

■ Forschung und Innovation für Nachhaltigkeit in der Stromerzeugung

- Wege zu einer nachhaltigen Energieversorgung – Die erneuerbaren Energien als Gesamtsystem
- Photovoltaik – Forschung und Verfahrensentwicklung im Zeichen der Nachhaltigkeit
- Solarthermische Kraftwerke – Europäische Potenziale kostengünstig erschließen
- Windkraft, Wasserkraft und Meeresenergie – Technik mit sozialer, ökologischer und ökonomischer Akzeptanz
- Geothermie – Nachhaltige Stromerzeugung mit Kraft-Wärme-Kopplung
- Stromerzeugung aus Biomasse – Effizient, dezentral und grundlastfähig

Wege zu einer nachhaltigen Energieversorgung – Die erneuerbaren Energien als Gesamtsystem

Dr. Ole Langniß
ZSW
Ole.Langniss@zsw-bw.de

Wolfram Krewitt
DLR
Wolfram.Krewitt@dlr.de

Globaler Marktstatus erneuerbare Energien

Im Jahr 2004 wurden 13,1% des weltweiten Primärenergieverbrauchs durch erneuerbare Energien gedeckt [1]. Mehr als drei Viertel entfielen dabei auf feste Biomasse, die meist traditionell zum Kochen und Heizen eingesetzt wird. Diese Form der Nutzung ist häufig nicht nachhaltig, da die verwendeten Biomassen nicht nachhaltig erwirtschaftet wurden und die verwendeten Herde und Öfen viele Schadstoffe emittieren, was zu erheblichen Gesundheitsbelastungen führt.

Wasserkraft hat mit einem Sechstel den zweitgrößten Anteil an Primärenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien (2,2% Anteil an der gesamten Primärenergiebereitstellung). Über 90% der Wasserkraftkapazität von insgesamt mehr als 800 GW entfallen dabei auf große Wasserkraftwerke mit einer Leistung von über 20 MW [2]. Die mit großen Wasserkraftwerken einhergehenden großen Staudämme können gravierende ökologische und soziale Folgen haben, die einer nachhaltigen Nutzung entgegenstehen [3].

„Neue“ erneuerbare Energien, das sind insbesondere Geothermie, Wind- und Solarenergie, stehen für 3,5% aller weltweit genutzten erneuerbarer Energien und decken nur ein halbes Prozent des weltweiten Energiebedarfs. Somit tragen erneuerbare Energien zwar schon heute beträchtlich zur Deckung der weltweiten Energienachfrage bei, womit sich eine gute Ausgangsbasis zur weiteren Steigerung der Anteile bietet. Allerdings haben moderne, nachhaltige Nutzungsformen daran bisher nur einen geringen Anteil. Dies gilt, selbst wenn man berücksichtigt, dass ein geringer Teil der Biomasse auch in modernen Anlagen umgesetzt wird, und selbst wenn man die Substitutionsmethode

zugrunde legt. Es liegt also noch ein langer Weg vor einer in wesentlichen Anteilen auf erneuerbaren Energien basierenden Versorgung.

Die gute Nachricht ist, dass gerade die „neuen“ erneuerbaren Energien in den vergangenen 15 Jahren, wenn auch ausgehend von einem niedrigen Niveau, ein erhebliches Wachstum aufweisen konnten. Die Windenergie wuchs mit durchschnittlich 24,4%, Biokraftstoffe und die Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe um 8,1% und Solarenergie um 6,1% [4], wohl-gemerkt jährlich! Mit über 86% steht der ganz überwiegende Teil der modernen Anlagen in OECD-Ländern, hier stellvertretend für die entwickelten Länder. Entsprechend fand das Wachstum moderner Nutzungsformen – gestützt auf eine umfangreiche öffentliche Förderung – bisher fast ausschließlich in entwickelten Ländern statt.

Deutschland steht dabei an herausragender Stelle: Der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch konnte hier von 2,6% im Jahr 2000 auf aktuell 4,6% gesteigert und der Anteil am Bruttostromverbrauch von 6,3% auf 10,2% erhöht werden. Besonders signifikant fiel die Steigerung um 0,4% pro Jahr auf einen Anteil von 3,6% im Kraftstoffbereich aus, während der Anteil zur Wärmebereitstellung nur moderat von 3,9% auf zurzeit 5,3% gesteigert werden konnte. Wie das Beispiel Deutschland zeigt, ist eine Loslösung von der fossil-nuklearen Energieversorgung möglich.

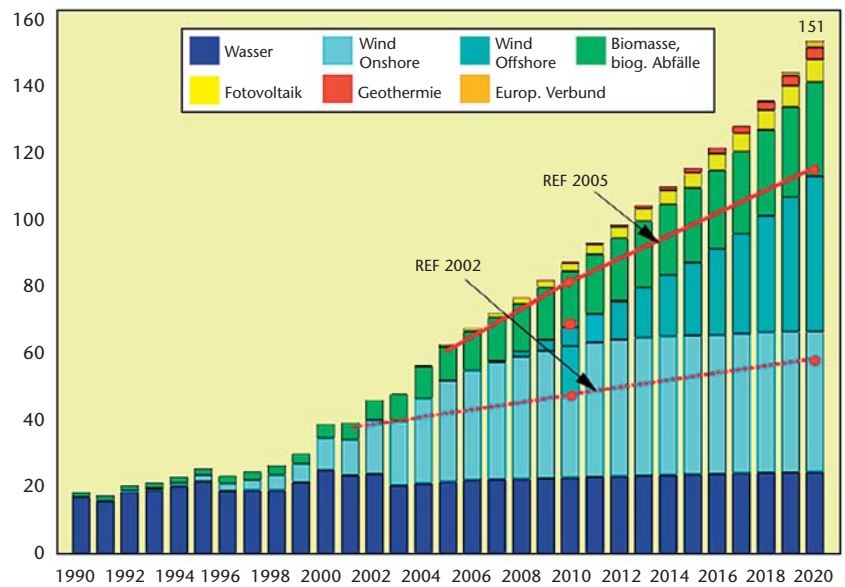
Auch andere Mitgliedsländer der Europäischen Union haben den Anteil erneuerbarer Energien in den vergangenen 15 Jahren deutlich steigern können, etwa Dänemark, die Niederlande oder Italien. Einige andere EU-Mitgliedsstaaten haben zwar absolut betrachtet erneuerbare Energien erheblich ausgebaut, gleichzeitig stieg aber die Energienachfrage mindestens im selben Tempo, wie etwa im Falle Spanien.

Aktuell nehmen moderne Nutzungsformen auch verstärkt in Entwicklungs- und Schwellenländern zu. In der Rangliste der Länder mit der größten Windenergiekapazität steht Indien mittlerweile auf dem vierten Platz, noch vor Dänemark. Die Philippinen stehen an dritter Stelle weltweit bezüglich der Stromproduktion aus Biomasse. Und in China sind über 60% aller Solarkollektoren weltweit installiert, mit einem weiterhin überdurchschnittlichen Wachstum. Weltweit führend bei der Produktion von Bioethanol sind die fünf Länder Brasilien, USA, China, Spanien und Indien. Der Vorwurf, erneuerbare Energien könnten sich nur die reichen Industrieländer leisten, hat also keinen Bestand. Im Gegenteil, immer mehr Länder nicht nur in der entwickelten Welt erkennen die Chancen, die mit dem Ausbau erneuerbarer Energien verbunden sind.

Perspektiven erneuerbarer Energien

Angesichts steigender Preise fossiler Energieträger, einer stark wachsenden Energienachfrage in Ländern wie China und Indien, weiter steigenden Treibhausgasemissionen und der wachsenden Abhängigkeit von Energieimporten aus nur wenigen Ländern ist der verstärkte Ausbau erneuerbarer Energien bei gleichzeitig deutlicher Steigerung der Energieeffizienz unumgänglich. Selbst wenn sich die Abscheidung und anschließende Einlagerung von Treibhausgasen als im großen Maßstab umsetzbar erweisen sollte, so würde sie doch nur das Problem der Treibhausgasemissionen lösen und das auch nur in einem einzelnen Sektor, nämlich der Stromerzeugung. Analoges gilt für die Kernenergie. Solche technischen Optionen könnten somit – selbst wenn sie gesellschaftliche Akzeptanz erringen sollten – nur ein ergänzendes Element in einer nachhaltigen Energieversorgung darstellen.

Die derzeit hohe Dynamik des Ausbaus erneuerbarer Energien macht realistische Prognosen und Szenarien schwierig. So ging beispielsweise eine Enquete-Kommission des Bundestages noch im Jahr 2002 in ihrem Referenzszenario davon aus, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 46 TWh im Jahr 2010 und 59 TWh im Jahr 2020 betra-



gen würde [5]. Tatsächlich wurden schon im Jahr 2005 über 62 TWh, das sind 10,2% des deutschen Stromverbrauchs, durch erneuerbare Energien bereitgestellt. Erst die jüngste energie-wirtschaftliche Referenzprognose für das Bundes-wirtschaftsministerium [6] berücksichtigt die im Strombereich in Deutschland eingesetzte Dynamik angemessen, sodass selbst Szenarien, die von einem forcierten Ausbau erneuerbarer Energien ausgehen, zumindest bis zum Jahr 2010 auf kaum höhere Werte kommen [7]. Demnach könnten erneuerbare Energien in Deutschland 86 TWh Strom im Jahr 2010 bzw. 151 TWh im Jahr 2020 bereitstellen, letzteres entspräche immerhin einem Viertel des gegenwärtigen Stromverbrauchs. Werden die Klimaschutzziele ernst genommen, d. h. die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80% reduziert, so können erneuerbare Energien einen dann durch verstärkte Effizianzforderung deutlich reduzierten Stromverbrauch zu knapp 70% abdecken. An der gesamten Primärenergiebereitstellung hätten sie dann einen Anteil von 42%.

Selbst bezüglich des Ausbaus erneuerbarer Energien pessimistische Szenarien gehen davon aus, dass weltweit betrachtet die Nutzung erneuerbarer Energien absolut gesehen zunehmen wird. Jüngst von der Internationalen Energie Agentur (IEA) herausgegebene Szenarien gehen im Basisfall davon aus, dass im Jahr 2050 durch erneu-

Abbildung 1 Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 nach [8] und Vergleich mit anderen Szenarien REF 2005 [6], Politikscenario 2002 [9] und REF 2002 [5].

erbare Energien 101 EJ bereitgestellt werden, das entspricht dem 1,7-fachen der heutigen Nutzung [10]. Allerdings würde in diesem Fall der Anteil erneuerbarer Energien an der Primärenergiebereitstellung etwas zurückgehen, da der Energieverbrauch sich in diesem Szenario mehr als verdoppeln würde, was auch zu einer mehr als Verdopplung der Kohlendioxidemissionen führte – eine alarmierende Aussicht! Einen nachhaltigeren Pfad beschreibt die IEA im TECH Plus Szenario, das trotz einem gegenüber heute um zwei Drittel erhöhten Primärenergieverbrauch immerhin zu einer Emissionsreduktion von 16% gegenüber heute führt. Im TECH Plus Szenario vervierfacht sich beinahe der Beitrag erneuerbarer Energien auf 220 EJ, damit würden 30% des Bedarfs über erneuerbare Energien gedeckt. Nicht verschwiegen werden soll, dass in diesem Szenario auch die Kernenergie einen erheblichen Ausbau erlebt, er fällt aber absolut betrachtet wesentlich geringer aus als der Ausbau erneuerbarer Energien.

Die Perspektiven für erneuerbare Energien sind also auch langfristig gut. Und unter diesen Bedingungen werden sie wachsende Anteile zur globalen Energieversorgung beitragen:

- wesentliche Steigerung der Energieeffizienz
- verstärkte Anstrengungen in Forschung und Entwicklung erneuerbarer Energien
- Stützung der Demonstration und Markteinführung
- Schaffung eines stabilen, verlässlichen politischen Umfelds, daß eine Amortisation langfristiger Investitionen in Innovationen und kapitalintensive Anlagen erlaubt.

Erforderlicher Instrumentenmix für alle Energiemärkte

Derzeit bedürfen erneuerbare Energien häufig noch der öffentlichen Unterstützung und Förderung, um in einen fairen Wettbewerb mit konventionellen Energien treten zu können. Den Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien mangelt es häufig noch an Wettbewerbsfähigkeit, teils, weil sie als Newcomer, obwohl technisch meist schon voll einsatzfähig, noch nicht auf dem selben Entwicklungsstatus

wie konventionelle Energieträger sind – und damit also noch erhebliche Kostenreduktionspotenziale vorliegen –, teils auch, weil konventionelle Energieträger direkt, etwa über staatliche Beihilfen und umfangreiche Forschungsförderung, oder indirekt über eine unzureichende Internalisierung externer (Umwelt-)Kosten subventioniert werden.

Die Praxis hat gezeigt, dass sich eine erfolgreiche Förderpolitik auf drei Säulen stützen sollte:

1. Förderung von Forschung, Entwicklung und Demonstration, um die Kosten zu senken und die Leistungsfähigkeit der Systeme zu erhöhen.
2. Entwicklung angepasster Strukturen z. B. über eine angemessene Berücksichtigung erneuerbarer Energien in Gesetzen und in der Rechtsprechung, aber etwa auch bei der Aus- und Weiterbildung auf allen Ebenen.
3. Förderung der Marktentwicklung durch Nachfragegenerierung, Beseitigung von Markteintrittsbarrieren und erleichterten Zugang zu Kapital. Letzteres ist aufgrund der typischerweise hohen Anfangsinvestitionen erneuerbarer Energien bei niedrigen laufenden Kosten von besonderer Bedeutung.

Was den Stromsektor angeht, hat Deutschland eine solche Förderpolitik mit einer umfassenden, wenn auch schwankenden Forschungsförderung, vielfältigen rechtlichen Maßnahmen wie etwa Änderungen des Baugesetzbuches und schließlich dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) als Instrument zur direkten Nachfragegenerierung in den vergangenen 15 Jahren erfolgreich betrieben. Dem EEG als Mindestpreismodell wurde kürzlich auch von der Europäischen Kommission im Vergleich mit Fördermechanismen anderer Mitgliedsstaaten ein exzellentes Zeugnis ausgestellt [11], was mehr und mehr Länder weltweit veranlasst, ähnliche Wege zu beschreiten.

Vergleichbare Entwicklungen im Kraftstoff- und Wärmesektor stehen noch aus. Zwar konnte kurzfristig über eine Mineralölsteuerbefreiung der Anteil der Biokraftstoffe in Deutschland von

nur 0,4% im Jahr 2000 auf 3,6% im Jahr 2005 gesteigert werden. Für einen mittelfristig nachhaltigen weiteren Ausbau ist allerdings eine weiterhin verlässliche Förderung notwendig, gleichzeitig sind die Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen im Bereich der Kraftstoffe der 2. Generation zu intensivieren, um damit auch die Rohstoffbasis auszubauen. Der Wärmesektor schließlich stellt ein bisher vernachlässigter Schlüsselmarkt dar, um zukünftig höhere Anteile erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch zu realisieren. Dazu ist kurzfristig die gegenwärtigen Förderung etwa im Rahmen des Marktanzreizprogrammes abzusichern, mittelfristig aber auf eine Förderung unabhängig von öffentlichen Haushalten umzustellen, um ein kontinuierliches und beschleunigtes Wachstum zu ermöglichen.

Zusammenfassung

Erneuerbare Energien sind unstrittig ein unverzichtbares Element einer nachhaltigen Energieversorgung. Bereits heute werden weltweit rund 27 Mrd. € jährlich in erneuerbare Energien investiert (ohne große Wasserkraft) gegenüber 120 Mrd. € im konventionellen Bereich. Will man die Klimaerwärmung auf ein erträgliches Maß begrenzen, müssen bis zum Jahr 2050 erneuerbare Energien die Hälfte globalen Energiebedarfs abdecken. Dazu sind mit einem technologiespezifisch angepassten Instrumentenmix sowohl Forschung und Entwicklung wie auch die direkte Markteinführung im globalen Maßstab verstärkt zu fördern.

