren Modulwirkungsgrad von 19 % bis spätestens 2020 ausgegangen werden.
- n Die Dünnschichttechnologien haben inzwischen weitgehend den Sprung in eine Massenfertigung geschafft. Führend sind hier die CdTe- und die CIGS-Technologie zweier US-amerikanischen Firmen, die aktuell typische Modulwirkungsgrade von 11,8 % bzw. 12,6 % aufweisen.
- n In den letzten Jahren haben sich auch die Kosten für Systemkomponenten wie Wechselrichter, Verkabelung, Aufständerung und Installation weiter reduziert. Dies liegt zum einen in der kontinuierlichen Weiterentwicklung der Technik und zum anderen in der immer rationelleren Produktionstechnik. Neue Schaltungstopologien und weiter verbesserte aktive und passive Bauelemente haben es ermöglicht, Wechselrichter mit Spitzenwirkungsgraden von nahezu 99 % in die Fertigung zu bringen. Die Preise für Wechselrichter sind seit 2010 um etwa 60 % gesunken und liegen heute bei durchschnittlich 0,17 €/W. Für 2020 wird mit einem weiteren Rückgang auf dann etwa 0,12 €/W gerechnet. Weiterhin übernehmen Wechselrichter immer mehr Zusatzfunktionen wie die Bereitstellung von Blindleistung oder Steuerfunktionen zur Vermeidung von Netzüberlastungen.
- n Die ins Stromnetz eingespeiste Spitzenleistung aus Solarstromanlagen in Deutschland überstieg im April 2015 erstmals die 25-GW-Marke. Dennoch stellt die Netzintegration von PV-Anlagen heute noch kein signifikantes Problem dar. Überlastungen in einzelnen Verteilnetzabschnitten mit hoher PV-Konzentration lassen sich meist durch techni-

sche Maßnahmen, die zunehmend auch in die Wechselrichter integriert werden, beheben.

- n Der weitere Ausbau der Fotovoltaik erfordert zukünftig allerdings mehr Maßnahmen, um Energieangebot und -verbrauch zur Deckung zu bringen. Maßnahmen wie die intelligente, nach Energieangebot variable Steuerung von Verbrauchern und Erzeugern (Smart Grids), der Aufbau von verlustarmen, kontinentalen Stromnetzen zum Ausgleich lokaler Extremwerte bei der Energieerzeugung oder auch die Nutzung der Batterien von Elektrofahrzeugen oder Nachnutzung (Second Use) als elektrische Speicher, rücken mehr und mehr in den Fokus. Der Einsatz von großtechnischen Speichern wird zwar zwingend erst bei deutlichen höheren Anteilen von erneuerbaren Energien erforderlich. Dennoch sollten bis dahin technisch ausgereifte Lösungen, die sich auch im größeren Maßstab bereits bewährt haben, zur Verfügung stehen. Hierfür werden unterschiedliche Technologien benötigt, die vom Tagesspeicher auf Batteriebasis bis zur Speicherung von mit erneuerbarem Strom hergestellten Wasserstoff (Power-to-Gas) reichen.



Fassade mit Fotovoltaikmodulen
(Quelle: BSW-Solar/SMA)

- n Aus heutiger Sicht erscheinen besonders kleine Batteriespeicher für Ein- und Mehrfamilienhäuser in Kombination mit PV-Anlagen erfolgversprechend. Mit derartigen dezentralen, kleinen Speichersystemen kann der tagsüber produzierte Solarstrom für die Abendstunden nutzbar gemacht werden. Obwohl der Einsatz derzeit trotz Förderprogramm der KfW noch nicht wirklich wirtschaftlich tragfähig ist, ist anzunehmen, dass in den nächsten Jahren mit weiter fallenden Preisen für Batteriezellen und -systemen ein erhebliches Marktvolumen entstehen wird. Verbraucher, die eine PV-Anlage besitzen, können dadurch ihren Eigenverbrauch von typischerweise 25 % bis 30 % auf beispielsweise 60 % und mehr – abhängig von der
- Größe von PV-Anlage und dem Speicher sowie der Heizungsart und dem Verbrauchsverhalten – steigern.
- n Autonome Energiesysteme haben heute einen hohen technischen Stand erreicht. Technische Stromversorgungen für unter anderem Parkscheinautomaten oder Telematiksysteme besitzen eine hohe Zuverlässigkeit und wettbewerbsfähige Kosten, sodass sie kommerzielle Märkte erschlossen haben. Auch Inselsysteme für einzelne Häuser und Dörfer zur Versorgung ländlicher Gegenden mit Strom sind heute zuverlässig realisierbar. Der seit längerer Zeit anhaltende Preisverfall der PV-Module und -Anlagen hat die Wettbewerbssituation von PV-basierten Inselsystemen erheblich verbessert. Dadurch lassen sich Inselsysteme optimaler konzipieren; oft reichen hier bereits kleinere elektrische Speicher. In vielen Gebieten stellen derartige Systeme bereits die preiswerteste Alternative dar. Äußerst wichtig ist es aber nach wie vor, das richtige Geschäftsmodell zu wählen und den richtigen Betreiber zu finden, um einen langfristig sicheren Betrieb inklusive der nötigen Wartung zu gewährleisten.

Schlussfolgerungen

- n Die deutlich reduzierte Förderung der Fotovoltaik in Deutschland hat in den letzten Jahren zu stark gesunkenen Zubauraten geführt, die noch deutlich unterhalb des Zielkorridors der Bundesregierung von 2,4 GW bis 2,6 GW liegen. Sollte diese Entwicklung so weitergehen, wird langfristig nicht das nötige Volumen an PV-Strom geliefert werden können, das für die Energiewende – und damit die Erreichung der ambitionierten energiepolitischen Ziele der Bundesregierung – erforderlich ist. Unter Maßgabe der sicheren Erreichung dieser nach wie vor gültigen Zielstellung ist deshalb eine Anpassung der derzeitigen PV-Förderung dringend geboten. Sinnvolle Förderregeln sollten neben einer maßvollen Degression der Vergütungssätze vor allem den Eigenverbrauch des selbsterzeugten Stroms wieder attraktiver machen (z. B. Befreiung von der EEG-Umlage). Auch sollten Geschäftsmodelle entwickelt werden, durch die der Betrieb von PV-Anlagen bald ganz ohne Förderung realisiert werden kann.
- n Auch bei dem derzeit erheblich reduzierten Zubau in Deutschland wird sich die insgesamt in PV-Anlagen installierte Leistung in den nächsten zehn Jahren erhöhen. Zusammen mit dem ebenfalls weiter steigenden Anteil der Windkraft werden Lösungen zum Ausgleich des fluktuierenden Energieangebots zunehmend dringender. Die heute bekannten Ansätze, wie die Implementierung

der Smart-Grid-Technologie, der Ausbau der Verteilnetze und Lösungen zur Speicherung von elektrischer Energie, müssen deshalb weiterentwickelt werden und die dafür nötige F&E-Aktivitäten ausgebaut werden. Auch sind neu- und/oder weiterentwickelte Ansätze in Deutschland zu demonstrieren, damit sie ihre Praxistauglichkeit unter Beweis stellen können.



Dachmontierte Fotovoltaikanlage (Quelle: Siemens AG)

- n Neben der Nutzung von Skaleneffekten bei der Massenproduktion lassen sich entscheidende Fortschritte bei der Kostenentwicklung der Fotovoltaik nur durch technologische Weiterentwicklungen erreichen. Mittelfristig ist dafür noch ein erhebliches Potenzial vorhanden. Deshalb ist es wichtig, weiterhin F&E in allen Teilaspekten der PV-Wertschöpfungskette vom Rohmaterial über die Zell- und Modultechnologie bis hin zu Systemkomponenten und Montagetechnik zu fördern. Dies sollte auch die Suche nach kostengünstigen Lösungen zur besseren Integration in die Stromnetze einschließen.

3.3.2 Solarthermische Stromerzeugung

Stand

- n Solarthermische Kraftwerke sind großtechnische Stromerzeugungssysteme, bei denen die solare Direktstrahlung durch Spiegelsysteme gebündelt wird; sie sind deswegen für einen Einsatz in Gebieten mit einem hohen Direktstrahlungsanteil prädestiniert (z. B. Wüstengebiete). Die größten Anlagen haben elektrische Leistungen von mehr als 250 MW.
- n In solarthermischen Kraftwerken wird ein komprimiertes Arbeitsmedium direkt oder indirekt auf hohe Temperaturen erhitzt und anschließend in einer Turbine entspannt, die dann einen Generator antreibt und dadurch elektrisch Energie bereitstellt. Deshalb sind solarthermische Anlagen vom Grundsatz her konventionelle thermische Kraftwerke, bei denen die Zufuhr thermischer Energie – im Unterschied zu mit fossilen Energieträgern gefeuerten Kraftwerksanlagen – solar erfolgt. Dies führt dazu, dass vielfach auf Erfahrungen und Grundlagen des konventionellen Kraftwerksbaus zurückgegriffen werden kann und die dort erzielten Fortschritte zumindest teilweise übertragbar sind.
- n Solarthermische Kraftwerke können durch den Einsatz von thermischen Speichern ihre Stromproduktion an die aktuelle Nachfrage anpassen; somit ist eine flexible Einsatzplanung nahezu wie bei mit fossilen Brennstoffen gefeuerten Anlagen möglich. Die Kombination mit einem prozessinternen Back-up-System auf der Basis fossiler oder biogener Energieträger kann die Planungssicherheit weiter erhöhen und damit ausschließliche konventionelle (fossile) Kraftwerksleistung vollständig ersetzen.
- n Damit hohe Temperaturen von 400 °C bis 1.000 °C in den Solarabsorbern erreicht werden können, sind Konzentratoren erforderlich, die kontinuierlich dem aktuellen Stand der Sonne nachgeführt werden. Damit kann nur der direkte Anteil der solaren Strahlung genutzt werden, da nur er mithilfe von Konzentratoren (das heißt Spiegeln) verdichtet werden kann. Folglich lassen sich solarthermische Kraftwerke wirtschaftlich sinnvoll nur im Sonnengürtel der Erde betreiben, in dem der Anteil der an der Erdoberfläche auftreffenden Direktstrahlung an der gesamten Globalstrahlung hinreichend hoch ist.
- n Obwohl diese Technologie damit sinnvollerweise nicht in Deutschland eingesetzt werden kann, liegt ein hoher Anteil der mit dem Bau derartiger Anlagen verbundenen Wertschöpfung in Deutschland. Beispielsweise werden Kernkomponenten (unter anderem Absorberrohr, Parabolspiegel) hier gefertigt; einige deutsche Firmen sind bei bestimmten Anlagenkomponenten Weltmarktführer. Bei dem konventionellen Kraftwerksteil haben führende Anbieter ebenfalls ihren Sitz in Deutschland und entwickeln hier die konventionellen Komponenten für den Einsatz in solarthermischen Kraftwerken weiter. In den letzten Jahren haben sich zudem deutsche Unternehmen als Ingenieurdienstleister für solarthermische Kraftwerke etabliert. Insgesamt sind deutsche Lieferanteile von bis zu 40 % (bei Gesamtkosten von mehreren 100 Mio. €) in kommerziellen solarthermischen Kraftwerken erzielt worden.

- n Zwischen 1984 und 1991 wurden in Kalifornien/USA neun solarthermische Kraftwerke mit einer elektrischen Gesamtleistung von 354 MW installiert. Sie werden seit dieser Zeit ohne größere Vorkommnisse technisch erfolgreich betrieben und sind nach wie vor in Betrieb.
- n Aufgrund positiver politischer Rahmenbedingungen speziell in Spanien und den USA wurden 2007 bis 2014 solarthermische Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung von rund 4.400 MW global neu in Betrieb genommen; weitere 2.000 MW sind gegenwärtig im Bau. Mehr als 50 % dieser Anlagen sind mit großen thermischen Energiespeichern ausgestattet (das heißt mehr als sieben Volllaststunden pro Tag zusätzlich). Auch in Abu Dhabi, Algerien, Ägypten, Marokko, Iran, Israel, Italien, Südafrika, Australien, Chile, Mexiko, Thailand, Indien und China wurden bzw. werden erste derartige Kraftwerke errichtet. In Saudi-Arabien, Kuwait, Tunesien, Oman, Jordanien, Botswana, Namibia und Brasilien gibt es entsprechende Planungen, die zum Teil durch Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen in Deutschland, Spanien, Italien, Griechenland, Portugal, Israel, Australien, Südafrika und den USA begleitet werden.



Parabolrinne eines Solarfarmkraftwerks (Quelle: DLR)

- n Aktuell werden einachsige nachgeführte Parabolrinnen- oder Fresnelkollektoren, die bei Betriebstemperaturen von ca. 400 °C bzw. rund 500 °C zum Einsatz kommen, und zweiachsige nachgeführte Heliostatenfelder, die die Solarstrahlung auf einen zentralen Turmreceiver konzentrieren und dort Temperaturen von ca. 1.000 °C realisieren, weiterentwickelt. Erste kommerzielle Turmkraftwerke erzielen Prozessdampftemperaturen von 550 °C und werden mit großen Speichern zum Teil rund um die Uhr betrieben. Die Technologie, für die die meisten Erfahrungen vorliegen, stellt derzeit die Parabolrinne dar.

Tendenzen

- n Solarthermische Kraftwerke haben in den letzten Jahren vor allem in Spanien eine schnelle Markterweiterung erfahren. Diese wurde hervorgerufen durch die Einführung eines Energieeinspeisegesetzes nach deutschem Vorbild, wonach Strom aus solarthermischen Kraftwerken mit ca. 0,28 €/kWh vergütet wird. Insgesamt wurden etwa 50 Kraftwerke mit etwa 2,4 GW elektrischer Leistung errichtet. Infolge der Wirtschaftskrise wurde jedoch dieses Anreizprogramm gestoppt und die Vergütungen für die existierenden Kraftwerke rückwirkend gesenkt. Damit ist diese Entwicklung hier zu einem vorläufigen Ende gekommen.
- n Der Ausbau von solarthermischen Kraftwerken in den USA hat inzwischen eine Gesamtleistung von etwa 1,7 GW erreicht. Dies war vor allem durch ein staatlich gestütztes Kreditgarantieprogramm und 30 % Steuersubventionen möglich. Da diese Programme in der Zwischenzeit entweder bereits ausgelaufen sind oder gerade auslaufen, gestaltet sich eine weitere Entwicklung des Markts in den USA sehr schwierig.
- n Der Ausbau von solarthermischen Kraftwerken in anderen Ländern zeigt bislang noch eine geringe Dynamik. Inzwischen wird in vielen Ländern jedoch erkannt, dass diese Technologie in Ergänzung zu Windkraft und Solarenergie (Fotovoltaik) durch die günstige Speichertechnologie besonders den Lastbedarf in den frühen Morgen- und späten Abendstunden abdecken kann. Einzelne Länder (z. B. Südafrika) bieten hierfür inzwischen besondere Tarife.



Solarturmanlage (Quelle: DLR)

- n Ein verlangsamtes Marktwachstum sowie der Eintritt neuer Hersteller auch aus Asien und auch neuer Projektentwickler haben zu einem verstärkten Wettbewerb in den Projekten geführt. Zusammen mit technologischen Verbesserungen und Lerneffekten resultieren daraus zum Teil merkliche Kostensenkungen. In Einzelprojekten wurden bereits Vergütungen von weniger als 0,13 €/kWh

vereinbart. Weitere Kostensenkung, insbesondere durch den Einsatz größerer Anlagen, effizienterer Kraftwerksprozesse, günstigere und/oder effizientere Komponenten und die Skaleneffekte der Serienfertigung, lassen an guten Standorten mit einem hohen Direktstrahlungsanteil mittelfristig Stromgestehungskosten von unter 0,10 €/kWh erwarten.

- n Ein Schlüssel für die Effizienzsteigerung ist die Erhöhung der oberen Prozesstemperaturen, die aktuell in den vorhandenen Parabolrinnenkraftwerken durch den Einsatz eines synthetischen Wärmeträgeröls auf knapp unter 400 °C begrenzt ist. Alternative Wärmeübertragungsmedien wie Wasser/Dampf oder eine Salzschnmelze müssen aber für die solare Anwendung in Parabolrinnenkraftwerken erst noch qualifiziert werden, um diese Temperaturschranke durchbrechen zu können. Forschungsbedarf liegt hier unter anderem noch auf der Werkstoffseite. Demgegenüber sind bei Turmkraftwerken sowohl Wasser/Dampf als auch Salz als Wärmeträgermedium bereits kommerziell im Einsatz.
- n Viele Hersteller setzen verstärkt auf die Entwicklung der Turmtechnologie, da sie mittelfristig ein starkes Kostensenkungspotenzial bei insgesamt vergleichsweise hohen Wirkungsgraden erwarten lässt. Speziell Turmkraftwerke, die als Wärmeträgermedium eine Salzschnmelze verwenden und die eine direkte und kostengünstige Speicherung der solaren Wärme auf einem hohen Temperaturniveau ermöglicht, stehen im Fokus.
- n Dish-Stirling-Systeme hingegen haben aufgrund der direkten Konkurrenz mit der Fotovoltaik, auch aufgrund des Fehlens eines kostengünstigen Speichers, nur noch sehr geringe Chancen im Markt. Gleiches gilt sinngemäß auch für Aufwindkraftwerke.
- n Solarthermische Kraftwerke sollten – im Unterschied zur Fotovoltaik – insbesondere die Nachfrage nach Mittel- und Spitzenlast in den frühen Morgen- und späten Abendstunden decken können. Neben dem mittlerweile standardmäßigen Einsatz von thermischen Speichersystemen kann auch der solar/fossile (hybride) Betrieb optimiert werden. Derzeit kann aber im Regelfall nur ein begrenzter Anteil der Gesamtanlage für eine Zufeuerung mit fossilen oder auch biogenen Energieträgern energetisch sinnvoll genutzt werden. Durch die Entwicklung verbesserter Gesamtkonzepte und effizienterer Kraftwerksblöcke lässt sich dieser Anteil aber grundsätzlich steigern. Deshalb haben alle neuen solarthermischen Kraftwerke üblicherweise einen Speicher zur Spitzenlastabdeckung; demgegenüber gibt es kaum solarthermische Kraftwerke mit Zufeuerung.
- n Effizientere Stromerzeugung bei höheren Temperaturen erfordert auch die Anpassung der Speichertechnologien, die kostenseitig vor allem davon profitieren, dass höhere Temperaturdifferenzen im Speicher zu einer höheren Speicherdichte und damit zu einer Kostensenkung führen könnten. Neben der Speicherung der sensiblen Wärme versprechen auch Latentwärmespeicher und/oder thermochemische Speicher ein interessantes Entwicklungspotenzial.
- n Um das Investitionsrisiko zu minimieren, müssen nachprüfbare Standards etabliert werden, die die eindeutige Bewertung von Komponenten, Prozessen und Standorten erlauben. Erste Anstrengungen zur Komponentenqualifizierung werden in Deutschland bereits unternommen und fließen aktuell in die Arbeit der entsprechenden internationalen Normungsgremien mit ein.



Fresnelkollektoren (Quelle: DLR)

- n Der Einsatz solarthermischer Anlagen in der MENA-Region (Middle East and North Africa) bietet die Chance einer längerfristigen Kooperation mit diesen Staaten, bei der durch den Einsatz von solarthermischen Kraftwerken zur nachhaltigen Deckung der schnell wachsenden Stromnachfrage beigetragen werden kann. Zusätzlich schafft der Ausbau eines europäischen Energiebinnenmarkts in Verbindung mit einem entsprechenden Netzausbau und gegebenenfalls einer Ankopplung der nordafrikanischen Staaten langfristig die Möglichkeit, solaren Strom aus dem Süden zu nutzen, um die Angebotsschwankungen der in Europa ausgebauten Wind- und PV-Kapazitäten zumindest teilweise zu kompensieren.
- n Um die Industrieinteressen auf deutscher Seite besser abzustimmen, hat sich in Ergänzung zum bereits bestehenden europäischen Industrieverband der deutsche Industrieverband Concentrated Solar Power (DCSP) gegründet, der aktuell 30 Mitglieder hat.

Schlussfolgerungen

- n Solarthermische Kraftwerke sind eine bewährte großtechnische Option zur Stromproduktion aus solarer Direktstrahlung. Durch den Einsatz thermischer Speicher und von Back-up-Systemen auf der Basis fossiler oder biogener Energieträger tragen sie schon heute nachfrageorientiert zur Stromerzeugung bei. Trotzdem sind nach wie vor gezielte F&E-Anstrengungen erforderlich, damit die bereits erreichten Kostensenkungen fortgesetzt werden können und die solarthermischen Technologien mittelfristig konkurrenzfähiger gegenüber konventionellen (fossilen) Kraftwerken werden. Diese F&E-Maßnahmen müssen durch angepasste Marktanzreizprogramme begleitet werden, um eine kontinuierliche Technologie- und Marktentwicklung zu fördern.
- n Die Integration von großen Anteilen fluktuierenden Stroms aus erneuerbaren Energien (unter anderem aus Fotovoltaik und Wind) im Zusammenspiel mit regelbaren solarthermischen Kraftwerken muss länderspezifisch und unter Berücksichtigung der Netzinfrastruktur analysiert und optimiert werden mit dem Ziel, kostengünstige Gesamtversorgungslösungen zu entwickeln.
- n Das deutsche Engagement bei der Entwicklung solarthermischer Kraftwerke wird motiviert durch den hohen Wertschöpfungsanteil deutscher Unternehmen bei dieser Technologie. Um diese Position zu halten, müssen die beteiligten Unternehmen ihre Entwicklungsanstrengungen fortführen und zum Teil intensivieren sowie besser bündeln. Außerdem gilt es, weitere potenzielle Komponentenslieferanten, Anlagenbauer und Projektentwickler für diese Zukunftstechnologie zu sensibilisieren.
- n Die Verbreitung der Technik in den Ländern der MENA-Region mit dem Ziel, den solar erzeugten Strom mittels HGÜ-Leitungen auch nach Zentral- und Nordeuropa zu transportieren (Desertec-Konzept), stellt eine vielversprechende Zukunftsoption dar, die sehr langfristig strategisch und im Kontext eines europäischen Energiebinnenmarkts entwickelt werden muss. Dabei stehen dieser Option eher politische und administrative und weniger technische Herausforderungen entgegen.
- n Die Aktivitäten asiatischer Hersteller und Märkte auf dem Gebiet dieser Technologie sind genau zu analysieren, um frühzeitig effektive und nachhaltige Kooperationsansätze zu entwickeln, damit die negativen Erfahrungen in anderen Technologiebranchen möglichst vermieden werden können.



Stromrichterstation der HGÜ-Verbindung Frankreich-Spanien (Quelle: Siemens AG)

3.3.3 Solarthermische Wärmeerzeugung

Stand

- n In Deutschland waren Ende 2014 solarthermische Anlagen zur Niedertemperaturwärmebereitstellung mit einer Kollektorfläche von 18,4 Mio. m² und einer Wärmeleistung von 12,9 GW installiert. Sie werden zu etwa 90 % in Ein- und Zweifamilienhäusern zur Trinkwarmwasserbereitstellung und zur Unterstützung der Raumwärmebereitstellung genutzt. Derzeit trägt die Solarthermie etwa 0,5 % zur Wärmeversorgung in Deutschland bei.
- n Nach einem kontinuierlichen Marktwachstum im Verlauf der letzten Jahrzehnte ist der Absatz an solarthermischen Anlagen seit dem Jahr 2009 rückläufig. 2014 wurden ca. 112.000 Anlagen mit 0,9 Mio. m² Kollektorfläche (630 MW thermische Leistung) in Deutschland installiert; dies entspricht einem Absatzzrückgang von 12 % im Vergleich zum Vorjahr.
- n In einem durchschnittlichen Vier-Personen-Haushalt haben Anlagen zur Trinkwassererwärmung typischerweise eine Kollektorfläche von 4 m² bis 6 m² und einen Warmwasserspeicher mit 300 l Inhalt. Im Jahresdurchschnitt liefern sie zwischen 55 % und 65 % des Energiebedarfs zur Trinkwassererwärmung. Kombianlagen unterstützen zusätzlich auch die Raumheizung; sie weisen typischerweise eine Kollektorfläche zwischen 10 m² und 15 m² und einen Warmwasserspeicher mit 500 l bis 1.000 l Inhalt auf. In Einfamilienhäusern in Niedrigenergiebauweise tragen sie 20 % bis 30 % zur Deckung der Gesamtwärmenachfrage für Raumheizung und Trinkwassererwärmung bei.
- n Bislang werden Solarwärmeanlagen in Mehrfamilienhäusern relativ selten eingesetzt, obwohl mehr als die Hälfte der deutschen Bevölkerung in solchen Gebäuden lebt. Grund für die geringe

Nutzung ist unter anderem das Mieter-Vermieter-Dilemma (der Vermieter investiert und der Mieter profitiert). Aufgrund einer verbesserten Förderung dieses Marktsegments verzeichnet dieser Markt-bereich mittlerweile – von einer sehr niedrigen Basis ausgehend – ein kontinuierliches Wachstum in Deutschland.

- n Künftig dürfte die Bedeutung solarer Nahwärmesysteme zur Versorgung von Stadtteilen – auch in Kombination mit der KWK-Nutzung – zunehmen. Je nach Anlagenkonzept kann der solare Energiebeitrag nur wenige Prozent und bei einem Einsatz von saisonalen Wärmespeichern und großen Kollektorflächen aber auch deutlich über 50 % betragen. Im Winterhalbjahr wird dann die im Sommer gespeicherte Solarwärme zur Beheizung der angeschlossenen Gebäude verwendet. Deutschland ist mit zehn solaren Nahwärmeeinrichtungen mit saisonalen Wärmespeichern zwischen 1.000 m³ und 12.000 m³ Wasserinhalt international technologisch führend.
- n Wachsendes Interesse gibt es auch für Einzelgebäude, die zu mehr als 50 % solar beheizt werden („SolarAktivHaus“). Derartige gut gedämmte Einfamilienhäuser weisen typischerweise 30 m² bis 60 m² Kollektorfläche und einen Wasserspeicher von 6 m³ bis 10 m³ auf. In solchen Häusern können typischerweise 60 % bis 70 % der gesamten Wärmenachfrage mit Solarenergie gedeckt werden.
- n Solarwärmeeinrichtungen zur Prozesswärmeerzeugung für Gewerbe und Industrie werden bislang nur vereinzelt eingesetzt. Standardisierte Branchenlösungen, z. B. für Wäschereien und Brauereien, sind in der Entwicklung.
- n Die Technologie zur solarthermischen Wärme-gewinnung wurde im vergangenen Jahrzehnt deutlich weiterentwickelt; dabei wurden bei den einzelnen Komponenten (unter anderem Kollektoren, Speicher, Steuerung, Hydraulik) große Fortschritte gemacht. Allerdings sind bestimmte systemtechnische Fragen (z. B. Vorkehrungen zur fehlerfreien Montage, hydraulische und regelungstechnische Integration von Solarthermie- und sonstiger Heiztechnik, Detektion von Fehlfunktionen, Ertragsüberwachung) noch nicht zufriedenstellend gelöst. Hier sind weitere F&E-Anstrengungen notwendig.
- n Die Deutsche Solarthermie-Technologieplattform (DSTTP) hat 2010 eine Solarthermie-Forschungsstrategie veröffentlicht und darin das große technologische Entwicklungspotenzial und die Notwendigkeit verstärkter F&E-Aktivitäten beschrieben. Das Solarthermie-Panel der European Technology Platform on Renewable Heating and Co-

ling hat dieses Potenzial bestätigt und den Forschungsbedarf im Jahr 2014 in einer Roadmap (www.rhc-platform.org) konkretisiert. Nachdem auch die Politik das große Entwicklungspotenzial erkannt hat, steigt das Forschungsbudget für die Niedertemperatursolarwärme seit einigen Jahren in Deutschland kontinuierlich an.

Tendenzen

- n Die Zielsetzung der Bundesregierung, den Anteil erneuerbarer Energien im Wärmebereich bis 2020 auf 14 % zu erhöhen (2014: 9,9 %), erfordert unter anderem einen deutlichen Ausbau der Solarwärmenutzung. Da ihr Anteil aktuell jedoch erst bei ca. 0,5 % liegt, sind in den kommenden Jahren sehr hohe Steigerungsraten erforderlich, damit die Solarthermie merklich zur Zielerreichung beitragen kann. Dies wird nur mithilfe einer entsprechenden staatlichen Rahmensetzung möglich sein.
- n Zur Nachfragerhöhung und damit zu einer merklichen Belebung des Solarthermiemarkts in Deutschland ist eine deutliche Weiterentwicklung der Solarthermietechnik erforderlich. Dies gilt in Bezug auf eine weitere Kostenreduzierung, die Integration in vorhandene Heizanlagen und die Ausweitung der Anwendungsfelder.
- n Vier strategische Komponenten wurden identifiziert, die zur Ausweitung der Solarthermienutzung in Deutschland erforderlich sind:



Vakuum-Röhrenkollektor
(Quelle: Viessmann Werke)

- Die Rate der Solaranlageninstallation muss deutlich erhöht werden.
 - Der Solaranteil an der Wärmeversorgung der Gebäude muss erhöht werden (das heißt, die Kollektorfläche pro Gebäude muss vergrößert werden).
 - Die Marktsegmente, für die ausgereifte Solartechnik am Markt verfügbar ist, müssen systematisch entwickelt werden (z. B. Mehrfamilienhäuser, Hotels, Wohnheime, Nahwärmeversorgungen).
 - Die Solarthermie-Technologie muss für neue Anwendungen weiterentwickelt werden (z. B. Prozesswärme, solare Kühlung).
- n Bislang wurden mehr als 1.700 „SolarAktivHäuser“ mit einem Solaranteil an der Wärmeversorgung von über 50 % gebaut; dies ist bisher vor allem als Neubau im Bereich Ein-/Zweifamilienhäuser der Fall. Zusätzlich gibt es erste Projekte auch im Bereich Mehrfamilienhäuser und im Bestand. Das Gebäudekonzept erfüllt die Erwartungen und stellt eine Alternative zur Passivhaustechnik dar, um die ab dem Jahr 2021 verpflichtende EU-Vorgabe für Niedrigstenergiegebäude zu erfüllen. Weiterentwicklungspotenziale bestehen unter anderem in der Anpassung der Speichertechnik, um diese besser und kostengünstiger in das jeweilige Gebäude zu integrieren.
- n Aufgrund der stark gesunkenen Preise für PV-Anlagen wird die solarelektrische Wärmeerzeugung in Kombination mit Wärmepumpen teilweise als Alternative zur solarthermischen Wärmeerzeugung betrachtet. Der Vergleich beider Anlagenkonzepte ist nicht einfach, da die PV- und Wärmepumpenlösung heute von der Nutzung des Stromnetzes als kostenlosem saisonalen Speicher profitiert, indem überschüssiger Solarstrom im Sommer ins Netz eingespeist und der Wärmepumpenstrombedarf im Winter vor allem aus dem Netz gedeckt wird. Da dies vor allem bei deutlich höheren Marktanteilen dieses PV- und Wärmepumpenkonzepts aus naheliegenden Gründen nicht dauerhaft der Fall sein kann und wird, müssen Verfahren und Kriterien zur fairen Bewertung der verschiedenen Lösungsansätze im Wärmemarkt entwickelt werden.
- n Ein wichtiges F&E-Ziel ist die Kostensenkung von Solarwärmeanlagen durch Effizienzsteigerungen, Reduzierung des Materialeinsatzes, Einsatz günstigerer Materialien, Massenfertigung, Vereinfachung der Systemtechnik, Steigerung der Montagefreundlichkeit, einfachere Bedienbarkeit und Erhöhung der Betriebssicherheit.



Vakuum-Röhrenkollektoren einer solarthermischen Anlage (Quelle: Viessmann Werke)

- n Entwicklungsbedarf besteht auch im Bereich der Funktionskontrolle der Anlagen und der Ertragsüberwachung, um die Betriebssicherheit und die Effizienz der Anlagen weiter zu erhöhen.
- n Die Bedeutung der Solarthermie zur Verbesserung des Systemnutzungsgrads bei einer Kombination mit Heizungskesseln wird zunehmend erkannt. Solarthermische Anlagen tragen überproportional zur Brennstoffeinsparung bei, weil sie den Betrieb von Feuerungen im besonders emissionskritischen und ineffizienten Teillastbetrieb vermindern, wie es beispielsweise bei einigen Stückholzfeuerungen der Fall sein kann. Bei der hydraulischen Systemintegration mit intelligentem Speicherwärmemanagement werden zunehmend nutzungsgradoptimierte Lösungen erzielt.
- n Die „solare Modernisierung“ des Altbaubestands in Deutschland mit Solarfassadenelementen, die vor die vorhandene Fassade gesetzt werden und Wärmedämmung, Belichtung und Energieerzeugung (Warmwasser, Warmluft, Strom) kombinieren, ist in der Entwicklung und weist grundsätzlich ein sehr großes Marktpotenzial auf.
- n Solare Luftkollektorsysteme nutzen Luft statt einer Flüssigkeit als Wärmeträgermedium. Sie werden bislang nur in einem geringen Umfang genutzt (z. B. in Ferienhäusern). Luftkollektorsysteme weisen insbesondere dort Vorteile auf, wo die solar erwärmte Luft direkt genutzt werden kann (z. B. bei der Beheizung von Industriehallen, bei der Trocknung von landwirtschaftlichen Gütern, bei der Vorwärmung der Zuluft bei kontrollierten Be- und Entlüftungsanlagen). Solarluftkollektoren wurden mittlerweile auch in die internationalen Solarnormen aufgenommen. Infolge von Weiterentwicklungen konnten einzelne Hersteller die Preise für Solarluftkollektoren in den letzten Jahren deutlich senken.



Kollektoren einer solarthermischen Anlage
(Quelle: Viessmann Werke)

- n Die solar unterstützte Kühlung – hier werden Absorptions- und Adsorptionskältemaschinen mit Solarwärme ab ca. 70 °C angetrieben – befindet sich nach wie vor in der Entwicklungsphase. Mehr als 400 Pilotprojekte in Europa belegen die Funktionsfähigkeit dieser Technologie. Ziel laufender F&E-Arbeiten ist es die Anlagen kompakter zu gestalten, die Technik zu standardisieren und durch diese und weitere Maßnahmen insgesamt die Kosten deutlich zu senken. Aktuellere Forschungsprojekte zeigen jedoch, dass solarthermische Kühlungsanlagen im kleinen Leistungsbereich in naher Zukunft gegenüber den Kompressionskältemaschinen nicht wettbewerbsfähig werden können, sodass sich die Entwicklung vor allem auf größere Leistungsklassen konzentriert.

