

■ Versorgungsstrukturen im Wandel

- Netzintegration der erneuerbaren Energien – Steuerung der Energieflüsse
- Große Solarthermieranlagen: Optimierung der solaren Deckungsrate durch Einbindung in Nahwärmenetze und Wärmespeicher
- Dezentrale Versorgungssicherheit für den Wohnbereich: Wirtschaftlichkeit durch KWK und ökologische Kriterien
- Integration dezentraler regenerativer Energieversorgungsanlagen in den Netzbetrieb – Versorgungssicherheit im Wohnbereich
- Rationelle Energieverwendung und Solares Bauen

Netzintegration der erneuerbaren Energien – Steuerung der Energieflüsse

Prof. Dr.
Peter Zacharias

ISET
pzacharias@
iset.uni-kassel.de

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

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

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

Einleitung

Der Forschungs- und Entwicklungsstand sowie günstige energiepolitische Randbedingungen ermöglichen der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland ein rasantes Wachstum. Zur Bruttostromerzeugung trägt die Windenergie mittlerweile 4,4%, die Wasserkraft 2,1%, die Biomasse 3,5% (davon 50% biogener Abfall) und die Photovoltaik 0,17% bei, insgesamt knapp über 10% [1]. Bezieht man sich auf den Nettobedarf der Verbraucher, liegen die Anteile etwa 16% höher. Damit sind erneuerbare Energien nicht mehr als unbedeutende Kleinst-einspeiser anzusehen und müssen in die strategische Planung der Stromversorgung einbezogen werden.

Zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage und zur Regelung des Verbundnetzes sind Maßnahmen nötig und möglich, die perspektivisch eine weitgehende Unabhängigkeit von fossilen Brennstoffen in Aussicht stellen.

1. Status und Wandel der Stromversorgungsnetze durch erneuerbare Energien

Das gut ausgebaute europäische Stromnetz orientiert sich in seiner heutigen Grundstruktur an zentralen, großen Kraftwerken, die über das Verbundnetz miteinander verknüpft sind und den Strom in fast alle Regionen Europas liefern. Um das Netz nicht zu überlasten und keine Ressourcen zu verschwenden, betreiben die Energieerzeuger eine detaillierte und mittlerweile sehr präzise Planung des Strombedarfs des jeweils kommenden Tages, um nur soviel Energie zur Verfügung zu stellen, wie benötigt wird. Pumpspeicher-Wasserkraftwerke dienen als kurzfristig verfügbare Störungsreserve oder als Spitzenlastlieferanten. Die wirtschaftliche

Attraktivität der „Veredelung von überschüssigen Nachtstrom“ zu teurer Regelenergie ist im Zuge der Liberalisierung der Strommärkte noch gestiegen.

Problemstellung

Aus Sicht der Energieversorgungsunternehmen (EVU) arbeiten dezentrale Mikrokraftwerke, wie Windenergieanlagen, Blockheizkraftwerke und Photovoltaikanlagen, „gegen“ die konventionellen Kraftwerke. Sie werden als negative Last angesehen, als eine Stromeinspeisung, die das bestehende ausgeklügelte System der Bereitstellung von Energie stören könnte. Insbesondere weil nicht planbar sei, wann die Sonne scheint oder der Wind weht. Hohe Anteile an fluktuierender Einspeiseleistung erforderten von den Betreibern des Netzes die Bereitstellung teurer Regelleistung.

1.1 Möglichkeiten einer optimalen Netzintegration

Prognosesysteme

Um die wachsende Einspeisung aus nachhaltigen Energiequellen besser kalkulieren zu können und die Produktion von Strom aus anderen Quellen entsprechend zu mindern, benötigen die Energieerzeuger Prognosesysteme [2] zur Vorhersage der Menge des künftig eingespeisten Stromes aus Wasser-, Wind- oder Sonnenkraft.