Literatur

- [1] IEA: Renewables Information 2006. Paris 2006. Berechnung nach der international üblichen Wirkungsgradmethode. Nach der Substitutionsmethode abgeschätzt beträgt der Anteil erneuerbarer Energien 17,6%, wobei die Wasserkraft dann für 6,3% und die anderen erneuerbaren Energien für 1,5% der Primärenergiebereitstellung stehen.
- [2] REN21: Renewables Global Status Report 2006 Update. Paris, Washington 2006.
- [3] Die Größe eines Wasserkraftwerkes entscheidet aber nicht zwangsläufig über die Nachhaltigkeit. Viele kleine Wasserkraftwerke können gravierendere Auswirkungen haben als ein einzelnes großes, insbesondere wenn unterschiedlich vorbelastete Gewässer betroffen sind.
- [4] IEA: Renewables Information 2006. Paris 2006.
- [5] Endbericht der Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung." Dt. Bundestag, Drucksache 14/9400 vom 7.7.2002, Berlin.
- [6] EWI Köln, Prognos AG. Energiereport IV: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Untersuchung im Auftrag des BMWA, Köln, Basel 2005
- [7] Frithjof Staiß et al.: Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt. Forschungsvorhaben im Auftrag des BMU. Endbericht. Stuttgart, Berlin, Osnabrück 2006
- [8] J. Nitsch, F. Staiß, B. Wenzel, M. Fishedick, Aktualisierung und Detaillierung des Ausbaus erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahre 2020 mit differenzierter Ermittlung der Vergütungszahlungen und der Differenzkosten durch das EEG. Untersuchung für das BMU, Dez. 2005
- [9] P. Markewitz, H.-J. Ziesing (Hrsg). Politikszenerarien für den Klimaschutz. Langfrist-szenarien und Handlungsempfehlungen (Politikszenerarien III). FZ Jülich, Reihe Umweltband 50, Jülich 2005
- [10] IEA: Energy Technology Perspectives 2006. Scenarios and Strategies to 2050. Paris 2006
- [11] Europäische Kommission: Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Mitteilung. KOM(2005) 627 endgültig. Brüssel 2005. Siehe dazu auch das zugehörige „Impact Assessment“.

Photovoltaik – Forschung und Verfahrensentwicklung im Zeichen der Nachhaltigkeit

Prof. Dr.
Hans-Werner Schock
HMI
hans-werner.schock@hmi.de

Dr. Reiner Klenk
HMI
klenk@hmi.de

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

Dr. Johann Springer
ZSW
johann.springer@zsw-bw.de

Dr. Jan Schmidt
ISFH
j.schmidt@isfh.de

Dr. Wolfhard Beyer
FZJ
w.beyer@fz-juelich.de

Einleitung

In der Solarenergie hat die Photovoltaik das höchste Potenzial für eine Energieversorgung, die die Kriterien der Nachhaltigkeit erfüllt:

- Es gibt wenig Einschränkungen bezüglich der Standortwahl.
- Photovoltaiksysteme können in bestehende bauliche Strukturen leicht integriert werden.
- Die Modularität der Photovoltaik erlaubt, sie in beliebigen Einsatzfeldern und weiten Leistungsbereichen einzusetzen.
- Direkte Emissionen während des Betriebs sind praktisch zu vernachlässigen.

Aspekte der Nachhaltigkeit müssen daher vor allem bei der Herstellung der Photovoltaikmodule und nach Ablauf der Lebenszeit berücksichtigt werden.

Diese Vorteile führen zu einer hohen Akzeptanz von Photovoltaiksystemen sowohl in der Gesell-

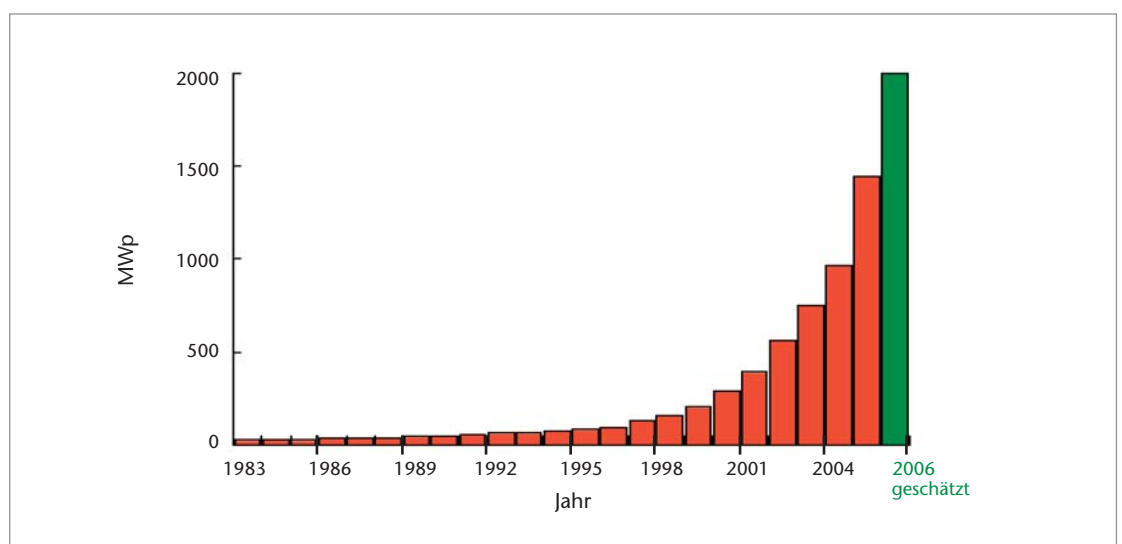
schaft bei privaten Verbrauchern als auch der Installation auf Freiflächen durch Betreibergesellschaften. Zusammen mit den Finanzierungsmöglichkeiten durch die Einspeisevergütung durch das EEG ergab sich ein außerordentlich dynamisches Wachstum des Photovoltaikmarkts in Deutschland und es wird erwartet, dass dieses Wachstum bei ähnlichen Randbedingungen auch auf andere Staaten in der EU und auch weltweit übergreift. Die Grafik in [Abb. 1](#) illustriert die dynamische Entwicklung des Photovoltaikmarktes. Im Jahr 2005 wurden weltweit Module mit einer Spitzenleistung von über 1,7 GW produziert, davon etwa 30% in Deutschland.

Die gesamte Spitzenleistung der in Deutschland installierten Photovoltaikanlagen erreicht 2006 über 2 GW, so dass die Photovoltaik nun etwa 1% des Elektrizitätsverbrauchs in Deutschland abdeckt.

Langfristig muss sich aber – vor allem durch Reduktion der Produktionskosten – ein selbst

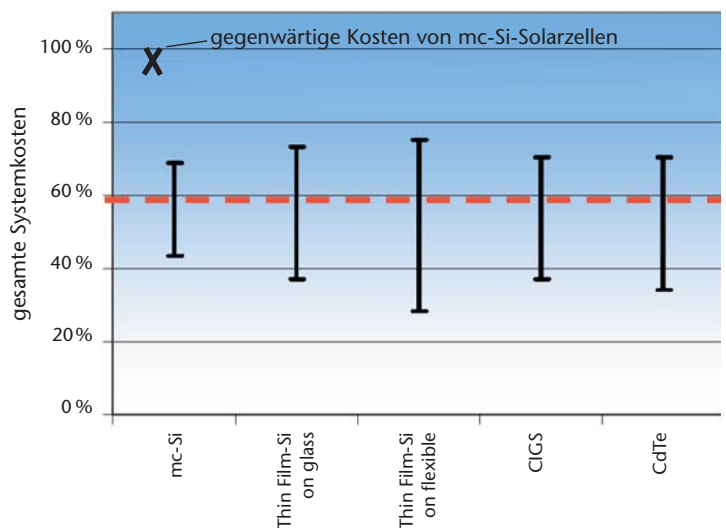
Abbildung 1
Entwicklung der weltweiten Produktion von Photovoltaikmodulen. Die Leistung bezieht sich auf die Spitzenleistung MWp der Module bei AM1,5¹ (Solarstrahlung auf der Erde um den 50. Breitengrad); 1 kW/m².

Quellen: P. Maycock PV News, EPIA



¹ Air Mass, kurz AM, auch Luftmasse, bezeichnet die Abschwächung der Strahlung durch die Atmosphäre. AM1: Solarstrahlung auf der Erde und Sonne im Zenit

tragender Markt entwickeln. Gegenwärtig werden 90% der Module aus Solarzellen auf Basis von kristallinem Silicium produziert. Die Kosten folgten lange Zeit einer Lernerfahrungskurve, die bei jeder Verdopplung der Produktion eine Kostenreduktion um 20% erlaubte. Durch die gegenwärtige Knappheit von Reinstsilicium stagnieren die Modulpreise bzw. steigen sogar an. Langfristige Kostendegression auf Werte deutlich unter 1€/W erfordert neue Technologien wie die Dünnschichttechnik. Die Marktsituation bietet aufgrund der hohen Nachfrage und der gegenwärtigen Preisstagnation jetzt die Möglichkeit, große Produktionsvolumina von Dünnschicht solarzellen am Markt zu platzieren.



1. Kriterien für die Nachhaltigkeit

Die Einflussfaktoren auf die Nachhaltigkeit während des gesamten Lebenszyklus der Photovoltaikmodule sind vielfältig, ihre Gewichtung und Auswirkungen sind nicht leicht zu quantifizieren. Für die Nachhaltigkeit von Entwicklungen gelten folgende Kriterien:

- kurze Energierückzahlzeiten und hoher Erntefaktor
- geringer Flächenbedarf und Integrationsmöglichkeit in bestehende Infrastrukturen
- geringe Materialkosten und ausreichende Materialverfügbarkeit
- geringe Emissionen während der Materialgewinnung, Produktion und im Betrieb
- Recyclingfähigkeit am Ende der Lebensdauer

Die bisherige Entwicklung zeigt zwar eine sehr starke Dominanz der Siliciumtechnologie auf dem gegenwärtigen Photovoltaikmarkt. Allerdings ist noch offen, mit welcher Technologie die Kostenziele für den Wettbewerb mit konventionellen Energiequellen erreicht werden können. Verschiedene Abschätzungen zeigen, dass Kosten unter 1€/W langfristig erreichbar werden, Dünnschichttechnologien sind wegen des geringeren Materialverbrauchs dabei potenziell im Vorteil. Allerdings müssen die mit diesen Technologien hergestellten Solarzellen bezüglich Wirkungsgrad und Zuverlässigkeit konkurrenzfähig sein.

Abb. 2 zeigt, dass die Kosten aus heutiger Sicht bis auf 30% der heutigen Kosten sinken können. Ausgehend vom gegenwärtigen Entwicklungsstand der Systeme mit multikristallinen Si-Solarzellen ist das Potenzial für die Reduktion der Systemkosten für alle Technologien vergleichbar, da auch die Fehlerbalken vergleichbare Längen haben.

Energierückzahlzeit und Erntefaktor

Eine der wichtigsten Anforderungen für eine nachhaltige, erneuerbare Energietechnologie ist eine kurze Energierückzahlzeit. Die für die Herstellung und den Aufbau einer PV-Anlage aufgewandte Primärenergie muss sich in möglichst kurzer Zeit wieder einspielen. Wird die Lebensdauer der Anlage mit eingerechnet, ergibt sich der Erntefaktor, d.h. das Verhältnis von erzeugter Energie zu aufgewandter Energie. Dieser sollte möglichst groß sein. Heute wird von einer durchschnittlichen Lebensdauer der PV-Module von 25 Jahren ausgegangen. Längere Lebensdauer vergrößern den Erntefaktor, erfordern aber auch die langfristige Integration des PV-Systems in entsprechende Infrastrukturen. Die Nachhaltigkeit eines PV-Systems muss daher immer im Zusammenhang mit den Anwendungen beurteilt werden.

Schon heute spielen die Photovoltaikmodule aus kristallinem Silizium die investierte Energie für die Produktion in Deutschland spätestens nach 6 Jahren wieder ein. Neuere Entwicklungen reduzieren diese Zeit auf 3 Jahre. In sonnenreichen Gegenden im Süden Europas ist dieses

Abbildung 2
Entwicklungspotenziale verschiedener Photovoltaiktechnologien. Die Fehlerbalken geben die Variationsbreite der Kosten an.

Quelle: O. Hartley, J. Malmström, A. Milner, 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, Dresden, 4-8 September 2006

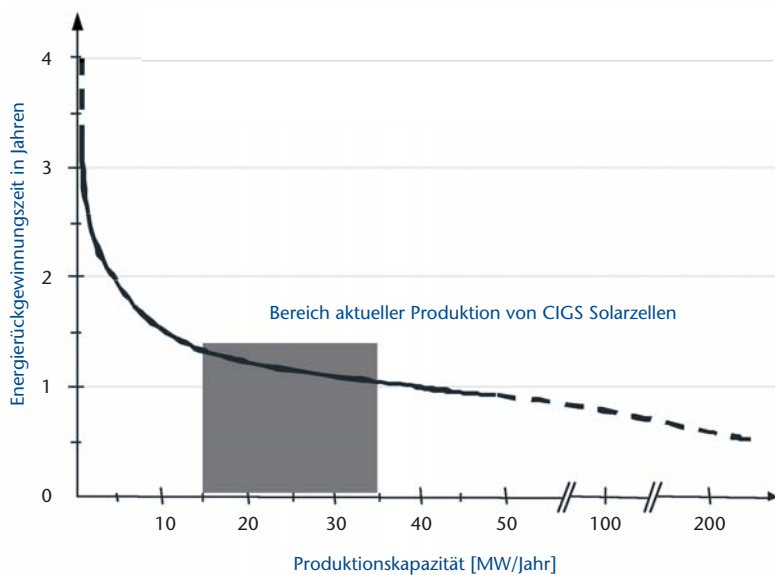


Abbildung 3
Energierückgewinnungszeiten von CIGS-Modulen in Abhängigkeit vom Produktionsvolumen. Abhängig vom weiteren Ausbau reduziert sich die Rückzahlzeit auf deutlich unter einem Jahr.

Quelle: M. Shibasaki, N. Warburg, J. Springer, Sustainability Evaluation of Solar Energy Systems (SENSE), FP5 ENK5-CT-2002.00639

Verhältnis noch wesentlich günstiger. Dünnschichtsolarzellen erreichen aufgrund des geringen Materialeinsatzes eine kürzere Rückzahlzeit, die auch stark mit dem Produktionsvolumen skaliert.

Abb. 3 zeigt anhand des Beispiels von Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid ($\text{Cu}(\text{In,Ga})\text{Se}_2$) – Kurzbezeichnung CIGS-Module, dass bei zukünftiger Produktion sehr kurze Rückzahlzeiten erreicht werden können. Zusammen mit einer Zunahme der Produktionskapazität führt die Optimierung der Technologie zur Verbesserung der Umweltverträglichkeit dieses Dünnschichtphotovoltaiksystems. Abhängig von Herstellungstechnologie, Anwendung (Kraftwerke auf Freiflächen, dachintegrierte Systeme, mobile Anwendungen) und Standort (Zentraleuropa, Mittelmeerraum, Sonnengürtel) verkürzt sich die Energierückzahlzeit um etwa 30%, d.h. für dachintegrierte Systeme im Mittelmeerraum auf 1,3 Jahre, für Freiflächenanlagen in derselben Region auf 1,5 Jahre. Durch die sich abzeichnende Vergrößerung der Produktionskapazitäten wird ein weiterer Rückgang der Energierückzahlzeit der dachintegrierten Systeme auf 1 Jahr bzw. auf 1,2 Jahre für Freiflächenanlagen erwartet. Mit weiteren Entwicklungen und der Erhöhung der Produktionskapazitäten von derzeit weniger als 20 MWp/a auf zukünftige 100-200 MWp/a ist noch ein großes Potenzial für die Reduktion der Energierückzahlzeit und damit noch höherer Nachhaltigkeit gegeben.

Recycling

Obwohl Photovoltaikmodule verschleißfrei arbeiten, ist doch ihre Lebensdauer wegen der Belastungen unter unterschiedlichen Witterungsbedingungen begrenzt. Gangbare Recyclingkonzepte sind daher eine wichtige Voraussetzung für einen nachhaltigen Beitrag der Photovoltaik zu unserer Energieversorgung, insbesondere weil sie auch wertvolle wieder verwendbare Rohstoffe enthalten. Forschung und Entwicklung begleiten die Fragen des Recyclings von Produktionsabfällen und Modulen, die das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben.

2. Forschung und Entwicklung für Nachhaltigkeit

Aspekte der Nachhaltigkeit der Photovoltaik sind zentrale Forschungsthemen im Forschungsverbund Sonnenenergie. Denn die Photovoltaik braucht wegen ihres enormen Potenzials und der daraus resultierenden zukünftigen Bedeutung dieser Energiequelle einen breiten Forschungs- und Entwicklungshintergrund. Die Grafik in Abb. 2 zeigt, dass verschiedene Technologien ein großes Potenzial zur Kostenreduktion haben. Daher befasst sich die Forschung und Entwicklung mit Verbesserungen bestehender und neuer Technologien bezüglich Produktionstechniken und Wirkungsgrad der Solarzellen. Sie untersuchen auch die Fragen der Umweltkompatibilität der Herstellungsprozesse.