Schlussfolgerungen

- n Solarwärmeanlagen zur Trinkwassererwärmung sind ausgereift und gehören zum Standard der modernen Heiztechnik. Dass bei der Erneuerung alter Heizkessel nur bei jedem fünften Objekt eine Solarwärmeanlage eingesetzt wird, liegt vornehmlich an den relativ hohen Investitionen. Zusätzlich zur solaren Trinkwassererwärmung muss allerdings das ungleich größere Potenzial der solaren Raumheizung noch weiter erschlossen werden, um die politisch geforderten Beiträge für eine nachhaltige Energieversorgung bereitzustellen und zu den Klimaschutzzielen beizutragen.
- n Um den Anteil der Solarwärmeanlagen an der Raumheizung von heute typischerweise 25 % auf deutlich über 50 % zu steigern, wurde das Konzept der „SolarAktivHäuser“ entwickelt und erfolgreich umgesetzt. Es steht für eine weitergehende Markteinführung national und international zur Verfügung.
- n In dicht besiedelten Gebieten mit einer hohen Wärmenachfragedichte ist der Aufbau von Nahwärmenetzen sinnvoll, um einen hohen Anteil effizienter und erneuerbarer Wärmeversorgung (Biomasse-KWK, Geothermie und Solarthermie) zu ermöglichen. Die Rolle der solarthermischen Wärmebereitstellung in derartigen Nahwärmenetzen hängt von den Randbedingungen vor Ort ab (unter anderem Verfügbarkeit/Kosten der KWK-Biomasse, zeitabhängige Preise für den KWK-Strom). Zur Verbreitung von Nahwärmenetzen müssen unter anderem folgende Herausforderungen gemeistert werden:
 - systematische Ermittlung von Potenzialen der Nahwärmenetze (z. B. durch Entwicklung von kommunalen Wärmeplänen)
 - Verbesserung der Beteiligungsmöglichkeiten von Bürgern an den Betreibergesellschaften von Nahwärmenetzen zur Erhöhung der Akzeptanz der Nahwärmetechnik
 - Unterstützung beim Aufbau der Netzinfrastruktur (das heißt Installation von Nahwärmenetzen, z. B. analog zu Dänemark; hier wäre eine breit angelegte Förderung zum Aufbau von Nahwärmenetzen eine wichtige Voraussetzung)
 - Verstärkung der F&E-Aktivitäten für wesentliche Systemkomponenten (z. B. innovative Nahwärmekonzepte, an höhere Temperaturniveaus angepasste Wärmepumpen, kostengünstige Großkollektormodule (~20 m²) für die Dachintegration, für die Flachdach- und die freie Aufstellung, solare Langzeitspeicher)
 - Realisierung von Pilotvorhaben im Gebäudebestand mit intensiver wissenschaftlicher Begleitung und anschließendem Monitoring
- n Aus technischer Sicht müssen die solarthermischen Anlagen kompakter gestaltet, die Integration der Kollektoren in die Gebäudehülle weiter optimiert und die Kombination mit der konventionellen Heiztechnik vorangetrieben werden. Wichtig ist insbesondere die weitere Kostensenkung für den Endkunden durch simplifizierte Systemtechnik, verstärkte Systemintegration, vereinfachte Montage, einfachere Bedienbarkeit und preislich problemlos umsetzbare Konzepte zur fehlerarmen Inbetriebnahme und ein selbstoptimierender Betrieb. Dann lassen sich mit hoher Wahrscheinlichkeit die noch vorhandenen unerschlossenen Potenziale deutlich einfacher erschließen und damit einen Beitrag zur Erreichung der Ausbauziele im Wärmemarkt leisten.
- n Großanlagen für die Nutzung unter anderem in Mehrfamilienhäusern, Hotels, Altenheimen und Krankenhäusern werden aus ökonomischen Gründen bislang kaum eingesetzt. Dementsprechend

gibt es hier noch große Optimierungsmöglichkeiten. Auch die Erzeugung von Prozesswärme, sowohl im Niedertemperaturbereich (z. B. für Waschprozesse) als auch zur Dampferzeugung ist ein wichtiger Anwendungsbereich, der erst in den Anfängen steckt. Kompakte Kühlgeräte, die mit Solarwärmekollektoren angetrieben werden, haben ebenfalls ein großes Potenzial. Zur beschleunigten Erschließung dieser Potenziale wurden im April 2015 die Förderbedingungen im Marktanzreizprogramm verbessert. Die Entwicklung in den kommenden Jahren wird zeigen, ob diese Maßnahme eine Wirkung am Markt zeigt – und wenn ja welche.

- n Die F&E-Tätigkeiten im Bereich der Solarthermie haben jüngst zugenommen (unter anderem aufgrund steigender öffentlicher Forschungsförderung); ihr Umfang und die vorhandene Forschungsinfrastruktur an den Universitäten, Hochschulen und Forschungsinstituten befinden sich jedoch im Verhältnis zu den Technologien zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien immer noch auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau und müssen weiter ausgebaut werden, um die politischen Zielsetzungen zu erreichen und die erheblichen Entwicklungspotenziale der Solarwärmetechnologie in Deutschland und weltweit zu erschließen.



Solarthermische Kollektoren (Quelle: Solvis)

- n Die deutsche Solarthermie-Technologieplattform (DSTTP) geht davon aus, dass langfristig bis zu 50 % der Wärmenachfrage bis 250 °C durch Solarwärme bereitgestellt werden kann. Aufgrund der Begrenztheit der Biomasse- und Geothermiepotenziale ist die Solarthermie eine wichtige Option zur Dekarbonisierung des Wärmemarkts. Die Erschließung des Potenzials erfordert allerdings eine Trendwende der Marktentwicklung durch eine deutliche Intensivierung der Markteinführungsanstrengungen in allen Anwendungsfeldern sowie eine deutliche Stärkung von Forschung und Entwicklung, um die Innovationspotenziale zu

heben und die Wettbewerbsfähigkeit der Solarthermie zu steigern.

3.4 Nutzung der Umweltwärme und Geothermie

Vorbemerkungen

Tiefe Geothermie bzw. Erdwärme aus tieferen Erdschichten kann zur ausschließlichen Wärmeerzeugung und zur Strom- bzw. gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung (KWK) genutzt werden. Außerdem ist die Energie des oberflächennahen Untergrunds mithilfe von Wärmepumpen zur Wärme- und gegebenenfalls Kälteerzeugung nutzbar. Da die dafür eingesetzten technischen Lösungen vom Systemansatz denen stark ähneln, die auch für die Nutzung der Umweltwärme (unter anderem der Energie der Atmosphärenluft und der Oberflächengewässer) zum Einsatz kommen, wird diese Option zur Nutzung regenerativer Energien zusammen mit der oberflächennahen Geothermienutzung ebenfalls nachfolgend diskutiert.

Die tiefe Geothermie nutzt Wärmereservoirs im Untergrund und erlaubt deren Verwendung als Heiz- oder Prozesswärme sowie zur Stromerzeugung. Nutzbare Lagerstätten in Deutschland sind Heißwasseraquifere, Störungszonen und kristalline Gesteine.

Der Anteil der tiefen Geothermie an der Nutzung der regenerativen Energien in Deutschland ist immer noch gering und liegt weit unter dem hierzulande vorhandenen und potenziell ausschöpfbaren Potenzialen an geothermischen Ressourcen.

3.4.1 Nutzwärme aus Umweltwärme (Wärmepumpenapplikationen)

Stand

- n Unter der Umweltwärme wird die Wärme aus den bodennahen Atmosphärenschichten, aus fließenden und stehenden Gewässern und den oberflächennahen Erdschichten (das heißt oberflächennahe Geothermie) verstanden. Damit handelt es sich bei der Umweltwärme im Wesentlichen um eine indirekte Nutzung der Sonnenenergie; der Beitrag der Geothermie ist im Allgemeinen sehr gering.
- n Diese Option wird heute schon vielfach mit technischen Systemen genutzt, die im Normalfall aus einer Wärmequellen- und einer Wärmepumpenanlage bestehen. Das große technische Potenzial dieser effizienten Möglichkeit einer Wärme- und Kältebereitstellung (das heißt Klimatisierung) ist in

Deutschland bei Weitem nicht ausgeschöpft, wird aber in den letzten Jahren zunehmend genutzt.

- n In Deutschland sind derzeit rund 590.000 Wärmepumpensysteme (nur Heizungswärmepumpen) mit einer elektrischen Anschlussleistung der Wärmepumpen von rund 7,3 GW (2014) installiert. Zusammengenommen stellen diese Systeme etwa 49 PJ (2014) Nutzwärme bereit; davon stammen rund 35 PJ (2014) Wärme aus der oberflächennahen Geothermie bzw. der Umgebungsluft. So wurden allein von 2012 bis einschließlich 2014 rund 188.000 neue Einheiten installiert.
- n Zusätzlich zu den Heizungswärmepumpen werden in Deutschland rund 133.000 Wärmepumpenanlagen zur ausschließlichen Trinkwassererwärmung betrieben. Die durch diese Anlagen 2014 bereitgestellte Nutzwärme dürfte bei rund 1,4 PJ liegen; der Anteil der dadurch genutzten erneuerbaren Umgebungswärme lag bei knapp 0,9 PJ (2014).



Wärmepumpenproduktion (Quelle: Stiebel Eltron)

- n Heute werden etwa 30 % der Neubauten mit Wärmepumpenheizsystemen ausgestattet. Als Wärmequelle wurden 2014 bei rund 32 % der Anlagen der Untergrund und bei ca. 68 % die Umgebungsluft genutzt. 55 % des deutschen Markts teilen sich die fünf führenden Hersteller.
- n Die Absenkung des Primärenergiefaktors für Strom auf 2,4 und ab dem 01. Januar 2016 auf 1,8 in der neuen Energieeinsparverordnung (EnEV

2014) berücksichtigt den zunehmenden Anteil von Strom, der aus erneuerbaren Energien gewonnen wird. Dadurch wird die Wärmebereitstellung aus Wärmepumpen bilanziell effizienter hinsichtlich des Ausstoßes an Treibhausgasen. Auch wird die Verpflichtung der Ökodesign-Richtlinie, alle Wärmeerzeuger mit einem Energielabel auszustatten, dazu führen, dass der Anteil der Wärmepumpensysteme im Neubau weiter zunimmt.

- n Vor allem für die Versorgung mit Wärme und Kälte in Niedrigenergie- und Passivhäusern mit Niedertemperaturheizsystemen – und hier insbesondere bei der Klimatisierung und Belüftung (das heißt Heizung im Winter und Kühlung im Sommer) – ist diese Technologie technisch und wirtschaftlich bestens geeignet und kann als ausgereift angesehen werden. Auch sind derartige Systeme vergleichsweise kostengünstig. Deshalb konnte sie in diesem Bereich in den letzten Jahren Marktanteile auf Kosten der anderen Heiz- und Klimatechnologien hinzugewinnen.
- n Der Einsatz im industriellen und gewerblichen Wärmemarkt ist aufgrund des aus Effizienzgründen begrenzten (niedrigen) Temperaturniveaus auf der Nutzungsseite auf bestimmte Anwendungen begrenzt, obwohl neuere Entwicklungen bei Großwärmepumpen auch Temperaturen bis 95 °C bereitstellen können. Trotzdem wachsen die Märkte insbesondere im Bereich der Klimatisierung (das heißt Heizen und Kühlen mit einem System/ Gerät), deren Bedeutung in den letzten Jahren tendenziell zugenommen hat.
- n Die jüngsten Ergebnisse der Feldtests „Wärmepumpeneffizienz“ und „Wärmepumpen im Gebäudebestand“ belegen, dass bei Neubauten mit einer Sole-Wasser-Wärmepumpe eine durchschnittliche Jahresarbeitszahl (Verhältnis der über das Jahr abgegebenen Heizenergie zur aufgenommenen elektrischen Energie) von 4,3 und bei bestehenden Gebäuden von 3,9 erreicht werden.
- n Die Luft-Wasser-Wärmepumpe wird dort eingesetzt, wo oberflächennahe Geothermie nicht erschlossen werden kann und erreicht dort in Feldtests Jahresarbeitszahlen von 3,2 im Neubau und 3,0 im Bestand. Auch kann sie im vorhandenen Gebäudebestand meist flexibler im Vergleich zu erdgekoppelten Wärmepumpen genutzt werden. Hinzu kommt, dass die Investitionen im Vergleich zu einer Sole-Wasser-Wärmepumpe geringer sind. Zusätzlich kann die Effizienz der Luft-Wasser-Wärmepumpe durch optimierte Ventilatoren und Wärmeübertrager, drehzahlgeregelte Kompressoren und die Ausführung als Split-Geräte (das heißt die getrennte Installation der Wärmepumpe und der Wärmeübertrager) weiter gesteigert werden.

Dies hat zusammengenommen in den letzten Jahren dazu geführt, dass die Marktanteile der Luft-Wasser-Wärmepumpe zu Lasten der erdgekoppelten Wärmepumpe immer mehr zugenommen haben.

Tendenzen

- n Ein Schwerpunkt der bisherigen und auch zukünftigen Technologieentwicklung ist nach wie vor die Steigerung der Jahresarbeitszahl. Abhängig von der eingesetzten Wärmequelle haben Kompressionswärmepumpen derzeit Jahresarbeitszahlen von etwa 3 (Umgebungsluft) bis über 4 (Erdwärmesonden/Wasser), die durch technische Maßnahmen (unter anderem Kompressoren mit geregelter (zweistufig/stufenlos) Drehzahl, Economiser sowie Kondensatkühlung) und Systemoptimierungen (das heißt optimierte Gesamtanlagenauslegung) laufend verbessert werden; dies erfordert entsprechende flankierende und mit der Industrie koordinierte F&E-Aktivitäten.



Erdwärmesonden (Quelle: BWP)

- n Eine wesentliche F&E-Aufgabe liegt in der Einbindung „neuer“ Speichermöglichkeiten in Versorgungssysteme (z. B. saisonale Wärmespeicherung im Untergrund). Der Betrieb des Wärme- und Kältespeichers am Reichstag in Berlin und ähnlicher Großanlagen wie Neckarsulm, Attenkirchen, Crailsheim und München liefern hierzu wichtige Erfahrungen, die dann sukzessive in marktgängige Systeme integriert werden müssen.
- n Mangelhafte und ungenügende Qualität (das heißt handwerkliche Fehler) bei der Planung und Errichtung erdgekoppelter Wärmequellenanlagen (z. B. in Staufen) haben die Technologie unnötig und ungerechtfertigt in Misskredit gebracht. Die Branche ist deshalb derzeit dabei, die notwendigen Qualitätsstandards weiterzuentwickeln und insbesondere dafür zu sorgen, dass diese in der Praxis auch sicher umgesetzt werden und der Kunde sich auf eine sachgerechte, sichere und verlässliche Installation verlassen kann. Wesentliche Elemente

sind unter anderem ein entsprechend angepasstes Regelwerk und eine verbesserte Aus- und Weiterbildung des Handwerks. Hilfe bei der Planung und Ausführung erdgekoppelter Wärmepumpenanlagen dazu leistet die Richtlinie VDI 4640 Blatt 2.

- n Um potenzielle Installationsfehler zu minimieren wurden Qualifikationsanforderungen definiert und in den beiden Arbeitsblättern DVGW 120-1 und DVGW 120-2 dokumentiert.
- n Von großer Bedeutung für einen erfolgreichen Einsatz von Wärmepumpensystemen ist die Abstimmung des gesamten Heiz-/Kühlsystems und der Wärme-/Kältenachfrage des zu versorgenden Gebäudes mit der Charakteristik der Wärme-/Kältebereitstellung durch eine Wärmepumpe. Beispielsweise kann beim Einsatz von Wärmepumpen nur mit einem Niedertemperaturheizsystem (z. B. Fußbodenheizung) eine hohe Effizienz (das heißt eine hohe Arbeitszahl) erreicht werden.



Wärmepumpe (Quelle: Viessmann Werke)

- n In Europa wird die Anwendung der Wärmepumpe als wichtiger Bestandteil zur Erreichung der Energieeinspar- und Treibhausgasreduktionsziele angesehen. Wärmepumpen sind daher in der EU-Richtlinie zu erneuerbaren Energien (28/2009/EG) ausdrücklich berücksichtigt. Diskutiert wird, wo beim heutigen technischen Entwicklungsstand mit dem Einsatz von Wärmepumpen im Bereich der Gebäudeklimatisierung bei den Treibhausgasemissionen der „Break Even“ im Vergleich zum Öl- oder Gaseinsatz liegt und wo er in den kommenden Jahren liegen könnte. Die Beantwortung dieser Frage wird ganz wesentlich von der Klimabilanz der in der Wärmepumpe eingesetzten (elektrischen) Energie bestimmt. Ist bei elektrisch betriebenen Wärmepumpen der Anteil an Strom aus treibhausgasfreien oder treibhausgasarmen Energieträgern gering, kann auch bei weniger guten Jahresarbeitszahlen ein merklicher Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden.

- n Schwerpunkte der Entwicklung bei den Kompressionswärmepumpen waren und sind die eingesetzten Kältemittel. Sie sollen durch ein möglichst geringes Treibhausgaspotenzial (Global Warming Potential, GWP) gekennzeichnet sein und trotzdem die technischen Anforderungen der Wärmepumpe vollumfänglich erfüllen. Zur Diskussion stehen „natürliche“ Kältemittel, die kein Ozonzerstörungspotenzial (Ozone Depletion Potential, ODP) und nur ein geringes Treibhausgaspotenzial besitzen, z. B. Propan, Propylen, Ammoniak, Kohlenstoffdioxid (CO₂). Die ersten Wärmepumpen mit CO₂ als Kältemittel sind bereits in Betrieb und erweitern ihren Einsatzbereich auf Temperaturen bis 95 °C.
- n Ein hohes Marktpotenzial liegt im Bereich der Heizungsmodernisierung (ca. 3 Mio. alte Wärmeerzeuger stehen in Deutschland in den nächsten Jahren zum Austausch an). Sollen dabei im Altbaubestand Wärmepumpensysteme zur Heizung/Klimatisierung eingesetzt werden, sind aufgrund der anzustrebenden möglichst geringen Vorlauftemperatur von Wärmepumpenanlagen (zwischen 35 °C und 55 °C) die Größe der Heizflächen oder/und auch die Heizwärmefachfrage des Gebäudes (z. B. durch Wärmedämmung an der Gebäudehülle) anzupassen.
- n Um eine hohe energetische Effizienz, die letztlich gleichbedeutend ist mit einem hohen Grad an Ressourcenschonung und damit Treibhausgasminde- rung, zu erreichen, sind Jahresarbeitszahlen von mindestens über 3 anzustreben. Dies sollte mit modernen Systemen und einer Anlagenauslegung nach guter fachlicher Praxis im Allgemeinen aber gut erreichbar sein.
- n Mit der Entwicklung von speziellen Kompressoren und zwei-/dreistufigen Wärmepumpen sowie dem Einsatz von Wärmepumpen mit Dampfeinspritzung sind heute aber auch Vorlauftemperaturen von 65 °C und mehr bei hohen Jahresarbeitszahlen erreichbar. Diese technische Entwicklung wird in den kommenden Jahren hin zu immer anspruchsvolleren Kennwerten weitergehen.
- n Die (Weiter-)Entwicklung der Ad- und Absorptionswärmepumpen – z. B. in Verbindung mit Solarkollektoren – hat jüngst deutliche Fortschritte gemacht. Marktreife Produkte sind verfügbar. Allerdings ist die Wirtschaftlichkeit für einen potenziellen Betreiber bisher nur unter sehr günstigen Bedingungen gegeben. Auch deshalb ist hier noch weiterer F&E-Bedarf gegeben.
- n Die zusätzliche Nutzung der Sonnenenergie erlaubt eine weitere Steigerung der Effizienz von Wärmepumpen von bis zu 15 %. Bei diesen Hyb-

ridwärmepumpen wird die Wärmeträgerflüssigkeit über einen Wärmeübertrager direkt mit dem Kältemittelkreislauf der Wärmepumpe in Verbindung gebracht, sodass auch geringe Temperaturen von 20 °C aus den Kollektoren von der Wärmepumpe sehr effektiv verwendet werden können.



Bohrgerät zum Abteufen von Erdwärmesonden (Quelle: BWP)

- n Mittlerweile werden auch die Entwicklung und die Verbreitung der gasgetriebenen Wärmepumpe vorangetrieben. Ihr Einsatz bietet sich insbesondere beim Austausch alter Gasheizungen auch gerade für Mehrfamilienhäuser an, da damit – im Vergleich zu der Brennwerttechnik – nochmals ein deutlicher Effizienzgewinn erschließbar ist. Unter Klimaschutzaspekten erscheint hier insbesondere der Einsatz von Biomethan, das der EU-Richtlinie zu den erneuerbaren Energien (EU-RED, Renewable Energy Directive) Rechnung trägt, als Antriebsenergie für die Wärmepumpe vielversprechend.
- n Ein besonderes und bisher kaum erschlossenes Einsatzgebiet von Wärmepumpen ist die Nutzung von Abwasserwärme in Gebäuden und öffentlichen Kanälen. In der Industrie und im Gewerbe wird diese Wärmequelle zum Teil bereits genutzt. Darüber hinaus können auch „Energiepfähle“, Erdwärmekörbe oder Eisspeicher zum Einsatz kommen, mit denen Wärmepumpen auch unter besonderen Bedingungen effizient eine Klimatisierung realisieren können.

- n Insbesondere für die Nutzung der oberflächennahen Geothermie sind in den letzten Jahren Normen und Richtlinien erarbeitet worden (VDI 4640, VDI 4645, VDI 4650 usw.), die dazu beitragen sollen, dass diese Variante der Nutzung der Umweltwärme sicherer, effizienter und umweltfreundlicher umgesetzt werden kann. Diese positive Entwicklung muss fortgeführt werden – auch im Hinblick auf eine weitere Effizienzsteigerung derartiger Systeme.
- n Mittlerweile sind über 30 Mio. Bohrmeter zur Nutzung oberflächennaher Geothermie installiert. Vereinzelt kam es dabei zu Havarien (Staufen, Wiesbaden, Kamen usw.), die in der Öffentlichkeit Verunsicherung erzeugen. Zudem weisen die Geologischen Dienste und/oder die Bergämter auf mögliche Risiken hin und bieten Informationen zu deren Einschätzung an. Solche Informationssysteme schaffen bei Planern, ausführenden Unternehmen und Nutzern Sicherheit und Akzeptanz. Allerdings sind die zuständigen Behörden in den letzten Jahren zunehmend restriktiv in ihren Genehmigungen, weil sie potenzielle Risiken nicht oder schwer einschätzen können; hier mangelt es oft an Spezialisten mit den benötigten Fachkenntnissen.
- n Eine dauerhafte Bohrlochabdichtung bei Erdwärmesonden ist unabdingbar. Deshalb sind zukünftig insbesondere an das Verpressmaterial, an den Verpressvorgang und an die Druck- und Temperaturüberwachung strengere Anforderungen zu stellen.



EWS auf Spindeln (Quelle: Bundesverband Geothermie)

- n Zukünftig müssen die Stromnetze intelligenter werden (Smart Grid); das heißt, der Kunde kann dann Strom beziehen, wenn der Preis niedrig ist (z. B. bei einem Sturmtief bei der Windstromerzeugung, bei maximaler PV-Stromerzeugung um die Mittagszeit). Wird unter diesen Bedingungen in ein Wärmepumpensystem ein Langzeitwärmespeicher integriert, kann die Wärmepumpe bei

einem Überangebot an Strom (das heißt bei geringen Strompreisen) Wärme speichern, um diese dann abgeben zu können, wenn eine entsprechende Wärmenachfrage gegeben ist bzw. der Strompreis hoch ist. Die hierzu beispielsweise einsetzbaren Latentwärmespeicher sind marktreif. Derartige Systeme können auch zur Versorgungsstabilität der Stromversorgung bei weiter steigenden Anteilen regenerativer Energien aus fluktuierenden Quellen beitragen.

- n Auch die Kombination mit einer PV-Anlage ist aufgrund der Weiterentwicklung bei den Wechselrichtern und den offenen Schnittstellen bei den Wärmepumpen mittlerweile sehr gut möglich. Der Deckungsanteil des von der Wärmepumpe benötigten Stroms kann je nach Wärmebedarf des Gebäudes sowie Größe und Ausrichtung der PV-Anlage bis zu 50 % betragen. Bei Einbindung eines Akkuspeichers kann der Anteil bei sehr gut gedämmten Gebäuden auf bis zu 80 % gesteigert werden.



Erdwärmebohrung im Altbau (Quelle: BWP)

Schlussfolgerungen

- n Zum verstärkten Bau von Heizungs- und Klimatisierungssystemen auf der Basis von Wärmequellenanlagen und Wärmepumpen müssen den Bauherren und Planern die notwendigen ortsspezifischen Informationen über den Untergrund verfügbar gemacht werden. Diesbezügliche Aktivitäten, wie sie z. B. in Nordrhein-Westfalen, in Baden-Württemberg und in Bayern bereits realisiert wurden, sollten bundesweit verwirklicht werden, um die Einsatzrisiken zu verringern und dadurch die Akzeptanz zu verbessern.
- n Wesentlich für die weitere Entwicklung der Nutzung der oberflächennahen Geothermie ist die Sicherstellung der notwendigen Qualitätsstandards

insbesondere bei der bohrtechnischen Erschließung; hierzu wurden in den letzten Jahren erhebliche Anstrengungen unternommen. Die gegebenenfalls noch fehlenden Instrumente sind vorrangig weiterzuentwickeln und zu implementieren, damit sich die beispielsweise in Staufräumen gemachten negativen Erfahrungen, wo durch unsachgemäße Arbeiten und Schlamperei erhebliche Schäden verursacht wurden, nicht wiederholen. Parallel dazu müssen die damit betrauten Handwerker in den ausführenden Unternehmen besser ausgebildet werden. Gleiches gilt sinngemäß auch für die Mitarbeiter in den jeweiligen Genehmigungsbehörden.

- n F&E-Anstrengungen zur weiteren Steigerung der Arbeitszahlen sollten insbesondere im Hinblick auf das große Potenzial dieser Heizungstechnologie bei der Altbausanierung verstärkt werden. Dies gilt sinngemäß für die Weiterentwicklung der elektrisch betriebenen Wärmepumpe und insbesondere auch für die Gaswärmepumpentechnologie einschließlich der entsprechenden Wärmespeicher; letztere kann zusammen mit dem Einsatz von Biomethan besonders effizient helfen, die Treibhausgasemissionen der Wärme- und/oder Kältebereitstellung zu reduzieren. Dies gilt ebenso für Systeme zur Klimatisierung, da zu erwarten ist, dass diese in den kommenden Jahren aufgrund weiter steigender Komfortansprüche zunehmend an Marktbedeutung gewinnen werden.
- n Weiter optimiert werden muss auch die Systemtechnik – und damit das optimierte Zusammenspiel der einzelnen Systemkomponenten derartiger Anlage zur Deckung der lokal gegebenen Nachfrage nach Wärme und Kälte insbesondere unter dem Aspekt der Effizienzmaximierung und Kostenminimierung. Hier ist ein Trend zu Plug-and-Play-Anlagen im Markt deutlich zu erkennen. Dieser ist durch zielgerichtete industrielle und öffentlich geförderte F&E-Aktivitäten zu unterstützen.
- n Die Kombinationen einer Wärmepumpenanlage mit einer PV-Anlage und einem Akkuspeicher kann ein technisch effizienter, ökologisch vielversprechender und zum Teil auch wirtschaftlich darstellbarer Weg zum Klimatisierungssystem der Zukunft sein. Deshalb hat das Interesse an dieser Option in den letzten Jahren trotz der noch gegebenen F&E-Herausforderungen deutlich zugenommen.
- n Im Untergrund gespeicherte Wärme und Kälte kann in lokale Energieversorgungssysteme integriert werden. Derartige Techniken und Verfahren sollten in der Anwendung besser erprobt und zur Marktreife weiterentwickelt werden. Angesichts

der spezifischen Be- und Entladecharakteristik derartiger Speicher muss sowohl die Speichereffizienz als auch die Einbindung in spezielle Versorgungsaufgaben optimiert werden. Besonders wichtig sind hier weitere wissenschaftlich begleitete Pilot- und Demonstrationsvorhaben.



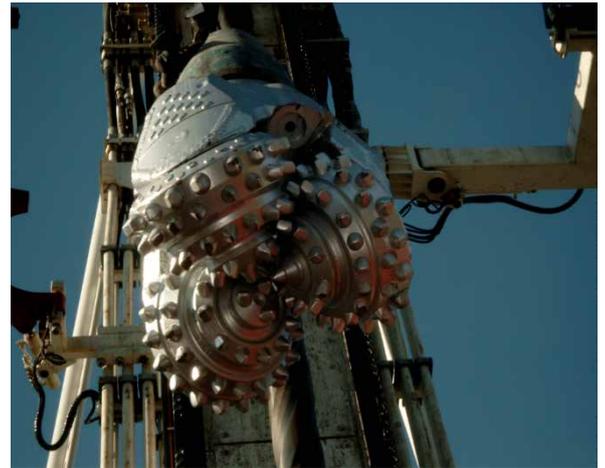
Luft-Wasser-Wärmepumpe
(Quelle: Stiebel Eltron)

- n Zusätzlich müssen die Umweltauswirkung eines Wärmeentzugs aus dem Untergrund bzw. einer Wärme- und Kältespeicherung auf die natürlicherweise im Untergrund ablaufenden biologischen, physikalischen und chemischen Prozesse weitergehend untersucht werden. Das vorhandene Wissen ist hier bisher noch gering; dies ist mit ein Grund für die zum Teil sehr restriktive Genehmigungspraxis der zuständigen Behörden.
- n Durch steigende Strompreise haben es die Wärmepumpensysteme derzeit schwer, sich gegen konventionelle Heizsysteme im Gebäudebestand durchzusetzen, die seit Mitte 2014 durch tendenziell sinkende Brennstoffpreise gekennzeichnet waren. Hier müssen deshalb neue flexible Tarifmodelle entwickelt und angeboten werden, die bei einem Überangebot an elektrischer Energie im Netz automatisch zu niedrigeren Strompreisen führen. Dadurch lassen sich das Stromüberangebot – effizient umgewandelt in Wärme – speichern und die Stromnetze entlasten.

3.4.2 Wärme aus tiefer Geothermie

Stand

- n Die Nutzung der Geothermie aus größeren Tiefen zur ausschließlichen Bereitstellung von thermischer Energie hat sich in den letzten Jahren in Deutschland – auf einem nach wie vor bescheidenen Niveau – stetig weiter entwickelt. Die Erschließung des tiefen geothermischen Wärmepotenzials erfordert erhebliche Investitionen und ist daher im Allgemeinen erst ab Anlagenleistungen im MW-Bereich wirtschaftlich darstellbar.
- n Im Bereich der tiefen Geothermie gibt es in Deutschland zurzeit 26 Heizwerke und Heizkraftwerke mit einer installierten thermischen Leistung von rund 300 MW, mit denen insgesamt ca. 2,0 PJ (525 GWh, 2014) alleine an Wärme bereitgestellt wurden. Zusammen mit den etwa 1,1 PJ an Wärme aus den Geothermie-KWK-Anlagen betrug damit die geothermische Wärmebereitstellung in Deutschland 2014 insgesamt ca 3,1 PJ (725 GWh, 2014).
- n Die Wärmeerzeugung aus tiefer Geothermie ist besonders dort vielversprechend, wo
 - günstige geologische Ressourcen verbraucher-nah und
 - bereits große industrielle Niedertemperaturwärmefachfrager und/oder kommunale Wärmeverteilnetze vorhanden sind.
 - Realisierte Beispiele aus Deutschland zeigen, dass eine derartige Kombination durchaus an vielen Stellen gefunden bzw. geschaffen werden kann.
- n Eine geothermische Wärmeerzeugung kann sehr umweltfreundlich und klimaverträglich realisiert werden. Die durchaus beachtlichen Stofffreisetzungen aus der Bauphase sind bezogen auf die im Verlauf der technischen Lebensdauer bereitstellbare thermische Energie nahezu vernachlässigbar. Dabei liegt die technische Anlagenlebensdauer aus heutiger Sicht – werden die entsprechenden Wartungsarbeiten ordnungsgemäß durchgeführt – deutlich über 25 Jahren, bevor wesentliche Anlagenkomponenten ausgetauscht werden müssen; danach ist ein weiterer Betrieb über Jahrzehnte grundsätzlich möglich. Insgesamt wird die Umweltbilanz im Wesentlichen bestimmt durch das Anlagenkonzept und damit den Anteil an fossiler Brennstoffenergie, die je nach Lagerstättencharakteristik zugeführt werden muss bzw. zur Erzeugung des elektrischen Stroms eingesetzt wird, der für den Betrieb der Wärmepumpen benötigt wird.



Rollenmeißel (Quelle: GFZ Potsdam)

- n Derartige Anlagen sind am Markt erhältlich. Die technologische Herausforderung ist der erfolgreiche Speicheraufschluss und die korrosionsarme Auslegung des Thermalwasserkreislaufs für die langen technischen Lebensdauern. Je nach förderbarem Temperaturniveau kommt als Optimierungsaufgabe die Integration einer Wärmepumpe und/oder einer KWK-Anlage auf der Basis fossiler und/oder regenerativer Energieträger hinzu.
- n Vergleichbar zu der geothermischen Strom- bzw. Strom- und Wärmeerzeugung liegen offene Fragen im Bereich der Erschließung der noch vorhandenen Optimierungs- und Kostenreduktionspotenziale, um geothermische Wärme aus dem tiefen Untergrund zukünftig kostengünstiger bereitzustellen. Gleiches gilt sinngemäß auch für die mit der Geothermienutzung verbundenen lokalen Umwelteffekte.
- n In Deutschland gibt es eine Vielzahl von Ansätzen und Vorüberlegungen für den Bau und Betrieb weiterer Geothermieanlagen zur Nutzung der tiefen Geothermie zur ausschließlichen Wärmeerzeugung vorrangig – wie bei der geothermischen Stromerzeugung aufgrund der vorhandenen geologischen Gegebenheiten – im Oberrheingraben, im süddeutschen Molassebecken und im norddeutschen Becken.
- n Infolge des Betriebs der vorhandenen geothermischen Heizwerke liegen bereits viele Erfahrungen mit derartigen energietechnischen Anlagen vor. Auch ist in vielen Teilen Deutschlands der geologische Untergrund im Hinblick auf Heißwasser-aquifere gut bekannt. Damit steht aus dieser Sicht einer weitergehenden Nutzung derartiger Anlagen nichts im Wege.
- n Saisonale Speicherung thermischer Energie in Aquiferen sowie die Integration derartiger Speicher im tiefen Untergrund in Wärmeversorgungssysteme haben ein bisher kaum erschlossenes

Potenzial. Die Kombination aus saisonaler Wärmespeicherung und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) beispielsweise auf der Basis von Biomasse verbessert zudem die nachfragegerechte Strombereitstellung eines derartigen Energiesystems. Beispielsweise können durch das Einspeichern von Überschusswärme in Zeiten geringer Wärmefachfrage KWK-Anlagen ganzjährig stromgeführt betrieben werden, da die eingespeicherte Wärme später bei hoher Wärmefachfrage genutzt werden kann. Hierzu eignen sich aus technischer Sicht Aquiferwärmespeicher besonders gut aufgrund ihrer hohen Speicherkapazität und der hohen Wärmerückgewinnungsgrade im saisonalen Betrieb. Aquiferspeicher bieten damit das Potenzial, Konzepte für umweltfreundliche und nachhaltige Wärmebereitstellung in Stadtquartiere umzusetzen. In der Richtlinie. Die Richtlinie VDI 4640 Blatt 3 behandelt die Auslegung, Installation und Systemeinbindung von unterirdischen thermischen Energiespeichern (Aquifer-, Erdwärmesonden-, Kavernen- und naturähnlichen Speicher), die sich zur Heizung und Kühlung dienen und für größere Wärme- und Kältemengen eignen.