2.1 Materialeinsatz und Strukturen

Siliciumtechnologien

In der Siliciumtechnologie bezieht sich dies auf die Reduktion der Dicke der Wafer und die damit verbundenen Anforderungen an die weitere Prozessführung. Die Herstellung von Solarzellenstrukturen durch Prozesse und Verfahren, die nur sehr niedrige Temperaturen benötigen und z.B. Lasertechniken zur Herstellung von Kontaktstrukturen verwenden, ermöglichen ebenfalls Wirkungsgrade der Zellen und Produktionsausbeuten erheblich zu steigern. Das Ziel ist dabei „mehr Leistung mit weniger Silicium“. Da der Großteil der Kosten einer PV-Anlage flächenproportional ist, bewirkt eine Erhöhung

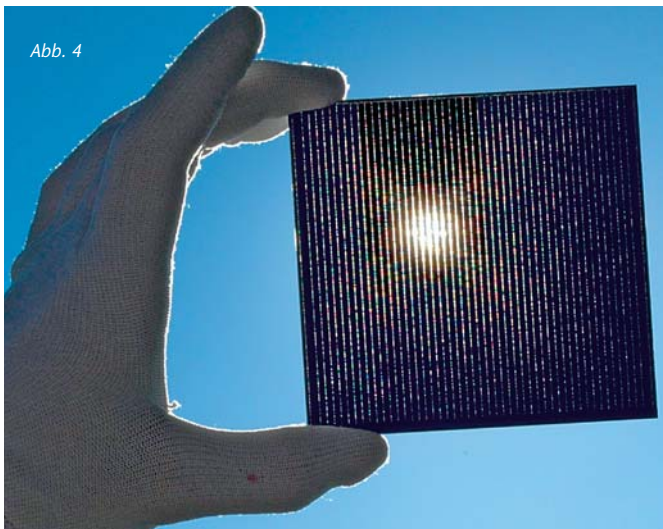


Abb. 4

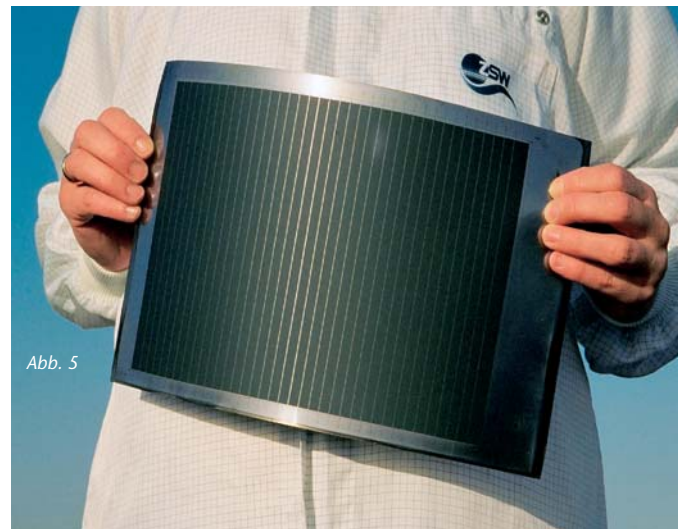


Abb. 5

des Solarzellenwirkungsgrades eine Verringerung der erforderlichen Modulfläche und kann darüber zu einer erheblichen Kostenreduktion führen.

Abb. 4 zeigt eine neuartige Solarzelle, die nur auf der Rückseite Kontakte besitzt, sodass die Vorderseite vollständig verschattungsfrei ist. Sie wird ausschließlich mit berührungslosen Verfahren hergestellt und ist daher auch für besonders dünne und daher bruchanfällige Silicium-Scheiben gut geeignet. Im Labor konnten am ISFH mit dieser Zellenart bereits sehr hohe Wirkungsgrade bis zu 22% erreicht werden.

Dünnschichttechnologien

Weitere Entwicklungsmöglichkeiten bieten die Dünnschichttechnologien. Abb. 5 zeigt ein CIGS-Dünnschichtmodul auf Metallfolie. Laborsolarzellen aus diesem Material erreichen am HMI Wirkungsgrade über 18%.

Bei den Dünnschichtsolarzellen ist das Ziel, sehr kurze Taktzeiten bei der Modulproduktion zu erreichen und den Material- und Energieeinsatz sowie die Prozessausbeute weiter zu verbessern.

Konzentratorsolarzellen

Photovoltaik-Module, in denen sich das Sonnenlicht mittels optischer System auf kleine, hoch-effiziente Solarzellen konzentriert, erreichen sehr hohe Wirkungsgrade bis zu 40%. Durch den geringen Einsatz von Halbleitermaterial wird mit

diesen am Fraunhofer ISE entwickelten Systemen eine sehr kurze Energierückgewinnungszeit erreicht.

2.2 Prozesstechniken

Nachhaltigkeit in der Prozesstechnik ist ein weiterer wichtiger Gesichtspunkt. Ein Beispiel dafür ist die Reinigung der Beschichtungsanlagen bei der Deposition von amorphem oder mikrokristallinem Silicium. Der Ersatz von klimaschädlichen Gasen wie SF₆ (Schwefelhexafluorid) durch das weniger klimaaktive NF₃ (Nitrogen Trifluoride) hat zudem noch eine geringere Auswirkung auf nachfolgende Beschichtungen und erlaubt eine Gasausnutzung von nahe 100%.

Für alle Technologien gilt, dass jede Steigerung des Wirkungsgrades die Wirtschaftlichkeit proportional verbessert. Prinzipiell neue Konzepte, mit neuen, vom klassischen pn-Halbleiterübergang abweichenden Materialkombinationen, wie sie z. B. am HMI erforscht werden, versprechen weiteres Potenzial zur Kostenreduktion.

Abbildung 4

Die Vorderseite einer RISE (rear-interdigitated single-evaporated) Solarzelle.

Die Rückseite trägt beide Kontakte, daher ist die Vorderseite vollständig verschattungsfrei.

Quelle: P. Engelhart, A. Teppe, A. Merkle, R. Grischke, R. Meyer, N.-P. Harder, R. Brendel, Techn. Digest 15th PSEC, Shanghai (2005), p. 802

Abbildung 5

Dünnschichtmodul aus Cu(In,Ga)Se₂ auf Metallfolie.

Quelle: ZSW

3. Zusammenfassung

Das dynamische Wachstum des Photovoltaikmarkts unterstreicht die Attraktivität dieser erneuerbaren Energiequelle. Eine Produktion in großem Maßstab stellt eine große Herausforderung dar, auch wenn die Photovoltaik als eine der nachhaltigsten Energiequellen gilt. In diesem Beitrag werden die unterschiedlichen Voraussetzungen und Entwicklungsmöglichkeiten der gegenwärtigen Solarzellentechnologien analysiert und in den Entwicklungshorizont der Photovoltaik eingefügt.

Es sind noch erhebliche Forschungsanstrengungen notwendig, um die Photovoltaik zu einer in allen Anwendungsbereichen wirtschaftlichen Energiequelle zu entwickeln. Der ForschungsVerbund Sonnenenergie stellt sich dieser Herausforderung mit einem breit angelegten Forschungsprogramm, das zum einen aktuelle Entwicklungen unterstützt, zum anderen eine nachhaltige Entwicklung der Photovoltaik durch Forschungsarbeiten an neuen Konzepten gewährleistet.

Solarthermische Kraftwerke – Europäische Potenziale kostengünstig erschließen

1. Einleitung

Solarthermische Kraftwerke gelten als geeignete Großtechnologie, um im Sonnengürtel der Erde günstigen Kraftwerksstrom aus Sonnenenergie zu erzeugen. Neben den relativ niedrigen Stromerzeugungskosten ist insbesondere die Möglichkeit, Strom nach Bedarf zu produzieren, attraktiv. In Zeiten fehlender Solareinstrahlung kann nämlich entweder auf Brennstoffbetrieb umgestellt werden oder, falls verfügbar, Energie aus einem thermischen Energiespeicher verwendet werden.

Seit Anfang der neunziger Jahre speisen Solar-kraftwerke 354 MW Spitzenlaststrom, der aus der Mojave Wüste stammt, ins kalifornische Stromnetz. Doch nach dem Konkurs der israelischen Herstellerfirma LUZ International Limited war es lange still um diese Technologie. Erst die Erkenntnis, dass für einen effizienten Klimaschutz schnell große Kapazitäten an CO₂-freier Stromerzeugung notwendig sind, eröffnete ihr eine neue Chance. Angestoßen durch

unterschiedliche Förderprogramme und Einspeisegesetze werden inzwischen an verschiedenen Stellen auf der Welt wieder solarthermische Kraftwerke gebaut. In Europa spielt Spanien eine Vorreiterrolle, da hier erste Anlagen bereits in Betrieb genommen werden.

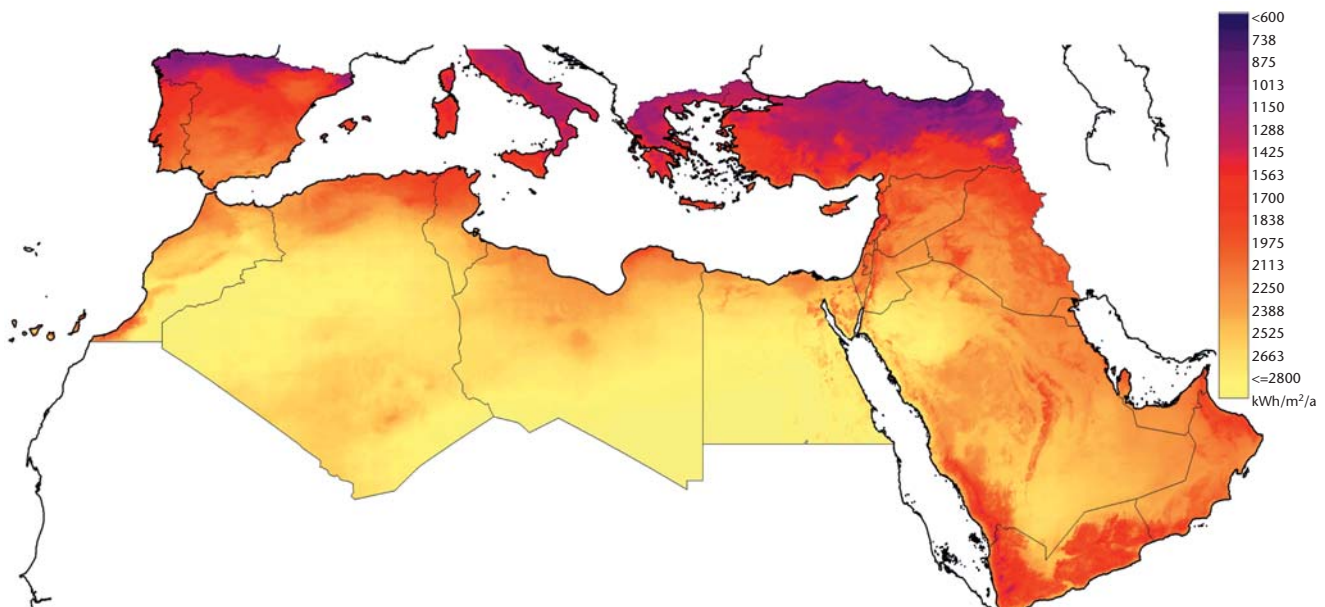
2. Potenziale und Märkte in Europa

Für solarthermische Kraftwerke ist die direkte Solarstrahlung nutzbar, da nur sie sich optisch konzentrieren lässt. *Abb. 1* zeigt die Verteilung der jährlichen Strahlungssumme im Mittelmeerraum, die vom DLR aus Satellitendaten ermittelt wurde. Ökonomisch sinnvoll lassen sich Solar-kraftwerke bauen, wenn ausreichend Direktstrahlung (>2000 kWh/m²a) zur Verfügung steht, die Fläche nicht anders genutzt wird, sie ausreichend flach ist und zahlreiche weitere Kriterien erfüllt werden (für Details siehe [1]). Zählt man das Potenzial aller dieser Standorte

Prof. Dr.
Robert Pitz-Paal
DLR
robert.pitz-paal@dlr.de

Dr. Werner Platzer
Fraunhofer ISE
werner.platzer@ise.fraunhofer.de

Abbildung 1
Jährliche Direktnormalstrahlung im Mittelmeerraum für das Jahr 2002, ermittelt aus Satellitendaten [1]



in Europa zusammen, dann ließen sich allein in Südeuropa (Spanien, Portugal, Italien, Griechenland, Malta) mehr als 1500 TWh an elektrischer Energie durch Solarkraftwerke erzeugen. Das entspricht etwa der Hälfte des Stromverbrauchs der EU-Staaten und ist vergleichbar mit dem in Europa zur Verfügung stehenden Windenergiepotenzial (Onshore und Offshore). An einem Standort komprimiert benötigte man dazu eine Fläche von etwa 90 km x 90 km.

Südlich des Mittelmeers ist das wirtschaftliche Potenzial um etwa den Faktor 400 größer und damit nach menschlichem Ermessen nahezu unbegrenzt. Hier könnten solarthermische Kraftwerke erhebliche Beiträge zum schnell wachsenden Strombedarf der Region leisten und der Export von Solarstrom in ein europäisches Verbundnetz könnte auch zu einem zukünftigen erneuerbaren Energiemix in Europa beitragen [2].

Da die solarthermische Stromerzeugung mit kalkulierten Kosten von 11-25 ct/kWh noch teurer ist als der fossil erzeugte Strom, begann eine Markteinführung, nachdem entsprechende erhöhte Vergütungen durch gesetzliche Regelungen garantiert wurden. Einen ersten Ansatz gab es hier bereits 1998 in Spanien. Doch erst als im Jahr 2004 die folgenden Randbedingungen erfüllt waren, konnten erste Projekte realisiert werden:

1. Ausreichend hohe Einspeisevergütung, die auch von mit der Technik wenig vertrauten Großkonzernen als gewinnträchtig eingestuft wird (ca. 21 ct/kWh)
2. Sicherheit der Tariffhöhe über die Lebensdauer des Kraftwerks (> 25 Jahre)
3. Große Kraftwerkseinheiten möglich (50MW)
4. Hybridbetrieb zur Pufferung kleiner Wolkenlücken möglich (12-15% fossiler Anteil)

Anders als beim Markteinstieg von Wind oder Photovoltaik sind wegen der großen Einheiten sehr viel größere Investitionen pro Projekt notwendig. Hier hat es viel Zeit gekostet, Großkonzerne, die in der Lage sind, Projekte von mehr als 200 Mio. € Gesamtumfang umsetzen zu können, vom begrenzten technischen Risiko zu überzeugen. Zeitlich ebenso aufwändig waren die entsprechenden Verhandlungen mit den

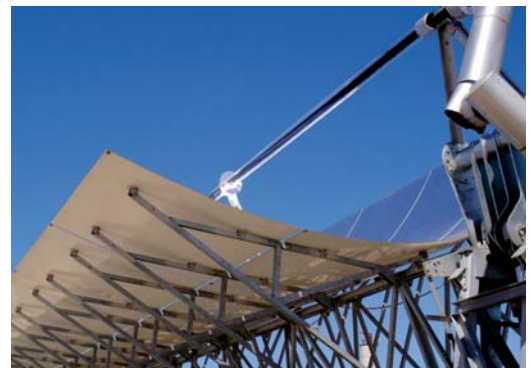
Banken. Dies erklärt auch, dass bei diesen ersten europäischen Kraftwerken weniger technische Innovation als vielmehr das geringe technische Risiko im Vordergrund stand. Daher ist es nicht verwunderlich, dass sich die entwickelten Systeme technisch sehr nahe an den letzten gebauten Solarkraftwerken in Kalifornien anlehnen.

Insgesamt befinden sich zurzeit in Spanien mehr als 500 MW_{el} in der konkreten Planung oder im Bau und mehr als 1,5 GW_{el} in der Vorbereitung. Es ist erfreulich zu beobachten, dass inzwischen auch in Portugal, Griechenland, Frankreich und Italien in neueren Einspeisegesetzen solarthermische Kraftwerke berücksichtigt werden, selbst wenn zum Teil die oben identifizierten Erfolgskriterien noch nicht überall erfüllt sind.

3. Rolle und Produkte der deutschen Industrie

Obwohl die solarthermische Stromerzeugung in Deutschland selbst keine wirtschaftliche Option darstellt, gibt es sowohl in der Industrie als auch in der Forschung eine lange Tradition, sich in diesem Gebiet zu engagieren. Schon bei den ersten Solarkraftwerken in Kalifornien stammten die 2,5 Mio. m² Spiegel und 90 km Glashüllrohre aus deutscher Produktion. Doch inzwischen wollen die Deutschen auch am Gesamtsystem verdienen.

*Abbildung 2
Teststrang des
Parabolrinnenkollektors
SCAL-ET mit
Absorberrohren von
Schott Rohrglas
betrieben kommerziellen
SEGs V in
den USA*



Parabolrinne

Heute kann das gesamte Solarfeld aus deutscher Hand angeboten werden (Abb. 2). Die Technologie basiert auf einem von dem deutschen Konsortium mit dem DLR neu entwickelten Kollektor mit Namen SCAL-ET. Dieser ist kompatibel zu



Abbildung 3
Animation eines
linearen Fresnelkollektors zur Heißdampferzeugung

den Spiegelfacetten und zur Absorberrohrgröße des kalifornischen Designs aber hinsichtlich Steifigkeit, Gewicht und optischer Genauigkeit deutlich überlegen. Das ebenfalls neu von der Firma Schott, dem Fraunhofer ISE und der DLR entwickelte Absorberrohr zeichnet sich aus durch eine bessere optisch selektive Schicht, weniger Abschattungsverluste und eine längere Lebensdauer als die bisher verfügbare Technik aus Israel. Das Solarfeldengineering sowie die Sensortechnologie und Steuerung für die Nachführung des Kollektors werden von der Firma Flagsol aus Köln angeboten. Um das System zu qualifizieren, wurde ein kompletter Strang in das existierende Kraftwerk in Kalifornien integriert und parallel zu den vorhandenen Kollektoren über mehr als zwei Jahre betrieben. Dabei konnte ein um mehr als 10% erhöhter Jahresertrag nachgewiesen werden.