Geothermiebohrung auf Island
(Quelle: Bundesverband Geothermie)

Tendenzen

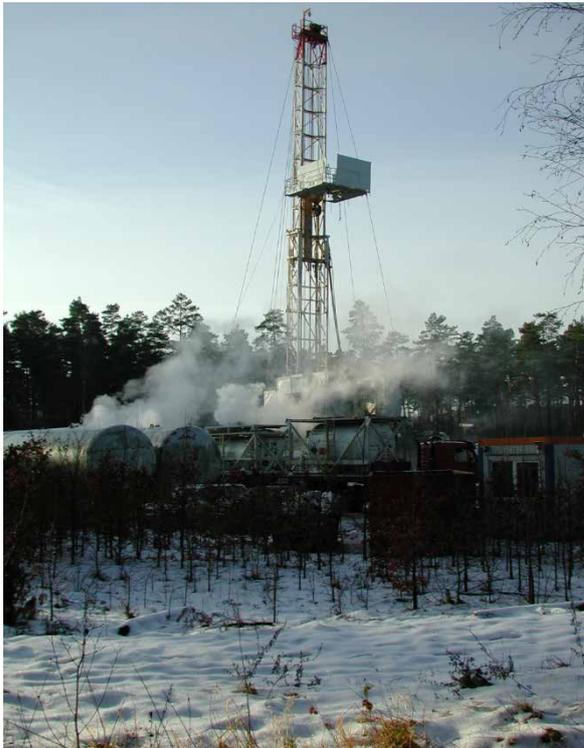
- n Die Investitionen in Anlagen zur Nutzbarmachung von geothermischer Wärme aus dem tiefen Untergrund sind relativ hoch; dies gilt – ähnlich wie bei Anlagen zur Stromerzeugung – vor allem für den Untertagebereich und hier insbesondere für die Bohrungen, die jedoch im Vergleich zu Anlagen zur Stromerzeugung im Allgemeinen geringer sind (das heißt üblicherweise muss nicht so tief gebohrt werden). Dabei erfordert auch hier die Erschließung der geothermischen Lagerstätte in der Regel mindestens zwei Tiefbohrungen. Ist kein industrieller Großabnehmer in unmittelbarer Anlagenähe bzw. kein Wärmeverteilnetz vorhanden, muss zusätzlich ein (kostenintensives) Nah- oder Fernwärmenetz aufgebaut werden und die potenziellen Kunden zum Anschluss an das Wärmenetz überzeugt werden.
- n F&E-Bedarf besteht – vergleichbar zu einer geothermischen Strom- bzw. Strom- und Wärme-erzeugung – darin, die Kosten insbesondere der Tiefbohrungen zu reduzieren, den Thermalwasserkreislauf zu optimieren und die Wärmeverteilung möglichst effizient zu gestalten. Hinzu kommt noch weiterer Bedarf an speicherschonenden Anschlussverfahren.
- n Die Geothermie muss besser eingebunden werden in (vorhandene) Energiesysteme beispielsweise für die Wärmebereitstellung in Stadtquartieren. Dies erfordert F&E-Arbeiten mit dem Ziel der Effizienzsteigerung und Gesamtsystemoptimierung.
- n Eine geothermische Wärmebereitstellung kann oft kombiniert werden mit einer balneologischen Nutzung und/oder einer Nachnutzung des abgekühlten Thermalwassers beispielsweise zur Beheizung von Gewächshäusern und/oder Fischteichen. Derartige Optionen sollten bei zukünftigen Projekten mehr in die Überlegungen einbezogen werden, da dadurch zum Teil eine Win-win-Situation geschaffen werden kann. Gleiches gilt auch für die Deckung gewerblicher und/oder industrieller Niedertemperaturwärmefachfrage, die oft mit großen Leistungen nachgefragt wird.

Schlussfolgerungen

- n Die Möglichkeit zur umwelteffizienten Wärmebereitstellung in einem großen Maßstab – zusammen mit den durchaus erheblichen in Deutschland vorhandenen Potenzialen – rechtfertigt eine weitere Förderung der Wärmeerzeugung aus tiefer Geothermie, beispielsweise über das Marktanreizprogramm (MAP) der Bundesregierung. Dies gilt umso mehr, als dass die technische und ökonomische Machbarkeit im kommunalen Bereich in Deutschland mehrfach erfolgreich demonstriert wurde und noch wird. Zusätzlich sollte die Technik auch im industriellen Umfeld Fuß fassen und hier zur sicheren Energieversorgung sowie zur Reduktion von Treibhausgasemissionen beitragen.
- n Die Kombination aus hohen Investitionen bei der Anlagenerrichtung (insbesondere Bohrungsabteilung) zusammen mit dem hohen Aufwand für den Aufbau eines Nah- oder Fernwärmenetzes stellt oft ein ökonomisches K.-o.-Kriterium dar. Die zum Teil wohlwollenden Fördersätze des MAP und/oder der bundeseigenen KfW sind hier ein

erster und hilfreicher Schritt, der bei der Entwicklung von Projekten unterstützend wirken kann.

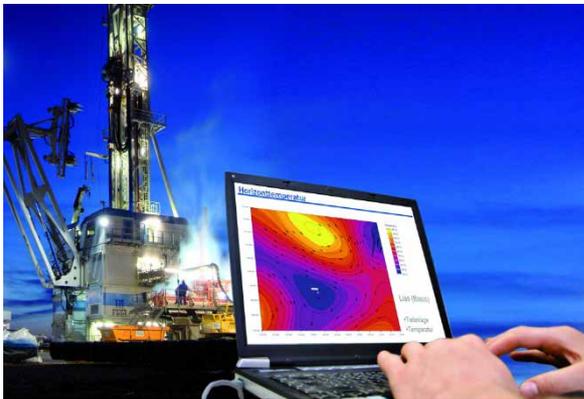
- n Oft kann/muss eine geothermische Wärmeerzeugung – je nach den geologischen Bedingungen der jeweils genutzten Lagerstätte – mit anderen Wärmeerzeugern gekoppelt werden. Hier ist standortabhängig eine aus technischer, ökonomischer und ökologischer Sicht vielversprechende Lösung zu identifizieren. Dabei bietet sich insbesondere auch die Nutzung anderer erneuerbarer Energien (z. B. Biomasse in der Spitzenlast, Geothermie in der Grundlast) an.



Fördertest Groß Schönebeck
(Quelle: GFZ Potsdam)

- n Akzeptanz und Vertrauen in eine derartige Technologie kann nur durch eine faire und offene Kommunikation und Diskussion der Vor- und Nachteile einer Energieversorgung mit Geothermie mit den lokal beteiligten Akteuren und den energiepolitisch bzw. energiewirtschaftlich interessierten gesellschaftlichen Kreisen erreicht werden. Hierbei ist eine große Offenheit, Realitätsnähe und Kompromissbereitschaft auf allen Seiten gefordert.
 - n Aquiferkältespeicher ermöglichen die Nutzung der niedrigen Temperaturen im Winter für die Kühlung im Sommer; das heißt solche Systeme können effizient Heizen und Kühlen (das heißt Klimatisierung). Im Vergleich zur konventionellen Kältebereitstellung mithilfe von „klassischen“ Wärmepumpensystemen sind dadurch deutlich höhere COP-Werte (Coefficient of Performance; das heißt höhere Wirkungsgrade) möglich; dadurch kann der Energieaufwand für derartige Systeme deutlich reduziert werden.
- ### 3.4.3 Strom aus tiefer Geothermie
- #### Stand
- n Die Entwicklung der Nutzung der Geothermie aus größeren Tiefen insbesondere zur Stromerzeugung ist in den letzten Jahren in Deutschland ins Stocken geraten. Trotz des EEG auf der Marktseite und steigender F&E-Ausgaben auf der Forschungsseite konnten hemmende Wirkungen – unter anderem durch eine öffentliche Debatte über potenzielle lokale Umwelteffekte einer Geothermienutzung – nicht aufgefangen werden.
 - n Trotzdem wird die Nutzung der tiefen Geothermie heute als ernst zu nehmende Option mit einem erheblichen energiewirtschaftlich relevanten Potenzial für eine nachhaltige Energieversorgung – mit globaler Perspektive – wahrgenommen. Die Geothermie kann sowohl Grundlast- und gegebenenfalls auch nachfrageorientiert Spitzenlaststrom als auch Nutzwärme – sowohl in gekoppelter Erzeugung als auch jeweils getrennt – mit durchaus beachtlichen Leistungen bei sehr geringen Treibhausgasemissionen und anderen energiebedingten Umweltauswirkungen bereitstellen.
 - n Wegen der geologischen Bedingungen im tieferen Untergrund wird in Deutschland eine geothermische Stromerzeugung ausschließlich im Süden Deutschlands (das heißt Oberrheingraben und süddeutsches Molassebecken) realisiert; im Norden (das heißt norddeutsches Becken) wird weiterhin ausschließlich Wärme bereitgestellt, obwohl die Möglichkeit einer geothermischen Stromerzeugung grundsätzlich gegeben ist und in Groß Schönebeck wissenschaftlich untersucht wird.
 - n Die installierte elektrische Leistung im deutschen geothermischen Kraftwerkpark betrug Ende 2014 rund 33 MW. Die dabei erzeugte Strommenge dürfte bei ca. 0,1 TWh (2014) liegen; die in Koppelproduktion bereitgestellte Wärme liegt bei etwa 1,1 PJ (2014).
 - n Laufende F&E-Anstrengungen konzentrieren sich aufgrund der gegenwärtigen Setzung des energiewirtschaftlichen Rahmens auf die Entwicklung von Anlagen und Konzepten zur Bereitstellung von elektrischer Energie aus Geothermie – und das aus Effizienzgesichtspunkten primär in KWKK-Anlagen. Der erfolgreiche Betrieb der geothermischen Anlagen beispielsweise in Insheim in der Pfalz (das heißt Oberrheingraben) und in Unter-

haching bei München (das heißt Molassebecken) stellt hier einen bedeutenden Meilenstein dar und demonstriert, dass Stromerzeugung und die gemeinsame Bereitstellung von Strom und Wärme auch unter hiesigen geologischen Bedingungen technisch realisierbar ist.



Fördertest Groß Schönebeck (Quelle: © BINE Informationsdienst, GfZ Potsdam, LIAG)

- n Anstehende Fragestellungen im Bereich der geothermischen Stromerzeugung sind die Erschließung der noch vorhandenen Optimierungs- und Kostenreduktionspotenziale sowie die erfolgreiche Implementierung der zu entwickelnden Vermeidungskonzepte von unerwünschten Umweltauswirkungen (unter anderem seismische Aktivitäten), um geothermischen Strom bzw. Strom und Wärme zukünftig deutlich kostengünstiger, umweltfreundlicher und sozialverträglicher bereitzustellen; letzteres gilt insbesondere für die lokale Bevölkerung, die derartige Anlagen am ehesten akzeptieren muss. Hinzu kommen Fragen im Zusammenhang mit einer Systemoptimierung.
- n In Deutschland gibt es mittelfristig Ansätze für weitere Geothermieanlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung vorrangig im Oberrheingraben, im süddeutschen Molassebecken und (eingeschränkter) im norddeutschen Becken. Im Wesentlichen wird dabei das Konzept verfolgt, sogenannte Enhanced Geothermal Systems zu erschließen; dies sind Lagerstätten, bei denen die relevanten Eigenschaften des Untergrunds durch eine entsprechende Stimulation so verbessert werden, so dass eine wirtschaftliche Nutzung ermöglicht wird.
- n Infolge seismischer Aktivitäten an unterschiedlichen deutschen Geothermieanlagen, die bisher aber alle unterkritisch waren, und des potenziell möglichen Anfalls radioaktiver Elemente im geschlossenen Thermalwasserkreislauf ist die geothermische Energiegewinnung in den letzten Jahren immer mehr in eine Akzeptanzdiskussion gekommen. Infolgedessen haben sich lokale Bürgerinitiativen gebildet, die Argumente gegen diese Technologie sammeln und diese verbreiten. Hier wäre eine faktenorientiertere und realitätsnähere Diskussion mit den beteiligten Akteuren sicherlich hilfreich.

Tendenzen

- n Die Investitionen für Anlagen zur Nutzbarmachung von Wärme und Strom aus der geothermischen Energie des tiefen Untergrunds sind vergleichsweise hoch; dies gilt vor allem für den Untertagebereich und hier insbesondere für die Bohrungen. Dabei erfordert die Erschließung geothermischer Lagerstätten für die Stromerzeugung in der Regel mindestens zwei Tiefbohrungen. Auch die Risiken, und hier vor allem die Bohr- und Fündigkeitsrisiken, sind noch relativ hoch. Beides erschwert die Projektentwicklung zum Teil erheblich. Soll die Wärme genutzt werden und ist kein industrieller Großabnehmer in unmittelbarer Anlagennähe bzw. ein Wärmeverteilnetz vorhanden, muss zusätzlich ein (kostenintensives) Nah- oder Fernwärmenetz aufgebaut werden und die potenziellen Kunden überzeugt werden, dass sie sich anschließen. Diese Vielzahl an Voraussetzungen für eine erfolgreiche Projektentwicklung erschwert die Realisierung neuer Projekte erheblich und bedingt, dass von den vielen Vorüberlegungen nur wenige Projekte letztlich umgesetzt werden.
- n Dringender F&E-Bedarf besteht darin, mit innovativen Technologien und Strategien die Kosten insbesondere der Tiefbohrungen deutlich zu reduzieren. Dies gilt beispielsweise für die Erhöhung der Lebensdauer von Bohrwerkzeugen, die Reduktion des Energie- und Materialverbrauchs während der Bohrung und speziell für die Geothermieanwendung zu entwickelnde Komplettierungssysteme. Hinzu kommen noch speicherschonende Abschlussverfahren.
- n Durch eine Stimulation geothermischer Lagerstätten sollen die Förderraten im Regelfall durch eine Erweiterung von im Untergrund bereits vorhandenen Fließwegen deutlich erhöht werden. Dazu sind eine Reihe unterschiedlicher Ansätze und Verfahren in der Diskussion bzw. in der Erprobung. Das Ziel, nachfragegerecht und damit weitgehend planungssicher die nachhaltige Produktivität von Lagerstätten in (nahezu) beliebigen Tiefen an beliebigen Orten auf hohem Niveau sicherzustellen, ist aber noch nicht erreicht.
- n Notwendig sind auch F&E-Arbeiten zum Thema „effiziente Energiewandlung“ (z. B. von geothermischer Wärme in Strom, in Niedertemperaturwärme und in Kälte) und auch zur besseren Einbindung der Geothermie in (vorhandene) Energie-

versorgungssysteme mit dem Ziel der Effizienzsteigerung und Gesamtsystemoptimierung.

- n (Geo-)Wissenschaftlich sollten insbesondere die Optionen zur Produktivitätssteigerung und –sicherung bestimmter Lagerstättentypen sowie das Monitoring des Untergrunds weitergehend untersucht und verstanden werden, um dem Ziel einer standortunabhängigen Geothermienutzung näher zu kommen.
- n Auch muss der Bau und Betrieb geothermischer Heizkraftwerke auf Lagerstätten sehr unterschiedlicher Geologie ausgeweitet werden, um dadurch eine möglichst weitgehende Standardisierung durch die Entwicklung ortsunabhängiger, kostengünstiger Lösungen für die geothermische Energieversorgung anzustreben.

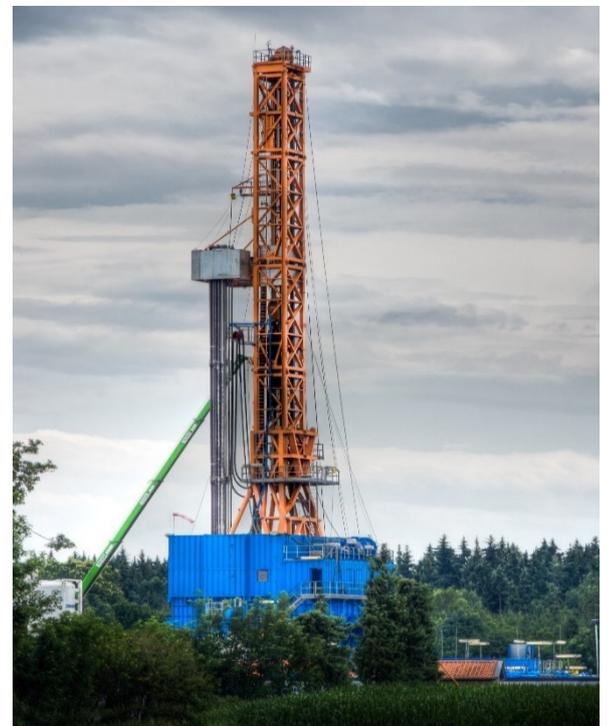


Geothermieprojekt Sauerlach
(Quelle: Bundesverband Geothermie)

- n In Deutschland gibt es lokal Akzeptanzprobleme mit dieser neuen Technologie. Beispielsweise sind seismische Ereignisse (z. B. Erschütterungen) in der Nähe geothermische Kraftwerke bzw. Heizkraftwerke aufgetreten, die auf den Aufbau und Betrieb geothermischer Anlagen zurückgeführt werden. In der Zwischenzeit gibt es aber Forschungsansätze, die helfen können, die Wahrscheinlichkeit des Auftretens solcher Ereignisse deutlich zu reduzieren. Sie können auch die mögliche Schadenshöhe begrenzen. Gleiches gilt sinngemäß auch für die gegebenenfalls mögliche geringe Ansammlung radioaktiver Elemente in den Filtern geothermischer Kraftwerke bzw. KWK-Anlagen, die in der Vergangenheit sehr emotional diskutiert wurden, obwohl es für diese natürlicherweise unter Umständen anfallenden radioaktiven Elemente etablierte und gesetzlich geregelte Entsorgungswege gibt. Auch ist der sichere Umgang mit derartigen Stoffen administrativ geregelt.

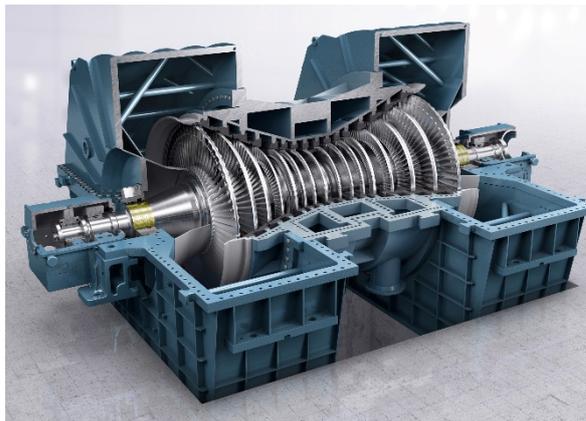
Schlussfolgerungen

- n Die Möglichkeit zur Bereitstellung grundlastfähiger elektrischer Energie und die effiziente Nutzung der regenerativen Energie des Untergrunds mittels KWK-Anlagen rechtfertigt eine weitere Förderung der tiefen Geothermie. Dies gilt umso mehr, als dass die technische Machbarkeit in Deutschland mehrfach erfolgreich demonstriert wurde. Jetzt gilt es, die Technik zu mehr Effizienz und Verlässlichkeit zu führen; dies ist durch entsprechende F&E-Programme zu flankieren.
- n Die EU-weite und nationale F&E-Forschungsförderung sollte besser zusammengeführt und vernetzt werden. Dabei sollten geothermische Technologien im Fokus stehen, die nicht auf geothermische Anomalien beschränkt und somit weltweit auf andere Standorte übertragbar und damit grundsätzlich exportfähig sind.
- n Um langfristig Erfolge in der geothermischen Technologieentwicklung zu erzielen, ist eine hohe Planungssicherheit im Bereich der F&E-Förderung und insbesondere bei der Markterschließung (siehe EEG) zwingend erforderlich. Nur dann besteht die begründete Hoffnung, dass die noch bestehenden technischen und ökonomischen Herausforderungen mittelfristig gelöst werden können.



Taufkirchen-Geothermiebohrung
(Quelle: Bundesverband Geothermie)

- n Die weitere Entwicklung der tiefen Geothermie erfordert eine zunehmend kosten- und risikosenkende sowie produktivitätssteigernde Lagerstättenerschließung. Hierzu sind In-situ-Experimente an verschiedenen Standorten mit unterschiedlichen geologischen Bedingungen unverzichtbar, da nur so der Nachweis einer möglichen nachhaltigen Lagerstättennutzung erbracht werden kann.
- n Außerdem müssen erfolgreich Demonstrationsvorhaben z. B. im Zusammenhang mit einem geothermischen Forschungsbohrprogramm etabliert werden, um neue Techniken in der Anwendung zu erproben und zur Marktreife weiterentwickeln zu können – und um die Technologie potenziellen Kunden zu präsentieren. Im Mittelpunkt stehen dabei Materialfragen und die Weiterentwicklung verfahrenstechnischer Prozesse mit dem Ziel, die Wirkungsgrade der Anlagen zu steigern und dadurch die Kosten zu senken sowie die Umweltaffekte zu reduzieren.



Dampfturbine für Geothermiekraftwerke
(Quelle: Siemens AG)

- n Sorgfältige Risikobewertungen zu allen Schritten, die beim Aufbau und Betrieb von geothermischen Anlagen zu durchlaufen sind, müssen durchgeführt werden (z. B. zu Auswirkungen aufgrund nicht vermeidbarer Erzeugung von Erschütterungen, zur Herauslösung von natürlicherweise im Gestein vorhandenem radioaktivem Material und seinem Auftreten und Wirken im Thermalwasserkreislauf).
- n Geothermische Stromerzeugungs- bzw. KWK-Anlagen sind nach wie vor relativ kleine Anlagen mit elektrischen Leistungen im unteren einstelligen MW-Bereich. Auch ist jede bisher realisierte Anlage ein Unikat. Soll der Sprung zu einer kommerziellen, großtechnischen und kostengünstigen Option geschafft werden, muss es zu einer Standardisierung und zu deutlich größeren Anlagenleistungen kommen; letzteres bedingt zwingend Mehrbohrlochkonzepte. Infolge der großen mit dieser Entwicklung verbundenen Risiken und der erheblichen Investitionsvolumina wird der Anstoß zu dieser im Sinne einer erfolgreichen Marktausweitung zwingenden Entwicklung nur mithilfe staatlicher Unterstützung möglich sein.
- n Zunehmend wird deutsche Kompetenz geothermischer Technologie im Ausland abgefragt. Die Komplexität geothermischer Anlagen, z. B. auch in Zusammenhang mit geothermisch betriebenen Kälteanlagen und das Potenzial ingenieurtechnischer Systemlösungen, führen zur Etablierung als Exportartikel.

3.5 Energie aus Biomasse

Vorbemerkung

- n Ein wesentliches Merkmal der Biomasse ist neben ihrer Speicherbarkeit die Anwendungsvielfalt. Diese reicht von
 - der kleintechnischen Wärmebereitstellung beispielsweise für Haushaltskunden im Bereich weniger Kilowatt thermischer Leistung und
 - der großtechnischen Wärmeerzeugung in Heizwerken z. B. für die Versorgung ganzer Siedlungen bzw. Stadtteile mit thermischen Leistungen im MW-Bereich über
 - den Einsatz in großen Stromerzeugungsanlagen mit bis zu 20 MW elektrischer Leistung (EEG-Grenze) und mehr bzw.
 - der Nutzung in KWK-Systemen zur Auskoppelung von kommunaler und/oder industrieller Nah- und Fernwärme bis hin zur
 - Erzeugung biogener Kraftstoffe für den Land-, See- und Luftverkehr.
- n Biomasse kann damit – im Unterschied zu allen anderen Optionen zur Nutzung regenerativer Energien – praktisch jede Art der Energienachfrage (Wärme, Kraft, Mobilität) befriedigen. Darüber hinaus bieten die unterschiedlichen Biomasseressourcen (unter anderem zu entsorgende organische Abfälle, gezielt angebaute Energiepflanzen) und Biobrennstoffformen (fest, flüssig, gasförmig) zusätzliche Variations- und damit auch Optimierungsmöglichkeiten. Dies gilt auch vor dem Hintergrund einer möglichen Kaskadennutzung (das heißt zunächst eine stoffliche und dann eine energetische Nutzung im Verlauf des Lebenswegs der Biomasse wie beispielsweise eine Holzspanplatte, dann als Vollholzmöbel, dann als Spanplatte, dann als Papier und letztlich als Energieträger) bzw. einer hocheffizienten und abfallfreien gekoppelten Nutzung der Biomasse für den Nahungsmittelmarkt, den Markt für die stoffliche Nutzung und den Energiemarkt (z. B. Bioraffinerieansatz).

- n Diesen Alleinstellungsmerkmalen steht zwingend eine sich bei einem überproportional zunehmenden Einsatz potenziell verschärfende Nutzungskonkurrenz gegenüber, da die national und international vorhandenen Landflächen begrenzt sind und der flächenspezifische Biomasseertrag nicht beliebig gesteigert werden kann. Damit ist grundsätzlich das Biomasseaufkommen a priori begrenzt. Bei einer im Vergleich zu heute deutlich weitergehenden Energiegewinnung aus Biomasse besteht deshalb die Befürchtung, dass ein preistreibender Wettbewerb am Markt um die produzierbaren land- und forstwirtschaftlichen Produkte entstehen kann. Ist beispielsweise nicht genügend Biomasse vorhanden, kann es zu einer Konkurrenz um diese Biomasse für einen potenziellen Einsatz als Nahrungs- und Futtermittel, als nachwachsender Rohstoff (z. B. Bauholz, Papier, Chemierohstoff) und/oder als Energieträger kommen.
- n Hinzu kommt, dass diese drei Märkte, die die Biomasse decken muss, infolge einer wachsenden Weltbevölkerung weiter wachsen dürften. Dies erzwingt einerseits eine zunehmend effizientere Biomassenutzung, damit die vorhandenen Ressourcen möglichst optimal genutzt werden. Andererseits erfordert die steigende Nachfrage – im globalen Kontext – eine Steigerung der flächenspezifischen Erträge und eine Ausweitung der genutzten Flächen auch auf weniger vielversprechende Standorte, soweit dies noch möglich und sinnvoll ist. Und dies muss unter Einhaltung zunehmend verschärfter Nachhaltigkeitsstandards realisiert werden, um die Akzeptanz beim Verbraucher sicherzustellen. Jedoch konnten mit der Biomasse zu allen Zeiten der Menschheitsgeschichte diese unterschiedlichen Märkte mehr oder weniger sicher bedient und dadurch die Entwicklung unserer heutigen Industriegesellschaft erst ermöglicht werden.

3.5.1 Strom

Stand

- n Die Erzeugung von Strom bzw. Strom und Wärme in gekoppelten Prozessen kann aus festen Bioenergieträgern, aus flüssigen Biokraftstoffen und aus biogenen Gasen (Biogas, Deponiegas, Klärgas) erfolgen. Alle drei Optionen haben – wenn auch in einem sehr unterschiedlichen Ausmaß – eine gewisse Marktbedeutung.
- n Aus biogenen Festbrennstoffen wurden 2014 rund 18 TWh an elektrischer Energie in Kraft- bzw. Heizkraftwerken auf der Basis des „klassischen“ Dampfprozesses sowie in Vergasungs- und ORC-

Anlagen bereitgestellt. Zusätzlich wurde in KWK etwa 99 PJ (2014) an nutzbarer Wärme erzeugt.



Biogasanlage (Quelle: Viessmann Werke)

- n In Deutschland waren Ende 2014 rund 7.800 landwirtschaftliche Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von rund 4,5 GW und einer potenziellen Stromerzeugung aus Biogas von 27,6 TWh/a in Betrieb. Tatsächlich wurden 2014 rund 27,5 TWh an Strom aus Biogas direkt an den Anlagen erzeugt. Zusätzlich wurden mindestens 1,5 TWh (2014) an elektrischer Energie durch eine Verstromung von Biomethan produziert; das heißt aus Methan, das aus Biogas erzeugt und über das Erdgasnetz transportiert wurde. Hinzu kommen rund 1,9 TWh (2014) aus Deponie- und Klärgas. Damit lag die gesamte Stromerzeugung aus Biogas unterschiedlichster Herkunft bei 30,9 TWh (2014). Parallel dazu werden rund 57 PJ an Wärme erzeugt. Die dafür insgesamt eingesetzte Bio-, Klär- und Deponiegasmenge entspricht einem Erdgasäquivalent von etwa 8,5 Mrd. m³.
- n Die installierte elektrische Leistung der 900 bis 1.000 in Betrieb befindlichen Pflanzenöl-BHKW lag 2014 bei etwa 130 MW. Durch sie wurden etwa 0,3 TWh an elektrischer Energie ins Netz eingespeist. Parallel dazu wurde knapp 2 PJ (2014) an Wärme bereitgestellt.
- n Die ausschließliche Stromerzeugung aus fester Biomasse hat in den Nuller-Jahren dieses Jahrhunderts infolge der Setzung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (EEG) stark an Bedeutung gewonnen; dies gilt aber bisher hauptsächlich für „klassische“ Verbrennungsanlagen mit einem konventionellen Dampfkraftprozess – und hier insbesondere mit elektrischen Leistungen von einigen MW bis zu 20 MW (das heißt die Fördergrenze des EEG). Eingesetzt wird primär Altholz der Klassen A I bis A IV, das infolge dieses Ausbaus der Kraftwerkskapazitäten knapp und damit teurer wurde und heute praktisch vollständig thermisch genutzt wird, wenn es alternativ dazu nicht – mit einer insgesamt höheren Wertschöp-

fung – stofflich genutzt werden kann. Aufgrund der energiewirtschaftlichen Rahmensetzung (EEG) sind Kraftwerke zur ausschließlichen Stromerzeugung auf Wald(rest)holz- oder Strohbasis praktisch wirtschaftlich nicht darstellbar; erste derartige realisierte Anlagen wurden zwischenzeitlich wieder stillgelegt bzw. werden mit anderen Brennstoffen betrieben. Insgesamt dürfte damit die ausschließliche Stromerzeugung aus fester Biomasse (z. B. Holz, Stroh) in den kommenden Jahren in Deutschland nicht weiter ausgebaut werden; dies gilt grundsätzlich auch auf der Basis importierter fester Biomassen so lange, wie eine Mitverbrennung in vorhandenen Kohlekraftwerken nicht förderfähig ist.

- n Obwohl das EEG und das KWK-Gesetz eine Nutzung der anfallenden (Ab-)Wärme unterstützen, zeigt die Praxis, dass ein Großteil der in den letzten 10 bis 15 Jahren errichteten größeren Anlagen zur Stromerzeugung aus fester Biomasse und aus Biogas auf eine ausschließliche Stromerzeugung ausgelegt wurde. Dies liegt vor allem daran, dass die Standorte dieser Anlagen trotz der zum Teil beachtlichen Wärmemengen, die abgegeben werden könnten, im Allgemeinen nach Brennstoff- bzw. Substratlogistikaspekten und weniger nach der vorhandenen bzw. erschließbaren Wärmenachfrage optimiert wurden. Außerdem unterstützten die gesetzlichen Anreize (EEG), als das Gros der heute vorhandenen Biomassekraftwerke auf Festbrennstoffbasis bzw. ein großer Teil der Biogasanlagen auf der Basis landwirtschaftlicher Substrate erbaut wurde, mehr eine ausschließliche Stromerzeugung. Hinzu kam, dass für Altholz als Brennstoff in der Anfangszeit noch Entsorgungserlöse erzielt werden konnten. Und da heute für den Brennstoff Altholz Marktpreise gezahlt werden müssen, die sich am Energiegehalt in Altholz und an den EEG-Vergütungssätzen orientieren, wurden zwischenzeitlich derartige Anlagen zum Teil stillgelegt oder auf andere (fossile) Brennstoffe umgestellt. Ähnlich entwickelt hat sich auch die Situation bei den Biogassubstraten; auch hier sind die Pachtpreise für das Land bzw. die Marktpreise für die Substrate in den letzten Jahren zum Teil so weit angestiegen, dass die davon abhängigen Anlagen gerade noch unter ökonomischen Aspekten betrieben werden können.
- n In den letzten Jahren wurden KWK-Anlagen auf der Basis biogener Festbrennstoffe (das heißt primär Holz) mit installierten thermischen Leistungen von zum Teil deutlich unter 10 MW sehr verhalten ausgebaut; aber auch diese Entwicklung ist im Zuge der jüngsten EEG-Novellierung nahezu zum Stillstand gekommen.
- n Durch das EEG wurden in den späten Nuller- und frühen Zehner-Jahren KWK-Anlagen mit elektrischen Leistungen von zum Teil deutlich unter 10 MW forciert unterstützt. Anlagen dieser Größe wurden deshalb und wegen der tendenziell eher gegebenen Wärmenutzungsmöglichkeit aufgrund der im Allgemeinen überschaubaren anfallenden Wärmemengen in dem genannten Zeitraum verstärkt umgesetzt (das heißt Nahwärmeinseln mit relativ geringer thermischer Leistung sind einfacher und kostengünstiger umsetzbar im Vergleich zu Anlagen zur Versorgung „klassischer“ Fernwärmenetze). Außerdem kann für Anlagen dieser Größenordnung der Brennstoff im Allgemeinen einfacher lokal bzw. vor Ort beschafft werden. Auch stoßen derartige kleine, übersehbare Anlagen mit einem unmittelbaren Nutzen für die ansässigen und konkret versorgten Bewohner üblicherweise auf eine hohe Akzeptanz bei der lokalen/-regionalen Bevölkerung. Hinzu kam, dass dafür oft innovative Technologie zum Einsatz kam (z. B. ORC-Prozesse, Vergasungsanlagen), die – und das gilt insbesondere für Vergasungsanlagen – technologisch noch durch zum Teil erhebliche Optimierungspotenziale gekennzeichnet sind. Aufgrund des schwierigen ökonomischen Umfelds sind solche Anlagenkonzepte heute auf der Basis des derzeit gültigen EEG (2014) – wenn überhaupt – nur dann darstellbar, wenn
 - der Brennstoff Holz sehr kostengünstig verfügbar gemacht werden kann (z. B. aus dem gemeindeeigenen Wald mit öffentlichen Subventionen, aus dem lokalen Sägewerk zu Dumpingpreisen) und/oder
 - eine kostengünstig erschließbare Wärmenachfrage mit hohen Volllaststunden (das heißt möglichst industrielle Nachfrager) möglichst mit einer vorhandenen Wärmeverteilinfrastruktur vorhanden ist.



Biomasse (Quelle: TUHH)

Trotzdem werden bei vielen Projekten primär nur Haushaltskunden versorgt, deren Wärmenachfrage in den kommenden Jahren aufgrund der staatlich forcierten zunehmend besseren Wärmedämmung tendenziell sinken dürfte. Industrielle Nachfrager werden nur selten mittels derartiger Anlagen versorgt.



BHKW als Teil eines virtuellen Kraftwerks
(Quelle: Siemens AG)

- n Bei KWK-Anlagen mit installierten thermischen Leistungen im unteren einstelligen MW-Bereich werden oft ORC-Anlagen eingesetzt, die aus technischen Gründen durch eine relativ geringe Stromkennzahl gekennzeichnet sind; sie liegt aber immer noch über der der meisten anderen konkurrierenden Stromerzeugungstechnologien in diesem Leistungsbereich. Auch sind derartige Anlagen in Containerbauweise am Markt verfügbar. Infolge des jüngst sich verschlechterten ökonomischen Umfelds (EEG 2014) wurden jüngst keine derartigen Anlagen mehr neu installiert.
- n Im elektrischen Leistungsbereich zwischen wenigen MW bis rund 10 MW wäre die Biomassevergasung auf der Basis der Wirbelschichttechnologie eine aus technischer Sicht sinnvoll einsetzbare Technologie zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung mit hohen Stromkennzahlen. Dafür müssen aber erst die technischen Voraussetzungen verbessert werden. Hierzu wurde und wird in Österreich Pionierarbeit geleistet. Sollen deutsche Anlagenbauer an diesem global potenziell gewaltigen Markt für eine Biomasse-KWK mit einer hohen Stromkennziffer partizipieren, muss dies durch eine entsprechende Förderpolitik und/oder verstärkte F&E-Aktivitäten unterstützt werden. Ohne entsprechende staatliche Anreize wird es aus heutiger Sicht hier zu keinen technologischen Fortschritten kommen.
- n Die Anfang bis Mitte der Nuller-Jahre dieses Jahrhunderts in Deutschland in Betrieb gegangenen Altholzkraftwerke werden potenziell in rund zehn Jahren ihre technische Lebensdauer erreicht haben und mit dem Auslaufen der Förderung vom Netz gehen. Dann werden die dort bislang eingesetzten Altholzmengen nicht mehr benötigt und könnten effizienter als bisher zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Eine Konversionsoption, mit der deutlich höhere Stromwirkungsgrade erreicht werden können, ist die Vergasungstechnologie, die zudem noch die Möglichkeit eröffnet, zur Polygeneration ausgebaut werden zu können und damit zusätzlich zu Strom und Wärme in variablen Anteilen Bio-SNG (das heißt synthetisches Erdgas) zu liefern. Deshalb sollte diese Technologie forciert weiterentwickelt und insbesondere demonstriert werden, da sie auch durch ein erhebliches Exportpotenzial gekennzeichnet ist und deutsche Anlagenhersteller – allerdings für Anlagen für andere Brennstoffe – hier schon über ein bestimmtes Erfahrungspotenzial verfügen.
- n Die Stromerzeugung im zwei- und dreistelligen kW-Bereich ist bisher aus biogenen Festbrennstoffen nur mithilfe der Festbettvergasung möglich. Die entsprechende Anlagentechnologie hat in den letzten Jahren – infolge der EEG-Förderfähigkeit – eine deutlich weitergehende Verbreitung am Markt erlebt – und damit auch eine beachtliche technologische Weiterentwicklung. Nichtsdestotrotz ist der Weg zu wirklichen „Turn-key“-Anlagen noch weit und muss durch eine langfristig angelegte F&E-Strategie unterstützt werden. Hinzu kommt, dass diese Marktentwicklung mit der jüngsten Novellierung des EEG weitgehend zu einem Stillstand gekommen ist und dadurch in den kommenden Jahren keine signifikanten Weiterentwicklungsimpulse zu erwarten sind. Im Sinne einer kontinuierlichen technologischen Weiterentwicklung ist diese Marktentwicklung kontraproduktiv.



Biomassekraftwerk (Quelle: Siemens AG)

- n Die Stromerzeugung aus Biogas hat aufgrund des EEG in den letzten Jahren deutlich zugenommen; aber auch diese Entwicklung ist infolge der Rah-

mensetzung im EEG 2014 zu einem vorläufigen Stillstand gekommen. Dabei wurden in der Vergangenheit insbesondere Anlagen auf der Basis von Energiepflanzen (z. B. Maissilage, Getreideganzpflanzensilage) und anderen landwirtschaftlichen Substraten (z. B. Gülle) installiert und weiterentwickelt. Da an den Standorten dieser Anlagen aufgrund der ländlichen Lage meist nur eine sehr begrenzte Wärmenachfrage vorhanden ist, wird die bei der Verstromung anfallende Wärme bisher nur selten vollständig genutzt. Da diese aus energetischer Sicht ineffiziente Biogas- und damit Biomassenutzung frühzeitig erkannt und dann in dem entsprechenden EEG adressiert wurde, zeichnen sich viele der in der jüngeren Vergangenheit installierten Biogasanlagen durch zum Teil sehr innovative Wärmenutzungskonzepte aus (z. B. Biogasnetze, Nahwärmeinseln); dadurch ist bei derartigen Anlagen der Gesamtwirkungsgrad vergleichsweise sehr gut. Da mit solchen Anlagen dann oft die lokal ansässige Bevölkerung mit Wärme und gegebenenfalls Anlagen im Allgemeinen auch gut bis sehr gut.



BHKW für Deponiegas (Quelle: Catepillar Energy Solutions)

- n Biogasanlagen können – in einem begrenzten Ausmaß – relativ einfach Regelenergie bereitstellen, indem sowohl der Gasspeicher als auch die in den vorhandenen Gasmotoren installierte elektrische Leistung erweitert werden. Die entsprechenden Anreize werden im EEG 2014 gesetzt. Setzen sich die Regelungen in der Praxis durch, ist zu erwarten, dass Biogas zukünftig helfen kann, die zunehmende fluktuierende Erzeugung aus Wind und Sonne im Hinblick auf eine sichere Deckung der Nachfrage nach elektrischer Energie auszugleichen.
- n Auch ist eine anaerobe Fermentation organischer Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle sowie organisch belasteter Abwässer aus der Lebensmittel- und -verarbeitung im Sinne eines nachhaltigen

Abfallmanagements sinnvoll. Bei derartigen Stoffströmen gibt es a priori keine Bedenken wegen der energetischen Nutzung von Nahrungs- und Futtermitteln, wie es beispielsweise bei Energiepflanzen der Fall ist. Hinzu kommt, dass in lebensmittelbe- und -verarbeitenden Betrieben im Regelfall auch eine beachtliche Wärmenachfrage gegeben ist und außerdem bisweilen ein Entsorgungsproblem für die anfallenden organischen Abfälle besteht. Damit kann durch die Biogaserzeugung und -nutzung hier eine Win-win-Situation geschaffen werden. Dies gilt insbesondere auch dann, wenn das vergorene Substrat auf die landwirtschaftlichen Produktionsflächen rückgeführt werden kann und dort zur Schließung der Humus- und Nährstoffkreisläufe beiträgt.

- n Zunehmend wird die Einspeisung von aufbereitetem Biogas (z. B. Biomethan) in das vorhandene Erdgasnetz als Alternative zur direkten Strom- und Wärmeerzeugung realisiert. Dies hat den Vorteil, dass das Biomethan dann dort in KWK-Anlagen genutzt werden kann, wo auch eine entsprechende Wärmesenke vorhanden ist (das heißt eine vollständige Nutzung der in KWK anfallenden Wärme ist möglich und wahrscheinlich). Außerdem kann die Biomethannutzung auf diese Weise auch zeitlich von der Gasproduktion entkoppelt und somit nachfrageorientierter erfolgen. Alternativ dazu kann das Biomethan auch in Brennwertgeräten zur hocheffizienten Wärmeerzeugung oder in GuD-Anlagen mit einem sehr hohen elektrischen Wirkungsgrad verstromt werden. Hinzu kommt, dass das Biomethan – da es, wenn es im Erdgasnetz vorhanden ist, praktisch überall in Deutschland zumindest bilanziell abgerufen werden kann – sich auch problemlos als Kraftstoff im Verkehrssektor in am Markt verfügbaren Erdgasfahrzeugen einsetzen lässt.
- n Durch die – zwischenzeitlich jedoch modifizierte – Setzung des energiewirtschaftlichen Rahmens wurden im Bereich der Biogaserzeugung und -nutzung in den letzten 10 bis 15 Jahren ein Anbau und eine Nutzung von Energiepflanzen forciert. Infolge dieser Entwicklung wurden 2014 in Deutschland auf knapp 1,3 Mio. ha primär Mais und andere Biomassen als Substrat für eine Biogaserzeugung angebaut. Dies hat – zusammen mit dem Maisanbau für die Tierernährung – dazu geführt, dass diese Pflanze in einigen Gegenden landschaftsdominierender wurde. Weil zusätzlich auch potenziell nachteilige Umwelteffekte mit dem Maisanbau verbunden sein können, wurde ein sogenannter „Maisdeckel“ eingeführt. Deshalb wurden in den letzten Jahren verstärkte Anstrengungen unternommen, alternative Energiepflanzen zu identifizieren, zu optimieren und am Markt verfügbar zu machen, die durch ähnlich hohe spezifi-

sche Erträge wie Mais gekennzeichnet sind, aber die damit verbundenen Nachteile nicht aufweisen. Bei vielen (Kultur)Pflanzen ist in diesem Zusammenhang sicherlich noch ein zum Teil erhebliches züchterisches Verbesserungspotenzial gegeben, da Kulturpflanzen bisher nicht unter energietechnischen Gesichtspunkten optimiert wurden.

- n Der in Pflanzenöl-BHKW-Neuanlagen produzierte und eingespeiste Strom wird seit dem 01. Januar 2012 nicht mehr nach dem EEG vergütet. Zusammen mit den sehr volatilen Preisen für Pflanzenöle am Markt findet daher in Deutschland kein Zubau derartiger Anlagen mehr statt. Zusätzlich werden – im Wesentlichen aufgrund stark schwankender Pflanzenölpreise – zahlreiche vor wenigen Jahren installierte Anlagen nicht mehr – oder mit einem fossilen Treibstoff – betrieben. Eine KWK in mit Pflanzenöl betriebenen Motoren ist damit in Deutschland derzeit nahezu bedeutungslos.
- n Die Kosten einer Biomasseverstromung bewegen sich derzeit im Rahmen der EEG-Vergütungssätze, wie sie beispielsweise im EEG 2012 festgeschrieben waren. Da die jeweils verstromte Biomasse (z. B. Frischholz, Maissilage) im Allgemeinen ein werthaltiges Produkt der land- und/oder forstwirtschaftlichen Primärproduktion bzw. aus unserer Volkswirtschaft (z. B. Altholz) ist, werden die Stromgestehungskosten wesentlich von den Kosten für die Biomasse-Primärenergie bestimmt. Deshalb sind die Kostenreduktionspotenziale begrenzt, da sie in Bezug beispielsweise auf die landwirtschaftliche Produktion schon sehr weitgehend erschlossen sind. Ähnliches, wenn auch nicht in diesem Ausmaß, gilt auch für die Anlagentechnik, die auch schon weitgehend die Lernkurve durchlaufen hat. Dies kann dann anders sein, wenn ein Rückstand, ein Nebenprodukt und/oder ein Abfall zur Verstromung genutzt werden kann, für den gegebenenfalls sogar noch Entsorgungserlöse erzielt werden können. Dann ist aber im Allgemeinen die Anlagentechnik zur Verstromung derartiger Biomassestoffströme anspruchsvoller – und damit teurer – im Vergleich zu primärer Biomasse und die Nutzung/Entsorgung der nach dem Prozess verbleibenden Abfälle (z. B. vergorener organischer Haushaltsabfall) aufwendiger; damit sind auch hier die Kostenreduktionspotenziale begrenzt.
- n Bei vielen der gegebenen technischen Möglichkeiten zur Strom- bzw. zur gekoppelten Strom- und Wärme Gewinnung aus Biomasse werden mehr oder weniger intensive Forschungs- und Entwicklungsarbeiten durchgeführt. Schwerpunkte sind unter anderem bei der thermochemischen Vergasung zur Stromerzeugung und bei der Biogas-erzeugung und -nutzung erkennbar. Unabhängig da-

von gibt es aber noch eine Vielzahl unerschlossener technischer, ökonomischer und ökologischer Optimierungspotenziale, die im Zuge einer weitergehenden Marktausweitung – unterstützt durch zielgerichtete anwendungsorientierte F&E-Aktivitäten – auch in enger Zusammenarbeit mit der jeweiligen Industrie erschlossen werden müssen.



Maisspindeln (Quelle: ÖBMV-Bilderdatenbank)

Tendenzen

- n Die in den letzten Jahren deutlich gestiegene Holz-nachfrage infolge der Produktionsausweitung bei der Holzwerkstoffindustrie in Deutschland und der gestiegenen Nachfrage nach Holzprodukten einerseits sowie die deutlich angezogene Nachfrage nach Holzbrennstoffen im Wärmemarkt andererseits steht eine nur geringere Produktionsausweitung der deutschen Forstwirtschaft gegenüber. Dies gilt insbesondere für den öffentlichen Wald und den kleinen Privatwald, da der deutliche Anstieg der Frischholznachfrage in den Nuller-Jahren dieses Jahrhunderts primär durch eine Mehrproduktion im großflächigen Privatwald gedeckt wurde. Sollte die Holz-nachfrage in allen Märkten auch in den kommenden Jahren weiter zunehmen – und davon ist aus gegenwärtiger Sicht auszugehen –, müssen Konzepte erarbeitet und umgesetzt werden, um das Holzangebot nachhaltig auszuweiten und dadurch die ansonsten zu erwartende „Holzlücke“ zu vermeiden.
- n Die steigende Nachfrage nach Holz kann auch durch Kurzumtriebsplantagen (Pappel und Weiden im drei- bis achtjährigen Umtrieb) – und damit eine Holzproduktion mit landwirtschaftlichen Methoden – gedeckt werden. Fraglich ist, ob diese Option aufgrund der bisher noch hohen Kosten in den kommenden Jahren merklich zur Deckung der Nachfrage aus dem Energiemarkt (und den Märkten einer stofflichen Nutzung) beitragen kann. Aus gegenwärtiger Sicht muss dies bezweifelt werden, wenn nicht die Rahmenbedingungen entsprechend modifiziert werden.



Hackschnitzel (Quelle: ÖBMV-Bilderdatenbank)

- n Je nach Bodenart und verfügbaren Niederschlägen können in Kurzumtriebsplantagen (KUP) verschiedene Baumarten angebaut werden. Auch die Verbindung von Marktfrüchten und streifenförmig angelegten Agro-Forst-Systemen kann helfen, zusätzliche Brennstoffpotenziale zu erschließen und Synergieeffekte für eine nachhaltige Landwirtschaft zu bewirken. Eine verstärkte Einführung dieser Brennstoffbasis setzt jedoch Unterstützung beim Übergang von annuellen Pflanzen auf drei- oder sechsjährig zu erntende Kulturen voraus. Auch müssen die dafür benötigten landwirtschaftlichen Nutzflächen verfügbar gemacht werden, die dann für einen langjährigen Zeitraum nicht mehr für eine Nahrungs- und Futtermittelproduktion zur Verfügung stehen (im Unterschied zu Flächen, auf denen einjährige Biogassubstrate angebaut werden; sie könnten potenziell in der nächsten Vegetationsperiode mit anderen Kulturpflanzen bepflanzt werden).
- n Agrarbrennstoffe – und hier insbesondere Stroh, das in energiewirtschaftlich relevanten Mengen auch in Deutschland verfügbar wäre und bisher energetisch praktisch ungenutzt ist – könnten, vor allem für eine potenzielle zukünftige Zufeuerung in vorhandenen Kohlekraftwerken, wenn diese zur Treibhausgas-minderung denn anerkannt werden, an Bedeutung gewinnen. Dazu fehlen in Deutschland aber bisher die technischen, ökonomischen und administrativen Rahmenbedingungen. Sie müssen dringend durch forcierte F&E-Aktivitäten geschaffen werden, sollen diese bisher nahezu ungenutzten und auch unter verschärften Nachhaltigkeitskriterien nutzbaren Potenziale in den kommenden Jahren zur umweltfreundlichen und klimaverträglichen Deckung der Energienachfrage in Deutschland beitragen – zumal durch eine Strohzufeuerung in Kohlekraftwerken der fossile Brennstoff mit den relativ höchsten CO₂-Emissionen unmittelbar substituiert werden würde und im Vergleich zu einer Monoverbrennung der

festen Biomasse deutlich höhere Stromwirkungsgrade erreichbar sind.

- n Die verstärkte energetische Nutzung landwirtschaftlicher (Neben-)Produkte kann – regional unterschiedlich – zu einem Humusabbau in der Ackerkrume führen. Deshalb müssen entsprechende lokal anpassbare Konzepte erarbeitet werden, wie dieser Gefahr – z. B. durch einen entsprechenden Zwischenfruchtanbau – begegnet werden kann. Dies gilt sinngemäß auch für die Rückführung von Mineralien, die mit der (verstärkten) Biomassenutzung dem Boden entzogen werden. In diesem Zusammenhang ist die flächenabhängige Biogaserzeugung relativ unproblematischer, da in Biogasanlagen dem Biomassesubstrat nur ein Teil des darin enthaltenen Kohlenstoffs, Sauerstoffs und Wasserstoffs entzogen wird; das heißt, der nicht biologisch abgebaute Teil der Organik (unter anderem Lignin) sowie sämtliche in der Biomasse ursprünglich enthaltenen Nährstoffe können wieder auf die Anbaufläche zurückgeführt werden.
- n Mais als eines der wichtigsten energiepflanzenbasierten Biogassubstrate ist unter Naturschutzaspekten (Stichwort: „Vermaisung“ der Landschaft) in die Diskussion gekommen; Um diese nach wie vor stark emotional geführte Diskussion zu versachlichen, sollten einerseits Konzepte für einen naturschutzverträglicheren Anbau entwickelt und in die Praxis umgesetzt werden und andererseits wirtschaftlich darstellbare Alternativen verstärkt entwickelt werden; insbesondere der letztere Aspekt ist eine noch nicht vollständig gelöste Herausforderung.



Biomasseheizkraftwerk (Quelle: TUHH)

- n In vielen europäischen Ländern wird feste Biomasse in mit fossilen Brennstoffen (meist Kohle) betriebenen konventionellen Kraftwerken zugefeuert. Dadurch sind im Vergleich zu einer Monoverbrennung in den heute vorhandenen Anlagen deutlich höhere elektrische Wirkungsgrade erreichbar – und das bei einer hohen Brennstoff-

flexibilität. In Deutschland hat diese Option aufgrund der energiewirtschaftlichen Rahmensetzung bisher keine Bedeutung. Deshalb sollte geprüft werden, inwieweit mithilfe dieser Möglichkeit nicht bisher unerschlossene Biomassepotenziale im Sinne eines effizienten Klimaschutzes erschlossen werden könnten (z. B. Stroh), zumal neuere brennstofftechnische Entwicklungen wie die kurzzeitige thermische Vorbehandlung von Biomassebrennstoffen (sogenanntes „Torrefizieren“) zukünftig in konventionellen Kraftwerken auf der Basis fossiler Energieträger auch hohe Zufeuerungsanteile von Biomasse zu Kohle erlauben. Zugleich bieten sie logistische Vorteile – sowohl bei der Brennstoffbereitstellung an die Anlage zur Zufeuerung als auch bei der Brennstoffnutzung in der Konversionsanlage (unter anderem Steigerung der Energiedichte).

- n Biogasanlagen haben in den letzten Jahren erstaunliche technische Verbesserungen erfahren. Trotzdem sind immer noch unerschlossene anlagentechnische Optimierungspotenziale vorhanden; unter anderem müssen die Anlagen besser an die verfügbaren Substrate angepasst, der biologische Abbauprozess im Sinne einer Steigerung des Biogasertrags pro Zeiteinheit optimiert (das heißt Steigerung der Raum-Zeit-Ausbeute) und ein – wie bei anderen Kraftwerken auch – fernüberwachter Betrieb ermöglicht werden. Wesentlich ist auch, dass der biologische Abbauprozess so gut verstanden und dadurch verfahrenstechnisch kontrollierbar wird, dass ein sicherer und auch bei schwankenden Substrateigenschaften gut steuerbarer Anlagenbetrieb gewährleistet werden kann. Nur wenn derartige Verbesserungspotenziale zukünftig erschlossen werden, kann eine Strom- bzw. eine gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung aus Biogas – und perspektivisch auch eine Einspeisung des auf Erdgasqualität aufbereiteten Biomethans in das Erdgasnetz – kostengünstig in einer energiewirtschaftlich relevanten Größenordnung zur Deckung der Energienachfrage in Deutschland beitragen.
- n Insbesondere eine Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz erscheint sehr vielversprechend, da dies die Option eröffnet, das Biomethan an einem beliebigen, an das Erdgasnetz angeschlossenen Ort nutzbar zu machen – und das mit vorhandener sehr effizienter Technologie, da alle Konversionsanlagen für Erdgas üblicherweise auch unmittelbar mit Biomethan betrieben werden können. Die dafür benötigten technischen Voraussetzungen sind vorhanden und erfolgreich demonstriert. Eine Marktausweitung dieser hocheffizienten Möglichkeit einer Biomassenutzung wird aber durch die niedrigen Erdgaspreise und die nur eingeschränkt vorhandenen Markteinführungsinstrumente behindert.

Soll diese unter Klimaschutzaspekten sehr effiziente Entwicklung weitergehen, muss hier dringend eine Lösung gefunden werden, wie dieser Option der Weg in den Markt geebnet werden kann.

- n Die Einspeisung von Biomethan in das vorhandene und in Deutschland gut ausgebaute Erdgasnetz eröffnet auch die Möglichkeit, die zwingend gegebene Dezentralität des Biomasseanfalls elegant zu überwinden und dadurch das Gas für großtechnische Konversionsprozesse – und das auch für eine stoffliche Nutzung (z. B. in der chemischen Industrie) – verfügbar zu machen. Dies ist beispielsweise dann der Fall, wenn aus Biomethan Biokerosin über die großtechnisch verfügbare Gas-to-Liquid (GtL)-Technologie produziert werden soll.

Schlussfolgerungen

- n Die national und international vorhandene Ressourcenbasis für die Bereitstellung biogener Festbrennstoffe muss unter Berücksichtigung der berechtigten Nachhaltigkeitsanforderungen erweitert werden, um auch weiterhin eine kostengünstige Verfügbarkeit energetisch nutzbarer Biomasseressourcen sicherzustellen. Dies gilt im Wesentlichen für Holz; aber auch andere Biomassestoffströme, die kostengünstig anfallen und zum Teil ohnehin entsorgt werden, müssen forciert für eine potenzielle Energiebereitstellung erschlossen werden (unter an Bioabfälle, Landschaftspflegematerial, organisch belastete Industrieabwässer).



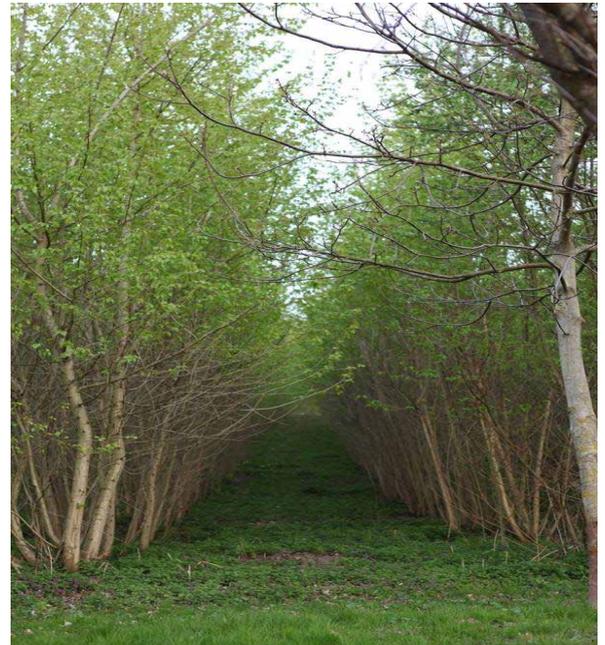
Natur als Ressourcenquelle (Quelle: VDI)

- n Bei der Bereitstellung biogener Festbrennstoffe sind noch technische, ökonomische und ökologische Optimierungspotenziale im Verlauf der gesamten Bereitstellungskette vorhanden, die zügig erschlossen werden müssen. Dies gilt perspektivisch auch für sehr große Biomassenmengen und/oder halmgutartige Biomassen und beinhaltet unter anderem Organisationsmodelle/Maschinen-

ringkonzepte, Bereitstellungstechnologien (Betriebssicherheit, Lagerfähigkeit, Aufbereitung für umweltverträgliche Verbrennung) sowie Qualitätssicherungsaspekte. Sowohl für die bereits am Markt etablierten biogenen Festbrennstoffe als auch für „neue“ feste Biobrennstoffe (z. B. Agrarbrennstoffe, Mischbrennstoffe) ist dies gültig. Hierfür sind technische Regelwerke auf europäischer und internationaler Ebene zu erarbeiten.

- n Die Anlagentechnik zur Strom- bzw. gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung ist vielfach aus technischer und ökologischer – sowie letztlich auch aus ökonomischer – Sicht noch (begrenzt) verbesserungsfähig; dies schließt sowohl eine Weiterentwicklung einzelner Anlagenkomponenten als auch das systemtechnische Zusammenspiel der einzelnen Systemkomponenten – eingebettet in eine optimierte Bereitstellungskette – ein. Die für die Identifikation und Erschließung dieser Potenziale benötigten F&E-Mittel müssen von der öffentlichen Hand und der Wirtschaft gemeinsam aufgebracht werden, damit ein schneller Markteintritt potenzieller Verbesserungen sichergestellt ist. Dies gilt insbesondere für die folgenden Aspekte:
 - Effizienzsteigerungen bei Stromerzeugungsanlagen zur Nutzung fester Biomassen auf Basis der Verbrennung und der Vergasung auch für nicht holzartige feste Biomassen (z. B. Stroh)
 - Entwicklung effizienter KWK-Anlagen im mittleren Leistungsbereich für den Einsatz in mittelgroßen Objekten (z. B. Schulen, Krankenhäuser, Mehrfamilienhäuser)
 - Biogasanlagen (unter anderem stabiler Betrieb bei variierenden Substraten, höhere Raumzeit-Ausbeute) einschließlich einer Biogasaufbereitung auf Erdgasqualität
- n Für eine weitergehende Nutzung der Biomasse zur Strom- und Wärmeerzeugung ist eine Kontinuität bei den Anreiz- und Fördermaßnahmen sowohl für F&E als auch für die Markteinführung (MAP) essenziell; dies gilt generell und damit für alle möglichen Optionen. Eine Politik, die zuerst forciert fördert und sich dann nach wenigen Jahren in das genaue Gegenteil verkehrt, ist aus volkswirtschaftlicher Sicht und im Sinne einer kontinuierlichen und forcierten Technikentwicklung kontraproduktiv. Auch die Entwicklung und Demonstration exportfähiger technischer Lösungen – und die daraus resultierende Wertschöpfung – wird dadurch nicht wirklich nachhaltig unterstützt.
- n Die Rahmenbedingungen müssen so gesetzt und die entsprechenden Rechtsvorschriften (unter anderem EEG, MAP, BImSchV) so formuliert werden, dass die begrenzt vorhandene (teure) Biomasse möglichst effizient genutzt wird. Sinnvoll wäre

es, die Anreizinstrumente so zu setzen, dass sie den technischen Fortschritt in Bezug unter anderem auf eine Emissionsminimierung (z. B. Feinstaubemissionen bei Kleinfeuerungsanlagen; Weiterentwicklung des MAP zum Qualitätskriterium) und eine Effizienzsteigerung (z. B. Innovationsbonus beim Einsatz der GuD-Technik zur effizienten Biomasseverstromung) unterstützen.



Kurzumtriebplantage (Quelle: ÖBMV-Bilderdatabank)

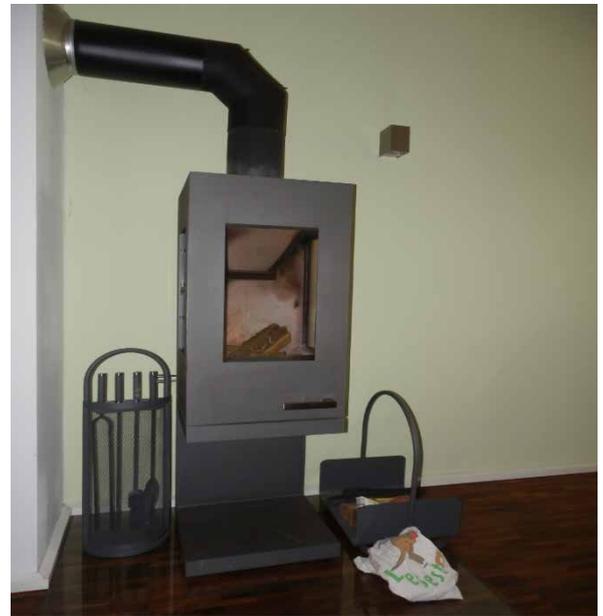
- n Durch eine flexible Polygeneration (das heißt die gekoppelte Erzeugung mehrerer Endenergieträger mit variierenden Anteilen) kann die Brennstoffausnutzung verbessert und dadurch die gesamte Endenergiebereitstellung aus biogenen Festbrennstoffen deutlich effizienter gestaltet werden. Auch kann durch die Einbindung der Methanisierung und Einspeisung des produzierten Bio-SNG in das Gasnetz die Dezentralität des Biomasseanfalls überwunden werden, da auf eine schon vorhandene Transport- und Speicherinfrastruktur aus dem Erdgasmarkt zurückgegriffen werden kann. Deshalb ist der technologische Kern (das heißt die Biomassevergasung), der dies ermöglichen kann, forciert zu entwickeln, damit sie für die potenziell in zehn Jahren verfügbaren Altholzmengen marktgängig ist, die infolge der Außerdienststellung der heute betriebenen Altholzkraftwerke der 20-MW-Klasse dann wieder am Markt abrufbar sein werden.

3.5.2 Wärme

Stand

- n Der Einsatz biogener Festbrennstoffe zur Wärmebereitstellung insbesondere im kleinen (das heißt Haushaltskunden), aber auch im mittleren und großen Leistungsbereich (das heißt Gewerbe- und Industriekunden) ist die derzeit energiewirtschaftlich bedeutendste Variante einer Energiegewinnung aus Biomasse. Dies gilt national wie international.
- n In den rund 12 bis 15 Mio. Feuerungen für biogene Festbrennstoffe mit einer thermischen Leistung unter 1 MW und einer geschätzten Gesamtleistung von 150 GW bis 200 GW wurden 2014 zur alleinigen Wärmebereitstellung aus 280 PJ Holz etwa 260 PJ Wärme erzeugt (2014). Zusätzlich werden weniger als 1.000 Kesselanlagen mit thermischen Leistungen über 1 MW mit einer insgesamt installierten Feuerungswärmeleistung von 2 GW bis 5 GW betrieben, die bei einem Biomasseeinsatz von rund 50 PJ etwa 38 PJ Wärme bereitstellen (2014). Unter Berücksichtigung der in KWK erzeugten Wärme aus festen Bioenergieträgern inklusive der biogenen Anteile des Abfalls von rund 66 PJ wurden damit in Deutschland insgesamt etwa 344 PJ (2014) an Wärme primär aus fester Biomasse bereitgestellt und dafür etwa 363 PJ (2014) an biogenen Festbrennstoffen (einschließlich einem rechnerischen Festbrennstoffäquivalent für die Auskopplung von KWK-Wärme in Dampfkraftwerken) eingesetzt.
- n Bei allen derzeit marktgängigen biogenen Festbrennstoffen (Stückholz, Hackgut, Pellets) zeigte sich am Markt in Deutschland in den letzten Jahren eine deutliche Tendenz zu einer steigenden Nutzung insbesondere bei den Haushaltskunden; dabei nahm die Nachfrage nach Holz als Brennstoff im Vergleich zu den 1990er-Jahren überproportional zu (das heißt, der überwiegende Teil der biogenen Festbrennstoffe ist Holz).
- n Wegen seines hohen Einsatzes hauptsächlich in Einzelraumfeuerungen und der durch nahezu jedermann möglichen Verfügbarmachung aus sehr diffusen Quellen weist Stückholz den mit Abstand größten Marktanteil auf; daran wird sich auch in den kommenden Jahren kaum etwas ändern. Andere stückgutartige Festbrennstoffe – z. B. Strohpellets, Agrobrennstoffe (Agrofuels) oder Rindenbriketts – haben demgegenüber im Wärmemarkt bisher keine Bedeutung. Sie dürften in der überschaubaren Zukunft nur dann eine – begrenzte – zunehmende Marktbedeutung gewinnen können, wenn kostengünstige, an derartige Brennstoffe angepasste Konversionsanlagen (z. B. Feuerungsan-

lagen im kleinen und mittleren thermischen Leistungsbereich), die auch auf den lokalen und regionalen Energiemärkten angeboten werden, verfügbar gemacht werden können. Außerdem müssen sich mit diesen Anlagen die geltenden Emissionsgrenzwerte sicher einhalten lassen.