Dieses System kommt nun beim ersten Parabolrinnenkraftwerk in Spanien (Andasol I), das von der deutschen Solar Millennium AG entwickelt wurde und Mitte 2008 in Betrieb gehen soll, mit 510.000 m² zum Einsatz. Auch bei den Komponenten der herkömmlichen Kraftwerkstechnik konnte Siemens bereits eine Dampfturbine für ein neues Parabolrinnenkraftwerk in den USA verkaufen.

Linearer Fresnel-Kollektor

Bei linearen Fresnel-Kollektoren besteht der Konzentrator aus einzelnen Facetten planer Spiegel (Abb. 3). Bei den dafür erforderlichen Bauteilen handelt es sich zu einem hohen Anteil um kostengünstige Standardkomponenten, die fast weltweit verfügbar sind, eine hohe lokale Wertschöpfung ermöglichen und damit auch Wettbewerbsvorteile gegenüber anderen Technologien erwarten lassen. Darüber hinaus ist die Fresnel-Technik unempfindlich gegen Windlasten und erlaubt eine hohe Landausnutzung. In technischen und wirtschaftlichen Studien wurden Funktionsfähigkeit und potenziell günstige Stromgestehungskosten bestätigt. Optimierungspotenziale im Bereich der Receiver- und der Sekundäroptik sowie unterschiedliche kommerzielle Konzepte (der Firmen Solar Power Group und Solar Heat and Power) wurden theoretisch untersucht. An Luft stabile Absorberschichten für die Receiverrohre wurden am Fraunhofer ISE mit Unterstützung des BMU entwickelt. Regelungsaspekte und Fragen zur Direktverdampfung wurden auf Basis von Simulationen geklärt.

Technische und wirtschaftliche Voraussagen müssen jedoch über Demonstrationsprojekte verifiziert werden, denn der Verweis auf reale Referenzprojekte ist entscheidend für den

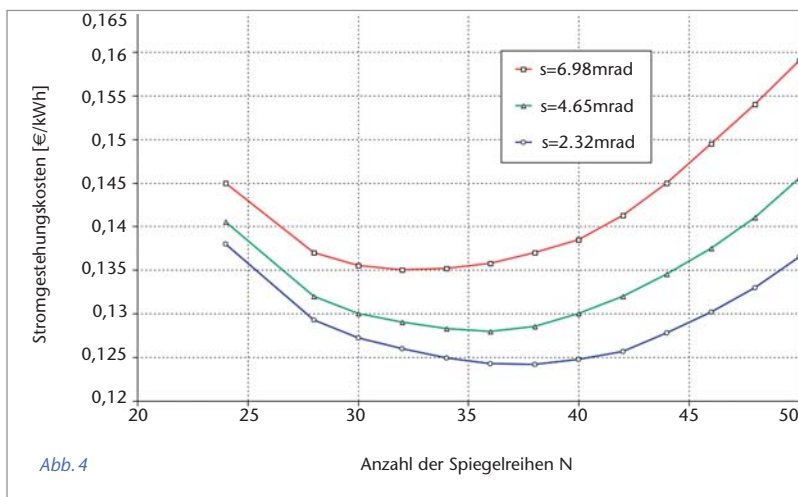


Abb. 4

Abbildung 4
Beispiel der wirtschaftlichen Optimierung des Solarfeldes beim Fresnel-Kollektor (Anzahl der Spiegelreihen N , abhängig vom optischen Fehler „ s “ der Primärspiegel) [3]

Abbildung 5
Schema des volumetrischen Luftreceivers HitREC

kommerziellen Erfolg. Zur Verifizierung der Modellrechnungen wird derzeit die Errichtung eines Demonstrationskollektors auf der Plattform Solar in Almería von MAN Ferrostaal Power Industry und Solar Power Group vorbereitet (Abb. 4). Die wissenschaftliche Charakterisierung wird vom DLR und dem Fraunhofer ISE durchgeführt. Weitere Fresnel-Kollektorprojekte von Solar Heat and Power Ltd., Australien, und der Startup-Firma Novatec Biosol AG, Karlsruhe, sind in Vorbereitung.

Turm

Das deutsche Engagement in der Turmtechnologie befasst sich mit Luft als Wärmeträgermedium. Die Mitte der achtziger Jahre unter dem Namen PHOEBUS entwickelte Technologie wurde in einer vom DLR weiterentwickelten Form unter dem Namen HITREC von der Kraftanlagen Anlagentechnik München lizenziert.

Das Receiverprinzip ist in Abb. 5 dargestellt. Umgebungsluft wird durch einen bestrahlten porösen keramischen Absorber gesaugt und erwärmt sich dabei auf bis zu 800 °C. Sie kann dann zur Erzeugung von Dampf verwendet werden. Geringe thermische Trägheiten und die Hochtemperaturfähigkeit sind Vorteile des Systems. Eine erste Prototypanlage mit einer Leistung von 1,5 MW_{el} ist zur Zeit in Jülich in Planung. Bei der Standortauswahl stand nicht die Verfügbarkeit von solarer Strahlung im Vordergrund, sondern die Möglichkeit, das System in einer kompetenten und geschützten Umgebung entwickeln zu können.

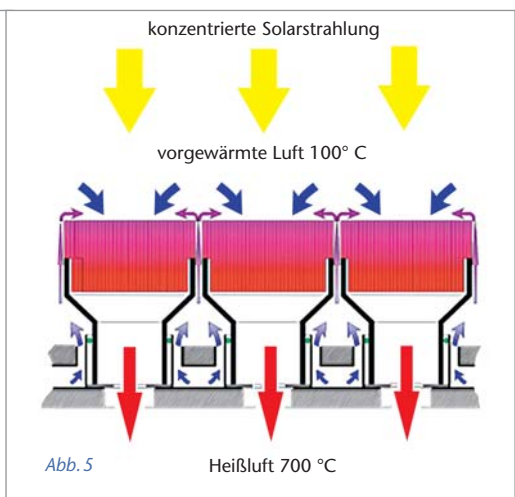


Abb. 5

Darüber hinaus sind deutsche Firmen als Zulieferer für Komponenten für Turmkraftwerke im Geschäft, so zum Beispiel der Getriebehersteller Flender, der die Getriebe für die Heliostate eines Turmkraftwerks in Spanien liefert.

Dish Stirling

Auch Dish Stirling Systeme sind komplett aus deutscher Hand zu beziehen. Das Stuttgarter Ingenieurbüro Schlaich, Bergermann und Partner hat ein System entwickelt, das auf dem 10 kW Stirlingmotor der SOLO Kleinmotoren GmbH basiert. Bislang existiert eine Reihe von Prototypen, die ihre Leistungsfähigkeit über etliche tausend Stunden Betrieb bereits nachgewiesen haben. Für den Markteinstieg soll als nächstes eine Kleinserienproduktion vorbereitet werden.

4. Zukünftige Herausforderungen für Forschung und Entwicklung

Um eine nachhaltige Marktdurchdringung der solarthermischen Kraftwerke zu erzielen, ist es notwendig, die Stromerzeugungskosten weiter zu senken. Forschungsvorhaben dafür sind die Reduktion von Materialeinsatz, die Steigerung der Effizienz, zum Beispiel durch höhere Temperaturen und die Nutzung von thermischen Energiespeichern [4]. Im Folgenden werden einzelne wichtige Themen ausführlicher dargestellt:

Reflektoren / Absorber

Hochtemperaturstabile und leistungsfähige Receiverrohre können mittels der physikalischen Vakuumbeschichtung sowohl für die Anwendung in der Parabolrinne als auch im Fresnelkollektor optimiert und weiterentwickelt werden. Der für Parabolrinnen entwickelte Parabolic Trough Receiver (PTR) der Firma Schott auf der Basis von Cermet-Schichten erreicht mit einem Absorptionsgrad von 95 % der Sonnenstrahlung und 14 % Emission thermischer Abstrahlung¹ bei 400 °C Arbeitstemperatur sehr gute Werte. In einem laufenden Vorhaben wird der Parabolrinnenreceiver für den Einsatz bei noch höheren und damit für den Kraftwerkswirkungsgrad vorteilhafteren Temperaturen von bis zu 500 °C für den direkt verdampfenden Parabolrinnenkollektor entwickelt.

Beim Fresnelreceiver ist die Glashülle und das Vakuum nicht notwendig, das Schichtsystem muss jedoch einen anderen Aufbau besitzen, um Oxidation und Diffusion verhindern zu können. In einem laufenden BMU-Vorhaben konnten am Fraunhofer ISE bereits bei 450 °C an Luft stabile Absorberschichten mit 90 % Absorption und 20 % Emissionsgrad (siehe Fußnote¹) hergestellt werden. Durch eine Optimierung von Prozessführung, Substratbehandlung und Schichtdicken sollen Emission und Absorption noch weiter verbessert werden. Höhere Reflexionswerte als Glasspiegel mit Rückseitenbeschichtung können prinzipiell durch vorderseitige Beschichtung erreicht werden. Aber auch hier stellt sich die Frage der Stabilität der Beschichtung gegenüber Sand und anderen Umwelteinflüssen, z. B. in einem Turmreceiver auch gegenüber hoher Temperaturbelastung. Reflexionsgrade über 95 % sind auch hier das Ziel.

Thermische Energiespeicher

Die Einbindung thermischer Energiespeicher trägt dazu bei, Strahlungsangebot und Stromnachfrage tageszeitlich zu entkoppeln und damit ggf. höhere Erlöse zu erzielen. Speicher ermöglichen zudem, das Kraftwerk immer unter Nennlast-Bedingungen zu betreiben und damit zu einer zuverlässigen Energiebereitstellung

beizutragen. Entscheidend ist weiterhin die Tatsache, dass der Kraftwerksblock insgesamt über mehr Betriebsstunden genutzt werden kann und sich damit seine Investitionskosten auf die Gewinnung von mehr elektrischem Strom verteilen. Herausforderungen bei der Entwicklung von Speichern bestehen hinsichtlich Kosten, Langzeitstabilität und Be- bzw. Entladeleistung. Thermische Verluste hingegen sind aufgrund der großen Abmaße und des damit verbundenen großen Volumen-zu-Oberflächen-Verhältnisses kein Problem.

Ein Forschungsschwerpunkt liegt zurzeit auf der Entwicklung von Latentwärme-Speichersystemen für Wasser/Dampfsysteme, die unter hohem Druck (>100 bar) betrieben werden. Hier kann zum Beispiel die Phasenwechselenergie, die zum Aufschmelzen von Salzgemischen benötigt wird, als Speicherenergie genutzt werden. Da erstarre Salze aber eine geringe Wärmeleitfähigkeit besitzen, sind intelligente Überlegungen zur wärmetechnischen Anbindung gefragt. Eine Möglichkeit ist das Verpressen des Salzes in eine gut Wärme leitende Graphitmatrixstruktur.

Kraftwerkskreislauf

Die Entwicklung von neuartigen Kraftwerkskreisläufen hat das Ziel, die solare Wärme optimal zu integrieren. Die optimale Integration hängt im Wesentlichen vom verwendeten Wärmeträger und seiner Temperatur ab. Während bisherige Parabolrinnensysteme mit Thermoöl nur bis zu einer Temperatur bis zu 390 °C betrieben werden, lassen direktverdampfende Kollektoren oder Turmkraftwerke mit höheren Temperaturen andere Kreislaufvarianten zu. Die Einkopplung von Hochtemperaturwärme von mehr als 1000 °C, wie sie in Turmkraftwerken erzeugt werden kann, in einen Gas- und Dampfturbinenprozess, könnte zu einem Sprung im Wirkungsgrad bei solarthermischen Kraftwerken führen.

Eine weitere wichtige Herausforderung ist die Verminderung oder Vermeidung des Bedarfs an Kühlwasser für diese Kraftwerke, das an guten Solarstandorten typischerweise nicht kostengünstig zur Verfügung steht. Hier stellen Gasturbinensysteme ebenfalls eine Alternative dar, da sie ohne Kühlwasser auskommen und ihre Leistungsfähigkeit im Vergleich zu Dampfkraft-

¹ Die Emission thermischer Abstrahlung definiert sich als Verhältnis der thermischen Verluste des Absorbers zu einem ideal schwarzen Körper.



Abbildung 6
Formabweichung eines Parabolrinnenkollektors von der idealen Parabelform (überhöht dargestellt) ermittelt mit dem DLR Meßsystem OPAL [5]

werken mit Trockenkühlturm weniger stark mit steigenden Umgebungstemperaturen abnimmt. Darüber hinaus werden zurzeit Versuchsanlagen erprobt, bei denen das Kühlwasser zwischengespeichert wird, um den Unterschied zwischen Tag- und Nachttemperaturen ausnutzen zu können.

Standardisierung und Qualitätssicherung

Die optischen Genauigkeitsanforderungen an konzentrierende Solarsysteme sind sehr hoch und lassen sich mit den heutzutage in der Baubranche verwendeten Methoden zur Sicherung der Maßhaltigkeit nicht leicht erzielen. Ähnliches gilt für die optischen und thermischen Eigenschaften von Absorbern und Reflektoren. Daher sind neue Methoden zur Qualitätssicherung zu entwickeln (*Beispiel in Abb. 6*) und mittelfristig in Richtlinien und Standards umzusetzen, um die Systeme zu vereinfachen und Produkte verschiedener Hersteller besser optimieren zu können.

6. Zusammenfassung und Ausblick

Nach langer Pause entwickelt sich nun weltweit erneut ein Markt für solarthermische Kraftwerke. In Europa spielt Spanien hier eine Vorreiterrolle. Deutsche Firmen konnten sich mit Unterstützung der Forschungskompetenzen im Forschungsverbund Sonnenenergie, als Projektentwickler sowie als Komponenten- und Subsystemlieferanten in diesem Markt gut positionieren. Weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten sind notwendig, um den Wettbewerbsvorsprung auszubauen und entsprechende Lieferanteile abzusichern. Die deutsche Forschung ist durch ihren Zugang zur Plataforma Solar in Almería gut aufgestellt, den Unternehmen exzellente Entwicklungsmöglichkeiten zu bieten.

Literatur

- [1] Franz Trieb (Ed): MED-CSP Concentrating Power for the Mediterranean Region, Final Report, www.dlr.de/tt/med-csp, 2005
- [2] Franz Trieb (Ed) Trans-CSP Trans Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power, Final Report www.dlr.de/tt/trans-csp, 2006
- [3] Gabriel Morin et.al., Road Map towards the Demonstration of a Linear Fresnel Collector using a Single Tube Receiver, 13th Solar-PACES International Symposium, Sevilla, 20.-23. Juni 2006
- [4] Pitz-Paal R., et al. Development Steps for Concentrating Solar Power Technologies with maximum Impact on Cost Reduction, Proceedings of ISEC2005 ASME International Solar Energy Conference, August 6-12, Orlando, Florida, ISEC2005-76126, 2005.
- [5] Pottler, K.; Lüpfer, E.; Johnston, G.; Shortis M.: Photogrammetry: A Powerful Tool for Geometric Analysis of Solar Concentrators and Their Components. J. Solar Energy Engineering, Vol. 127, February 2005, pp 94-101.

Windkraft, Wasserkraft und Meeresenergie – Technik mit sozialer, ökologischer und ökonomischer Akzeptanz

1. Windenergie

Die jährlichen Zuwachsraten der neu installierten Windkraftanlagen liegen seit Jahren im zweistelligen Bereich. Diese rasante Entwicklung wurde im Wesentlichen durch Forschungs- und Förderprogramme der Länder und des Bundes, insbesondere jedoch durch wegweisende gesetzgeberische Maßnahmen wie das Strom-einspeisungs-Gesetz (StrEG) und das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) ermöglicht.

Ende Juli 2006 waren in Deutschland ca. 17.841 Windenergieanlagen mit zusammen etwa 19.276 MW Leistung in Betrieb, die etwa 6% des deutschen Strombedarfs decken. Trotz insgesamt rückläufiger Installationszahlen in Deutschland konnten durch eine Erhöhung des Exportanteils auf etwa 50% die Fertigungskapazitäten ausgelastet werden. Von den weltweit 6,3 Mrd. Euro Umsatz der Windindustrie im Jahr 2004 wurden 3,15 Mrd. in Deutschland erwirtschaftet. Nach Angaben der Fachverbände waren in 2004 über 60.000 Menschen in der Windenergiebranche beschäftigt. Damit ist Deutschland nicht nur wie bereits seit Jahren führend in der Anwendung der Windenergie sondern auch in der Entwicklung innovativer Technologien.

1.1 Preisentwicklung

Obwohl bei den spezifischen Investitionskosten der Windenergieanlagen in Bezug auf ihre Nennleistung (€/kW) kaum noch weitere Preisreduktionen messbar sind, ist der Trend der auf den Jahresenergieertrag am Referenzstandort bezogenen Investitionskosten auch weiterhin fallend. Aus der vom ISET für die Windenergie ermittelten Lernkurve kann man eine Preisreduktion

von 10% je Verdoppelung der kumulierten installierten Leistung ableiten. Hiernach ergibt sich als Wert für das Jahr 1990 ein spezifischer Anlagenpreis von ca. 0,85 €/kWh · a am Referenzstandort. Dieser konnte bis 2004 auf etwa 0,40 €/kWh · a reduziert werden. Dies entspricht einer Preisreduktion von 53% innerhalb von 15 Jahren bzw. einer Lernrate von 10% je Verdoppelungsschritt der installierten Leistung. Die günstigsten Windkraftanlagen in Deutschland erzeugen Windstrom für etwa 4 ct/kWh.

Jochen Bard
ISET
jbard@iset.uni-kassel.de

1.2 Das Wissenschaftliche Mess- und Evaluierungsprogramm

Mit dem Ziel, statistisch relevante Erfahrungswerte über den praktischen Einsatz von Windenergieanlagen in Deutschland zu gewinnen, fördert das Bundesministerium für Umwelt (BMU) den Breitentest „250 MW Wind“. Das seit 1990 parallel laufende „Wissenschaftliche Mess- und Evaluierungsprogramm“ (WMEP) [1] begleitet diese Fördermaßnahme und damit auch den Aufbau der Windenergienutzung in Deutschland mit wissenschaftlich-technischen Auswertungen:

- meteorologische Bedingungen, denen die Windenergieanlagen ausgesetzt sind
- Zuverlässigkeit, mit der die Anlagen arbeiten, bzw. der Störungen, die an den Anlagen auftreten
- Stromerzeugungsbeitrag durch die Windenergie
- Kosten für die Bereitstellung der elektrischen Energie

Die bis heute mit den Auswertungen des WMEP erzielten Erkenntnisse geben Politik, Wissenschaft und Industrie mit dem jährlich erschei-

Abbildung 1
Dänischer Offshore
Windpark Hornsrev
Quelle: Vestas Wind Systems



nenden „Windenergie Report Deutschland“ wesentliche Informationen zur Einschätzung der Windenergienutzung.

Die Summe der momentan durch die verteilt installierten Windenergieanlagen in die Netze eingespeiste Leistung ist auf Grund des gegenseitigen Ausgleichs weniger durch lokal schwankende Windgeschwindigkeiten, sondern vielmehr durch das weiträumige Wettergeschehen geprägt. Dazu gehören die jahreszeitlichen Schwankungen und vor allem in den Sommermonaten auch Erwärmungsvorgänge der Atmosphäre, die zu ausgeprägten Tagesgängen führen können. Die Schwankungen des Summenleistungsverlaufs haben daher keine zu starken zufallsbedingten Steigungen, sodass die kurz- und mittelfristig zu erwartende Leistung mit entsprechenden Verfahren zufrieden stellend vorhergesagt werden kann. Die im Rahmen des „250 MW Wind“- Programms seit Anfang der 90er Jahre durchgeführten Untersuchungen zum Leistungsdargebot der Windenergie bilden die Grundlage für die von ISET entwickelten Programme zur Online-Erfassung und Prognose der eingespeisten Windleistung, die heute zum unverzichtbaren Werkzeug in den Netzleitwarten deutscher Übertragungsnetzbetreiber geworden sind [2].

Als Plattform zur Weitergabe von Daten und zur Veröffentlichung von Auswertungen wird seit Anfang 1997 auch das Internet genutzt unter <http://reisi.iset.uni-kassel.de>.

1.3 Offshore-Windenergienutzung

Mit insgesamt 15 genehmigten Windparks mit über 1000 Anlagen (Stand 08/2006) hat in der deutschen AWZ¹ auch die Ära der Offshore-Windenergienutzung begonnen. In der ersten Ausbauphase bis 2010 sollen nach den in 2002 entwickelten Plänen des Bundes bis zu 3.000 MW Windenergieleistung an geeigneten Standorten installiert werden [2]. Die nächste Phase sieht bis 2030 einen Ausbau auf 20.000 bis 25.000 MW vor. Die Offshore-Windkraftanlagen würden dann 70 bis 85 Milliarden Kilowattstunden Strom pro Jahr erzeugen. Dies wären etwa drei Viertel der für diesen Zeitpunkt insgesamt eingeplanten 95 bis 110 Milliarden Kilowattstunden Strom aus Windkraft. Gemessen am heutigen Bedarf würde das einem Anteil der Windstromerzeugung zwischen 20 und 25 % entsprechen. Die Gesamtzahl der bis 2030 im Meer zu installierenden Anlagen beläuft sich dann bei einer angenommenen mittleren Leistung von knapp 4 MW pro Anlage mit heutiger Technik auf mehr als 6000 Anlagen. Dieses ehrgeizige Ausbauziel erfordert neben erheblichen Investitionen in die Infrastruktur der elektrischen Netze auch eine vorausschauende Planung der einzelnen Ausbauschritte. Hierzu haben sich einige Konsortien gebildet. Erste Kabeltrassen sind bereits genehmigt.

¹ Die deutschen Gewässer in Nord- und Ostsee unterteilen sich in die 12 Seemeilen-Zone (Küstenmeer) und die ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ). Das Küstenmeer ist deutsches Hoheitsgebiet. Seewärts der 12 Seemeilen-Grenze bis maximal 200 sm Entfernung zur Küste befindet sich die AWZ, an die sich die hohe See anschließt.

Im Rahmen des Genehmigungsverfahrens prüft das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrologie (BSH), ob die einzelnen Schutzgüter der Meeresumwelt z. B. Vögel, Fische, Meeres-säuger, Bodenfauna, Boden und Wasser durch das Projekt gefährdet werden. Außerdem ist bei Windparkvorhaben mit mehr als 20 Anlagen eine Umweltverträglichkeitsprüfung gemäß Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (UVPG) durchzuführen. Zu diesem Zweck muss der Antragsteller die Meeresumwelt in dem beplanten Gebiet untersuchen und die Auswirkungen des Vorhabens prognostizieren. Das BSH hat hierzu ein Regelwerk herausgegeben, das den Antragstellern den grundsätzlich für erforderlich gehaltenen Untersuchungsumfang für die einzelnen Schutzgüter vorgibt [3]. Eine Abschätzung möglicher ökologischer Auswirkungen war in der Vergangenheit mangels praktischer Erfahrung und fehlender Daten sehr schwierig. Die im Rahmen des vom BMU finanzierten Projekts Beo-FINO errichtete Forschungsplattform FINO 1 bietet heute ideale Möglichkeiten, Auswirkungen auf die Bodenfauna und den Vogelzug zu untersuchen. Die Ergebnisse dieser Studie wurden im Abschlußbericht in 2005 veröffentlicht [4].

1.4 Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Unter maßgeblicher Beteiligung des ISET wurde 2003 die European Academy of Wind Energy (EAWE) gegründet. Sie ist ein weltweit einmaliger Kompetenzverbund für Windenergieforschung. Darin haben sich die vier führenden europäischen Forschungsinstitute sowie einige Univer-

sitäten zusammengeschlossen und repräsentieren so insgesamt über 80% der europäischen Forschungskapazitäten im Windenergiebereich. Die von der EAWE formulierten Forschungsschwerpunkte für die kommenden Jahre umfassen Themen wie:

- intelligente Windkraftwerke der Zukunft
- kurz- und langfristige Windleistungsvorhersage
- Zusammenlegung von dezentralen Windparks als virtuelle Kraftwerke
- angepasste lastreduzierende Regelungsverfahren und die weitere Steigerung der technischen Verfügbarkeit für den Offshore-Einsatz
- Entwicklung von Reserve- und Risikostrategien
- Ertrags- und Windleistungsprognosen für Offshore-Anlagen

2. Wasserkraft

Die Wasserkraft ist die älteste und am weitesten entwickelte Technologie zur nachhaltigen Stromerzeugung. Mit einem Anteil von 18% an der weltweiten Stromerzeugung steht sie auf dem dritten Platz nach Erdöl und Kohle. Aus mehr als 750 GW werden pro Jahr etwa 2800 TWh Strom erzeugt. Weitere 120 GW befinden sich im Bau, 300 bis 400 GW sind noch geplant. Das technische Potenzial der Wasserkraft entspricht etwa 90% des weltweiten Strombedarfs, jedoch werden nur ca. 30% davon als nachhaltig eingestuft. Insbesondere große Wasserkraftanlagen mit großen Stauseen verursachen lokal erhebliche soziale und ökologische Probleme. Demgegenüber können kleine Wasserkraftanlagen durchaus so ausgeführt werden, dass Umweltauswirkungen gering ausfallen und auch strengeren Auflagen, wie sie z. B. aus der europäischen Wasserrahmenrichtlinie resultieren, genügen.

Allein in China versorgen über 45.000 Kleinwasserkraftanlagen mehr als 300 Millionen Menschen. Darüber hinaus ist die Kleinwasserkraft weltweit mit der Versorgung von über 50 Millionen Haushalten und 60.000 Kleinbetrieben die wichtigste Technologie zur länd-

Abbildung 2
Kleinwasserkraft
Pilotanlage in Tirva
(Finnland), EU-Projekt
Vasocompact
Quelle: ISET



lichen Elektrifizierung, wo es keine Stromnetze gibt. Mit Anschlusskosten von typisch 50 bis 75 \$ pro Haushalt verursacht sie die niedrigsten Kosten und bietet durch eine weitgehend angepasste Technologie die höchste regionale Wertschöpfung.

2.1 Wasserkraft als Speicher

Neben der Stromerzeugung hat die Wasserkraft in Form von Pumpspeicherkraftwerken enorme Bedeutung als derzeit einziger bedeutender Pufferspeicher für elektrische Energie. Die größten Anlagen können über Stunden mehrere Gigawatt an Leistung aufnehmen oder abgeben und innerhalb von Sekunden eingesetzt werden. Der Energieinhalt der norwegischen Speicherkraftwerke genügt, um Europa über Wochen mit elektrischer Energie zu versorgen. Im Unterschied zu anderen Erneuerbaren wächst die Wasserkraft mit moderaten 3%/a bei tendenziell steigenden Kosten für neue Anlagen, was vorwiegend durch steigende Rohstoffpreise wie z. B. den hohen Stahlpreisen verursacht wird.

2.2 Forschungs- und Entwicklungsvorhaben

Nationale und internationale Forschungsprogramme konzentrieren sich daher – soweit die Wasserkraft überhaupt noch Beachtung findet – auf die Reduktion der Kosten und der Umweltauswirkungen der Anlagen. Trotz der technischen Reife moderner Wasserkraftanlagen führt technologischer Fortschritt zu immer besseren Turbinen und neuen Lösungen wie zum Beispiel direktgetriebenen Synchrongeneratoren mit Permanenterregung, die ein Getriebe überflüssig machen.

Eine besonders für Anlagen mit niedriger Fallhöhe interessante Entwicklung hat das ISET im Rahmen eines Europäischen Projektes (VAS-COMPACT) entwickelt. Hierbei wird die aufwändige mechanische Regulierung von Lauf- und Leitrad der Kaplan turbine durch eine elektronische Drehzahlregelung ersetzt. Diese neuartigen Turbinen mit integrierten Permanentmagnetgeneratoren funktionieren getriebelos und können daher komplett unter Wasser betrieben werden. Mit ihnen sind Kostenein-

sparungen im Bereich von 10% möglich. Weitere interessante neue Lösungen sind:

- Kompakt-Turbinen mit der Bezeichnung ECOBulb™. Sie wurden für kleine Flusskraftwerke entwickelt und sind ein besonders umweltverträgliches Produkt. Sie garantieren dank ihrer innovativen Technologie sehr hohe Wirkungsgrade bei minimalem Wartungsaufwand.
- „Straflomatrix“-Miniturbinen der Firma Andritz VAtech können schon bei geringem Gefälle Strom erzeugen.

3. Meeresenergie: Gezeiten, Wellen, Strömungen

Auf die Meere entfällt auf Grund ihres Anteils an der Erdoberfläche gut 70% der solaren Einstrahlung und fast 90% der Windenergie. Sie halten damit den größten Teil der weltweiten Ressourcen an erneuerbaren Energien bereit. Technisch und wirtschaftlich nutzbar sind aus heutiger Sicht jedoch nur Bruchteile dieses theoretischen Energieangebots.

Europäische Studien schätzen das weltweite technische Erzeugungspotenzial der Wellenenergie auf 11.400 TWh/a. Nachhaltig nutzbar sind davon schätzungsweise etwa 1.700 TWh pro Jahr.

3.1 Gezeitenenergie

In Küstennähe treten durch die Gezeiten starke Meeresströmungen auf, die ebenfalls zur Energiegewinnung genutzt werden können. Das gesamte nutzbare Potenzial liegt nach heutiger Kenntnis bei etwa 800 TWh/a. Die einzige Technologie, die heute bereits im Kraftwerksmaßstab eingesetzt wird, sind die Gezeitenkraftwerke. Das mit 240 MW größte befindet sich an der Mündung der Rance bei St. Malo an der französischen Atlantikküste, weitere Anlagen existieren in Kanada und China. Südkorea plant zurzeit drei weitere Kraftwerke dieses Typs mit zusammen mehr als 1700 MW.



Abbildung 3
Schottische Wellen-
energieanlage Limpet

Quelle: Wavegen –
Voith Siemens Hydro
Power Generation

3.2 Osmoseenergie

Ein weiteres Verfahren zur Energieerzeugung beruht auf der Ausnutzung des osmotischen Druckes zwischen Süßwasser und Meerwasser, z. B. an einer Flussmündung mithilfe spezieller Membranen mit hoher Salzurückhaltung. Diese Technologie befindet sich zurzeit noch im Labormaßstab. Weltweit ist an Flüssen mit einem Durchfluss von über 500 m³/s theoretisch eine Leistung von ca. 730 GW erreichbar, bzw. etwa 2.000 TWh pro Jahr als nachhaltiges Potenzial.

3.3 Wellenenergie

Aber auch die Wellenenergie wird sich in den nächsten Jahren rasch entwickeln. Der erste Wellenenergiepark der Welt mit drei Anlagen vom Typ Pelamis mit je 750 kW, einem aus beweglichen Gliedern bestehenden schwimmenden System, das an eine Seeschlange erinnert, wird in Kürze vor Portugal in Betrieb gehen. In Spanien und Portugal sind weitere Parks im Megawattbereich mit Punktabsondern geplant. In Großbritannien wird in einem speziell ausgewiesenen Bereich der Nordsee ein Netzanschluss mit 20 MW Kapazität für die Installation von Wellenenergiewandlern, der sog. „Wavehub“ bereitgestellt. Insgesamt werden in den kommenden Jahren allein in Europa mindestens 300 Mio. Euro in Entwicklung und Bau von Meeresenergieanlagen investiert. Auf Grund der technischen Nähe zur Wasserkraft war es z. B. für die

Firma Voith Siemens Hydro Power Generation eine „logische Ergänzung zur klassischen Wasserkraft“, die schottische Firma Wavegen und ihr Konzept einer Luftstau erzeugenden küstengebundenen Anlage zu erwerben (Abb. 3). Eine Anlage dieses Typs soll in Kooperation mit der EnBW erstmalig auch in Deutschland an der Nordseeküste errichtet werden.

3.4 Nachhaltig nutzbare Potenziale

Die Nutzung vorwiegend küstennaher und aus heutiger Sicht technisch erreichbarer Meeresflächen ergibt unter Berücksichtigung von Wellen, Strömungen und Osmose ein weltweit nutzbares Potenzial von insgesamt etwa 5.000 TWh pro Jahr, also knapp ein Drittel des Weltstrombedarfs.

3.5 Forschungs- und Entwicklungsvorhaben

Zurzeit sind etwa 10 Forschungseinrichtungen, darunter das ISET, sowie etwa 20 Unternehmen aus Deutschland an Entwicklung und Herstellung von Komponenten und Systemen für die Nutzung der Meeresenergie beteiligt. Es könnte für viele Unternehmen aus der Wasserkraft oder Windenergie ein interessanter neuer Exportmarkt entstehen.