Kleinf Feuerungsanlage (Quelle: TUHH)

- n Pellets haben in den letzten 15 Jahren zunehmend und kontinuierlich Marktanteile erlangen können. Beispielsweise liegt die Nachfrage nach Holzpellets als dem am besten dokumentierten Biofestbrennstoffmarkt mittlerweile bei jährlich rund 1,8 Mio. t (2014). Damit wurden 2014 etwa 32 PJ an Wärme generiert. Der inländische Pelletabsatz entspricht rund 85 % der deutschen Pelletproduktion von 2,1 Mio. t (2014). Der Rest wurde von den rund 60 Herstellern, die an 70 Standorten produzieren, primär ins benachbarte Ausland exportiert. Die in Deutschland installierte Pelletproduktionskapazität ist 2014 mit 3,2 Mio. t im Vergleich zu den Vorjahren weitgehend konstant geblieben. Damit konnten sich Holzpellets am Markt als weiterer biogener fester Energieträger nachhaltig etablieren und für feste Biobrennstoffe neue und stark wachsende Märkte erschließen.
- n Eine Fernwärmeerzeugung auf Biomassebasis hat in Deutschland – im Unterschied zu Österreich – bisher nur eine geringe energiewirtschaftliche Relevanz erlangen können. Dies liegt an der benötigten aufwendigen Infrastruktur für die Wärmeverteilung sowie an der Konkurrenz zu Wärme aus fossilen Energieträgern und Wärme aus KWK-Anlagen. Dennoch gibt es vielversprechende Beispiele auch in Deutschland, wo eine ausschließliche Wärmebereitstellung aus fester Biomasse und deren Verteilung über kleinere und größere Wärmenetze aus technischer, ökonomischer und ökologischer Sicht

erfolgreich umgesetzt wurde. Zukünftig wird es aber immer anspruchsvoller, die noch vorhandenen Potenziale zu erschließen. Gebiete mit hoher Wärmenachfrage(-dichte) sind zum Teil schon erschlossen bzw. nur sehr kostenintensiv zu erschließen, und die spezifische Wärmenachfrage geht infolge besserer Dämmung und sinkender bzw. konstanter Bevölkerung tendenziell zurück. Auch wird es immer schwieriger, die benötigten Mengen an biogenen Festbrennstoffen zu günstigen Konditionen langfristig verfügbar zu machen. Inwieweit eine Kombination mit anderen regenerativen Energien (z. B. Solarthermie, Geothermie) hier eine Trendumkehr erwirken kann, ist offen.

- n Wärme aus flüssigen und gasförmigen Bioenergieträgern wurde 2014 mit rund 65 PJ vorwiegend aus KWK-Anwendungen genutzt. Derartige flüssige und gasförmige Bioenergieträger werden in sehr geringen Mengen beigemischt zu Heizöl bzw. Erdgas direkt zur Wärmebereitstellung eingesetzt. Die vornehmliche Verwendung derartiger Bioenergieträger erfolgt aber in KWK-Anlagen. Aus Biogas- und Biomethan-BHKW dürften 2014 rund 50 PJ an Wärme ausgekoppelt worden sein. Zusätzlich wurden aus der Klärgas- und Deponiegas-Verstromung knapp 7 PJ an Wärme genutzt. Auch dürften die 2014 betriebenen Pflanzenöl-BHKW knapp 2 PJ an Wärme bereitgestellt haben. Hinzu kommen rund 6 PJ an Wärme aus dem Pflanzenöl und Biodieselheizeinsatz in der Landwirtschaft (alle Angaben bezogen auf 2014).
- n Die Kosten der Wärme aus Biomasse variieren sehr stark unter anderem in Abhängigkeit der lokalen Gegebenheiten. Generell gilt, dass sie leicht über dem Kostenniveau einer Wärmeerzeugung aus Erdgas oder leichtem Heizöl liegen – bei jedoch erheblichen Variationen und Unterschieden. Kann beispielsweise Stückholz kostengünstig verfügbar gemacht werden und wird der manuelle Anlagenbetrieb (das heißt das Nachlegen von Holz) nicht monetär bewertet (wie es bei vielen Privatpersonen üblicherweise der Fall ist), können die Wärmegestehungskosten unter denen der fossilen Alternativen liegen. Hinzu kommt, dass im privaten Hausheizungsbereich die Entscheidung für einen bestimmten Energieträger – und damit ein spezifisches Heizungssystem – nicht zwingende nach ausschließlich monetären Kriterien getroffen wird; hier spielen zum Teil auch Aspekte wie Versorgungssicherheit, Strahlungswärme und Tradition eine erhebliche Rolle.

Tendenzen

- n Dem jüngst gestiegenen Holzbedarf infolge der wachsenden Nachfrage der Holzwerkstoffindustrie

aufgrund des gestiegenen Bedarfs an Holzprodukten einerseits sowie die angezogene Nachfrage nach Holzbrennstoffen im Wärmemarkt andererseits steht eine nur unterproportionale Produktionsausweitung der deutschen Forstwirtschaft gegenüber. Dieses Defizit wurde bisher auch durch einen gestiegenen Export gelöst. Da zu erwarten ist, dass die Holznachfrage in Deutschland auch in den kommenden Jahren weiter zunehmen wird, muss das Holzangebot nachhaltig ausgeweitet werden. Dies gilt auch für einen Import, für den verbesserte Nachhaltigkeitsstandards zu entwickeln und am Markt zu implementieren sind.



Hackguternte auf Kurzumtriebsplantagen (Quelle: ÖBMV-Bilderdatenbank)

- n Die Nachfrage nach Holzbrennstoffen, wie sie aus dem in Deutschland vorhandenen Feuerungsanlagenbestand abgeschätzt werden kann, übersteigt das statistisch erfasste Brennholzaufkommen. Deshalb ist zu vermuten, dass in Kleinfeuerungsanlagen auch erhebliche Holzmenen aus diffusen Quellen (z. B. Straßenbegleitholz, Obstplantagen, Gartenholz) eingesetzt werden. Unklar und nur mit großen Unsicherheiten abschätzbar ist, wie groß diese Mengen de facto sind und inwieweit die vorhandenen technischen Potenziale dieser diffusen Quellen bereits genutzt werden.
- n Agrarabfälle – und hier insbesondere Stroh bzw. die daraus erzeugten Brennstoffe – konnten sich bisher am Wärmemarkt nicht etablieren. Die verbrennungstechnischen Eigenschaften derartiger Festbrennstoffe sind im Vergleich zu Holz sehr ungünstig und bedingen eine sehr aufwendige Feuerungsanlagentechnik, die die ohnehin schon kostenintensive Festbrennstoffverbrennung noch teurer gestaltet. Infolge der verschärften Immissionschutzvorgaben und der nur eingeschränkt vorhandenen Anlagentechnik ist auch nicht zu erwarten, dass sich diese Situation in den kommenden Jahren signifikant ändern wird. Könnten jedoch durch eine Additivierung die verbrennungstechnischen Eigenschaften derartiger Brennstoffe an die von Holz angenähert werden – und

Laboruntersuchen lassen das vermuten –, dann könnten entsprechend konditionierte Agrobrennstoffe in vorhandenen Holzfeuerungsanlagen umweltfreundlich verbrannt werden.

- n Infolge schwankender Brennstoffeigenschaften des Festbrennstoffs Stückholz bzw. – etwas eingeschränkter – von Hackschnitzeln muss die Anlagentechnik zur Wärmebereitstellung entsprechend aufwendig sein, um eine vollständige und wartungsarme Verbrennung insbesondere bei den marktdominierenden Kleinanlagen sicherzustellen. Durch die Novellierung der BImSchV wurden hier die Anforderungen insbesondere in Bezug auf die Feinstaubemissionen jüngst noch anspruchsvoller. Deshalb gibt es auch für Holzbrennstoffe bisher noch zum Teil ungelöste technische Herausforderungen in Bezug auf einen umweltfreundlichen Anlagenbetrieb insbesondere auch bei Anfahr- und Lastwechsellvorgängen. Dies gilt speziell für Holzfeuerungsanlagen im kleineren und mittleren thermischen Leistungsbereich, damit die deutlich verschärften Abgasgrenzwerte – vor allem hinsichtlich der Gesamtstaubemission – in der Praxis unter realen Betriebsbedingungen sicher eingehalten werden können.
- n Bei Kleinf Feuerungsanlagen zur Wärmeerzeugung aus fester Biomasse ist vor allem auch eine weitere Reduktion der Feinstaubemissionen wesentlich. Die Feuerungsanlage muss noch besser an die schärfer zu fassenden und einfacher zu überprüfenden Eigenschaften der biogenen Festbrennstoffe angepasst werden, wie es beispielsweise bei Pelletfeuerungen in der Vergangenheit mit großem Erfolg realisiert wurde (das heißt schärfere Brennstoffnormung); hier erscheint auch eine weitergehende Untersuchung von Additiven und anderen primärseitigen Maßnahmen zur Feinstaubminderung lohnend. Parallel dazu sind auch kostengünstige sekundäre Abgasreinigungssysteme zu entwickeln, die auch unter Kosten- und Bedienaspekten (das heißt aus Komfortgründen) am Markt Akzeptanz finden können.
- n Der Einsatz von Pellets erscheint als ein Königsweg, wenn es darum geht, biogene Festbrennstoffe komfortabel, umweltfreundlich und effizient zur Wärmebereitstellung insbesondere in Kleinanlagen zu nutzen und dadurch neue Kunden für den Einsatz von Biomasse zur Wärmebereitstellung zu gewinnen. Um diese Entwicklung im positiven Sinne zu fördern, muss sichergestellt werden, dass die Qualität der am Markt angebotenen Holzpellets gleichbleibend hoch ist und die auch im europäischen (CEN) bzw. internationalen Kontext (ISO) genormten brennstofftechnischen Vorgaben sicher eingehalten werden (das heißt Qualitätssicherungs- bzw. -managementsysteme müssen

entwickelt und in der betrieblichen Praxis implementiert werden); hierzu zeichnen sich erste vielversprechende Ansätze ab. Auch müssen die noch vorhandenen Kostenreduktionspotenziale besser als bisher erschlossen werden, damit der Pelletmarkt zukünftig stärker wachsen werden kann und diese Entwicklung nicht durch entsprechende Preissprünge und/oder Mengenverknappungen empfindlich gestört wird.

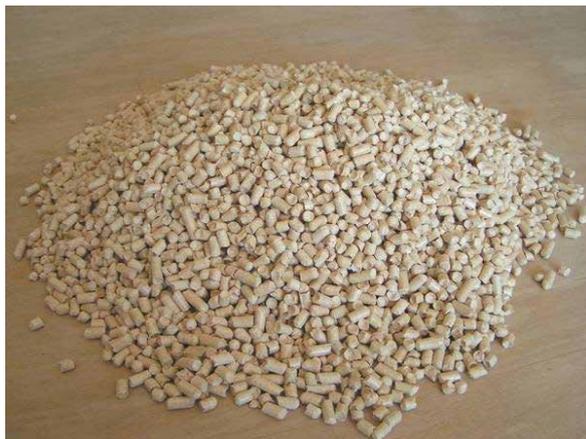


Wald als natürliche Ressource (Quelle: TUHH)

- n Aufgrund der starken Marktentwicklung werden die bei der Pelletproduktion bisher eingesetzten Rohstoffe – vornehmlich Sägemehl aus der Holzbe- und -verarbeitung – zunehmend rar. Deshalb müssen hier Konzepte für die Ausweitung der Ressourcenbasis erarbeitet und diese dann forciert umgesetzt werden. Parallel dazu muss Deutschland verstärkt in den internationalen Handel mit (nachhaltig produzierten) Holzpellets eingebunden werden, um auch zukünftig die Brennstoffversorgung kostengünstig sicherstellen zu können; erste Tendenzen sind hier bereits erkennbar, zumal sich der internationale Handel für Holzpellets in den letzten Jahren sehr gut entwickelt hat und durch eine stetig wachsende Anzahl von Produzenten(-ländern) gekennzeichnet ist. Die konsensuale Entwicklung von Nachhaltigkeitsstandards, nach denen die gehandelten Pelletmengen zukünftig zertifiziert werden könnten, würde eine breite gesellschaftliche Akzeptanz einer derartigen Marktausweitung sicherlich unterstützen.
- n Insbesondere bei Pellets erscheint eine Ausweitung der Ressourcenbasis auf Halmgüter – aufgrund der zu erwartenden Verknappung bei den Holzbrennstoffen und den dann potenziell steigenden Preisen – grundsätzlich relativ einfach möglich, da beim Produktionsprozess beispie-

weise bestimmte Strohanteile – zusammen mit Additiven, durch die ein Verbrennungsverhalten wie reines Holz sichergestellt wird – zu dem Pressmaterial zugemischt werden könnten. Eine Entwicklung derartiger Mischbrennstoffe, bei denen aus Holz und Lignozellulose auf Halmgutbasis Pellets mit definierten Eigenschaften hergestellt werden, sollte deshalb hohe Priorität haben und durch entsprechende F&E-Mittel unterstützt werden. Parallel dazu müssten auch die entsprechenden Brennstoff- und Prüfnormen entwickelt werden.

- n Lokal kann durch eine Biomasse-KWK im thermischen Leistungsbereich im oberen einstelligen MW-Bereich lokal vorhandene und bisher weitgehend ungenutzte Biomasse erschlossen werden. Deshalb sollten solche Systeme, die auch von den Anwohnern häufig sehr gut akzeptiert werden, prioritär entwickelt werden, zumal die dafür potenziell benötigten begrenzten Brennstoffmengen oft lokal verfügbar gemacht werden können.



Holzpellets (Quelle: ÖBMV-Bilderdatenbank)

Schlussfolgerungen

- n Die Ressourcenbasis für die Bereitstellung biogener Festbrennstoffe muss erweitert werden, um eine weiterhin kostengünstige Brennstoffverfügbarkeit zu gewährleisten. Dies gilt für alle biogenen Festbrennstoffe (Stückholz, Hackgut, Pellets) und für alle Märkte. Insbesondere müssen die Möglichkeiten einer Brennstoffkonditionierung beispielsweise mit feinstaubbindenden Additiven untersucht und parallel dazu derartigen Brennstoffen der Marktzutritt durch eine Anpassung der gültigen Regelwerke ermöglicht werden. Nur dann kann ein weiteres umweltfreundliches Wachstum des Wärmemarkts auf der Basis biogener Festbrennstoffe gewährleistet werden.
- n Vor dem Hintergrund der verschärften BImSchV muss die Anlagentechnik zur Wärmeerzeugung aus technischer Sicht weiter verbessert werden; dies schließt sowohl eine Neu-/Weiterentwicklung einzelner Anlagenkomponenten als auch das systemtechnische Zusammenspiel der einzelnen Systemkomponenten ein. Die dafür benötigten F&E-Mittel müssen von der öffentlichen Hand und der Wirtschaft gemeinsam aufgebracht werden, damit ein schneller Markteintritt potenzieller Verbesserungen sichergestellt ist. Auch müssen schnell am Markt umsetzbare Lösungen gefunden werden, um einen Markteinbruch mit dem Greifen der veränderten gesetzlichen Umweltschutzvorgaben zu verhindern.
- n Bei den heute marktgängigen Kleinf Feuerungsanlagen muss unter anderem der Anlagennutzungsgrad weiter gesteigert, die Betriebssicherheit auch beim An- und Abfahrvorgang sowie bei Lastwechseln verbessert, die Automatisierung in Bezug auf einen emissionsarmen Betrieb vorangetrieben, die Abgasbehandlung – hier insbesondere zur Feinstaubemissionsminderung – optimiert und der Betriebskomfort erhöht werden. Prioritär sind die Feinstaubemissionen zu reduzieren – und das nicht nur in Bezug auf die freigesetzten Mengen, sondern auch hinsichtlich deren Toxizitätspotenzials.
- n Für eine weitergehende Nutzung der Biomasse im Wärmemarkt ist eine Kontinuität bei den Anreiz- und Fördermaßnahmen sowohl im F&E-Bereich als auch für die Markteinführung ganz wesentlich; dies gilt aber insbesondere für das Marktanreizprogramm (MAP), da dieses auf den Kleinf Feuerungsanlagenmarkt abzielt und hier wesentliche Impulse setzt. In diesem Zusammenhang ist die Anfang 2015 realisierte Anhebung der Fördersätze – so die zugesagten Mittel sicher abgerufen werden können – ausdrücklich zu begrüßen.
- n Die Anreizinstrumente (z. B. MAP) und die rechtlichen Vorgaben (z. B. BImSchV) sind so zu setzen, dass sie den technischen Fortschritt in Bezug unter anderem auf eine Emissionsminimierung (z. B. Feinstaubemissionen bei Kleinf Feuerungsanlagen; das heißt Weiterentwicklung des MAP zum Qualitätskriterium) und den Einsatz innovativer Brennstoffe (z. B. additivierte Mischpellets) unterstützen.
- n International gültige Nachhaltigkeitskriterien für gehandelte feste Biobrennstoffe (z. B. Pellets, Hackgut) sind zu erarbeiten und im Markt so zu implementieren, dass ihre nachweisbare Umsetzung mit einem monetären Nutzen verbunden ist.



Holzhackschnitzel (Quelle: ÖBMV-Bilderdatenbank)

3.5.3 Kraftstoffe

Stand

- n Von den Möglichkeiten einer Kraftstoffbereitstellung aus Biomasse haben in Deutschland bisher vor allem Biodiesel (FAME (Fatty Acid Methyl Ester), stammt der Biodiesel überwiegend aus Rapsöl, wird er „RME“ (Rapsölmethylester) genannt) und Bioethanol eine begrenzte energie-wirtschaftliche Bedeutung erlangt.
- n Weltweit besitzt Bioethanol die größte Marktdurchdringung. In Europa hat dagegen Biodiesel gegenüber Bioethanol derzeit eine größere Marktbedeutung. Beide Produkte können sowohl als Beimischkomponenten zu fossilen Kraftstoffen (B7, B10; E5, E10) als auch als „Reinkraftstoffe“ (B100) oder nahezu als Reinkraftstoffe (E85) verwendet werden. Letztere Varianten haben jedoch aufgrund der bei Teilen der vorhandenen Fahrzeugflotte zum Teil gegebenen Motorenunverträglichkeiten bisher international keine Relevanz erlangt und sind heute in Bezug auf ihre Marktbedeutung unterkritisch.
- n In den letzten Jahren wurden die Nachhaltigkeitsstandards, die Biokraftstoffe erfüllen müssen, sukzessive verschärft. Beispielsweise müssen in Europa Biokraftstoffe eine Mindesttreibhausgasersparung aufweisen, damit sie im Sinne der EU-RED als Biokraftstoffe anerkannt werden. Darüber hinaus dürfen die Rohstoffe zur Biokraftstoffherstellung nicht von Flächen mit hoher Biodiversität und/oder hohem Kohlenstoffbestand gewonnen werden.



Biodiesel-Tankstelle (Quelle: ÖBMV-Bilderdatenbank)

- n Reines, naturbelassenes Pflanzenöl als Kraftstoff hat in Deutschland nach einem Hype Mitte/Ende der Nuller-Jahre heute nahezu keine Bedeutung mehr. Nur aufgrund staatlicher Stützungsmaßnahmen wird reines Pflanzenöl heute vor allem in landwirtschaftlichen Maschinen eingesetzt; die genutzten Mengen sind mit 5.530 t (0,2 PJ; 2014) aber vergleichsweise sehr gering. Auch ist nicht zu erwarten, dass dieser gestützte Markt in Deutschland signifikant zunehmen wird.
- n Die größere Marktbedeutung hat Biodiesel in der EU und in Deutschland für einen Einsatz sowohl im Schwerlastverkehr als auch in Personenkraftwagen (Pkw). Dabei ist der Einsatz von Mitteldestillaten – und hierzu zählt auch Biodiesel – in Pkw im Wesentlichen eine Konsequenz wirtschaftspolitischer Lenkungsmaßnahmen im Verlauf der letzten zehn Jahre. Dadurch haben Diesel im Allgemeinen und Biodiesel als Bestandteil dessen eine deutlich höhere Marktbedeutung erlangt („Dieselisierung“) als Benzin und Ethanol als Benzinzusatzkomponente. Hinzu kommt die gute Biodiesel-Akzeptanz der Mineralölindustrie, da in der EU aufgrund der fortschreitenden Dieselisierung eine zunehmende Diskrepanz zwischen dem Produktausstoß aus den europäischen Raffinerien und dem am Kraftstoffmarkt nachgefragten Kraftstoffmix zu beobachten ist. Infolgedessen muss die EU Dieselmotoren aus Drittstaaten (insbesondere Russland, aber auch USA) importieren, wohingegen in Europa ein Überschuss an Benzin vorhanden ist. In Deutschland wird Biodiesel jedoch durch den weitgehenden Wegfall der Steuererleichterung nahezu nicht mehr als Reinkraftstoff genutzt. Auch stagniert infolge des Übergangs auf das Quotenmodell die Biodieselbeimischung zu dem in den Verkehr gebrachten fossilen Dieselmotoren mit einem Volumenanteil zwischen 6 % und 7 %.

- n Die Produktion von Biodiesel (FAME) in Deutschland liegt seit 2012 konstant jährlich bei etwa 2,6 Mio. t (96 PJ). Diese Kraftstoffmengen werden nahezu ausschließlich zu fossilem Diesel (B7) beigemischt und als Mischkraftstoff vermarktet. In Deutschland halten etwa 30 Anlagen eine Biodiesel-Produktionskapazität von 4 Mio. t/a (148 PJ, 2014) vor; die Auslastung dieser Anlagen liegt im Mittel damit bei durchschnittlich 65 % (2014).
- n Bioethanol wird derzeit zusammen mit Ottokraftstoffen mit einem Volumenanteil von bis zu 5 % (E5) bzw. 10 % (E10) vermarktet. Obwohl Bioethanol in den letzten Jahren an Marktanteilen hinzugewinnen konnte, ist der Bioethanolmarkt in Deutschland aufgrund des hohen Dieselanteils im deutschen Kraftstoffmix von ca. zwei Dritteln weiterhin rund 50 % kleiner als der Biodieselmärkte. Ethanol könnte zukünftig jedoch weitere Marktanteile hinzugewinnen. Verbrennungsmotorische Untersuchungen zeigen, dass Ethanol-Benzin-Mischungen mit Ethanolvolumenanteilen von 20 % bis 25 % einen höheren effektiven Wirkungsgrad aufweisen als solche ohne Ethanol. Dieses könnte die Automobilindustrie bei der Entwicklung kleinerer Aggregate mit hoher spezifischer Leistung („Downsizing“) unterstützen. Parallel dazu müssten die latent geführten Teller- oder Tank-Diskussionen entschärft, der Einsatz von Getreide und/oder Zucker zur Erzeugung von Ethanol für den Energiemarkt als ein weiterer (Teil-)Markt für landwirtschaftliche Produkte angesehen und gesellschaftlich akzeptiert sowie eine Bioethanolherzeugung aus Lignozellulose (z. B. Holz, Stroh) am Markt verfügbar gemacht werden. Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass die sich langsam global etablierenden Nachhaltigkeitskriterien mehr Akzeptanz finden sowie sicher und nachprüfbar eingehalten werden – und eine weitere Marktentwicklung unterstützen.
- n Die Produktion von Bioethanol lag 2014 bei rund 0,727 Mio. t (20 PJ). Damit sind die fünf in Deutschland betriebenen Bioethanol-Produktionsanlagen nahezu voll ausgelastet. Bioethanol wird in Deutschland als Kraftstoff überwiegend aus Getreide produziert (2014: 65 %); der verbleibende Anteil stammt primär aus Zuckerrüben (das heißt, es werden nahezu ausschließlich heimisch produzierbare Rohstoffe eingesetzt). Bioethanol wird überwiegend als Beimischung zum fossilen Benzin eingesetzt (E5, E10). Geringe Anteile wurden bzw. werden zu Additiven weiter verarbeitet (Ethyl-Tert-Butyl-Ether, ETBE).
- n Viel diskutiert wird über synthetisierte Kraftstoffe und damit flüssige oder gasförmige Treibstoffe, die aus thermochemisch vergaster fester Biomasse (also aus Kohlenstoffmonoxid (CO) und Wasserstoff (H₂)) in Bezug auf die Anforderungen heutiger und zukünftiger Motorgenerationen „designed“ werden. Trotz einiger vielversprechender technischer Ansätze und erster technischer Erfolge sind hier aber noch erhebliche technische und auch nicht technische Herausforderungen zu meistern, sollen derartige Kraftstoffe zukünftig einen energieeffizienten Beitrag im Energiesystem leisten (können). Der erste Versuch einer kommerziellen großtechnischen Umsetzung dieser Option ist jüngst unter anderem an der anspruchsvollen Technologie, den gestiegenen Biomassekosten und den insgesamt bisher erreichten geringen Wirkungsgraden gescheitert.
- n Für den Landverkehr erscheinen aus gegenwärtiger Sicht gasförmige Kraftstoffe (das heißt Biomechan aus Anaerobprozessen und Bio-SNG aus thermochemischen Prozessen) aufgrund technischer, ökonomischer und ökologischer Kriterien vielversprechender im Vergleich zu den flüssigen Optionen (z. B. Fischer-Tropsch(FT)-Diesel). Auch ist die Biomethanoption (also aufbereitetes Biogas aus „klassischen“ Biogasanlagen) am Markt technisch und organisatorisch verfügbar; in Deutschland werden bereits rund 165 Biogasanlagen mit Einspeisung ins Gasnetz betrieben (2014). Aber auch die Bio-SNG-Option wurde schon Ende der Nuller-Jahre erfolgreich im 1-MW-Maßstab in Güssing/Österreich demonstriert. Sie ist durch relativ hohe Umwandlungswirkungsgrade in Bezug auf den gewünschten Kraftstoff (hier: Methan) gekennzeichnet, verfahrenstechnisch immer noch vergleichsweise einfach aufgebaut und in tendenziell eher kleinen Einheiten zu realisieren (das heißt, sie kann damit dem dezentralen Biomasseanfall adäquat Rechnung tragen). Auch ist mit dem vorhandenen Erdgasnetz eine sehr gute Verteilinfrastruktur vorhanden, die potenziell mit beiden Optionen genutzt werden könnte. Nachteilig sind die bisher trotz starker steuerlicher Anreize



Komponenten einer Bioethanolproduktionsanlage
(Quelle: ÖBMV-Bilderdatenbank)

nur begrenzte Verbreitung gasförmiger Kraftstoffe für einen Einsatz in der vorhandenen Fahrzeugflotte und die deshalb nur eingeschränkt vorhandene Infrastruktur, die sich derzeit jedoch – trotz der hohen damit verbundenen Kosten – im Aufbau bzw. weiteren Ausbau für den chemisch identischen Kraftstoff CNG (Compressed Natural Gas; komprimiertes Erdgas) befindet. Hier kann sich deshalb der Ausbau eines fossilen und eines biogenen Kraftstoffs ideal ergänzen.

- n Biomethan ist ein aufbereitetes Brenngas biogenen Ursprungs, das aus biochemischen und/oder thermo-chemischen Prozessen stammen kann und das unter Einhaltung der Netzspezifikationen und damit in Erdgasqualität ins Erdgasnetz eingespeist wird; von dort kann es an beliebiger Stelle (bilanziell) entnommen und auch als Kraftstoff in CNG-Fahrzeugen eingesetzt werden. 2014 wurden in Deutschland rund 2,0 PJ an Biomethan für diesen Anwendungsfall abgesetzt. Dabei handelt es sich vor allem um Methan aus organischen Abfällen, da es bis 2014 doppelt auf die Biokraftstoffquote angerechnet werden durfte.



Fermenter mit Nachgärer
(Quelle: Zukunft Erdgas e.V.)

- n Unter Klimaeffizienzgesichtspunkten sind gasförmige im Vergleich zu flüssigen Kraftstoffen vielversprechender; unter anderem sind die Hektarerträge bei einer Produktion aus Energiepflanzen potenziell höher und die Vorketten bzw. die Kraftstoffbereitstellung effizienter. Hinzu kommt, dass über den Weg der Einspeisung ins Erdgasnetz eine hocheffiziente, vorhandene Infrastruktur genutzt werden kann, mit der die Dezentralität des Biomasseanfalls überwunden werden kann; dies gilt insbesondere auch deshalb, weil eine Mischung zwischen fossilem Erdgas und regenerativem Biomethan in beliebigen Verhältnissen problemlos möglich ist. Die technische Machbarkeit wurde und wird im Rahmen unterschiedlicher Projekte für den Landtransport erfolgreich demonstriert. Damit könnten gasförmige Kraftstoffe für

den Landverkehr helfen, die hochgesteckten Biokraftstoffziele effizient und kostengünstig zu erreichen. Voraussetzung dafür ist aber, dass der energiewirtschaftliche Rahmen so gesetzt wird, dass gasförmige Biokraftstoffe eine realistische Chance im deutschen Energiesystem und damit am Kraftstoffmarkt bekommen, da diese – zumindest für eine Übergangszeit – immer teurer im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen sein werden.

- n Im Luftverkehr werden auch mittelfristig nur flüssige Kraftstoffe eingesetzt, die die Kerosin (Jet-A1)-Spezifikation sicher einhalten. Sollen aus Klimaschutzgründen Biokraftstoffe zur Deckung der Energienachfrage im zivilen Luftverkehr einen politisch zu definierenden Beitrag leisten, steht dafür bisher nur Biokerosin auf der Basis hydrierter Pflanzenöle großtechnisch zur Verfügung. Die industrielle Umsetzbarkeit dieser Option wurde mehrfach unter anderem auch von der Lufthansa demonstriert. Damit tritt mit dem Flugverkehr ein weiterer potenziell großer Nachfrager nach Pflanzenölen aus dem Energiesektor in Erscheinung; dies gilt insbesondere dann, wenn ein europäisches bzw. globales Treibhausgashandelssystem für den Luftverkehr doch noch eingeführt werden sollte, durch das pflanzenölbasiertes Biokerosin näher an den Markt geführt werden könnte. Dies wird die laufende Diskussion um die Vor- und Nachteile einer Biokraftstoffherzeugung aus Pflanzenölen sicherlich weiter verstärken.
- n Mit der umwelt- und energiepolitisch gewünschten zunehmenden Marktdurchdringung werden Biokraftstoffe immer mehr auch international gehandelt werden (müssen). Damit diese zwingend kommende Entwicklung von einer in derartigen Fragen zunehmend kritischeren Bevölkerung akzeptiert werden kann, müssen dafür entsprechende nachprüfbare Nachhaltigkeitsstandards entwickelt und im Markt implementiert werden. Glaubwürdigkeit ist in diesem Zusammenhang aber nur erreichbar, wenn die gleichen Kriterien auch für die alternativ als Nahrungs- oder Futtermittel genutzten Produktströme des gleichen Rohstoffs gelten (z. B. Pflanzenölimporte für die Nutzung als Kraftstoff, als Grundstoff für die chemische Industrie und als Nahrungsmittel).
- n Die Märkte für Nahrungs- und Futtermittel, für Rohstoffe biogenen Ursprungs und für Bioenergieträger (z. B. Biokraftstoffe) müssen durch die nicht in beliebigen Mengen steigerbare nachhaltig erzeugbare Biomasse sicher und jederzeit vollumfänglich gedeckt werden. Auch steigen alle diese global sehr großen Märkte in den kommenden Jahren weiter – und das bei a priori weltweit begrenzter Landfläche, nicht beliebig steigbaren Erträgen und insgesamt steigenden Nachhaltig-

keitsstandards. Deshalb müssen die Vor- und Nachteile der Biokraftstoffe stärker in diesem breiteren Kontext diskutiert werden. Und dabei darf nicht vergessen werden, dass die energetische Biomassenutzung zur Versorgungssicherheit mit Nahrungsmitteln beitragen kann und zum Teil heute schon beiträgt. Der Biomasseproduzent ist aufgrund a priori unvorhersehbarer Einflüsse (z. B. Regen, Hagel, Dürre) immer gezwungen, über den aktuellen Bedarf hinausgehend Biomasse zu produzieren. Sind das Wetter und die anderen Produktionsfaktoren vielversprechend, ist damit zwingend ein Überangebot verbunden und der Preis fällt – oft unterhalb der Produktionskosten; im folgenden Jahr kommt es dann im Regelfall zu Defiziten bei der Produktion, da die Produzenten bei so geringen Preisen nicht mehr anbauen und die Anbaufläche brach liegen lassen. Hier könnte der Energiemarkt infolge der einfachen Ersetzbarkeit fossiler durch Biokraftstoffe marktstabilisierend wirken. Fällt beispielsweise heute der Palmölpreis unter den Erdölpreis, geht Palmöl in erheblichen Mengen in den Energiemarkt (z. B. als Biodiesel) und treibt damit den Preis wieder nach oben; dies verbessert die Versorgungssicherheit mit Pflanzenöl und stabilisiert die Preise mit den damit verbundenen Vorteilen für die Produzenten.



Ernte von Biogassubstraten (Quelle: ÖBMV-Bilderdatenbank)

Tendenzen

- n Biomasse soll – so der politische Wille in Deutschland und in der EU – auch zukünftig in einem begrenzten und tendenziell reduzierten Umfang zur Deckung der Energienachfrage auch im Verkehrssektor – aus Klimaschutzgründen und zur Verbesserung der Versorgungssicherheit – beitragen; deshalb wurden entsprechende Fördermechanismen verabschiedet, die sich seit 2015 an der durch den Biokraftstoff realisierten Treibhausgasminderung orientieren. Mit der Wirkung und
- der langfristigen Verlässlichkeit dieser Instrumente – und damit letztlich auch ihrer Bezahlbarkeit – steht und fällt ein weitergehender Einsatz flüssiger und gasförmiger Bioenergieträger im Transportsektor. Besonders wesentlich aus Sicht potenzieller Investoren ist dabei die Verlässlichkeit dieser Instrumente.
- n Der Einsatz von Pflanzenölen im Transportsektor stößt auf eine erhebliche Skepsis der Umweltverbände; dies gilt insbesondere in Bezug auf die Einhaltung bestimmter Nachhaltigkeitskriterien. Sollen pflanzenölbasierte Kraftstoffe zukünftig aber weitergehend zur klimaverträglichen Deckung der Energienachfrage im Verkehrssektor beitragen – und im Luftverkehr ist dies kurz- bis mittelfristig die einzige technisch darstellbare und umsetzbare sowie ökonomisch zumindest einigermaßen darstellbare Alternative –, muss durch einen fortlaufenden konstruktiven Nachhaltigkeitsdialog ein Weg gefunden werden, die Bedenken der Umweltverbände und einiger weiterer NGO zu überwinden unter gleichzeitiger Berücksichtigung der ebenfalls oft gerechtfertigten Forderungen bzw. Ansprüche der Produzenten in Deutschland, Europa und Übersee. Eine Nachhaltigkeitszertifizierung, wie sie in den letzten Jahren entwickelt wurde, ist hier ein wichtiger Ansatz, der konstruktiv weiterzuentwickeln und global zu implementieren ist. Auch muss der Versuch gemacht werden, die unterschiedlichen Nachhaltigkeitsstandards, die entwickelt wurden und derzeit in der Implementierung sind, zu vereinheitlichen, da die zum Teil nur geringen Unterschiede zwischen den einzelnen Zertifizierungssystemen einem kritischen Publikum kaum sinnvoll zu kommunizieren sind.
- n Eine wesentliche Forderung vieler Umweltverbände ist die energetische Nutzung von Pflanzenölen, die nicht für den Nahrungs- und Futtermittelsektor geeignet – und damit für Mensch und Tier toxisch – sind und möglichst auf marginalen, degradierten und/oder nicht zum Nahrungs- und Futtermittelanbau nutzbaren Flächen produziert werden sollen. Jatropha ist eine solche Option. Derartige „neue“ Ölpflanzen sind aber im Vergleich zu den etablierten Ölpflanzen durch im Regelfall deutlich geringere Flächenerträge, eine erheblich größere Ertragsunsicherheit (da noch weitgehend unbekannt Wildpflanzen) und nicht oder nur durch eingeschränkt vorhandene Kultivierungs- und Erntetechnologien gekennzeichnet. Außerdem sind die potenziell ohnehin relativ niedrigen Erträge beim Anbau auf marginalen Flächen so gering, dass ein Anbau im Normalfall nicht bzw. nur mit hohen Subventionen ökonomisch darstellbar ist. Deshalb werden diese Nichtnahrungsmittelpflanzen – für die sich erst noch ein entsprechend gro-

ber Markt entwickeln muss – trotzdem üblicherweise auf fruchtbarem, gutem Ackerland angebaut und verdrängen dort Kulturpflanzen, die durch deutlich höhere flächenspezifische Erträge, eine höhere Ertragssicherheit und bekannte Anbau- und Ernteverfahren gekennzeichnet sind. Dadurch kann die Situation eintreten, dass wertvolle landwirtschaftliche Ressourcen für Jahrzehnte ineffizient genutzt werden und zudem nur ein Produkt für einen ganz speziellen Markt, nämlich den Energiemarkt, bereitstellen. Im Unterschied dazu kann durch den alternativ auf diesen Flächen möglichen Anbau „klassischer“ Ölpflanzen effizienter und sicherer Öl produziert werden, das in allen vorhandenen Märkten (also Nahrung, Chemierohstoff, Energie) eingesetzt werden kann. Dies ermöglicht nicht nur dem jeweiligen Produzenten viel mehr Flexibilität, sondern trägt auch zur Versorgungssicherheit mit Nahrungsmitteln bei.