Dies war auch ausschlaggebend für das BMU, das ISET gemeinsam mit Industriepartnern erstmalig mit einem Forschungsprojekt zur

Abbildung 4
Meeresströmungsturbine Seaflow im Meeresarm der Severn, Nähe Bristol

Quelle: ISET

Abbildung 5
Fotomontage der geplanten 1MW-Anlage am Standort in Nordirland

Quelle:
Marine Current Turbines

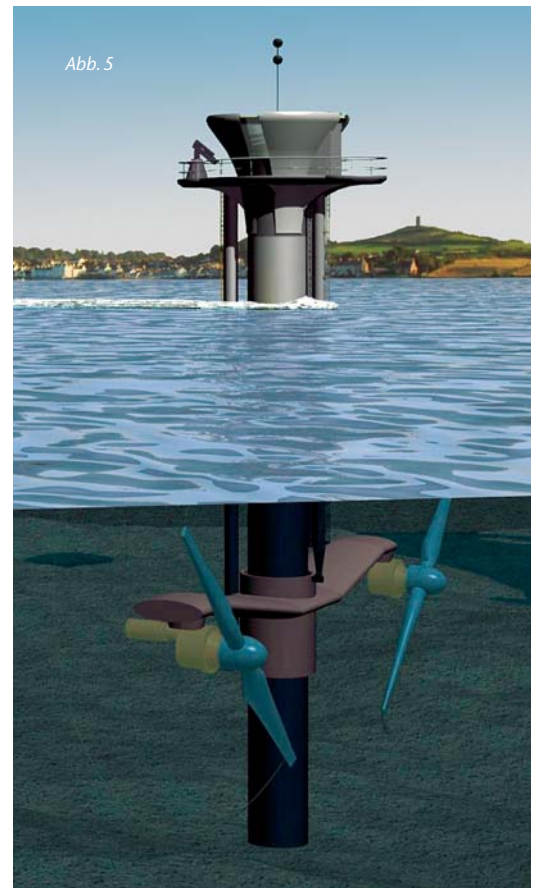


Weiterentwicklung einer Meeresströmungsturbine, der SEAFLOW-Anlage (Abb. 4), seit dem Jahr 2001 zu fördern. Das erste Projekt hat alle wesentlichen Projektziele erreicht und ist damit ein wichtiger Schritt zur Entwicklung marktfähiger Komponenten und Anlagen zur Stromerzeugung aus Meeresströmungen in Richtung auf eine Markteinführung der Technologie. Die Ergebnisse umfassen Maßnahmen zur Kostensenkung und zur Ertragssteigerung, zur Sicherstellung einer hohen Anlagenzuverlässigkeit sowie zur erhöhten Lebensdauer von Systemen und einzelnen Komponenten. Ein Nachfolgeprojekt wurde 2005 begonnen. Es umfasst die Entwicklung einer Doppelrotoranlage mit einer Leistung von 1MW (Abb. 5).

Auch hier fließt wieder Know-how des ISET und der Industrie aus der Entwicklung von Wind- und Wasserkraftanlagen ein. Die Installation des Prototyps ist für Anfang 2007 in Nordirland geplant. Darüber hinaus ist das ISET auch mit der Weiterentwicklung eines italienischen Vertikalachserkonzepts befasst.

Literatur

- [1] Windenergie in Deutschland – von der Vision zur Realität – Ausgewählte Ergebnisse aus dem Begleitprogramm WMEP zum Breitentest „250 MW Wind“, ISET, Kassel, März 2006



- [2] K. Rohrig, Online-Erfassung und Prognose der Windenergieeinspeisung, FGH-Fachtagung „Windenergie und Netzintegration“, Hannover, Februar 2005
- [3] Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See im Rahmen der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung, BMU, Januar 2002
<http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/index.jsp>
- [4] Ökologische Begleitforschung zur Windenergienutzung im Offshore-Bereich der Nord- und Ostsee (BeoFINO): Abschlußbericht / Orejas, C. et al. Bremerhaven: Alfred-Wegener-Institut für Polar- u. Meeresforschung; Bonn: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz u. Reaktorsicherheit (BMU), 2005

Weiterführende Literatur:

Welt im Wandel – Energiewende zur Nachhaltigkeit, Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderung (WBGU), Springer, Berlin, 2003

Geothermie – Nachhaltige Stromerzeugung mit KWK

Einführung

Die gegenwärtig hochaktuelle Debatte um Energielieferungen, Gas- oder Ölpreise und Klimawandel zeigt, dass die Entwicklung nachhaltiger und umweltverträglicher Energieversorgungsstrukturen eine der dringendsten Zukunftsaufgaben ist. Daher erarbeitet das GeoForschungsZentrum Potsdam wissenschaftliche und technologische Grundlagen für die wirtschaftliche Nutzung der Erdwärme.

Die in der Regel eher niedrigen Temperaturen in der Erde legen nahe, die Erdwärme für die Bereitstellung von Wärme und Strom, also eine Form der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zu nutzen. So soll in der geothermischen Technologieentwicklung mit dem bohrtechnischen Aufschluss des In-situ-Geothermielabors in Groß Schönebeck die Machbarkeit geothermischer Stromerzeugung aus tiefen sedimentären, heißwasserführenden Speichergesteinen demonstriert werden. In einem nächsten Schritt ist der Aufbau eines geothermischen Kraftwerkes mit Unterstützung des Energieversorgungsunternehmens Vattenfall Europe AG vorgesehen.



Ziel ist die Entwicklung und der Test einer innovativen Versuchsanlage. Eine weitere Aufgabe liegt in der Übertragung der Erkenntnisse der Lagerstätten erkundung, -erschließung und -behandlung auf andere Standorte mit ähnlichen geologischen Bedingungen. Die geothermischen Forschungsarbeiten sind in vielfältige internationale Kooperationen zur Erschließung und Nutzung der Erdwärme eingebunden. Die sich daraus ergebenden wechselseitigen Entwicklungsimpulse und Synergien werden die geothermische Technologieentwicklung auch international voranbringen.

Heizkraftwerk Neustadt-Glewe

Die Anlage in Neustadt-Glewe ist ein wichtiger Meilenstein in der geothermischen Technologieentwicklung. Die geothermische Kraft-Wärme-Kopplungsanlage zeigt, dass Stromerzeugung aus Erdwärme unter hiesigen geologischen Bedingungen realisierbar ist (*Abb. 1*).

Die Pilotanlage ermöglicht theoretische Berechnungen und Modelle mit den tatsächlichen Kraftwerksdaten zu untermauern und zu vergleichen. Diese wissenschaftliche Begleitung führt auf den Weg zu einer wirtschaftlichen geothermischen Stromerzeugung.

Die Anlage in Neustadt-Glewe kann Strom und Wärme gleichzeitig bereitstellen. Sie wird wärmegeführt betrieben. Das bedeutet für die Stromerzeugung, dass sie nur im Teillastbetrieb erfolgt: Strom wird also nur dann erzeugt, wenn die geothermische Wärme genutzt wird. Für diese Art der Stromerzeugung sind weitergehende Untersuchungen notwendig, da der damit verbundene Teillastbetrieb bisher wenig bekannt ist.

¹ Der Organic Rankine Cycle (ORC) ist ein Verfahren des Betriebs von Dampfturbinen mit einem anderen Arbeitsmittel als Wasserdampf.

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

Dr. Silke Köhler
GFZ
silke.koehler2@rwe.com

Wolfgang Bogenrieder
Vattenfall Europe
Renewables GmbH
wolfgang.bogenrieder@vattenfall.de

Dr. Egbert Broßmann
Vattenfall Europe
Renewables GmbH
Egbert.brossmann@vattenfall.de

Abbildung 1a
Geothermische Stromerzeugung am Standort Neustadt Glewe mit Umhausung, Förderbohrung, Kühlanlage, Organic Rankine Cycle¹

Abbildung 1b
Blick ins Innere des Containers

Wesentlicher Bestandteil geothermischer Technologieentwicklung ist die Modellierung thermodynamischer Prozesse zur Wandlung von Wärme in Strom. Die Modelle ermöglichen:

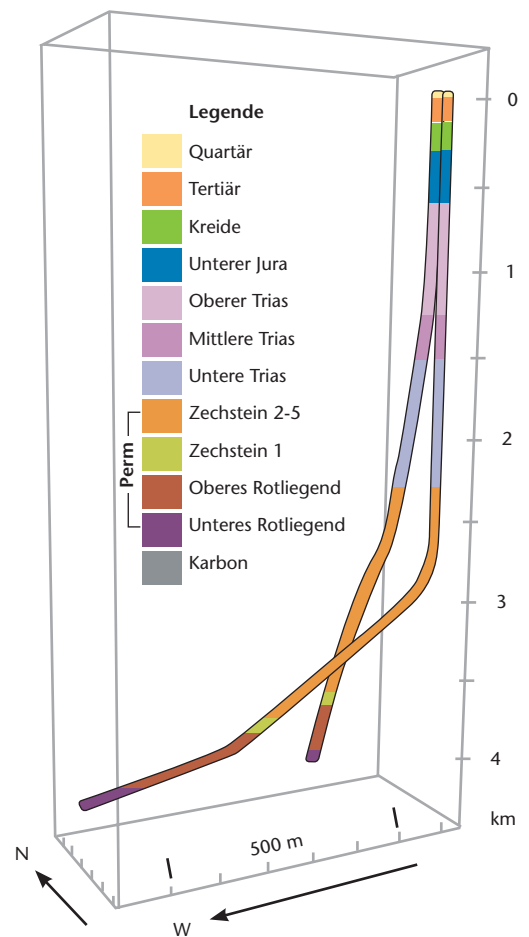
- Erkennen von Haupteinflussparametern in den Kreisläufen
- Verknüpfung der internen Prozessparameter
- Durchführung von Optimierungsrechnungen

Die Kraftwerks- und Kostendaten werden für eine gekoppelte energetische, ökonomische und ökologische Analyse verknüpft. Sie gibt Auskunft über die Wirtschaftlichkeit des Betriebes bei gleichzeitiger Bereitstellung von Strom und Wärme. Durch die Analyse werden die Orte der größten Exergieverluste² sowie die Hauptkostenquellen identifiziert. Hier liegen entscheidende Potenziale für die Optimierung des Systems. Kraft-Wärme-Kopplung bedingt demnach einen Teillastbetrieb, der bei Niedrigtemperaturanlagen wie in Neustadt-Glewe noch besondere Modellierinstrumente benötigt.

Abbildung 2

Räumliche Darstellung des Bohrverlaufes: bestehende Altbohrung (hinten) und zurzeit durchgeführte Bohrung (vorne) mit Markierung der geologischen Horizonte.

(Die Vertikale ist gegenüber dem horizontalen Maßstab verkleinert.)



Das in situ³ Geothermielabor Groß Schönebeck

Groß Schönebeck mit seiner 150 °C heißen geothermischen Lagerstätte wurde zunächst im Hinblick auf einen stromgeführten Betrieb konzipiert. Das In-situ-Forschungslabor in der 4,3 km tiefen Geothermiebohrung wurde für hydraulische Experimente und Bohrlochmessungen eingerichtet. In den letzten Jahren wurde dort in Großexperimenten u.a. die Methode des massiven „Wasserfracs“ erstmals in heißen sedimentären Tiefengesteinen im Norddeutschen Becken erfolgreich getestet. Nach der Riss-Stimulierung durch die Wasserfracs stieg die Produktivität der Bohrung erstmals in einen Bereich, der die geothermische Stromerzeugung im Norddeutschen Becken nicht nur generell möglich, sondern auch energiewirtschaftlich interessant macht [1, 2].

Die Stimulation selbst ist aber nur ein erster Schritt. Nun muss bewiesen werden, dass das Rissystem auch längere Zeit offen bleibt und den Transport einer ausreichenden Wassermenge garantiert. Der nächste Schritt zu einer geothermischen Energieerzeugung ist die erfolgreiche Zirkulation des Wassers zwischen zwei räumlich getrennten Bohrungen, die im Bereich des Reservoirs etwa einen halben Kilometer auseinander liegen. Dazu wird zurzeit in Groß Schönebeck ein zweites Bohrloch abgeteuft (Abb. 2). In diesen beiden Bohrungen soll dann mit Hilfe eines mehrere Monate dauernden Zirkulationsexperimentes untersucht werden, ob sich das erzeugte Rissystem zum dauerhaften Transport und Wärmeaustausch des im Untergrund vorhandenen Wassers eignet. Nur langfristig gesicherte Produktionsraten erlauben eine nachhaltige Nutzung eines Heißwasserreservoirs, die eine Investition in die Stromerzeugung lohnend macht.

² Exergie bezeichnet den nutzbaren Energieteil
³ Insitu – Die Behandlung vor Ort. Gemeint ist damit der Einsatz eines Verfahrens oder einer Meßmethode, bei der der eigentliche Prozess nicht verlagert wird.

In Groß Schönebeck soll die vorhandene Altbohrung als Injektionsbohrung verwendet werden. Die neu abzuteufende Bohrung zur Förderung ist so angelegt, dass sie nicht senkrecht durch den Speicherbereich stößt, sondern darin abgelenkt wird. Das sorgt für einen längeren Verlauf in dieser für die Produktion entscheidenden Schicht und damit für größere Zuflussflächen.

Vielfältige Visualisierungsmöglichkeiten mit so genannten 3D-Modellen dienen als Entscheidungshilfe für die geologische Bohrfadplanung.

Kann eine ausreichende Produktivität nachgewiesen werden, dann soll in Groß Schönebeck in Kooperation mit Vattenfall Europe eine Strom produzierende Forschungsanlage errichtet werden. Sie soll vor allem verfahrenstechnische Fragen klären; dabei steht die Wirtschaftlichkeit geothermischer Stromerzeugung im Vordergrund.

Wärme und Kälte für den Reichstag – Aquiferspeicher in der Energieversorgung der Berliner Parlamentsbauten

Wärme und Kälte aus der Umwelt bzw. aus Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung werden in dem Energieversorgungssystem der deutschen Parlamentsbauten in Berlin saisonal gespeichert und bedarfsgerecht bereitgestellt. Dazu wurden Wärme- und Kältespeicher in Wasser führenden Schichten unterhalb des Platzes der Republik vor dem Reichstagsgebäude eingerichtet und in Betrieb genommen.

Der Wärmespeicher führt zu einer Vergrößerung des Anteils der Kraft-Wärme-Kopplung an der Gesamtenergiebereitstellung, und zwar auch bei stromgeführtem Betrieb der Aggregate. Der Kältespeicher ermöglicht die Nutzung der niedrigen Umgebungstemperaturen der kalten Jahreszeit zur Kühlung in den Sommermonaten (Abb. 3).

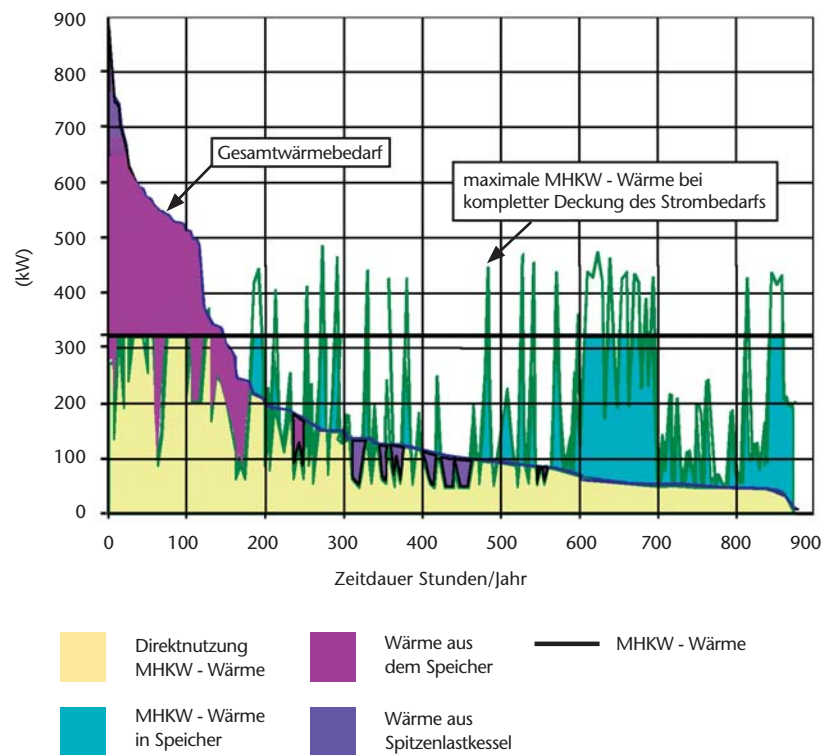


Abb. 3 zeigt beispielhaft die geordnete Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs und die Wärmebereitstellung durch die stromgeführten Motorheizkraftwerke (MHKW) und Spitzenlastkessel im Energieverbund Spreebogen in Berlin. Bedarf an elektrischer Energie und Bedarf an Wärme bestehen nicht immer gleichzeitig, sodass auch zu Zeiten niedrigen Wärmebedarfs der Spitzenlastkessel anspringt. Zu anderen Zeiten kann bei identischem Wärmebedarf ein Wärmeüberschuss bereit stehen, und zwar dann, wenn gerade eine hohe Anforderung an elektrischer Energie besteht. Dieser Wärmeüberschuss wird dann in einen saisonalen Speicher (Abb. 4) eingebracht. Speicherung von thermischer Energie ist damit letztendlich eine Voraussetzung für einen energetisch sinnvollen stromgeführten Betrieb von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen.

Abbildung 3 Geordnete Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs und Wärmeangebot eines Motorheizkraftwerkes (MHKW) bei stromgeführtem Betrieb. Beispiel Energieverbund Spreebogen. Quelle: GTN

Abbildung 4
Aquiferspeicher für
Wärme und Kälte
im Untergrund des
Reichstagsgebäudes

Quelle: Bundesbaugesellschaft, GTN

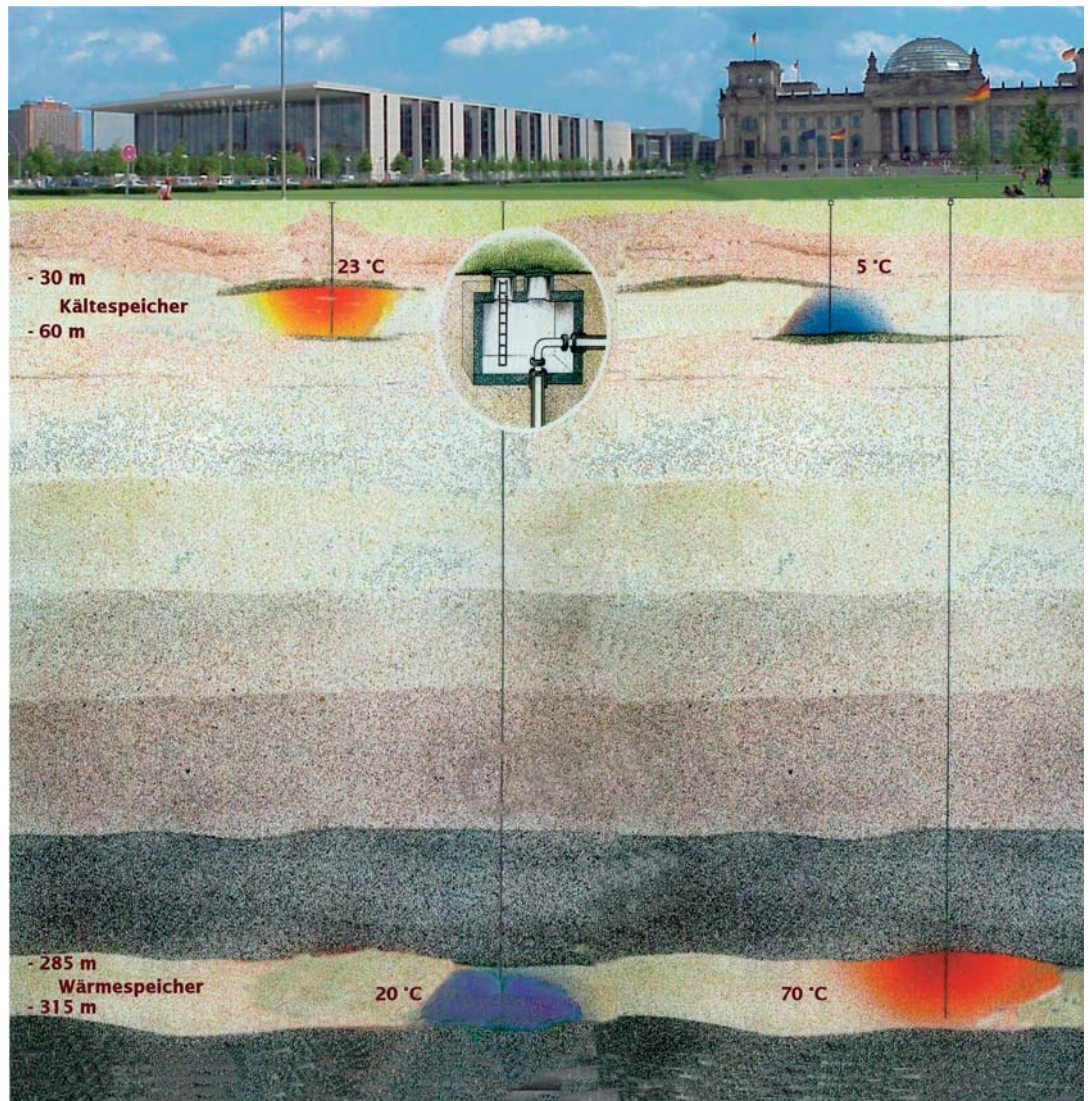
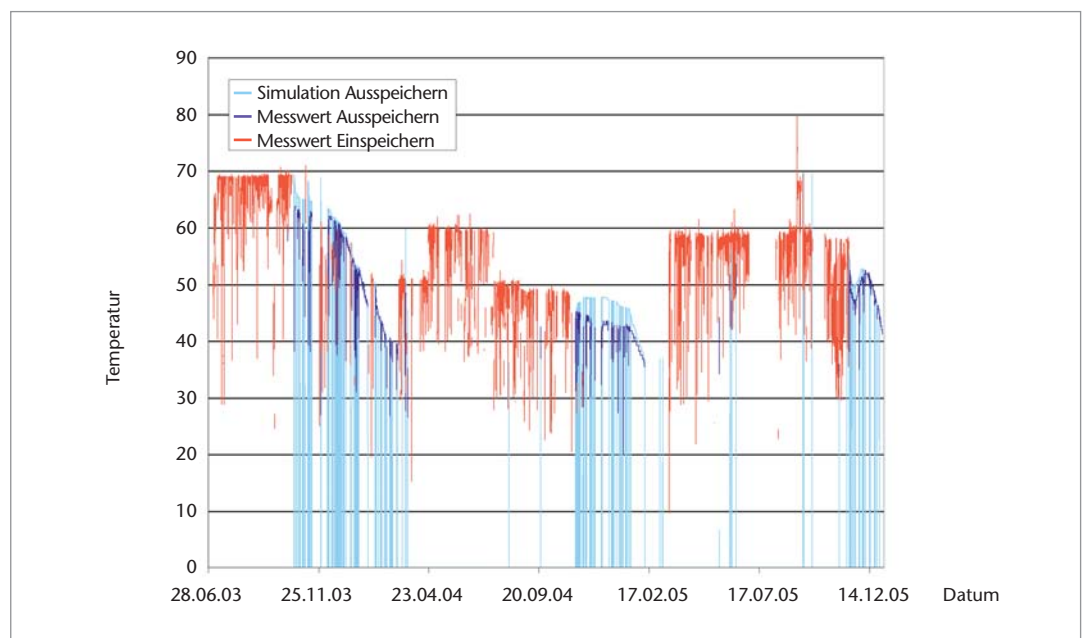


Abbildung 5
Ein- und Ausspeicher-
temperatur des
Wärmespeichers im
Laufe von drei Jahren.
Rote und dunkelblaue
Linien: Messungen,
hellblau Linien:
Modellierungen
(Bartels, GTN) .



Den Wärmespeicher bildet ein Sandsteinhorizont in 285 bis 315 m Tiefe, der salzhaltiges Wasser (Sole) enthält. Eine Dublette erschließt dieses Aquifer. Die Beladung erfolgt in der Regel mit maximal 70 °C heißem Wasser, die Entladung mit 65 - 30 °C. Im Betrieb kann ein Volumenstrom von bis zu 100 m³/h gefördert bzw. injiziert werden. Damit beträgt die maximale Einspeicherungsleistung ca. 3,2 MW. Die Wärme aus der Entladung versorgt den Niedertemperaturbereich der verschiedenen Gebäudeheizungssysteme im direkten Wärmetausch. Eine weitere Abkühlung (bis auf minimal 20 °C) kann bei Bedarf durch Absorptionswärmepumpen vorgenommen werden, die im Umfang von ca. 2 MW Kälteleistung installiert sind.

Die Funktionsweise des Untergrundspeichers kann anhand der Temperaturentwicklung gezeigt werden [3; 4]. *Abb. 5* zeigt beispielhaft die Temperatur am Bohrungskopf der warmen Bohrung im Zeitraum Juni 2003 bis Winter Dezember 2005. Dieser Zeitraum umfasst ca. drei Be- und Entladezyklen. Die im Verlauf der Entladungsperiode absinkende Fördertemperatur ist charakteristisch für die Aquiferspeicherung.

In einer deutlich geringeren Tiefe (ca. 50 m) wurde unter dem Spreebogen ein weiterer Aquiferspeicher erschlossen. Er dient primär der Gebäudekühlung. Süßes Grundwasser (max. 300 m³/h aus fünf Bohrungen) wird dazu im Winter auf 5 °C abgekühlt. Im Wesentlichen geschieht dies bei Außentemperaturen unterhalb 0 °C in Kühltürmen mittels Umgebungskälte [5]. Im Sommer versorgt dieser ausgekühlte Speicher die Kühlsysteme im direkten Wärmetausch.

Die Energieversorgungsanlagen sind nun seit ca. 7 Jahren im Betrieb und funktionieren ohne größere Probleme. Jedoch sind Abnehmerbedarf, Systemkomponenten der Energieerzeugung und -verteilung und insbesondere die Aquiferspeicher durch unterschiedliches zeitliches Verhalten charakterisiert, sodass in der Gesamtanlage oftmals Konflikte zwischen deren optimaler Fahrweise sowie den in der Regel trägen Aquiferspeichern auftreten können. Daher ist es Ziel eines größeren Forschungsprojektes unter der Federführung des Geo-

Forschungszentrums Potsdam, Methoden zur Optimierung des Einsatzes der Einzelkomponenten und der Betriebsweise der Gesamtanlage zu erarbeiten. Aus diesen Ergebnissen sollen Konzepte für zukünftige Energieversorgungsanlagen mit Aquiferspeichern entwickelt werden.

Strategie zukünftiger Energieversorgung aus Sicht von Vattenfall Europe AG

Die derzeitigen Investitionen von Energieversorgungsunternehmen wie Vattenfall Europe AG haben einen Zeithorizont von mehreren Jahrzehnten für Laufzeiten von Kraftwerken, bei Leitungsnetzen noch länger. Sie haben daher strategischen Charakter. Die Investitionsentscheidungen werden zwar von wirtschaftlichen Kriterien bestimmt, es spielen aber auch eine Vielzahl weiterer Faktoren direkt oder indirekt eine Rolle. Die Treibhausproblematik schlägt sich beispielsweise direkt über den Emissionshandel in der Wirtschaftlichkeit nieder, genauso wie die Sicherheit beim Brennstoffeinkauf und der marktbestimmte Absatz des Stroms und der Wärme. Hinzu kommen Aspekte der Zukunftsfähigkeit der gewählten Technologien, der Sozialpolitik und der Umwelt.

Darauf aufbauend möchte Vattenfall Europe ein Investitionsprogramm in Deutschland mit bis zu 6 Milliarden Euro bis 2012 verwirklichen. Geplant sind hocheffiziente Kohlekraftwerke mit Wärmeauskopplung mit der Entwicklungsperspektive so genannter CO₂-freier Kohlekraftwerke. Gleichzeitig wird der Stellenwert von grundsätzlich emissionsfreien Kraftwerken wie erneuerbare Energiequellen im Gesamtkonzept wachsen. Kernkraftwerke werden einer dem technischen Fortschritt angepassten Prüfung unterzogen. Dazu kommen die Erweiterung der Fernwärmenetze sowie der Ausbau der Übertragungs- und Verteilungsnetze.

Die 30-MW-Pilotanlage für ein CO₂-freies Kraftwerk nach der Vattenfall Technologie mit reinem Sauerstoff befindet sich am Standort Schwarze Pumpe im Bau und wird voraus-

sichtlich 2008 in Betrieb gehen. Es soll damit der Betrieb eines CO₂-freien Kohlekraftwerkes getestet werden. Zudem finden Versuche zur Endlagerung des CO₂ in Ketzin westlich von Berlin zusammen mit dem GFZ Potsdam statt.

Vattenfall Europe betreibt in Deutschland fast 3.000 MW Pumpspeicher- und Laufwasser-Kraftwerksleistung, einige Onshore-Windkraftanlagen, besitzt einen 24,5 %-igen Anteil an der Offshore-Projektentwicklungsgesellschaft für Borkum Riffgrund und beteiligt sich an der Errichtung und dem Betrieb des ersten deutschen Offshore-Windparks in der Nordsee DOTI (Deutsche Offshore-Testfeld- und Infrastruktur-Gesellschaft).

Das erste und bisher einzige Erdwärmekraftwerk Deutschlands in Neustadt-Glewe wurde von Vattenfall Europe im Jahr 2003 errichtet und seitdem betrieben. Als nächstes Projekt ist das Erdwärmekraftwerk Groß-Schönebeck nördlich von Berlin geplant, wo derzeit die zweite Bohrung vom GFZ Potsdam niedergebracht wird und danach dort ein Erdwärmekraftwerk errichtet werden soll.

Ein Biomassekraftwerk wurde 2006 in Sellessen in der Lausitz gestartet und ein weiteres großes soll in Hamburg folgen. Weiterhin gibt es eine Beteiligung an der Einsatzforschung von Brennstoffzellen im stationären und mobilen Bereich.

Geothermie und Biomasse entsprechen mit ihrer wetterunabhängigen, stetigen Verfügbarkeit sehr gut den Anforderungen eines Grundlastbetriebes in der Stromversorgung und ermöglichen dadurch eine hohe Anzahl von Nutzungsstunden. Als Beispiel für die bereits erreichte Schwelle zur Wirtschaftlichkeit ist der boomende Erdwärmepumpenmarkt zu nennen.

Leider gelangen Vattenfall Europe mit der Mitverbrennung von Biomasse in hochmodernen Braunkohlekraftwerken bisher nur punktuelle Erfolge, da das Erneuerbare-Energien-Gesetz hinsichtlich der Vergütung die Biomasseverbrennung auf die kleineren, weniger effektiven Biomassekraftwerke begrenzt.

Aufgrund der begrenzten Biomasse-Ressourcen einer nachhaltigen Land- und Forstwirtschaft in Deutschland und auch der Konkurrenzsituation

mit den Bio-Kraftstoffen wird die Biomasse in der Strategie von Vattenfall wahrscheinlich nur eine Ergänzungsfunktion einnehmen können. Das große Potenzial der tiefen Geothermie dagegen soll mit einem eigenen Beitrag das derzeitige Erschließungstempo steigern.

Ausblick

Geothermisch getriebene KWK ist eine Option zukünftiger Energieversorgung, in der saisonale Speicher eine wichtige Rolle spielen können. Alle drei vorgestellten Projekte, die zusammen diese Option beleuchten, implizieren einen Bedarf an weiterer Technologieentwicklung.

Aus den Erfahrungen der ersten Betriebsjahre des Heizkraftwerkes Neustadt-Glewe lernen wir, dass noch weitere Instrumente der Modellierung sowie der Mess- und Regeltechnik benötigt werden, um optimale Betriebspunkte für den durch die Wärmeleitung bedingten Teillastbetrieb zu finden und einzustellen. Es ist bemerkenswert, dass unter den derzeitigen Bedingungen der Erlös aus dem Verkauf einer Kilowattstunde Wärme frei Erdwärmeheizkraftwerk eindeutig höher ist als beim Stromverkauf. Dieser Vorteil kann allerdings nicht auf Standorte ohne Wärmenetze übertragen werden. Die ebenfalls nicht billigen Stromnetze können dagegen auf der Grundlage des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes kostenlos genutzt werden.

Die Arbeiten in Groß Schönebeck führen auf den Weg zu mehr Planungssicherheit in der Erschließung tiefer wasserführender Schichten. Diese Planungssicherheit begründet sich auf neue Erkenntnisse in der Anwendung von Hydraulikfracturing-Verfahren in der Geothermie sowie aus den operativen Erfahrungen zur aktuellen Abteufung der neuen Forschungsbohrung. Die nächsten Schritte sind der Nachweis der prinzipiellen Fündigkeit heißer Tiefenwässer am Standort sowie mit zusätzlichen finanziellen Mitteln des Landes Brandenburg und Vattenfall Europe der Nachweis der Nachhaltigkeit eines Thermalwasserkreislaufes. Dieses zusammen bildet die Voraussetzung zum Aufbau eines geothermischen Kraftwerkes am Standort durch Vattenfall Europe.

Im Energieversorgungssystem der Parlamentsbauten im Berliner Spreebogen wird ein besonderes Augenmerk auf den Betrieb der terrestrischen Wärme- und Kältespeicher gelegt. Die ersten Betriebsjahre zeigen, dass Be- und Entladung erfolgreich durchgeführt werden konnten. Die Energieversorgung soll in Zukunft noch effizienter gestaltet werden, nachdem das Zeitverhalten dieser Speicher weiter untersucht und mit den Ergebnissen ihre Einbindung in das Energiesystem optimal gestaltet wird.