Pflanzenöl (Quelle: ÖBMV-Bilderdatenbank)

- n Ethanol als Zumischkomponente zu fossilem Ottokraftstoff hat in Brasilien eine lange Tradition. Jedoch sind die hier gemachten Erfahrungen nicht ohne weiteres auf Deutschland übertragbar. Soll deshalb Bioethanol über den im Verkehrssektor derzeit schon genutzten Anteil hinaus eingesetzt werden (und dies wird in den kommenden Jahren zum Erreichen der politischen Zielvorgaben wahrscheinlich der Fall sein müssen), sind die dafür notwendigen Voraussetzungen im Verlauf der gesamten Bereitstellungskette zu schaffen, damit zusätzliches Ethanol zu fossilem Ottokraftstoff zugemischt werden kann. Dies bedingt vor allem eine Weiterentwicklung effizienterer Bioethanolanlagen und eine Ausweitung der dafür nutzbaren biogenen Ressourcenbasis unter anderem auf Lig-

nozellulose. Diese Entwicklung wird nur erfolgreich sein können, wenn dies in enger Zusammenarbeit mit der Mineralöl- und Automobilindustrie erfolgt und parallel dazu die Öffentlichkeit offen und ehrlich informiert wird.



Palmölfrucht (Quelle: TUHH)

- n Die bisher in Deutschland vorhandenen Anlagen zur Herstellung von Bioethanol für den Einsatz im Verkehrssektor befinden sich zurzeit in einem Anpassungsprozess, den Energieeinsatz für die Produktion kontinuierlich zu senken und die Nutzung von Produktionsrückständen effizienter zu gestalten mit dem übergeordneten Ziel, die CO₂-Minderung weiter zu steigern. Soll Bioethanol großtechnisch energetisch noch effizienter und kostengünstiger erzeugt werden, ist deshalb die Entwicklung und industrielle Umsetzung verbesserter Technologien (z. B. Biogaserzeugung aus der Schlempe) und Konzepte (z. B. Bioraffinerieansatz) zwingend. Insbesondere muss auch die Technologie zur Bioethanolerzeugung aus bisher ungenutzten Biomasseressourcen, die nachhaltig verfügbar gemacht werden könnten, entwickelt werden, damit die Akzeptanz in der Bevölkerung verbessert werden kann. Diesen technologischen Weiterentwicklungsprozess wird die Industrie nur mithilfe einer entsprechenden staatlichen F&E-Unterstützung erfolgreich umsetzen können. Auch gilt dies insbesondere vor dem Hintergrund der internationalen Wettbewerbsfähigkeit europäischer Anbieter; so ist derzeit aufgrund einer stärkeren öffentlichen Förderung eine Konzentration sowohl von F&E-Aktivitäten als auch bei der Errichtung erster kommerzieller Anlagen, in denen innovative Bioethanolanlagen bzw. -konzepte umgesetzt werden, in den USA und in Brasilien zu beobachten.
- n Brasilien kann Ethanol zu Preisen anbieten, die meist deutlich unter denen in Europa und in Deutschland gegebenen Kosten liegen. Wenn die in Brasilien laufenden Entwicklungen, die anfallende Bagasse (faserige Überreste der Zuckerfab-

rikation aus Zuckerrohr) ebenfalls zum Teil zu Ethanol umzuwandeln (großtechnische Umsetzung von Lignozellulose-Ethanol), erfolgreich sind (und das zeichnet sich zunehmend ab), wird sich diese Relation weiter merklich zuungunsten der Ethanolherzeugung in Deutschland und Europa verschieben.

- n Bioethanol wird großtechnisch bisher aus Stärke- und zum Teil auch aus zuckerhaltigen Biomassen, deren Preise in den letzten Jahren einer – im Vergleich zu den Vorjahren – höheren Volatilität unterworfen sind, hergestellt; die entsprechenden Verfahren sind – wenn auch aus energetischer Sicht noch optimierungsfähig – Stand der Technik. Eine Ethanolherzeugung aus Lignozellulose befindet sich demgegenüber im F&E- sowie Demonstrationsstadium und wird in vielen Ländern weiterentwickelt und erprobt. Offen ist, ob – und wenn ja, wann – derartige innovative Prozesse beispielsweise auf Holz- oder Strohbasis merklich zur Deckung der globalen Kraftstoffnachfrage beitragen können. Aus ökonomischen Gründen ist zu erwarten, dass diese Technologie wahrscheinlich kurz- bis mittelfristig nur in einer kombinierten Erzeugung mit stofflich nutzbaren Produkten (das heißt Bioraffinerieansatz) darstellbar sein wird. Dies muss aber nicht zwingend für Brasilien mit den dort gegebenen spezifischen Randbedingungen gelten.



Fermenter einer Biogasanlage (Quelle: VDI)

- n Ziel der politischen Rahmensetzung unter dem Entwicklungsziel der „Bioeconomy“ ist es, die begrenzte und letztlich am Markt begehrte Biomasse möglichst effizient und abfallfrei zu unterschiedlichen Produkten zu wandeln, die dann in den Märkten für Nahrungsmittel, Industrierohstoffe und Energieträger einsetzbar sind. Diese sinnvolle und im Sinne eines effizienten Ressourceneinsatzes begrüßenswerte Entwicklung muss aber auch durch das gültige administrative Regelwerk unterstützt werden. Eine Erneuerbare Energien Richtlinie der Europäischen Union (EU-RED), die

eine Bereitstellung von Produkten, die keinen Heizwert, aber einen hohen Marktwert haben (z. B. Dünger, Gluten, Dickschlempe als Futtermittel), nicht im Hinblick auf die damit erreichbaren Klimagasreduktionen zu bewerten, wirkt hier kontraproduktiv.

- n Synthetisierte flüssige und gasförmige Designerkraftstoffe (das heißt Kraftstoffe, die aus fester Biomasse hergestellt werden, die zuvor z. B. mit Wasserdampf vergast und dann aus dem daraus herstellbaren CO- und H₂-haltigen Synthesegas produziert werden) können die kraftstofftechnischen Anforderungen heutiger und zukünftiger Motoren vollumfänglich erfüllen. Mit dem Ziel, die Emissionen aus dem Verkehrssektor zukünftig weiter zu senken, werden diese in Zukunft weiter eingegrenzt und besser auf die zukünftigen Motoren abgestimmt werden müssen. Deshalb kann es sinnvoll sein, diese Technik – in enger Abstimmung mit der Biomassevergasung zur Stromerzeugung – trotz der damit in der Vergangenheit gemachten schlechten Erfahrungen weiterzuentwickeln; dies gilt für die Vergasung, insbesondere für die Gasreinigung, für die Synthese und auch für die Gesamtsystemkonzeption. Offen ist dabei aber nach wie vor, welche Vergasungs-, Gasreinigungs- und Syntheseoption(en) – und welche(s) entsprechende(n) technische(n) Konzept(e) – für die am Markt kostengünstig verfügbaren Biomassen am vielversprechendsten sind. Auch muss die Frage abschließend diskutiert werden, ob der Fokus auf der Bereitstellung flüssiger oder gasförmiger Kraftstoffe liegen soll; beide Varianten haben jeweils spezifische Vor- und Nachteile.
- n Mittel- bis langfristig dürften nur flüssige und gasförmige Biokraftstoffe, die den Anforderungen zukünftiger Motoren und deren EU-Emissionsgrenzwerten genügen, eine Rolle spielen. Daher wird eine enge Verknüpfung der Motorenentwicklung mit der Weiterentwicklung von Biokraftstoffen notwendig sein.



Sonnenblumen (Quelle: ÖBMV-Bilderdatenbank)

- n Offen ist damit insgesamt aus heutiger Sicht, inwieweit gasförmige Bioenergieträger (z. B. Biomethan, Bio-SNG, Bio-Dimethylether) zur Sicherstellung der Mobilität in Deutschland und Europa beitragen können und sollen. Während Wasserstoff aus Biomasse wegen seiner hohen Kosten – wenn vor dem Hintergrund der Konkurrenz zu Elektrolysewasserstoff überhaupt – erst längerfristig Bedeutung erlangen könnte, ist Biomethan aus der anaeroben Fermentation organischer Abfälle bzw. aus Energiepflanzen auch heute schon bzw. kurzfristig in der Lage, merklich zur Deckung der im Verkehrssektor nachgefragten Energie beizutragen. Die Technik ist im Prinzip vorhanden und vielfach demonstriert, das Erdgasnetz in Deutschland ist gut ausgebaut und Erdgasfahrzeuge mit einem Komfortniveau, das konventionellen Kraftfahrzeugen vergleichbar ist, sind am Markt vorhanden. Aber Erdgas als Kraftstoff in Deutschland konnte sich – trotz erheblicher steuerlicher Vorteile – am Markt bisher nicht durchsetzen. Für eine Einführung von Biomethan in einer energiewirtschaftlich relevanten Größenordnung im Verkehrssektor müssten deshalb zusätzliche politische Maßnahmen implementiert werden.



BHKW für Biogas (Quelle: Viessmann Werke)

- n Nach den administrativen Vorgaben muss ein Biokraftstoff, damit der legal als solcher zählt, durch eine gesetzlich festgelegte Klimagas-minderung gekennzeichnet sein. Diese kann mithilfe von Ökobilanzen ermittelt werden. Kontrovers diskutiert wurde in diesem Zusammenhang in den letzten Jahren, wie der Einfluss der direkten und indirekten Landnutzungsänderung (land use change (LUC); indirect land use change (iLUC)) hierbei zu bewerten ist, da die direkten und insbesondere die indirekten Landnutzungsänderungseffekte wissenschaftlich sauber kaum sinnvoll quantifiziert werden können. Deshalb muss hier eine akzeptable politische Lösung gefunden werden.

Schlussfolgerungen

- n Biomasse kann mittelfristig einen energiewirtschaftlich relevanten Anteil – auch im Luftverkehr – erreichen. Dazu muss ein adäquater Entwicklungspfad gefunden und unter Berücksichtigung des jeweiligen Stands der Technik, der vorhandenen unerschlossenen Biomassepotenziale und der aktuellen Marktentwicklung durch die Setzung des energiewirtschaftlichen Rahmens eingeschlagen werden. Die in den kommenden Jahren zu überarbeitende Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) der Bundesregierung könnte hierzu einen substanziellen Beitrag leisten.
- n Mit den in den letzten Jahren etablierten Nachhaltigkeitskriterien wurde ein wichtiger Schritt zu Lösung der Nachhaltigkeitsproblematik bei Biokraftstoffen auf Pflanzenöl- und Bioethanolbasis bei gleichzeitiger Entwicklung bzw. Ausweitung internationaler Biokraftstoffmärkte (z. B. für native Öle, RME, Bioethanol) eingeschlagen. Diesen Ansatz gilt es weiterzuentwickeln und auch auf Biokraftstoffe aus Rückständen, Nebenprodukten und Abfällen wie auch auf Verwendungen außerhalb des Kraftstoffbereichs auszudehnen.
- n Aus Sicht vieler NGO sollten Nahrungs- und Futtermittelpflanzen für eine Biokraftstoffproduktion – bzw. generell für eine Bioenergieproduktion – unter anderem aufgrund von ethisch-moralischen Überlegungen – nicht genutzt werden. Deshalb wurden in den letzten Jahren verstärkt „neue“ Pflanzen für die Biokraftstoffproduktion diskutiert; sie sind zum Teil schon in der züchterischen Optimierung. Diese Entwicklung ist kritisch zu hinterfragen, da dadurch
- mit kaum entwickelten Pflanzen (Wildpflanzen) wertvolles Ackerland blockiert wird,
 - der Anbau derartiger Pflanzen bisher im Allgemeinen durch geringe Erträge und eine hohe Ertragsunsicherheit gekennzeichnet ist,
 - die Produzenten nur für einen Markt (nämlich den Energiemarkt mit seinen oligopolartigen Strukturen) produzieren und damit extrem von dessen Preisschwankungen abhängig sind,
 - der Anbau derartiger Pflanzen auch mit Umweltauswirkungen verbunden ist, die bisher noch nicht oder nur eingeschränkt bekannt sind,
 - eine Mehrfachnutzung der erzeugten Biomasse erschwert wird und
 - auch bei Lignozellulosepflanzen (Holz) eine Nutzungskonkurrenz zu einer stofflichen Nutzung als Holzwerkstoff gegeben ist.

- n Innovative Konzepte zur Bioethanolerzeugung – auch aus Lignozellulose – zur Steigerung der Effizienz mit dem Ziel der Entwicklung hocheffizienter integrierter Bioraffinerien, die gleichzeitig auch Produkte für die stoffliche Nutzung (z. B. Chemierohstoff) und den Nahrungsmittelmarkt bereitstellen, sollten erarbeitet und sukzessive am Markt implementiert werden; erste derartige Tendenzen sind bereits erkennbar. Diese Entwicklung muss aber mehr als in der Vergangenheit durch eine Anpassung des regulatorischen Rahmens staatlicherseits forciert unterstützt werden, damit sämtliche Vorteile derartiger Ansätze volkswirtschaftlich vollumfänglich genutzt werden können.
- n Entwicklung von Konzepten, Verfahren und Anlagen zur Synthetisierung von flüssigen und gasförmigen Designerkraftstoffen (BtL, Bio-SNG) aus biogenen Festbrennstoffen (das heißt Identifikation der „besten“ technologischen Lösung) für die unterschiedlichen Märkte (Landverkehr, Flugverkehr, Schiffsverkehr) und Analyse der wirtschaftlichen Umsetzbarkeit unter Berücksichtigung der sich verändernden Biomassemärkte und der politischen Zielvorgaben.



Palmölplantage (Quelle: TUHH)

- n Von allen bisher gut untersuchten Biokraftstoffoptionen zeigt Biomethan aus bio- und auch – soweit bisher bekannt – aus thermochemischen Prozessen die jeweils besten technischen und ökologischen Kenngrößen. Auch ist eine Zumischung in praktisch beliebigen Anteilen zu fossilem Erdgas möglich. Deshalb erscheint eine forcierte Markteinführung dieser Option – gegebenenfalls in enger Kombination mit Erdgas als Kraftstoff – sinnvoll und zielführend, zumal Biomethan auch stofflich beispielsweise in der chemischen Industrie eingesetzt werden kann und in diesem zusätzlichen stofflichen Markt dazu beitragen kann, klimaschonendere Produkte verfügbar zu machen.
- n Heute sind global die Biokraftstoffe der sogenannten 1. Generation marktbestimmend. Auch wenn der Begriff unscharf ist und nicht klar definiert, welche Biokraftstoffoptionen bzw. welche Verfahrenstechniken mit welchen Biomasseressourcen darunter konkret zu verstehen sind, werden diese heute schon vorhandenen Biokraftstoffe auch in den kommenden fünf bis zehn Jahren den Markt dominieren. Trotz der erheblichen F&E-Mittel, die global für die Entwicklung neuer Biokraftstoffproduktionsprozesse verausgabt werden, ist aus heutiger Sicht keine Kombination aus einem alternativen biogenen Feedstock und einem innovativen Weiterverarbeitungsverfahren „am Horizont erkennbar“, das das technisch-ökonomische Potenzial hat, in dem genannten Zeitfenster energie-wirtschaftliche Bedeutung aus globaler Sicht für den Massenmarkt Mobilität zu erlangen. Fordert der vorhandene Fahrzeugpark als der letztlich systembestimmende Nachfrager verbesserte Biokraftstoffe mit schärfer abgegrenzten kraftstofftechnischen Eigenschaften, wird dies tendenziell eher durch eine Weiterverarbeitung der bisher bekannten Biokraftstoffe realisiert werden.
- n Vor dem Hintergrund der global begrenzten Biomasseressourcen müssen verstärkt integrierte Konzepte zur gekoppelten Erzeugung von Kraftstoffen, Strom und Wärme entwickelt und am Markt implementiert werden.
- n Die aus Biomasse teilweise oder vollständig hergestellten Kraftstoffe müssen den zunehmend strengeren Emissionsvorgaben und den technischen Erfordernissen zukünftiger Verbrennungsmotoren genügen.

4 Energiesystemaspekte

Vorbemerkung

Nachfolgend werden Optionen zur Nutzung regenerativer Energien in Deutschland im Rahmen einer integrativen Systembetrachtung (Untersuchung des gesamten Energiesystems) analysiert. Im Mittelpunkt steht damit nicht die jeweilige Option zur Nutzung des regenerativen Energieangebots, sondern der jeweilige Energiemarkt bzw. die gewünschte End- bzw. Nutzenergie und die damit verbundenen Systemaspekte.

4.1 Regenerative Energien im Stromsektor

Stand

- n Deutschland verfügt über ein gut ausgebautes Übertragungs- und Verteilungsnetz für elektrische Energien, das hervorragend an die Erfordernisse der Versorgung aus großtechnischen Kraftwerksstrukturen angepasst ist. Dazu gehören 36.000 km Höchstspannungsleitungen, 77.000 km Hochspannungsleitungen, 479.000 km Mittelspannungsleitungen und 1,123 Mio. km Niederspannungsleitungen. Darüber hinaus existieren zwei Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) nach Dänemark und Schweden.



Wartungsarbeiten an einer Hochspannungsstromtrasse (Quelle: Fichtner)

- n Als Energiespeicher werden bisher fast ausschließlich Pumpspeicherwerke mit einer elektrischen Gesamtleistung von 6.600 MW und einer mittleren Speicherzeit von acht Stunden genutzt. Beispielsweise kann das größte in Deutschland vorhandene Pumpspeicherwerk Goldisthal in Thüringen eine Leistung von 1.060 MW über acht Volllaststunden speichern. Zusätzlich werden vorrangig aus Österreich 3 GW Pumpspeicherleistung

importiert. Der Gesamtwirkungsgrad der Pumpspeicherwerke liegt bei bis zu 80 %. Klassische Pumpspeicher nutzen natürliche Höhendifferenzen und befinden sich daher bis auf wenige Ausnahmen in den süd- und mitteldeutschen Mittelgebirgen. Darüber hinaus existiert ein Druckluftspeicherwerk in Huntorf bei Bremen mit einer Einspeicherleistung von rund 80 MW über acht Volllaststunden. Die Ausspeicherleistung beträgt 321 MW über zwei Volllaststunden. Die Anlage hat einen Gesamtwirkungsgrad von 42 %. Die Druckluft dient dabei zur Optimierung des Verbrennungsprozesses in einer erdgasbefeuerten Gasturbine. Mitte September 2014 ging der bisher größte kommerzielle Batteriespeicher in Europa mit einer Kapazität von 5 MWh in Schwerin in Betrieb. Mit einer Leistung von 5 MW hilft er, die Netzfrequenz zu stabilisieren und dadurch Wind- und Sonnenstrom sicherer in das bestehende Netz zu integrieren. Derartige Energiespeicher werden bisher in das Übertragungsnetz eingebunden.

- n Windkraft- und PV-Anlagen können, müssen aber nicht zwingend ins Stromversorgungssystem einspeisen. Insbesondere Windkraftanlagen können einfach mit der jeweils in den Anlagen heute schon vorhandenen Regeltechnik aus dem Wind gefahren werden. Obwohl diese Option aus Sicht einer Maximierung der Energieerzeugung, wie sie durch das EEG forciert wird, eine wenig effiziente Möglichkeit darstellt, kann damit bei bestimmten Extremwetterlagen die Einspeisung begrenzt und dadurch das Versorgungssystem stabilisiert werden. Diese Option wird bereits heute angewendet. So lieferte beispielsweise der von Statkraft direktvermarktete Windpark Dornum im Januar 2015 erfolgreich 5 MW negative Minutenreserve. Abstimmungsbedarf besteht dabei zwischen dem Windkraftanlagen- und dem Netzbetreiber, da diese unterschiedliche juristische Personen sind, die nicht zwingend die gleichen Interessen verfolgen; jedoch gibt es für die Teilnahme am Regelenergiemarkt klare administrativ geregelte Vorgaben.
- n Weiter zunehmende Anteile fluktuierender Energien aus Windkraft- und PV-Anlagen stellen neue Anforderungen an den Transport und die Speicherung von Energie. Dies umfasst die folgenden vier Problembereiche:
 - unzureichende Leistung
 - Prognoseabweichungen
 - hohe Leistungsgradienten und
 - überschüssige Erzeugungsleistung

Hinzu kommen geografisch getrennte Erzeugungsstrukturen im Bereich der vorhandenen Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien. In Deutschland ist die Windenergie vorrangig im Norden an die Mittel- und Hochspannungsebene angeschlossen und PV-Anlagen befinden sich hingegen zu einem überwiegenden Anteil meist im Süden mit einer Kopplung an die Nieder- und Mittelspannungsebene.



Unterseekabel (Quelle: Siemens AG)

- n Der Netzausbau wird kurz- und mittelfristig als ein wirksames Instrument zur Beherrschung dieser sich abzeichnenden Probleme angesehen. Hierbei geht es zu einem erheblichen Ausmaß um den Bau neuer überregionaler Freileitungssysteme. Mit dem Energieleitungsausbaugesetz wurden 2009 die gesetzlichen Grundlagen zum Bau von energiewirtschaftlich bedeutsamen Übertragungsnetzen geschaffen. Der Ausbaubedarf des Onshorestromnetzes wird dabei von den vier Übertragungsnetzbetreibern unter Beteiligung der Bundesnetzagentur festgestellt; die zweite Fassung des Netzentwicklungsplans Onshore liegt seit 2013 vor. Daraus ergibt sich in den nächsten zehn Jahren ein Ausbaubedarf von 1.700 km Hochspannungsdrehstromleitungen und 2.100 km Hochspannungsgleichstromleitungen; zusätzlich müssen 4.400 km des Übertragungsnetzes verstärkt und optimiert werden. Der Netzentwicklungsplan Offshore wird vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrografie erstellt und liegt in seiner ersten Fassung seit 2013 vor. Durch das seit 2013 geltende Bundesbedarfspengesetz wird sichergestellt, dass 36 energiewirtschaftlich bedeutsame Projekte in absehbaren Zeiträumen realisierbar werden.
- n Zur Glättung des Lastflusses wird neben klassischen Energiespeichern (z. B. Pumpspeicher) auch das sogenannte Demand Response genutzt. Durch die gezielte Zu- und Abschaltung von unkritischen Verbrauchern lassen sich mit vergleichsweise geringen Kosten im Kurzzeitbereich ähnliche Effekte wie mit Speichern erzielen. Diese bisher schon vereinzelt bei Industrieverbrauchern genutzte Methodik soll zukünftig auf Privatverbraucher ausgedehnt werden; dazu sollen zeit- und lastvariable Tarife nach § 40 EnWG angeboten werden.

Tendenzen

- n Aktuell werden zur Beschleunigung des Netzausbaus neue gesetzliche Instrumente genutzt. Die Übertragungsnetzbetreiber erstellen dazu Netzentwicklungspläne als Grundlage für Bundesbedarfspläne zum bedarfsgerechten und zukunftsorientierten Netzausbau. Zukünftig ist deshalb ein im Vergleich zu heute schnellerer Netzausbau zu erwarten. Dabei ist das übergeordnete Ziel die Verstärkung des Übertragungsnetzes mit neuen Freileitungstrassen, von denen einige auch als Hochspannungsgleichstromtrassen ausgeführt werden sollen. Jedoch artikuliert sich – auch von der Politik – zunehmend Widerstand gegen diesen an sich unstrittigen Ausbaubedarf; das heißt, der Konfliktpunkt ist nicht der Ausbaubedarf an sich, sondern die Umsetzung durch eine entsprechende Trassenführung mit den daraus folgenden lokalen Akzeptanzproblemen.
- n Im derzeitigen Stromversorgungssystem erstellen die Energieversorger einen Kraftwerksfahrplan für den jeweils nächsten Tag, in dem für jedes 15-Minuten-Intervall definiert wird, welche Kraftwerke wie viel elektrische Energie zur Nachfragedeckung bereitstellen. Die an der Lastdeckung beteiligten Kraftwerke werden dabei nach der aufsteigenden Reihenfolge ihrer variablen Grenzkosten – der Merit Order – eingesetzt. Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien stehen aufgrund der sehr geringen variablen Kosten in der Merit Order üblicherweise vor den kostengünstigsten konventionellen Kraftwerken. Aufgrund der Vorrangregelung für Strom aus erneuerbaren Energien muss dieser Strom außerdem vorrangig in das Stromnetz und unabhängig von den tatsächlichen variablen Grenzkosten eingespeist werden. Viele Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhalten also nicht den über die Merit Order festgestellten Strompreis, sondern eine fixe Einspeisevergütung nach EEG (das heißt diese Anlagen nehmen de facto nicht am Strommarkt teil). Dadurch verändert sich die Merit Order entsprechend. Dies ist der Grund für die in Deutschland derzeit sehr geringen börsennotierten Strompreise für die Industriekunden, die an der

Börse einkaufen können. Daher wird derzeit dieses Strommarktdesign politisch hinterfragt und mögliche Alternativen diskutiert.

- n Die Güte des Kraftwerkseinsatzplans für den jeweils nächsten Tag steht und fällt mit der Prognose der zu erwartenden Stromnachfrage im Netz einerseits und der Prognose der Erzeugung aus Wind und Sonne andererseits. Die konventionellen Großkraftwerke müssen demzufolge letztlich den daraus resultierenden Unterschied und damit die jeweilige Restnachfrage (Residuallast) ausgleichen. Da Prognosen der Stromnachfrage im Netz bereits seit vielen Jahren angefertigt und die dafür eingesetzten Methoden sukzessive verbessert wurden, ist hier im Allgemeinen eine hohe Prognosegenauigkeit gegeben (Ausnahme: Brückentage, sprunghafte Temperaturänderungen). Dies ist bei der Prognose der Solar- und Windstromerzeugung (sowie die der Stromerzeugung aus anderen erneuerbaren Energien) bisher eingeschränkter der Fall, das heißt, der Prognosefehler ist oft noch vergleichsweise stark fehlerbehaftet und damit die Güte des daraus resultierenden Einsatzplans zum Teil gering. Aber in den letzten Jahren wurden hier deutliche Verbesserungen erreicht; Day-Ahead liegt der Prognosefehler heute bei unter 5 % und im Intraday-Handel (also bis 45 min vor Erfüllung) liegt die Prognoseabweichung bei unter 2 % (und der Intraday-Handel gewinnt immer mehr an Bedeutung). Gelingt es zukünftig, die zu erwartende Erzeugung aus Wind und Sonne noch besser vorherzusagen, ist auch eine weiter verbesserte Einsatzplanung und damit eine sicherere bzw. kostengünstigere Versorgung möglich.
- n Der Beitrag erneuerbarer Energien zur Systemsicherheit wird durch technische Regelwerke, die in den letzten Jahren z. B. bei der Windkraft und der Fotovoltaik novelliert bzw. neu erarbeitet wurden, stark erhöht. Dazu gehören die Teilnahme an der Frequenzregelung, die statische Spannungsregelung sowie die dynamische Spannungsregelung im Fehlerfall. Damit können Prognoseabweichungen und hohe Leistungsgradienten besser beherrscht werden. Diese Entwicklung wird weitergehen und die Anlagen zu Nutzung erneuerbarer Energien immer besser in das Stromversorgungssystem eingebunden werden.
- n Zur Flexibilisierung der Stromerzeugung tragen einerseits virtuelle Kraftwerke bei, die aus der Zusammenschaltung dezentraler, variabel regelbarer, meist kleiner Stromerzeugungseinheiten (z. B. Blockheizkraftwerken, PV-Anlagen, Kleinwasserkraftwerken, Biogasanlagen) bestehen. Andererseits wurden aber auch bestehende konventionelle Kraftwerke aller Leistungsgrößen in den letzten Jahren mit technischen Umrüstungen und Erweiterungen

flexibilisiert. Beispiele sind die Absenkung der Mindestlast (z. B. über einen stabilen Einmühlenbetrieb oder die Verkürzung der Anfahrzeiten über optimierte Anfahrprogramme). Damit wird schon ein Teil der vorhandenen Flexibilisierungspotenziale genutzt; weitere Potenziale werden in den kommenden Jahren erschlossen werden.



Gasturbine (Quelle: Siemens AG)

- n Nach dem bis vor kurzem gültigen energiewirtschaftlichen Ordnungsrahmen, der für viele Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse (Biogas und biogene Festbrennstoffe) derzeit noch gilt, besteht Einspeisevorrang. Diese Anlagen tragen also, obwohl sie vielfach heute schon technisch dazu in der Lage wären bzw. dazu vergleichsweise einfach ertüchtigt werden könnten, nicht oder nur eingeschränkt zu einer Stabilisierung des Stromversorgungssystems bei. Deshalb wurden im Rahmen der jüngsten EEG-Novellierung erste Schritte unternommen, auch diese Anlagen zum Ausgleich der Stromerzeugung aus Wind und Sonne heranzuziehen. Die entsprechenden Möglichkeiten müssen mit zunehmend höheren Anteilen von Wind- und PV-Strom sowohl aus technischer als auch ordnungsrechtlicher Sicht weiterentwickelt und zunehmend im Stromversorgungssystem umgesetzt werden; dies gilt insbesondere für geeignete Organisations- und Finanzierungsinstrumente, damit derartige Anlagen auch bei geringeren Volllaststunden wirtschaftlich betrieben werden können.
- n Eine technisch und wirtschaftlich begründete Strategie zum Bau und zur Nutzung von Energiespeichern zeichnet sich bisher nicht ab. Einerseits ist der zukünftige Speicherbedarf nicht exakt kalkulierbar und andererseits sind die wirtschaftlichen Randbedingungen für den Bau und Betrieb von Speichern heute noch nicht vorhanden. Diese Situation dürfte sich auch in den zwei bis drei Jahren kaum signifikant verändern.

- n Durch eine Anpassung der augenblicklichen Last kann die zu einem bestimmten Zeitpunkt vorhandene Erzeugerleistung die Synchronisation von Angebot und Nachfrage unterstützen. Die sich dahinter verbergenden Maßnahmen sind in der Theorie sehr einfach; bei einem Überangebot an elektrischer Energie werden Lasten aus Industrie, GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) und Haushalten zugeschaltet und bei einer drohenden Unterversorgung vom Netz genommen. Auf dem Gebiet dieses sogenannten Demand Side Management (DSM) wurden unter anderem in den 1980er-Jahren eine Vielzahl von Aktivitäten entfaltet mit dem Ziel, Kraftwerksneubauten zu vermeiden oder zeitlich zu strecken. Die damals gemachten Erfahrungen waren ernüchternd; sich einstellende Effekte waren kaum eindeutig mess- und zuordenbar. Hinzu kommt, dass Industriebetriebe, bei denen produktionstechnische Gründe eine Lastverlagerung ermöglichen, diese im Sinne einer betriebswirtschaftlichen Kostenoptimierung gegen den jeweiligen Tarif oft bereits ausnutzen. Ausgehend davon müssen neue, effizientere und innovativere Konzepte erarbeitet werden, wenn diese Option zukünftig zur Systemstabilisation beitragen soll. Dies ist – im Zusammenhang mit der Diskussion um Smart Grids – Gegenstand umfangreicher laufender Forschungsarbeiten. Die Entwicklungen der kommenden Jahre werden zeigen, ob diese Bemühungen erfolgreich sein werden. Nachfolgend werden zwei derartige Ansätze exemplarisch diskutiert.
 - Unter bestimmten Bedingungen kann es notwendig werden, Last vom Netz abzuwerfen. Um dafür Akzeptanz beim Kunden zu schaffen, könnten Tarife angeboten werden, die mit einer bestimmten Versorgungssicherheit bzw. einer vordefinierten Anzahl an vom Netzbetreiber frei wählbaren potenziell abschaltbaren Zeiträumen verbunden sind. Die Preisgestaltung würde sich dann auch an dem von Kunden jeweils gewünschten Grad der Versorgungssicherheit orientieren.
 - Bestimmte Stromwendungen könnten automatisiert und angebotsorientiert gesteuert werden. Dies gilt beispielsweise für private und/oder kommerzielle Kühlschränke und/oder Kühlhäuser/Klimakammern, die üblicherweise Kälte/Wärme für mehrere Stunden speichern können. Könnte ein bestimmter Anteil der Kühlschränke automatisch zu- oder auch abgeschaltet werden, wäre damit ein Beitrag zur besseren Angleichung von Angebot und Nachfrage im Stromversorgungssystem möglich.
- n Die Ausschöpfung der Potenziale des intelligenten Netzes (Smart Grid) mit einer integrierten Verbrauchersteuerung bzw. der indirekt wirkenden

Steuerung über zeit- und lastvariable Tarife wird von den Netzbetreibern vorangetrieben. Es zeichnet sich jedoch ab, dass die flächendeckende Installation von zeitauflösender Messtechnik zur Verbrauchserfassung (Smart Meter) im Privatkundenbereich aus Kostengründen nur mittelfristig realisierbar ist. Ungelöst ist in diesem Zusammenhang auch die Frage des Datenschutzes und der Systemsicherheit beispielsweise gegen Hackerangriffe.