Die aufgezeigten drei Beispiele der geothermischen Technologieentwicklung zeigen, dass hier wichtige Beiträge für den weltweiten Ausbau regenerativer Energien entstehen können, denn der geologische Untergrund hier ist typisch für weite Teile Mitteleuropas und damit repräsentativ für viele Gebiete. Funktioniert diese geothermische Technologie also in Deutschland erfolgreich, dann kann sie weltweit auf Gebiete ähnlicher geologischer Struktur übertragen werden.

Diese Entwicklung soll in Zukunft gemeinsam mit Unternehmen der Energiewirtschaft zu einem effizienten Technologietransfer aus der Forschung in die Anwendung führen. Die Vorteile liegen in der Verbesserung der Projektabwicklung zur Abdeckung des geologischen, technischen und finanziellen Managements. Operative Projekte führen zu Komponenten der Energieversorgung, die mit Hilfe weiterer Unternehmen optimal in entsprechende Netzstrukturen eingebunden werden können. Durch den gemeinsamen Aufbau von Pilot- und Demonstrationsanlagen durch Forschungseinrichtungen und Unternehmen der Energiewirtschaft schafft man die Möglichkeit, die Erschließung der gewaltigen geothermischen Potenziale zu beschleunigen.

Literatur

- [1] Huenges E., Jung R., Kehrner P., Wagner H.J., Rummel F., Preuße A. und Kukla P., Erschließung tiefer Geothermiequellen zur Wärme- und Kältegewinnung, Wärme und Kälte-Energie aus Sonne und Erde, Jahrestagung des Forschungsverbands Sonnenenergie Tagungsband, p.68-74, 2005
- [2] Huenges, E., Holl, H.-G., Legarth, B., Zimmermann, G., Saadat, A., Tischner, T. Hydraulic stimulation of a sedimentary geothermal reservoir in the North German basin: case study Groß Schönebeck, Zeitschrift für Angewandte Geologie, 50, 2, 24-27, 2004.
- [3] Bartels J., Simulation von saisonaler Wärme- und Kältespeicherung im Grundwasser: Validierung und Prognoserechnungen mit Betriebsdaten der Aquiferspeicher der Berliner Parlamentsbauten. 6. Fachtagung „Grafikgestützte Grundwassermodellierung“, Köln, 2004.
- [4] Köhler S., Kabus F. und Huenges E. Saisonale Speicherung thermischer Energie im Untergrund, Physik in unserer Zeit, im Druck. (2006)
- [5] BINE: Aquiferspeicher für das Reichstagsgebäude. Fachinformationszentrum Karlsruhe, 13/03, 2003

Stromerzeugung aus Biomasse – effizient, dezentral und grundlastfähig

Dr. Bernd Krautkremer
ISET
bkrautkremer@
iset.uni-kassel.de

Heutige Bioenergieanlagen leisten einen Beitrag zur Grundlastversorgung mit elektrischer Energie. Die Einspeisevergütung durch das EEG fördert diesen Beitrag, wodurch es ökonomisch vorteilhaft ist, die Anlagen möglichst rund um die Uhr zu betreiben. Um die Grundlastversorgung sicher darstellen zu können, besteht jedoch ein wesentlicher Entwicklungsbedarf, um ähnlich hohe Verfügbarkeiten erreichen zu können wie es bei Anlagen mit fossilen Energieträgern heute Stand der Technik ist. Hier leistet die Einspeisevergütung einen entscheidenden Beitrag, da eine höhere Verfügbarkeit automatisch mit höheren Erlösen einhergeht.

Ein nicht zu unterschätzender Vorteil der Bioenergieanlagen im Vergleich zu anderen regenerativen Energien ist die prinzipielle Möglichkeit, auch bedarfsgesteuert Energie zur Verfügung zu stellen. Hierzu ist bereits eine Vielzahl der erforderlichen technischen Einzelkomponenten verfügbar, jedoch mangelt es an einer geschlossenen Darstellung der vollständigen Technologie. Außerdem sind die notwendigen Marktbedingungen noch nicht geschaffen worden. Es besteht daher ein großer Forschungsbedarf, um die erforderliche Technologie bereitstellen zu können und um die erforderlichen rechtlichen und wirtschaftlichen Randbedingungen abzuleiten.

Kraftwerksmanagement: Grundlast, Mittellast und Spitzenlast

Grundlast bezeichnet die Netzbelastung, die während eines Tages in einem Stromnetz nicht unterschritten wird. Da der niedrigste Stromverbrauch meist nachts auftritt, wird die Höhe der Grundlast bestimmt von Industrieanlagen, die nachts produzieren, von Straßenbeleuchtung

und Dauerverbrauchern in Haushalt und Gewerbe. Darüber hinaus kann die Grundlast von den Energieversorgungsunternehmen noch erhöht werden, indem zu Schwachlastzeiten Pumpspeicherkraftwerke gefüllt werden oder Nachtspeicherheizungen eingeschaltet werden. Zur Deckung der Grundlast werden Grundlastkraftwerke eingesetzt, die den Strom zu einem niedrigeren Preis verkaufen können. Ansprüche an schnelle Regelbarkeit werden an diese Kraftwerke nicht gestellt. Hierzu zählen Kernkraftwerke, die nur mit großem Aufwand zu regeln sind und dann auch sehr träge auf Regeleinriffe reagieren, aber lange und zuverlässig Energie bereitstellen. Bei Betriebsunterbrechungen dauert es sehr lange, bis die volle Leistung wieder erreicht werden kann.

Aus diesem Grund wird von den Energieversorgungsunternehmen versucht, den Grundlastbedarf möglichst langfristig im Voraus abzuschätzen. Die Vorhersagbarkeit des Stromverbrauchs, der durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss, wird zunehmend schwieriger, da neben den Änderungen des Stromverbrauchs noch zusätzlich die Änderungen der Einspeisung durch dargebotsabhängige Einspeiser (Windkraftanlagen, Photovoltaikanlagen) berücksichtigt werden muss.

Bei Unterschreitung des abgeschätzten Grundlastbedarfs muss entsprechend reagiert werden, entweder durch Einschalten zusätzlicher Verbraucher (Pumpspeicherkraftwerke, Nachtspeicherheizungen) oder durch Abgabe von Strom in andere Stromnetze.

Wird der Grundverbrauch überschritten, so setzt man zur Deckung des zusätzlichen elektrischen Verbrauchs Mittel- und Spitzenlastkraftwerke ein.

Mittellast bezeichnet im Kraftwerksmanagement den Bereich der Tageslastkurve, in dem über die Grundlast hinaus zusätzlicher Strom

verbraucht wird und die Charakteristik des Stromverbrauchs so ist, dass sie von Mittellastkraftwerken abgedeckt werden kann. An dieser Definition erkennt man, dass nicht die Charakteristik der Last selbst, sondern die Möglichkeit ihrer Bereitstellung durch bestimmte Kraftwerkstypen entscheidend ist.

Spitzenlast bezeichnet eine kurzzeitig auftretende hohe Energienachfrage im Stromnetz. Sie wird von Kraftwerkstypen bereitgestellt, die sich schnell an- bzw. abfahren lassen (Pumpspeicherkraftwerke, Gasturbinenkraftwerke).

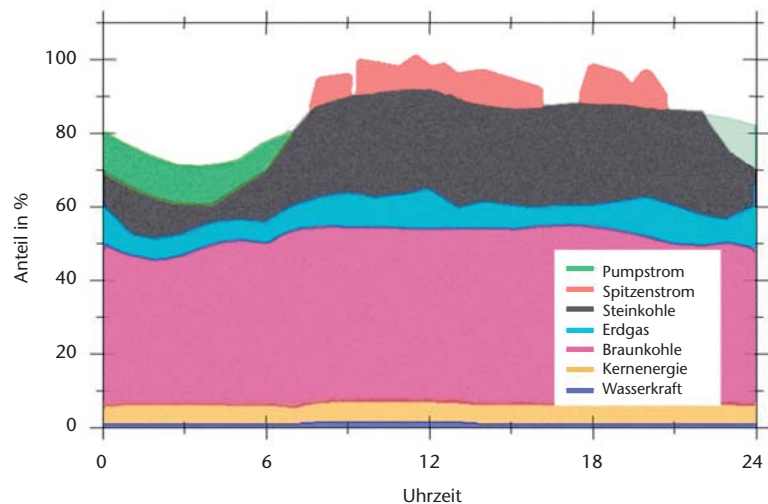
Die Lastkurve in *Abb. 1* zeigt den Verlauf des Stromverbrauchs über die 24 Stunden eines Tages. Dabei gibt die Grundlast an, wieviel Strom rund um die Uhr mindestens verbraucht wird. Im deutschen Stromnetz steigt die Belastung tagsüber in den Zeiten zwischen 6.00 Uhr morgens und 24.00 Uhr meist über die Grundlast in den Bereich der Mittellast an. Spitzenlasten liegen in der Regel am Vormittag zwischen 7.00 und 12.00 Uhr und nachmittags zwischen 16.00 und 20.00 Uhr.

Versorgungssicherheit

Die unverzichtbare Bedingung, dass Erzeugung und Nachfrage immer im Gleichgewicht sein müssen, hat Auswirkungen auf die Zusammensetzung des Kraftwerksparks. Denn nicht jedes Kraftwerk kann in den erforderlichen Zeitspannen die nötige Leistung bereitstellen. Je nach Typ kann es mehrere Stunden dauern, bis Strom ins Netz eingespeist wird. Daher muss der Kraftwerkeinsatz sehr sorgfältig geplant werden. Weiterhin ist es wichtig, möglichst genaue Vorhersagen über den zu erwartenden Bedarf und über die zu erwartende Einspeisung treffen zu können.

Generell lässt sich sagen, dass die Kosten für den zur Verfügung gestellten Strom von der Grundlast über die Mittellast bis zur Spitzenlast steigen. Teuer ist der erzeugte Spitzenstrom unter anderem, weil die Spitzenleistungskraftwerke einen besonders niedrigen Ausnutzungsgrad haben. Das heißt, sie stehen die meiste Zeit still. Bei Pumpspeicherkraftwerken schlagen die hohen Baukosten zu Buche. Gasturbinenkraftwerke

Tagesgang des Stromverbrauches



haben vergleichsweise hohe Brennstoffkosten, weil sie durch ihre stark variierbare Leistung oft mit einem geringeren Wirkungsgrad operieren, als dies bei konstant betriebenen Maschinen der Fall ist.

Abbildung 1
Stromverbrauch
im Tagesgang

Quelle: RWE

Bioenergiekraftwerke

Aufgrund der vielfältigen Erscheinungsformen von Biomasse wird sie auch auf unterschiedliche Weise zur Bereitstellung von elektrischer Energie genutzt. Dabei unterscheiden sich die zur Anwendung kommenden Technologien in der Art des verwendeten Energieträgers, in den verwendeten technischen Komponenten und in der Größe der bereitgestellten Leistung. Gebräuchlich ist eine Unterscheidung nach dem Aggregatzustand der verwendeten Biomasse.

Feste Biomasse

Feste Biomasse wie zum Beispiel Holz oder Stroh wird hauptsächlich in Feuerungsanlagen eingesetzt. Da bei der Verbrennung zunächst nur Wärme freigesetzt wird, muss ein nachgeschalteter Prozess gewählt werden, der zur Bereitstellung elektrischer Energie dienen kann. Dabei handelt es sich meist um Dampfprozesse mit Turbinen, Schrauben- oder Kolbenmotoren. Statt Wasser zur Dampferzeugung nutzt man bei Bioenergieanlagen heute auch organische Lösungsmittel, die durch ihren niedrigeren

Siedepunkt Wirkungsgradvorteile aufweisen. Die Größe dieser Kraftwerke reicht von wenigen Hundert kW bis zu einigen Hundert MW.

Besonders bei den kleineren Anlagen sind die elektrischen Wirkungsgrade meist sehr gering (um 20%, oft kleiner). Aus diesem Grund werden diese Anlagen vor allem zur Wärmebereitstellung genutzt. Die elektrische Energie ist dabei ein Produkt der Kraft-Wärme-Kopplung. Werden diese Anlagen zur Bereitstellung einer Wärmegrundlast genutzt, dann erbringen sie auch einen Beitrag zur elektrischen Grundlast. Sind sie dagegen wärmegeführt, so wird Strom nur dann erzeugt, wenn auch Wärme benötigt wird. Dies muss bei der Regelung der Netzstabilität berücksichtigt werden.

Flüssige Biomasse

Aus Biomasse lassen sich verschiedene flüssige Energieträger herstellen. Dies sind Pflanzenöle, Biodiesel, Alkohole, aber auch synthetische Kraftstoffe, für die die Biomasse zunächst in die Gasform gebracht wird. All diese Energieträger kommen überwiegend im Verkehr zum Einsatz und spielen zur Bereitstellung elektrischer Energie nur eine untergeordnete Rolle.

Gasförmige Biomasse

In jüngster Zeit werden Anlagen gebaut (*Abb. 2*) die feste Biomasse zunächst mit einem thermischen Verfahren in Gas umwandeln (Holzvergaser). Mit diesem Gas wird dann mit Verbrennungskraftmaschinen elektrische Energie erzeugt. Diese Anlagen können deutlich höhere Wirkungsgrade erzielen als die vorgenannten. Allerdings besteht zurzeit noch erheblicher Bedarf zur Verbesserung der Verfügbarkeit.

Daneben spielt Biogas eine äußerst wichtige Rolle im Sektor der Stromerzeugung. Biogas wird vornehmlich aus Biomasse mit hohem Wasseranteil (Gülle, Pflanzensilage, Gras, Ernterückstände usw.) mittels eines Faulprozesses unter Luftabschluss gewonnen. Es handelt sich hierbei um einen natürlichen Prozess, der so auch beispielsweise in Sümpfen auftritt (Sumpfgas). Da Biogas in seiner Zusammensetzung sehr dem Erdgas ähnelt, lässt es sich in hervorragender Weise mit den verschiedensten Verbrennungskraftmaschinen nutzen und so sehr effizient in elektrische Energie wandeln.

Die hier zum Einsatz kommenden Maschinen sind heute meist Kolbenmaschinen – auf Biogas angepasste Otto- oder Dieselmotoren. Es werden aber auch Gasturbinen verwendet. Da diese Aggregate in ihrer Leistung gut regelbar sind und in kurzer Zeit an und abgefahren werden können, eignen sie sich hervorragend zur Bereitstellung von Spitzenstrom. Die notwendigen Gasspeicher für die an wenigen Stunden am Tag bereitzustellende Leistung sind leicht realisierbar.

Märkte

Zurzeit wird die Option zur Bereitstellung von Regelleistung jedoch fast nicht genutzt. Hauptursache hierfür ist, dass sich die existierenden Märkte für Regelleistung in Größenordnungen der Leistungen abspielen, an die die bestehenden Anlagen (noch) nicht heranreichen. Der Regelleistungsmarkt erfolgt in großen bundesländerüberschreitenden Regelzonen, deren Bilanz für die jeweilige Maßnahme entscheidend ist. Neben weiteren Voraussetzungen für die Marktteilnahme muss daher eine Bündelung der Anlagen erfolgen (Pooling). Erste Ansätze hierzu wurden bereits unternommen.

Denkbar sind auch Dienstleistungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (Systemdienstleistungen) mit Biogasanlagen, die sich im Niederspannungsbereich abspielen. Hier wird 50% der gesamten elektrischen Leistung umgesetzt, eine Regelung erfolgt nicht, so dass diese Märkte zwar möglich aber heute noch nicht vorhanden sind. Daher werden Biogasanlagen heute in der Regel zur Bereitstellung von Grundlast nach den Marktregeln des EEG eingesetzt.

Ausblick

Für beide Marktmöglichkeiten im Bereich der Regelleistung gilt, dass die zur Umsetzung nötigen technischen Komponenten bereits verfügbar sind. Es fehlt jedoch noch an der Ausarbeitung umsetzungsfähiger Marktmodelle und einer Demonstration geschlossener Technologien, die den Nachweis der Marktfähigkeit



Abbildung 2
Biogasanlage



Abbildung 3
Biomasse-Nutzungs-
anlage für Strom und
Wärme

Quelle:
SEGER Engineering AG

solcher Anlagen erbringen könnten. Aus diesem Grund plant das ISET mit Unterstützung des hessischen Ministeriums für Umwelt, ländlichen Raum und Verbraucherschutz sowie des hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Verkehr und Landesentwicklung, eine Biogasanlage zur Bereitstellung verschiedener Systemdienstleistungen am Landwirtschaftszentrum Eichhof in Bad Hersfeld einzusetzen. Dieses Projekt soll helfen, die notwendigen Technologien und Marktmodelle zu entwickeln, um Bioenergieanlagen zur Sicherung der Energieversorgung mit all ihren Möglichkeiten einsetzen zu können.

Denn eigentlich ist Biomasse viel zu kostbar um „nur“ Grundlast zu liefern. Denn mit Biomasse kann der erhöhte Regelbedarf der durch eine Zunahme regenerativ bereitgestellter Energie aus Wind und Sonne erforderlich wird, seinerseits wieder mit einer erneuerbaren Quelle, der Biomasse, bereit gestellt werden.