Stromnetz der Zukunft (Quelle: Siemens AG)

- n Bisher werden die einzelnen Teilenergiesysteme des deutschen Energiesystems weitgehend unabhängig voneinander optimiert bzw. weiterentwickelt; z. B. ist der Verkehr näherungsweise unabhängig vom Stromsystem (Ausnahme: elektrisch angetriebene Straßen-, Regional- und Fernbahnen) und auch der Wärmemarkt ist nur eingeschränkt mit dem Strommarkt verwoben (Ausnahme: Kraft-Wärme-Kopplung). Durch eine verbesserte Abstimmung bzw. Kopplung dieser Teilenergiesysteme untereinander können deshalb Synergieeffekte im Hinblick auf eine Stabilisierung des Stromversorgungssystems bei deutlich höheren Anteilen regenerativer Energien erschlossen werden. Nachfolgend werden exemplarisch derartige Aspekte diskutiert.
 - Derzeit werden Anstrengungen unternommen, die Elektromobilität flächendeckend einzuführen. Ist diese Entwicklung erfolgreich, könnten die Batterien derartiger Kfz – im Rahmen bestimmter nutzerdefinierter Grenzen – dann aufgeladen werden, wenn ein Überangebot von Strom aus regenerativen Energien im Netz besteht. Auch könnten die Batterien, wenn die Performance infolge der Alterung für die zu erbringende Mobilitätsdienstleistung zu gering ist, im netzgekoppelten Betrieb stationär eingesetzt werden („second use“). Für die praktische Umsetzung derartiger Maßnahmen müssen in den kommenden Jahren sowohl die technischen Voraussetzungen als auch die ent-

sprechenden organisatorischen Bedingungen geschaffen werden.

- Der Einsatz von Strom im Wärmemarkt ist nicht neu (Nachtspeicheröfen, Wärmepumpen). Damit wären die Technologie und die Erfahrung, steuerbare Lasten mit potenziell erheblichen Leistungen ans Netz zu bringen, grundsätzlich vorhanden. Jedoch müssten diese Anlagen dann mit einer bestimmten zeitlichen Flexibilität infolge der Anlagenträgheit immer die benötigte Wärme bereitstellen (das heißt, die installierte Wärmeleistung wird auf jeden Fall benötigt) und diese Option kann nur in der Heizperiode zur Systemstabilisation durch die Verfügbarmachung negativer und auch positiver Leistung beitragen; Grundvoraussetzung dafür ist das Vorhandensein eines Wärmespeichers, der jedoch im Allgemeinen ohnehin im Wärmeversorgungssystem vorgesehen ist. Deshalb läuft derzeit die Suche nach intelligenteren Lösungen. Eine derartige Option sind elektrisch betriebene Wärmepumpen, die – wenn sie über einen entsprechend dimensionierten Wärmespeicher verfügen und mit einer trägen Niedertemperaturheizung (das heißt Fußbodenheizung, bei der der Fußboden zusätzlich als Speicher dient) ausgestattet sind – mit einer bestimmten zeitlichen Flexibilität betrieben werden können. Im Vergleich zu „klassischen“ Nachspeicherheizungen werden aus 1 kWh Strom – je nach Arbeitszahl – 3 kWh bis 4 kWh thermische Energie erzeugt und das bei entsprechender Systemauslegung mit größeren zeitlichen Freiheitsgraden. Außerdem können Wärmepumpensysteme auch im Sommer zur Kühlung/Klimatisierung betrieben werden und benötigen damit im gesamten Jahresverlauf elektrische Energie.
 - Bei der sogenannten Power-to-Gas-Technologie wird aus elektrischer „Überschussenergie“ aus Wind und Sonne Wasserstoff mittels Elektrolyse erzeugt, der dann beispielsweise ins Erdgasnetz eingespeist werden kann; dies kann entweder in Form von reinem Wasserstoff oder nach erfolgter Methanisierung geschehen. Dieses Gas bzw. Gasmisch kann anschließend zur Wärmeversorgung von Privathaushalten und Industrie, zur stofflichen Weiterverarbeitung und gegebenenfalls zur Rückverstromung genutzt werden. Idealerweise kann damit die gesamte heute bereits vorhandene Erdgasinfrastruktur genutzt werden. Nachteilig sind die hohen zu tätigen Investitionen und die bisher geringe Effizienz derartiger Konzepte.
- n Die Kopplung der verschiedenen Energiesysteme ist zwingende Voraussetzung für die langfristig politisch gewollte Umstellung des deutschen Energiesystems auf höhere Anteile erneuerbarer Energien. Daher müssen frühzeitig intelligente Konzepte zur Zusammenführung der Strom-, Wärme- und Gasnetze auf der Seite der leitungsgebundenen Versorgung und der Nachfragesektoren von Nieder- und Hochtemperatur- sowie Prozesswärme und mechanischer Energie entwickelt und systematisch implementiert werden.



Ortsnetzstation für Smart Grid
(Quelle: Siemens AG)

Schlussfolgerungen

- n Der Netzausbau ist ein wesentliches Instrument zur Realisierung der Netzintegration von erneuerbaren Energien. In einer jeweils zu optimierenden Kombination mit anderen Maßnahmen wie Energiespeicher, flexiblere Kraftwerke, Kopplung an andere Energiesysteme sowie technische und organisatorische Steuerungsmaßnahmen auf der Nachfrageseite muss hier in den kommenden Jahren prioritär eine kosten- und treibhausgas-effiziente sowie akzeptable Netzintegrationsstrategie entwickelt und sukzessive am Markt umgesetzt werden.
- n Ein zukünftig wachsender Beitrag der erneuerbaren Energien zur Systemsicherheit ist unabdingbar. Der heute schon vorhandene Ansatz zur Beteiligung der verteilten Erzeugung an der Netzregelung muss weiter verfolgt und erweitert werden. Zusätzlich sind weitere kostengünstige Maßnahmen zu identifizieren, zu entwickeln und zu implementieren.
- n Eine weitere Flexibilisierung der Stromerzeugung ist bei den erneuerbaren Energien durch den weiteren Ausbau virtueller Kraftwerke möglich. Bei bestehenden konventionellen Kraftwerken wurden in den letzten Jahren schon erhebliche diesbezügliche Anstrengungen unternommen, die einen zunehmend flexibleren Betrieb erlauben. Diese Entwicklung wird in den folgenden Jahren weitergehen und hat schon erste Erfolge gezeigt. Beispielswei-

se spiegelt sich der Bedarf an Flexibilität unter anderem in den Preisen für Regelernergie und den hierbei kontraktierten Mengen wieder. Beides (Preis und Menge) ist seit einiger Zeit rückläufig. Hinzu kommt, dass der gerade eingeführte Intraday-Handel mit Viertelstunden-Kontrakten den Bedarf an Regelernergie weiter reduziert. Diese Maßnahmen müssen in den kommenden Jahren weiter vorangetrieben werden und können damit insgesamt zu einer deutlich flexibleren Stromerzeugungsstruktur in Deutschland beitragen.



Fotovoltaiknutzung im Berliner Hauptbahnhof (Quelle: BSW-Solar/ Langrock)

- n Derzeit existieren vielfältige Tendenzen zur Entwicklung neuer bzw. optimierter Energiespeicher. Bisher fehlen aber die gesetzlichen und regulatorischen Randbedingungen zum Bau und wirtschaftlichen Betrieb derartiger Speicher. Auch besteht nach wie vor Forschungsbedarf bezüglich der Höhe des zukünftigen Speicherbedarfs, der maßgeblich von der Umsetzung des geplanten Netzausbaus abhängt. Da insbesondere mittel- bis langfristig mit einem weiteren Anstieg der Einspeisung von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien zu rechnen ist wird allgemein von einem steigenden Bedarf an Energiespeichern ausgegangen. Aus diesem Grund muss diese Problemstellung mittelfristig gelöst werden, auch wenn kurzfristig kein Handlungsbedarf besteht. Aufgrund der langen Vorlaufzeiten muss aber heute begonnen werden, entsprechende Lösungsansätze zu entwickeln.
 - n Durch eine Kombination von gut steuerbaren Netzen mit integrierten schaltbaren Verbrauchern können der Netzausbau und der Speicherbedarf optimiert, jedoch nicht vermieden werden. Dazu müssen die Steuerungsmöglichkeiten auch zum systemübergreifenden Verbrauch von überschüssiger Leistung und von stark fluktuierenden Leistungsanteilen ausgebaut werden.
- ## 4.2 Regenerative Energien im Wärmesektor
- ### Stand
- n Der Wärme-/Kältemarkt ist – neben dem für elektrische Energie und Kraftstoffe – einer der wesentlichen Energiemärkte in Deutschland. Dies gilt primär für den Niedertemperaturwärmemarkt – und damit die Nachfrage nach Raumwärme und Warmwasser.
 - n Der Sektor Wärme/Kälte ist seit 2008 nahezu unverändert für mehr als die Hälfte (57 % bis 59 %) des Endenergieverbrauchs in Deutschland verantwortlich. Dennoch hat die Politik für den Wärme-/Kältesektor relativ bescheidene Ziele zum Ersatz fossiler Energieträger durch erneuerbare Energien gesetzt; so soll der Anteil der erneuerbaren Energien von knapp 10 % im Jahr 2014 auf 14 % im Jahr 2020 gesteigert werden. Trotz dieser wenig ambitionierten Zielvorgabe ist es aus heutiger Sicht unsicher, ob im Bereich Wärme aufgrund der bescheidenen Marktentwicklung die für das Jahr 2020 gesetzten Ziele tatsächlich erreichbar sind. Ausgehend von den Entwicklungen der letzten Jahre ist eine Zielerreichung tendenziell eher unwahrscheinlich.
 - n Die Nachfrage nach Niedertemperaturwärme wird heute primär durch die fossilen Energieträger Erdgas und leichtes Heizöl gedeckt, die meist in kleintechnischen Konversionsanlagen lokal vor Ort mit dem ausschließlichen Ziel der Wärmenachfragedeckung bereitgestellt wird. Hinzu kommt ein (kleinerer) Anteil an Wärme, die in KWK-Anlagen erzeugt wird; im kleineren thermischen Leistungsbereich sind dies „klassische“ BHKW auf der Basis von Erdgas oder leichtem Heizöl – und zu einem kleineren Anteil auf Biomethan-Basis. Bei größeren thermischen Leistungen wird auch Wärme aus mit fossilen Energieträgern befeuerten Kraftwerken ausgekoppelt (KWK); in solchen Anlagen kann und wird auch Biomasse zugefeuert.
 - n Niedertemperaturwärme zur Deckung der Heizenergienachfrage wird auch aus regenerativen Energien erzeugt und im deutschen Energiesystem zu geringen Anteilen genutzt. Dies gilt mit deutlich über 80 % für die Biomasse, die hauptsächlich in Form biogener Festbrennstoffe – und hier zum überwiegenden Teil als Stückholz in Kleinfeuerungsanlagen – eingesetzt wird; eine bestimmte Bedeutung hat aber auch Wärme aus Biomasse-KWK (Biogas und biogene Festbrennstoffe sowie – nur sehr eingeschränkt – Pflanzenöl-BHKW). Hinzu kommt Wärme aus der oberflächennahen und tiefen Geothermie sowie der Solarthermie.

Alle diese Nicht-Biomasseoptionen tragen aber nur mit weniger als 20 % zur Wärmebereitstellung aus regenerativen Energien in Deutschland bei.



Bioenergieanlage zur Wärme- und Stromerzeugung (Quelle: ÖBMV-Bilderdatenbank/Bioenergie Steyr)

- n Unter dem Blickwinkel der Maximierung der energetischen und exergetischen Effizienz der Niedertemperaturwärmebereitstellung – und damit der Optimierung der Treibhausgasemissionen – ist die KWK mit einer möglichst hohen Stromkennziffer eindeutig zu bevorzugen. Problematisch ist nur, dass KWK im größeren Leistungsbereich ein (teures) Verteilnetz für die bereitgestellte Niedertemperaturwärme sowie aus ökonomischen Gründen eine hohe Wärmenachfrage(dichte) benötigt und KWK-Anlagen mit kleinen thermischen Leistungen für die Anwendung im Ein-, Zwei- und unter Umständen Mehrfamilienhausbereich nur eingeschränkt am Markt verfügbar sind. Deshalb wurden in den letzten Jahren eher KWK-Systeme mit mittleren thermischen Leistungen (Nahwärmelösungen) realisiert, zumal auch kleine KWK-Lösungen für den Einfamilienhausbereich aus technischer Sicht – insbesondere im Hinblick auf die Nutzung regenerativer Energien – nur teilweise verfügbar sind.
 - n Im Unterschied zum Strom- und Kraftstoffmarkt ist der Wärmemarkt auf der Erzeugungsseite in Deutschland eingeschränkter reguliert; das EEWärmeG mit einem begrenzten Nutzungszwang für regenerative Energien gilt bisher auf Bundesebene nur für den Neubaubereich und hat dort in den vergangenen Jahren kaum eine Lenkungswirkung entfaltet. Der deutliche Anstieg der Nutzung regenerativer Energien in diesem Markt, wie er in der letzten Dekade zu beobachten war und nach wie vor festgestellt werden kann, ist hauptsächlich der Tatsache geschuldet, dass die Bürger den Wunsch nach einer umweltfreundlichen, sicheren und überschaubaren Wärmeversorgung haben und oft bereit sind, dafür mehr Geld
- im Vergleich zu einer ausschließlichen Wärmeerzeugung aus fossilen Energieträgern mittels „klassischer“ Konversionsanlagen auszugeben. Das Marktanreizprogramm (MAP) der Bundesregierung hat diesen Prozess mit entsprechenden Investitionskostenzuschüssen unterstützt, ist aber oft nicht wirklich der ausschließliche Treiber dieser Entwicklung.
- n Bei Wärmeanwendungen im Gebäudebereich ist zwischen Altbau und Neubau zu unterscheiden; Wärmebedarf und auch Heizlast unterscheiden sich hier deutlich. Pelletheizungen sind z. B. für Altbauten eine Option. In neuen Niedrigenergiegebäuden (z. B. Einfamilienhaus) gilt dies aber nur noch eingeschränkt; die geringe Heizlast und der geringe Wärmebedarf derartiger stark wärmedämmter Gebäude bevorzugen elektrische oder Gasheizungen (Wärmepumpe).
 - n Der Wärmebedarf für Gebäude wird in Deutschland nach wie vor durch Altbauten dominiert; Neubauten spielen beim Gesamtenergiebedarf eine sehr untergeordnete Rolle. Um deshalb den Umstieg auf eine stärkere Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmebereich zu schaffen, muss der Fokus auf den Altbauten liegen. Für den Altbau gibt es aber bisher keine gesetzlichen Vorgaben zur Nutzung von erneuerbaren Energien. Jedoch gibt es Förderinstrumente mit Investitionszuschüssen. Ein Beispiel auf Bundesebene ist das MAP. Nur in Baden-Württemberg besteht zudem eine gesetzliche Pflicht zur Nutzung erneuerbarer Energien bei Heizungserneuerung. Die bundesweit für den Neubau geltende gesetzliche Pflicht zur Nutzung erneuerbarer Energien durch das EEWärmeG spielt damit bei der Erreichung der politischen Zielvorgaben (14 % bis 2020) nur eine untergeordnete Rolle.



Hackgut (Quelle: TUHH)

- n Parallel dazu wurden in den letzten Jahren die gesetzlichen Vorgaben zur Wärmedämmung immer weiter verbessert mit dem Ziel, den Ener-

gieverbrauch zur Deckung der Wärmenachfrage in Deutschland – ohne Einbußen beim Komfortniveau – deutlich zu reduzieren. Jedoch ist die tatsächliche Entwicklung hinter den mit diesen Maßnahmen verbundenen Zielen zurückgeblieben; die energetischen Sanierungsraten liegen merklich unter den Erwartungen – und das nicht zuletzt aufgrund der Tatsache, dass eine Wärmedämmung nach der EnEV für einen Hauseigentümer oft nicht betriebswirtschaftlich darstellbar ist bzw. er die Kosten nur eingeschränkt an die Mieter weitergeben kann. Hinzu kommt, dass Teile der Gebäudesubstanz Deutschlands unter Denkmal- oder Ensembleschutz stehen und damit hier eine verbesserte Dämmung schwierig und zum Teil auch unmöglich ist. Aus rein praktischen Gründen ist dann – will man die politischen Zielvorgaben erreichen – nur die Umstellung der Energieversorgung auf regenerative Energien möglich.

- n Individuelle Gewohnheiten, Werte und Einstellungen sowie Emotionen und das soziale Umfeld bestimmen die Entscheidungen von Gebäudeeigentümern für oder gegen den Einsatz erneuerbarer Wärme. Beispielsweise werden im Altbaubestand mit vielfach ineffizienten, aber noch funktionierenden Heizanlagen Gebäude oft erst bei einem Besitzerwechsel saniert oder wenn veraltete Technologien ausfallen und die Versorgung mit einer einfachen Reparatur nicht mehr gewährleistet werden kann; diese Gewohnheiten sind mit den bestehenden regulatorischen Maßnahmen kaum zu beeinflussen.
 - Bei einem Besitzerwechsel ist die Sanierung des Gebäudes einschließlich Heizungsaustausch im Allgemeinen planbar. In diesem Fall werden üblicherweise auch gerne Beratungsleistungen – teils von unabhängiger Seite und teils über die Handwerker – in Anspruch genommen. Dabei erfordert der Austausch der konventionellen Heizung gegen ein erneuerbares Energiesystem im Regelfall eine sorgfältige Planung. Der Austausch wird dann üblicherweise außerhalb der Heizperiode vorgenommen. Unter diesen Bedingungen ist aber der Austausch der Heizung im Allgemeinen meist nur ein kleiner Teil eines großen Maßnahmenpakets, das umgesetzt wird.
 - Der Ausfall einer veralteten Technologie (z. B. alte Gastherme) ist normalerweise nicht planbar. Dieser Fall tritt auch meist während der Heizperiode auf und ist dann ein Notfall, der üblicherweise ein sofortiges Handeln erfordert. Meist ist es unter diesen Bedingungen einfacher, beispielsweise eine kaputte Ölheizung durch eine neue zu ersetzen, als über eine Pelletheizung nachzudenken, für die erst einmal ein Pelletlagerraum geschaffen werden müsste.

- n Einer energetischen Sanierung stehen oft auch fehlendes Wissen und negative Einstellungen von Gebäudeeigentümern gegenüber dem Sanierungsaufwand, der Ästhetik, der Funktionalität, der Komplexität, der Wirtschaftlichkeit und den Kosten erneuerbarer Wärmetechnologien entgegen.



Sonnenblumen (Quelle: ÖBMV-Bilderdatenbank)

- n Das Unabhängigkeitsstreben eines Teils der Verbraucher (vermeintliche „persönliche Energieautarkie“) und ökologisch motivierte Investitionsentscheidungen sind nennenswerte Treiber in Deutschland im Wärmemarkt, die in den letzten Jahren trotz eines ökonomisch oft wenig vielversprechenden Umfelds eine stärkere Nutzung regenerativer Energien erlebt hat. Diese Treiber sind jedoch in einigen Technologiebereichen zu schwach verbreitet, um den Markt spürbarer zu beeinflussen und dadurch die politischen Zielvorgaben sicher zu erreichen.

Tendenzen

- n Eine Folge der staatlichen Rahmensetzung (das heißt deutlich verbesserte Wärmedämmstandards) wird längerfristig der energie- und umweltpolitisch angestrebte Rückgang der Wärmenachfrage sein. Parallel dazu ist zu erwarten, dass die Bevölkerung in Deutschland aufgrund des demografischen Wandels insgesamt sinken wird und dieser Rückgang nicht vollständig durch Zuzug ausgeglichen werden kann. Selbst wenn die pro Bürger im statistischen Mittel bewohnte Fläche weiter – wie bereits in den vergangenen Jahrzehnten – zunimmt, dürfte dies den genannten Effekt nicht aufheben. Diese Entwicklung hinsichtlich der Wärmenachfrage hat signifikante Auswirkungen auf alle großtechnischen (zentralen) Wärmeversorgungssysteme (z. B. Nah- und Fernwärmeinseln bzw. -netze). Erste derartige Tendenzen sind bereits in einigen ostdeutschen Städten mit einem

erheblichen Bevölkerungsschwund erkennbar; hier wurden die vorhandenen Fernwärmenetze aufgrund mangelnder Wärmenachfrage rückgebaut.

- n Wärme kann oft vergleichsweise effizient und mit einer hohen Stromkennziffer in KWK-Anlagen mit hoher installierter thermischer Leistung bereitgestellt werden. Dann fallen an einem potenziellen Konversionsanlagenstandort aber zum Teil sehr große Niedertemperaturwärmeleistungen und -mengen an, die sinnvollerweise nur über entsprechend groß dimensionierte Verteilnetze an die potenziellen Nachfrager verteilt werden können. Diese Nachfrager sind aber im Allgemeinen Haushaltskunden mit einer Wärmenachfrage mit weniger als 2.000 h/a (Volllaststunden); diese Zahl kann bei Neubauten noch viel geringer sein (1.200 h/a bis maximal 1.500 h/a). Entsprechend hoch sind sowohl die Investitionen in derartige Netze als auch die Betriebskosten aufgrund der zum Teil sehr hohen Verteilverluste insbesondere in den Sommermonaten. Deshalb geht die Tendenz im Bereich der regenerativen Energien zu eher kleineren, dezentralen Anlagen, durch die nur eine Nahwärmeinsel versorgt wird und die auch bezüglich der benötigten Brennstoffmengen (z. B. bei fester Biomasse, bei einem Biogas-BHKW, das über eine Biogasleitung versorgt wird) überschaubar sind, die dann im Allgemeinen lokal verfügbar gemacht werden kann.
- n In den letzten Jahren wurden nur noch eingeschränkt neue, größere Wärmeverteilnetze realisiert. Dies liegt unter anderem daran, dass
 - ein Großteil der heute wirtschaftlich erschließbaren Potenziale (das heißt Gebiete mit einer hohen Wärmenachfragedichte) in Deutschland bereits erschlossen sind,
 - die durchschnittliche Niedertemperaturwärmenachfrage infolge besserer Dämmung zukünftig potenziell zurückgehen dürfte,



Brennholz (Quelle: ÖBMV-Bilderdatenbank)

- die Investitionen in neue Wärmeverteilnetze insbesondere in Gebieten mit hoher und damit vielversprechender Wärmenachfragedichte (das heißt innerstädtischer Bereich) oft hoch bis sehr hoch sind und zudem vor dem Hintergrund der Konkurrenzsituation zu einer (vorhandenen) Erdgasversorgung kaum wirtschaftlich darstellbar sind sowie
- die Bürger nicht immer zwingend einem Fernwärmeanschluss mit Euphorie entgegen sehen.
- n Wärme aus Biomasse hat in den letzten Jahren insbesondere im kleinen Leistungsbereich immer mehr Marktbedeutung erlangt. Damit sind aber auch die mit der verstärkten thermischen Nutzung fester Biomassen verbundenen Folgen zunehmend in den Blickpunkt der öffentlichen Diskussion geraten (unter anderem Nachhaltigkeitsaspekte im Zusammenhang mit der Biobrennstoffbereitstellung, Konkurrenz einer stofflichen und energetischen Holznutzung, Feinstaubemissionen, VOC- und Geruchsemissionen). Sinngemäß gilt diese Entwicklung auch für andere Optionen zur Nutzung regenerativer Energien im Wärmemarkt, durch deren stärkere Nutzung potenzielle ökonomische, ökologische und gegebenenfalls auch soziale Folgen mehr und mehr offensichtlich werden und dadurch verstärkt in das öffentliche Bewusstsein treten (z. B. erdgekoppelte Wärmepumpen, durch deren unsachgemäße Installation in Stufen eine angebohrte Anhydritschicht aufquillt und dadurch die darüber stehenden Häuser Risse bekommen, seismische Ereignisse bei Geothermie-KWK-Anlagen).
- n Im Neubaubereich, der den anspruchsvollen Wärmedämmstandards adäquat Rechnung trägt, ist die Wärmenachfrage oft nur noch gering und zusätzlich der Zwang gegeben, regenerative Energien zu nutzen (das heißt für Neubauten sind ein Anteil von 15 % an erneuerbaren Energien am Wärme- und Kältebedarf verpflichtend vorgeschrieben). Im Neubaubereich ist auch oft eine Kühlung im Sommer erforderlich. Deshalb setzen sich hier teilweise innovative Energieversorgungskonzepte durch. Beispiele sind im Einfamilienhaus Luft-Wasser-Wärmepumpen optimiert für den Heiz- und Kühlbetrieb mit Abwärmenutzung oder im Mehrfamilienhaus Pelletfeuerungen mit gekoppelten Solaranlagen. Diese Tendenz wird sich in den kommenden Jahren – wenn auch insgesamt nur auf einem geringen Niveau – fortsetzen.
- n Parallel dazu nimmt auch das öffentliche Interesse an „neuen“ Optionen zur Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien zu. Dies gilt beispielsweise für eine Wärmeerzeugung aus Biomethan und eine KWK auf der Basis fester Biomasse mittels der

thermo-chemischen Vergasung. Fraglich ist, ob es zu einer merklichen Umsetzung dieses „Interesses“ am kommerziellen Markt – gegebenenfalls unterstützt durch eine entsprechende gesetzliche Rahmensetzung – kommt.

- n Der Wärme-/Kältemarkt weist eine Reihe von Charakteristiken auf, die ihn vom Strommarkt deutlich unterscheiden. Er ist unter anderem geprägt von einer großen Heterogenität und hohen Komplexität bezüglich der Eigentümer und Betreiber, der Heiztechnologien und der Anlagengrößen sowie der Gebäudetypen. Außerdem ist er sehr abhängig von der Entwicklung der global sich bildenden fossilen Energiepreise (Erdgas, Erdöl), deren Entwicklung kaum abschätzbar ist. Hinzu kommt eine kontinuierlich zunehmende Verschränkung mit dem Stromsektor infolge eines steigenden Einsatzes von Wärmepumpen, Kraft-Wärme-Kopplung und Power-to-Heat-Technologien; das heißt künftig müssen integrale Lösungsansätze für das gekoppelte System „Strom und Wärme“ entwickelt werden.
- n Der künftige Wärmebedarf und die Heiztechnik hängen auch vom künftigen Stand der Gebäudeeffizienz ab. Hier bietet der Gebäudebestand sehr große Potenziale zur Reduktion des Wärmebedarfs, deren Erschließung jedoch kapitalintensiv ist und in vielen Millionen Einzelobjekten jeweils angepasst erfolgen muss. Die Umsetzung erfolgt in der Regel durch das lokale Handwerk, das entsprechend ausgebildet werden muss.
- n Grundsätzlich ist zu beachten, dass jeder Neubau einen zusätzlichen Wärmebedarf bedeutet – so gering er auch sein mag. Und die gesamte zum Teil sehr weitgehende Gesetzgebung für Neubauten ändert nichts am Gebäudebestand, das – da Deutschland „gebaut“ ist – die großen und weitgehend unerschlossenen Potenziale aufweist. Dieser Tatsache muss die zukünftige Gesetzgebung vermehrt Rechnung tragen.
- n Der Ausbau der erneuerbaren Energien in der Wärmeversorgung muss die Nutzungsgrenzen von Biomasse, Geothermie und Solarthermie berücksichtigen.
- n Die Infrastrukturfrage ist im Wärmemarkt besonders kritisch, da es (im Gegensatz zum Strommarkt) sowohl leitungsgebundene (zentrale Wärmenetze) als auch lokale, kleintechnische (dezentrale) Lösungen gibt. Die vergleichende Bewertung von zentralen und dezentralen Wärmeversorgungssystemen muss immer unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten erfolgen. Eine generelle und übertragbare Antwort kann und wird es nicht geben; da sie von einer Vielzahl von

Randbedingungen (z. B. der Technologie- und Energiepreisentwicklung) abhängt, bedarf es hier deutlich verbesserter Bewertungsinstrumente, mit denen langfristig belastbare Aussagen erarbeitet werden können.

- n Wenn Nah- oder Fernwärmelösungen für ein nachhaltiges Wärmeversorgungssystem erforderlich sind, müssen sie langfristig geplant und gezielt eingeführt werden, um die Hemmnisse in der Einführungsphase zu überwinden und das Investitionsrisiko zu reduzieren. Parallel dazu sind die Rahmenbedingungen so zu setzen, dass die versorgten Gebiete auch längerfristig urbane Gebiete bleiben.
- n Innovationen in Wärmenetztechnologien müssen verstärkt entwickelt (Low-Exergienetze, Kombination mit saisonalen Speichern, KWK und Solarthermie etc.), Markteinführungsstrategien untersucht (insbesondere in Bestandsquartieren) und Maßnahmen zur Unterstützung einer Marktimplementierung identifiziert und umgesetzt werden. Hier erleichtern innovative Techniken, neue Ansätze und der Abbau administrativer Barrieren den Netzausbau; ein Beispiel sind ökonomisch umsetzbare mobile Wärmespeicher.
- n In ländlichen Räumen und in Verdichtungsgebieten/Metropolregionen werden sich deutlich unterschiedliche Konzepte für eine nachhaltige Wärmebereitstellung entwickeln; entsprechend sollte die Entwicklung von an die jeweiligen Randbedingungen angepassten Konzepten gezielt unterstützt werden.



Solarkollektoren (Quelle: Viessmann Werke)

- n Neue technische Ansätze (auch Strom zum Heizen) müssen auf ihre Relevanz im Kontext der sich verändernden energiewirtschaftlichen Gegebenheiten hin untersucht werden; die hier gegebenen Möglichkeiten müssen wissenschaftlich fundiert bewertet werden – unter unterschiedlichen Szenarien einer möglichen Entwicklung des zukünftigen bundesdeutschen Energiesystems.
 - n Der Wärme- und Strommarkt werden zukünftig – bewahrheiten sich die derzeit sich abzeichnenden Entwicklungen – enger zusammenwachsen. Dabei wird der Wärmemarkt auch Dienstleistungen für den Strommarkt erbringen können (und potenziell auch müssen); hierzu müssen die notwendigen technischen Voraussetzungen an der jeweiligen Anlage und im Energiesystem geschaffen werden. Hier bieten die zu erwartenden Veränderungen und sich abzeichnenden Entwicklungen im Strommarkt eine Vielzahl an neuen Möglichkeiten und Optionen auch im Wärmemarkt; hier stehen wir vergleichsweise erst am Anfang möglicher Entwicklungen.
 - n Es gibt eine große Unsicherheit bei den Nutzern und Investoren über die richtige/beste/optimale Heiztechnologie; deshalb bedarf es der Entwicklung von Methoden, die die verfügbaren Anlagen aus Nutzersicht vergleichbar(er) machen (also nicht nur auf dem Teststand im Labor oder Technikum, sondern auch bezüglich ihrer Praxistauglichkeit).
 - n Die Bedeutung der Wärmespeicherung wird künftig deutlich zunehmen; eine effiziente Wärmespeicherung ist essenziell für die Weiterentwicklung des Wärmemarkts. Die vorhandenen wasserbasierten Wärmespeicherkonzepte müssen hierzu weiterentwickelt werden (z. B. effiziente Be- und Entladekonzepte); thermochemische und Phasenwechselmaterial-Speicher bedürfen noch der Grundlagenforschung.
 - n Die Digitalisierung und Vernetzung erreicht zunehmend auch die Haustechnik und die Wärmeversorgungs- bzw. Klimatisierungssysteme (Smart-Home-Technologien, Internet of Things). Die darin liegenden Potenziale der Effizienzsteigerung durch optimierte Steuerung und Überwachung der Wärme- und Stromkomponenten müssen durch forcierte F&E-Aktivitäten identifiziert und erschlossen werden.
- Wärmeverbrauchs bzw. -bedarfs – und damit der gesamten Wärmenachfrage – und andererseits durch eine klimaverträglichere Wärmebereitstellung auf der Basis regenerativer Energien, aber auch beispielsweise durch eine Wärmerückgewinnung. Diese beiden Seiten der gleichen Medaille sollten aber besser wie in der Vergangenheit zu einer schlüssigen und konsequent umgesetzten politischen Strategie zusammengeführt werden, die dann auch konsequent durch entsprechende Maßnahmen in der Praxis umzusetzen ist.
- n Der Wärmemarkt ist sehr komplex und enorm vielfältig und benötigt deshalb für verschiedene Sektoren und unterschiedliche Gegebenheiten jeweils unterschiedliche Lösungsansätze mit gegebenenfalls verschiedenartigen technischen Lösungen; die bzw. eine Lösung für den gesamten Wärmemarkt in Deutschland kann und wird es nicht geben.
 - n Die aktuelle Marktentwicklung reicht nicht aus, um die politischen Zielvorgaben von 14 % Wärme aus erneuerbarer Energie im Wärmesektor zu erreichen. Dazu muss der Gesetzgeber aktiv werden und zusätzliche Maßnahmen auf sehr unterschiedlichen Ebenen implementieren. Auch sind 14 % erneuerbare Energien im Wärmebereich nur ein erster Schritt (das heißt ein überschaubares Zwischenziel für einen übersehbaren Zeitraum). Nimmt man Klimaschutz – und damit die politisch artikulierten und implementierten Ziele – ernst, müssen aber bereits heute Maßnahmen ergriffen und Wege eingeschlagen werden, die das Potenzial haben, in den Jahren nach 2020 zu deutlich höheren Anteilen an regenerativen Energien im Wärmemarkt zu führen; auch die legalen und administrativen Weichen dafür müssen bereits heute gestellt werden.



Biogas-BHKW (Quelle: Viessmann Werke)

Schlussfolgerungen

- n Der Wärmemarkt kann (und soll bzw. muss) einen sehr großen Beitrag zum Klimaschutz leisten – und dies einerseits durch eine Reduktion der
- n Eine nachhaltige Wärmeversorgung für Deutschland ist nur mit einem ausgewogenen Mix aus ver-

schiedenen regenerativen Energieträgern möglich; deren Anteil muss systematisch und kontinuierlich in den kommenden Jahren gesteigert werden.

- n Aufgrund des bereits realisierten und zukünftig geplanten Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung nimmt die Integration des Wärme- und Strommarkts kontinuierlich zu. Zusätzlich werden infolge des starken Preisverfalls der photovoltaischen Stromerzeugung und des ansteigend höheren Anteils einer fluktuierenden Erzeugung aus Wind und Sonne in einem zunehmenden Maße Überschüsse im Stromsystem auch in den Wärmesektor verschoben. Potenziell und auch real kann der Wärmemarkt Dienstleistungen für das Stromsystem leisten, wenn in den kommenden Jahren die dafür benötigten administrativen, organisatorischen und technischen Voraussetzungen geschaffen werden, damit alle damit verbundenen Synergieeffekte vollumfänglich in unserem Energiesystem genutzt werden können.



Eisspeicher (Quelle: Viessmann Werke)

- n Zukünftig müssen verbesserte Bewertungsmaßstäbe gefunden werden für ein optimiertes, auf die individuellen Gebäude angepasstes Verhältnis von Effizienzmaßnahmen im Gebäude und einer regenerativen Energieversorgung; dies gilt insbesondere für den (denkmalgeschützten) Bestand („Deutschland ist gebaut“).
- n Gegenüber dem Strommarkt hat der Wärmemarkt sowohl Nachholbedarf bei der Unterstützung der Markteinführung als auch bei Forschung und Entwicklung. In beiden Bereichen bedarf es stärkerer politischer Anstrengungen bzw. der Implementierung verbesserter politischer Instrumente.
- n Der künftige Wärmemarkt ist mit unterschiedlichen Infrastrukturen denkbar. Infrage kommen dezentrale Beheizung mit Biogas (Gasnetz), Wärmepumpen (Stromnetz) oder Holz kombiniert mit Solarwärme sowie zentrale Wärmeversorgung mit Kraft-Wärme-Kopplung (Nahwärmenetze). Unsicherheiten über den künftigen Wärmemarkt und die Entwicklung fossiler Energiepreise führen dazu, dass langfristige Infrastrukturentscheidungen (Bau von Nahwärme- und Gasnetzen) mit einem hohen Investitionsrisiko behaftet sind.
- n Aus organisatorischer Sicht wäre es sinnvoll, die planungsrechtlichen Grundlagen so zu gestalten, dass ein detaillierter Energieversorgungsplan bzw. ein umfassendes Energiekonzept zu jedem Bebauungsplan obligatorisch wird – und das sowohl für Neubaugebiete als auch für den Bestand, auch wenn letzteres rechtlich sehr problematisch werden könnte, da dies nach heutiger Rechtslage eine Änderung der bestehenden Bebauungspläne bedeuten würde. Insgesamt würde dies aber die Grundlagen für die Planung einer effizienten Wärmeversorgung deutlich verbessern und damit helfen, die politischen Ziele im Wärmemarkt zu erreichen.
- n Bei der Wärmedämmung im fremdgenutzten Gebäudebestand (das heißt Mietgebäudebestand) muss das Dilemma, dass die Kosten für die Dämmung der Hauseigentümer trägt und der Nutzen der Mieter hat, unter Berücksichtigung möglicher sozialer Folgen (z. B. finanzielle Überforderung der Mieter) aufgelöst werden. Gleiches gilt sinngemäß auch für die Kosten für die Installation von Wärmeerzeugern auf der Basis erneuerbarer Energien (z. B. (Zusatz-)Kosten für den Einbau einer solarthermischen Anlage). Nur wenn dieses Problem nachhaltig und akzeptierbar gelöst ist, wird sich der Markt entsprechend entwickeln; dann erscheinen auch die politischen Zielvorgaben zur Nutzung regenerativer Energien im Wärmemarkt erreichbar.
- n Aber auch im eigengenutzten Wohnraum (das heißt im selbstgenutzten Gebäudeeigentum) sind Amortisationszeiten von 20 Jahren und mehr für energetische Maßnahmen schwer zu vermitteln. Deshalb müssen hier neben den rein monetären Aspekten einer energetischen Sanierung auch Überlegungen wie Behaglichkeit, Wohngefühl, Versorgungssicherheit, Beitrag zum Klima- und Umweltschutz und Nachhaltigkeit vermittelt werden – auch wenn diese nicht alle vollständig und zweifelsfrei quantifizierbar und auch nicht zwingend immer objektiv messbar sind.
- n Zukünftig dürfte es immer schwieriger werden, unter Kosteneffizienzgesichtspunkten neue größere Fernwärmenetze zu realisieren. Dies gilt nicht zwingend für Nahwärmeinseln, bei denen oft mit einem vergleichsweise geringen Investitionsvolumen durchaus beachtliche Wärmenachfragepotenziale erschlossen werden können, wenn es gelingt, alle Beteiligten „in ein Boot“ zu holen. Deshalb

sollten die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen diese Option verstärkt unterstützen; parallel dazu ist aber auch die Kreativität der lokal handelnden Akteure gefragt, die durch innovatives Denken unkonventionelle Lösungen erarbeiten und diese vor Ort – und Einbeziehung aller involvierten Akteure und zum Teil unter Integration der lokalen Politik – durchsetzen müssen.



Solarthermie und Biomasse (Quelle: Viessmann Werke)

- n Die Brennwerttherme auf der Basis von Biomethan ist unter Energie- und Klimaschutzaspekten sehr effizient. Die Effizienz könnte durch den Einsatz motorgetriebener Wärmepumpen – ebenfalls auf der Basis von Biomethan – nochmals merklich verbessert werden. Deshalb sollte durch flankierende Maßnahmen der Weg für die Markteinführung dieser Option geebnet werden; dies müsste entsprechende F&E- und parallel dazu zielführende Markteinführungsmaßnahmen beinhalten (z. B. Erweiterung des Leistungsspektrums der am Markt vorhandenen Wärmeerzeuger hin zu kleineren thermischen Leistungen).
- n Biogene Festbrennstoffe (Stückholz, Hackgut, Pellets) werden auch weiterhin den Löwenanteil der Wärme aus regenerativen Energien in Deutschland beitragen. Die Brennstoffbereitstellung ist aus technischer Sicht vorhanden und kann in einem kleinen Maßstab durch den Anlagenbetreiber realisiert werden. Die Konversionsanlagen sind mit einem zum Teil hohen Komfortstandard und mit hohen Umwandlungswirkungsgraden am Markt verfügbar. Und letztlich ist die Holzverbrennung im kleinen Leistungsbereich bei den Bürgern weitgehend akzeptiert und wird vor dem Hintergrund der damit oft verbundenen (gefühlten) Unabhängigkeit der Energieversorgung in vielen Fällen forciert genutzt. Um eine weitere Marktdurchdringung – auch unter Nachhaltigkeitsaspekten – zu ermöglichen, müssen
 - das Biobrennstoffangebot ohne signifikante Nutzungskonkurrenzen ausgeweitet (z. B. durch die Markteinführung von Mischbrennstoffen mit definierten verbrennungstechnischen Eigenschaften) und auf einem zu heute vergleichbaren Preisniveau,
 - die Biobrennstoffmärkte insbesondere für Stückholz professionalisiert,
 - die Konversionsanlagentechnik emissionsärmer (unter anderem Feinstaub) und noch bedienfreundlicher sowie
 - die regelmäßige umweltseitige Überprüfung – bei einer insgesamt sukzessive reduzierten Umweltbelastung – verbessert werden.
- n Solarthermische Systeme haben den prinzipiellen Nachteil, dass sie im Allgemeinen ein Back-up-System mit der vollen thermischen Leistung benötigen, da im Winter bei geschlossener Schneedecke praktisch keine solare Wärme bereitgestellt werden kann. Deshalb kann solarthermische Wärme üblicherweise nur fossile oder regenerative Brennstoffenergie substituieren. Und bei den heutigen Brennstoffpreisen ist eine solare Wärmeerzeugung deshalb aus rein betriebswirtschaftlicher Sicht kaum darstellbar. Um trotzdem der Solarthermie eine größere Marktbedeutung zu ermöglichen, müssen weitergehende administrative Lenkungsmaßnahmen insbesondere für den Bestandswohnungsbau implementiert werden, mit denen dieses Problem überwunden – oder zumindest entschärft – werden kann.
- n Die Nutzung der oberflächennahen Geothermie mittels Wärmepumpen hat die letzten Jahre tendenziell eine weitere Verbreitung gewonnen. Mit höheren Anteilen einer Stromerzeugung aus regenerativen Energien wird diese Option auch immer klimaeffizienter. Hinzu kommt, dass Wärmepumpen zur Wärmenachfragedeckung im Allgemeinen beispielsweise durch den Netzbetreiber steuerbar ausgelegt werden können und üblicherweise über einen entsprechend groß dimensionierten Wärmespeicher verfügen. Sie können damit helfen, die fluktuierende Erzeugung aus Wind und Sonne auszugleichen. Diese Möglichkeit ist deshalb eine ganz wesentliche Option zur Stabilisation des Stromsystems bei höheren Anteilen einer Stromerzeugung aus Wind und Sonne. Gleiches gilt sinngemäß beispielsweise auch für die mit Biogas oder Biomethan betriebenen BHKW, die ebenfalls einen diesbezüglichen Beitrag leisten könnten.
- n Tiefe Geothermie trägt heute zur Deckung der Niedertemperaturwärme nur sehr wenig bei, da im Allgemeinen die Errichtung einer entsprechenden Wärme-Verteilinfrastruktur (z. B. Fernwärmenetz) sehr aufwendig ist. Deshalb sollten hier verstärkt die Möglichkeiten der Wärmebereitstellung für

vorhandene Fernwärmenetze einerseits und industrielle (und gewerbliche) Nachfrager – sowohl als große Einzelnachfrager (z. B. große Industrieunternehmen) oder als Nachfragegruppen (z. B. Gewerbegebiet) – geprüft werden.

- n Mit höheren Anteilen elektrischer Energie aus fluktuierenden Quellen im Stromversorgungssystem nimmt die Notwendigkeit zu, effiziente Wege zu finden und am Markt umzusetzen, mit denen die Stromversorgung vor dem Hintergrund der gegebenen (und kaum beeinflussbaren) Nachfrage und der durch das meteorologische Angebot bestimmten Stromerzeugung stabilisiert werden kann. Hier bietet sich der Wärmemarkt wegen seiner energiewirtschaftlichen Bedeutung einerseits und der relativ einfachen Wärmespeichermöglichkeit andererseits an. Deshalb werden der Wärmemarkt und der Strommarkt in den kommenden Jahren weitergehend „zusammenwachsen“ müssen; der Schlüssel dafür ist aus heutiger Sicht der Gasmarkt. Beispielsweise kann durch den einfachen Einbau einer Elektroheizpatrone in den Wärmespeicher einer Gas-Brennwert-Wärmeversorgung bei Stromüberschuss Erdgas substituiert (das heißt nicht aus dem Netz bezogen) werden (das heißt bilanzielle „Umwandlung“ von Strom in Erdgas mit einem Wirkungsgrad von über 100 %) und bei Strommangel kann dieses Erdgas dann in einer Erdgas-GuD-Anlage mit elektrischen Wirkungsgraden von über 60 % verstromt werden. Zusätzlich dazu gibt es weitere derartige Beispiele, die eine vertiefte Analyse derartiger Konzepte lohnend erscheinen lassen. Deshalb müssen durch entsprechende F&E-Maßnahmen sowie eine angepasste Flankierung durch die Setzung des energiewirtschaftlichen Rahmens die Voraussetzungen geschaffen werden, dass derartige Konzepte eine Umsetzungschance bekommen.



Solarkollektor (Quelle: Solvis)

- n Auch beeinflussen sozioökonomische Effekte das Investitionsverhalten im Wärmemarkt entscheidend. Gebäudeeigentümer bzw. Bauherren wägen

mit dem vorhandenen Wissen ab, ob sich eine Investition in erneuerbare Wärmetechnologien lohnt und ob ausreichend Kapital vorhanden ist. Sind diese Bedingungen nicht erfüllt, wird die Sanierungsinvestition entweder zugunsten von Wärmetechnologien auf der Basis fossiler Energieträger getroffen oder gar nicht realisiert. Dies liegt unter anderem an dem fehlenden Wissen über die Wirtschaftlichkeit, die in Unsicherheit der Entscheider über die „richtige“ Wahl des Energieträgers bzw. Versorgungssystems und den idealen Zeitpunkt der Sanierung resultiert. Hinzu kommt die in der Vergangenheit mehrfach gegebene Diskontinuität in der Förderung (MAP), die diese Unsicherheit der Sanierungsentscheidung zusätzlich erhöht.

- n Die Eigentumsstruktur des Wohnungsbestands in Deutschland (Mietquote ca. 53 %) dämpft die Dynamik energetischer Sanierungen. Sanierungsbedingte Mietkostenerhöhungen, die nicht in gleichem Umfang durch eingesparte Nebenkosten kompensiert werden, können für viele Mieter eine finanzielle Überforderung bedeuten. Deshalb erlaubt der Gesetzgeber nur eine begrenzte Weitergabe der Kosten für energetische Sanierungen durch den Vermieter an die Mieter. Für die Wohnungseigentümer mindert dies die Wirtschaftlichkeit der Investition.
- n Die Wohnungswirtschaft ist räumlich inhomogen strukturiert. Einerseits sind in einigen Regionen (z. B. Ruhrgebiet, Osten Deutschlands) die Akteure mit den gesetzlichen Anforderungen zur energetischen Sanierung (EnEV) bzw. mit der Integration erneuerbarer Wärme oft finanziell überfordert. In Regionen mit hohen Mietpreisen und -erträgen, insbesondere in den zentralen Metropolen, ist zwar das Kapital für energetische Sanierungen vorhanden, oftmals ist aber wegen der bereits hohen Mieten die weitere Anhebung (der Kaltmiete) nicht mehr sozialverträglich möglich (das heißt, in Gebieten mit einem hohen Nachfragedruck auf dem Wohnungsmarkt sind die Mieten schon jetzt so hoch, dass sehr aufwendige energetische Sanierungen negative soziale Auswirkungen mit sich bringen können und deshalb energetische Sanierungen so lange wie nur irgendwie möglich rausgezögert werden).
- n Der Wärmesektor wird aufgrund unterschiedlicher Siedlungsstrukturen, verschiedenartiger vorhandener Infrastrukturen und andersartiger Anforderungen und aus historischen Gründen voneinander abweichender Gebäudesubstanz auch zukünftig sehr divers bleiben. Deshalb werden Analyse- und Bewertungsmethoden zur Ermittlung optimierter Systemkonfigurationen auf der Basis der vorhandenen bzw. der zu erwartenden lokalen Gegeben-

heiten – und unter Berücksichtigung einer möglichen Systemdienstleistung im Strommarkt und der lokalen Vorgaben (z. B. Verbot bestimmter Heizungssysteme in bestimmten Siedlungsgebieten) – benötigt, um die jeweils optimalen Technologien/-Technologiekombinationen für den Einsatz im Wärmemarkt zu identifizieren. Dabei ist immer ein sinnvoller Kompromiss zwischen den gebäudeseitigen und den energiebereitstellungsseitigen Maßnahmen zu finden.



Intelligente Gebäude (Quelle: Siemens AG)

- n Die erheblichen Klimagasreduzierungsziele im Wärmemarkt können – aufgrund der Inhomogenität dieses Sektors – nur mittels sehr flexibler gesetzlicher Instrumente erschlossen werden. Diese sind in den kommenden Jahren weiter zu entwickeln und könnten sich beispielsweise an einer maximalen im Zeitverlauf abnehmenden Klimagasfreisetzung pro m² Wohnfläche orientieren, die dann standortabhängig
 - durch gebäudeseitige Maßnahmen,
 - energiebereitstellungsseitige Maßnahmen (das heißt Nutzung regenerativer Energien) oder
 - eine Kombination daraus
 - realisiert werden könnten.
- n Wesentlich ist auch eine technologische Weiterentwicklung der vorhandenen Wärmeerzeugungssysteme, die den steigenden Ansprüchen an eine Klimatisierung (das heißt Heizen und Kühlen) einerseits und den potenziellen Anforderungen des Strommarkts andererseits adäquat Rechnung trägt.
- n Im Zuge der Umstrukturierung des Energiesystems hin zu mehr regenerativen Energien werden zukünftig vermehrt „neue“ technische Lösungen benötigt werden. Diese müssen entwickelt, erprobt und optimiert werden, damit sie dann am Markt verfügbar sind. Diesen Prozess zu katalysieren ist eine staatliche Aufgabe im Rahmen einer nachhaltigen Daseinsvorsorge. Dafür reicht die bereits
 - n ausgeweitete Forschungsförderung aufgrund des erheblichen Nachholbedarfs im Wärmesektor zusammen mit den in den kommenden Jahren verstärkt zu erwartenden strukturellen Veränderungen im Energiesystem nicht aus.

4.3 Regenerative Energien im Verkehrssektor

Stand

- n Der Mobilitätssektor ist ein weiterer wesentlicher Energiemarkt in Deutschland, der primär durch fossile Energieträger (Benzin/Super, Kerosin, Diesel, CNG (Erdgas), LPG, Schweröl) gedeckt wird. Hinzu kommen in einem begrenzten Ausmaß flüssige und gasförmige Biokraftstoffe. Zudem wird noch elektrische Energie eingesetzt, die zum Teil aus dem Netz stammt (deutscher Strommix) und teilweise (bilanziell) ausschließlich aus erneuerbaren Energien resultiert (z. B. bestimmte S-Bahn-Netze, ICE-Flotte der DB).
- n Auch wird Strom aus erneuerbaren Energien im Verkehrssektor eingesetzt. Beispielsweise umfasste der Traktionsstrom im deutschen Schienenverkehr 2014 etwa 10,2 TWh mit einem Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien von 35,2 %; absolut entspricht dies 3,6 TWh. Zudem soll die Elektrifizierung des Straßenverkehrs entwickelt werden. In Deutschland waren mit Stand 01. Januar 2014 rund 24.000 Fahrzeuge in Betrieb, die ausschließlich oder teilweise mit elektrischer Energie betrieben wurden; davon handelt es sich bei etwa der Hälfte um rein elektrische Pkw und bei dem verbleibenden Teil um Krafträder, Lkw und Busse sowie Plug-in-Hybrid-Pkw. Der Stromverbrauch dieses Fahrzeugbestands lag 2011 bei etwa 67 GWh und wird für 2012 auf 87 GWh abgeschätzt (18 % Pkw, 82 % Busse, Lkw und Sonstige). Für 2014 kann ein Stromverbrauch von rund 130 GWh hochgerechnet werden.
- n Durch die gesetzlichen Vorgaben der letzten Jahre musste sich die Biokraftstoffproduktion immer mehr an immer anspruchsvolleren Nachhaltigkeitskriterien orientieren. Dadurch werden die heute auf dem Markt angebotenen Biokraftstoffe – und hier insbesondere die dafür benötigten Rohstoffe – im Vergleich zu identischen Rohstoffen, die für den Nahrungs- und/oder Futtermittelmarkt produziert werden, auf der Basis deutlich anspruchsvollerer ökologischer und auch sozialer Standards angebaut bzw. hergestellt.



Rapsfeld (Quelle: TUHH)

- n Der Verkehrssektor hat einen Anteil von rund 30 % am Endenergieverbrauch in Deutschland; näherungsweise vergleichbar sind auch die Treibhausgasemissionen. Hierbei trägt der Straßenverkehr mit etwa 85 % den größten Anteil an den Treibhausgasemissionen bei. Daher verfolgt die Automobilindustrie neben der Effizienzsteigerung konventioneller Antriebe auch alternative Ansätze in der Fahrzeugentwicklung auf Basis beispielsweise von Strom oder Wasserstoff. Ein wesentlicher Treiber dieser Entwicklungen ist und bleibt dabei das Ziel der Verbrauchsreduktion der Fahrzeuge.
- n Zu den Elektrofahrzeugkonzepten zählen batterieelektrische Fahrzeuge (BEV), Range Extender und im weiteren Sinne Brennstoffzellenfahrzeuge. Im Gegensatz zu Verbrennungsmotoren entfalten Elektroantriebe ihr volles Drehmoment schon bei geringen Drehzahlen; dies ermöglicht ein zügiges Anfahren und eine hohe Beschleunigung. Elektromotoren zeigen im Vergleich zu Verbrennungsmotoren deutlich höhere Wirkungsgrade (das heißt sie setzen elektrische Energie fast vollständig in Bewegungsenergie um).
- n Das Elektrofahrzeugangebot ist geprägt von Kleinserien sowie Fahrzeugmodellen hauptsächlich im Kleinwagensegment mit einer Reichweite von bis zu 200 km. Das Ergebnis eines Praxistests mit Stuttgarter Taxis zeigt, dass die tatsächliche Reichweite aber nur bei rund 100 km liegt. Deshalb haben Elektrofahrzeuge, die deshalb prädestiniert sind für den Cityverkehr mit kurzen, innerstädtischen Mobilitätsbedürfnissen, noch keine breite Käuferakzeptanz gefunden.
- n Für die Elektromobilität ist die Batterietechnik die Schlüsseltechnologie. Derzeit sind aber die Kosten leistungsstarker Batterien (noch) zu hoch, die Reichweite (noch) zu gering, die Systeme (noch) zu schwer und die Ladezeit (noch) zu lang. Auch fehlen Langzeiterfahrungen bezüglich Lebensdauer, Sicherheit, Systemoptimierung und Nutzerverhalten. Dies gilt sinngemäß auch für das Batterierecycling (Prozesse und Infrastruktur), da die potenziell benötigten mineralischen Rohstoffe – wie auch die fossiler Energierohstoffe – endlich und damit teuer sind.
- n Batteriesysteme für Elektrofahrzeuge haben Systemlösungspotenzial, da sie sowohl die fluktuierende Stromerzeugung erneuerbarer Energien (Wind, Sonne) ausgleichen als auch als Speicher für den elektrischen Fahrzeugantrieb dienen können. Beide Optionen werden diskutiert; offen ist, wie eine Kombination im Rahmen einer technisch verlässlichen, ökonomisch darstellbaren, ökologisch vielversprechenden und sozial akzeptablen Win-win-Situation optimal gestaltet werden kann.
- n Derzeit diskutierte alternative Antriebstechnologien der Fahrzeughersteller sind neben Gasantrieben die Hybride, eine Kombination aus Verbrennungsmotor und Elektromotor und die Elektrofahrzeuge, die mit Elektromotoren als Antriebsquelle fahren. Hier können – je nach Anteil des Einsatzes des Elektromotors – neben dem Verbrennungsmotor Mikro-Hybride (Start-Stop-Systeme, Elektromotor mit bis zu 25 kW), Mild-Hybride, Voll-Hybride (hier ist rein elektromotorisches Fahren möglich) oder Plug-In-Hybride unterschieden werden. Letzterer, auch „Steckdosenhybrid“ genannt, kann an der heimischen Steckdose oder an Ladestationen aufgeladen werden. Meist hat er eine größere Batterie als ein reiner Hybrid und stellt damit eine Mischform zwischen Hybriden und Elektrofahrzeugen dar.

Tendenzen

- n Elektromobilität könnte – so die derzeit laufenden und geplanten Entwicklungsaktivitäten erfolgreich sind und am Markt umgesetzt werden können – eine wichtige technische Säule für den Umbau des Energiesystems („Energiewende“) werden und bietet auch große Chancen für den Industriestandort Deutschland unter dem Aspekt „Entwicklung exportfähiger Technologien“. Die Schlüsseltechnologie ist dabei die Batterie, die es soweit zu erüchtigen gilt, dass die den gegebenen Anforderungen vollumfänglich gerecht wird.
- n Geplant ist von Seiten der Bundesregierung eine Million Elektroautos bis 2020. Aus heutiger Sicht und vor dem Hintergrund der bisher sehr verhaltenen Marktentwicklung ist es eher wenig wahrscheinlich, dass diese ambitionierten Ziele erreicht werden können, zumal auch nur ein Teil der ursprünglich geplanten F&E-Mittel der Fahrzeughersteller de facto verausgabt wurden und nicht

erkennbar ist, dass sich dies in der kommenden Zeit ändern wird.



Elektroauto (Quelle: © Georg Sander/PIXELIO)

- n Eine stärkere Elektrifizierung des Verkehrssektors wird vielfach als der Schlüssel für eine stärkere Integration regenerativer Energien mit einer fluktuierenden Angebotscharakteristik in das Stromversorgungssystem angesehen. Auch wenn grundsätzlich unstrittig ist, dass hier ein gewisses diesbezügliches Potenzial vorhanden ist, müssen die Ergebnisse der laufenden F&E-Aktivitäten zeigen, ob – und in welcher Größenordnung – dieses Potenzial in den kommenden Jahren unter Kosten-Effizienz-Gesichtspunkten auch gehoben werden kann.
- n Power to Gas – das heißt die Umwandlung von elektrischer Energie vornehmlich aus Wind und Sonne in „grünen“ Wasserstoff – wird von der Politik vielfach als eine sehr vielversprechende Option auch für den Verkehrssektor angepriesen. Hier müssen weitergehende Untersuchungen und Analysen zeigen, ob dieser Pfad im Vergleich zu den heute, morgen und übermorgen (potenziell) gegebenen Mobilitätsalternativen aus technischer, ökonomischer und ökologischer Sicht auch wirklich tragfähig ist und eine Chance hat, sich am Markt unter den dort gegebenen Bedingungen durchzusetzen. Und wenn diese Entwicklung kommt, kommt sie sicherlich mit einer zeitlichen Verzögerung, da die Markteinführung von Brennstoffzellenfahrzeugen sich in den letzten Jahren immer weiter verzögert hat und potenziell auch in den kommenden Jahren erneut verzögern wird.
- n Im Unterschied zu „klassischen“ Fahrzeugen werden Elektrofahrzeuge mit „neuen“ Verkaufsmodellen angeboten. Das „Kauf-Leasing“, bei dem der Kunde das Fahrzeug kauft, aber die Batterie least (also Betriebskosten aus Stromkosten und Batteriemiete), ist ein derartiges Modell; weitere sind in der Diskussion. Offen ist, wie sich dieser Markt entwickeln wird. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Multifunktionalität der Batterie (unter anderem Ausgleich einer fluktuierenden

Stromerzeugung) stärker genutzt werden soll und/oder die Batterie nach Erreichen der technischen Lebensdauer im Elektrofahrzeug zur Netzstabilisation eingesetzt werden soll (sogenannte Second-use-Batterie).

- n In den letzten Jahrzehnten hat sich das Mobilitätsverhalten insbesondere in den Ballungs- und Verdichtungsräumen (unter anderem Metropolregionen) stark verändert; die emotionale Wertigkeit des eigenen Kfz hat an Bedeutung verloren. Deshalb konnten sich in derartigen Verdichtungsräumen auch Dank des oft gut ausgebauten öffentlichen Nahverkehrs, der Parkplatzproblematik, den Kosten für ein Fahrzeug und gegebenenfalls auch der zunehmenden Wichtigkeit der „virtuellen“ Welten „neue“ Mobilitätskonzepte (unter anderem Car-Sharing, Car2go, Teilauto, Call a Bike) etablieren – und das bei wachsender Tendenz. Diese Entwicklung eröffnet auch Möglichkeiten für den verstärkten Einsatz von Mobilitätsoptionen auf der Basis regenerativer Energien, die in den kommenden Jahren intensiver zu entwickeln und im Markt zu implementieren sind. Dies wird nur dann erfolgreich sein, wenn diese Entwicklung durch entsprechende F&E-Mittel unterstützt wird.



Garage mit Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge (Quelle: Siemens AG)

- n In den ländlichen Gebieten ist die dort lebende Bevölkerung nach wie vor auf das persönliche Fahrzeug angewiesen. Dort ist der öffentliche Verkehr im Allgemeinen sehr eingeschränkt. Das Auto bedeutet hier Freiheit, Versorgungssicherheit, soziale Kontakte und Zugang zu städtischen Zentren – neben dem Internet. Deshalb ist nicht zu erwarten, dass sich in derartigen ländlichen Gebieten Deutschlands ähnliche Tendenzen wie in den Metropolregionen abzeichnen werden. Da in den kommenden Jahren die ländlichen Gebiete tendenziell immer dünner besiedelt und die Verdichtungsräume weiter an Bevölkerung gewinnen werden – und die Durchschnittsbevölkerung immer älter und gleichzeitig mobiler wird – ist in der Summe Deutschlands jedoch von veränderten und

sich im Mittel weiter verändernden Mobilitätsgewohnheiten auszugehen.

- n Einige Mobilitätsanbieter haben ihren schienengebundenen Verkehr zum Teil oder vollständig (bilanziell) auf „grünen“ Strom umgestellt in der Hoffnung, dass der zahlende Kunde diese Entwicklung honoriert. Bisher deuten auch erste Indikatoren darauf hin, dass dieses Kalkül aufgeht. Deshalb ist aus heutiger Sicht zu erwarten, dass diese Entwicklung zukünftig weitergeht und damit zunehmend mehr Anbieter derartige Mobilitätsprodukte anbieten (z. B. Straßenbahnfahrt mit „grünem“ Strom) und dadurch der schienengebundene Verkehr überproportional mehr Strom aus regenerativen Energien nutzen wird.
- n Der Luftverkehr wird auch zukünftig mit Kerosin fliegen, da
 - die Flugzeugflotte sehr langlebig ist,
 - Kerosin eine hohe Energiedichte besitzt,
 - die Kraftstoffversorgungsinfrastruktur global vorhanden und gut ausgebaut ist und
 - wirkliche Alternativen mit dem Potenzial einer zeitnahen großtechnischen Umsetzung nicht erkennbar sind.

Will oder muss der Luftverkehr im Kontext dieser Randbedingungen Klimaschutz realisieren, kommen dafür aus heutiger Sicht nahezu ausschließlich nur Biokraftstoffe infrage. Unter Kosten-Effizienz-Gesichtspunkten im Hinblick auf eine (begrenzte) Verfügbarkeit des biogenen Ausgangsmaterials und auf die benötigte Konversionsanlagentechnik bedeutet das eine Biokerosinerzeugung aus Pflanzenölen; diese Option ist global zugelassen und erfolgreich von mehreren Airlines demonstriert.



Elektro-Lkw (Quelle: Siemens AG)

Schlussfolgerungen

- n Der Mobilitätsanspruch bzw. das Mobilitätsverhalten in Deutschland war die letzten Jahre und ist nach wie vor einer deutlichen Diversifizierung unterworfen – zumindest in den Metropolregionen und den größeren Städten. Car-Sharing, Call a Bike und der Aufschwung der Mitfahrzentralen sind nur wenige Beispiele, die aber bisher nur in den Verdichtungsräumen und weniger in den eher ländlichen Regionen an Bedeutung gewinnen konnten. Die Elektromobilität mit der Option, Strom aus erneuerbaren Energien nutzen zu können, kann sich in diese Entwicklung ideal einklinken.
- n Für eine kostengünstige Elektromobilität bedarf es weiterer intensiver Aktivitäten der Branchen Automobil-, Maschinen- und Anlagenbau, Energieversorgung, Elektroindustrie, Chemieindustrie, Metallindustrie und IT-Technologie. Diese müssen unterstützt werden durch entsprechende Forschungseinrichtungen. Aus der Vielzahl der absehbaren und potenziell gegebenen Möglichkeiten müssen sich in den kommenden Jahren die Optionen herauskristallisieren, die
 - kostengünstig umsetzbar sind,
 - einen maximalen Zusatznutzen z. B. im Stromversorgungssystem haben,
 - höchsten Nachhaltigkeitsanforderungen entsprechen und
 - von einer sich wandelnden Gesellschaft vollumfänglich akzeptierbar sind.
- n Die effektive Speicherung elektrischer Energie ist ein wesentliches Schlüsselement der Elektromobilität. Deshalb müssen die F&E-Anstrengungen hier deutlich ausgeweitet und besser – auch zwischen der universitären und Großforschung einerseits und der Industrieforschung andererseits – vernetzt werden, damit Deutschland dort eine Spitzenstellung einnehmen und an dem zu erwartenden globalen Marktwachstum in diesem Bereich partizipieren kann. Parallel dazu müssen die entsprechenden Normen und Spezifikationen erarbeitet werden.



Rapsfeld (Quelle: TUHH)

- n Biokraftstoffe stellen – zumindest für eine Übergangszeit – eine wichtige Klimaschutzoption dar und können zur Versorgungssicherheit im Mobilitätssektor beitragen; in einigen Bereichen sind sie bisher auch praktisch alternativlos (z. B. Flugverkehr). Hinzu kommt, dass sie helfen können, die globale Ernährungssicherheit zu verbessern, die Volatilität auf den globalen Agrarmärkten zu reduzieren und Perspektiven für ländliche Gebiete zu entwickeln. Und sie müssen heute deutlich anspruchsvollere Nachhaltigkeitskriterien erfüllen wie die identische Biomasse, die für eine Nutzung im Nahrungs- und Futtermittelmarkt produziert wird. Deshalb ist es aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll, auch weiterhin für Biokraftstoffe einen begrenzten Markt zu schaffen.

Literatur

Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – **EEG 2014**) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066)

Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz – **EEWärmeG**) vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658)

EU-RED Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG

Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – **EnLAG**) vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870)

VDI 4640 Blatt 1:2010-06 Thermische Nutzung des Untergrunds; Grundlagen, Genehmigungen, Umweltaspekte. Berlin: Beuth Verlag

VDI 4640 Blatt 2:2015-05 (Entwurf) Thermische Nutzung des Untergrunds; Erdgekoppelte Wärmepumpen

VDI 4640 Blatt 3:2001-06 Thermische Nutzung des Untergrunds; Unterirdische Thermische Energiespeicher. Berlin: Beuth Verlag

VDI 4640 Blatt 4:2004-09 Thermische Nutzung des Untergrunds; Direkte Nutzungen. Berlin: Beuth Verlag

VDI 4650 Blatt 1:2014-11 (Entwurf) Berechnung der Jahresarbeitszahl von Wärmepumpenanlagen. Berlin: Beuth Verlag

VDI 4650 Blatt 2:2013-01 Kurzverfahren zur Berechnung der Jahresheizzahl und des Jahresnutzungsgrads von Sorptionswärmepumpenanlagen; Gas-Wärmepumpen zur Raumheizung und Warmwasserbereitung. Berlin: Beuth Verlag

Der VDI

Sprecher, Gestalter, Netzwerker

Ingenieure brauchen eine starke Vereinigung, die sie bei ihrer Arbeit unterstützt, fördert und vertritt. Diese Aufgabe übernimmt der VDI Verein Deutscher Ingenieure e.V. Seit über 150 Jahren steht er Ingenieurinnen und Ingenieuren zuverlässig zur Seite. Mehr als 12.000 ehrenamtliche Experten bearbeiten jedes Jahr neueste Erkenntnisse zur Förderung unseres Technikstandorts. Das überzeugt: Mit rund 154.000 Mitgliedern ist der VDI die größte Ingenieurvereinigung Deutschlands. Als drittgrößter technischer Regelssetzer ist er Partner für die deutsche Wirtschaft und Wissenschaft.

Verein Deutscher Ingenieure e.V.
Dr. Eleni Konstantinidou
Technik und Wissenschaft
Tel. +49 211 6214-219
konstantinidou@vdi.de
www.vdi.de