Kommunikationssysteme

Erzeuger und Abnehmer von Energien werden in ihren Rollen als Kunden und Produzenten zukünftig zunehmend austauschbar. Denn immer mehr Kleinstkraftwerke, auch in Privathaushalten, speisen Energie ins Netz ein. Deshalb ist es erforderlich, alle Beteiligten mit einem Kommunikationssystem [3, 4] zu verknüpfen, damit Anbieter und Nachfrager ihr Geschäft in Eigenregie und zu einem individuellen Preis aushandeln können. Wenn der Kühlschrank

zum Beispiel noch besser isoliert wird, kann er noch längere Zeiten gut gekühlt zwischen dem Anlaufen des Kompressors überbrücken. Über ein Informationsnetz – wie das Internet – kann der Kühltisch den aktuellen Strompreis abfragen und mit seiner Kältereserve abgleichen, um im richtigen Moment zu einem attraktiven Preis (wenn viel Strom angeboten, aber wenig nachgefragt wird) Energie einzukaufen, in Kälte zu verwandeln und zu speichern.

Stromhandel

Ebenso ist es denkbar, dass Stromanbieter wenn der Strombedarf steigt, nicht ein Spitzenlastkraftwerk wie eine Gasturbine oder ein Pumpspeicherkraftwerk anfahren, sondern beispielsweise aus Blockheizkraftwerken in Wohnhäusern Strom kaufen. Diese stellen im Winter Strom als Abfallprodukt der Heizung bereit, können aber zu Spitzenlastzeiten auch dann in Betrieb genommen werden, wenn kein Wärmebedarf besteht.

Ausbau der Netzstrukturen

Bereits heute übersteigt der Strom aus Windenergieanlagen in einigen Regionen die Netzlast zu Schwachlastzeiten. Um noch größere Leistungen dezentraler Erzeuger über das Verbundnetz in die Verbrauchszentren transportieren zu können, muss die Netzstruktur daher weiter ausgebaut werden. In der Dena-Studie [6] wurden Strategien für die verstärkte Nutzung regenerativer Energieträger und ihre Auswirkungen auf das Verbundsystem bis zum Jahr 2015 entwickelt. Schwerpunkt der Studie ist die Integration der im Jahr 2015 zu erwartenden Windkraftleistung im On- und Offshore-Bereich von ca. 37.000 MW in das elektrische Verbundsystem, da diese mittelfristig das größte Potenzial hat, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zu erhöhen. Das Ergebnis der Studie ist, dass rund 400 km des vorhandenen 380 kV-Verbundnetzes (mit insgesamt ca. 18.000 km) zu verstärken und rund 850 km neu zu bauen sind. Die Versorgungssicherheit kann bei Realisierung von bestimmten Maßnahmen auf heutigem Niveau gewährleistet werden. Die Mehrkosten für den Ausbau der Windenergie würden für private Haushalte im Jahr 2015 etwa 0,4 bis 0,5 Cent je kWh betragen.



Leistungselektronik als Schlüsselelektronik

Als neue Schlüsseltechnologie ist die Leistungselektronik in nahezu alle Bereiche der Versorgung und Nutzung elektrischer Energie vorgedrungen. In anwendungsspezifischen Schaltungstopologien steuerbarer Halbleiterschalter werden durch verschiedenste Modulations- und Demodulations-Techniken elektrische Spannungen und/oder Ströme aus den zur Verfügung stehenden Eingangs- in die gewünschten Ausgangsgrößen umgewandelt. Der Einsatz der Leistungselektronik erstreckt sich von der Energieerzeugung über die Verteilung bis hin zur bedarfsgerechten Umformung und Bereitstellung der Energie beim Endverbraucher. Leistungselektronische Stellglieder zur Anbindung dezentraler und regenerativer Energiequellen und Speicher an das Netz, zur Verbesserung der Netzstabilität (FACTS - flexible alternating current transmission systems) und zur Netzkupplung (HGÜ – Hochspannungs-Gleichstromübertragung) erhöhen die Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität. [7]

Grundlegende und übergreifende Aspekte zu den Themen dezentrales Power-Quality- und Netzmanagement, Kommunikationsstrukturen und -techniken, Energiemanagement und Betriebsführungsstrategien sowie Informationsmanagement werden derzeit im BMBF-Netzwerk Energie und Kommunikation [5] bearbeitet.

Abbildung 1

Erneuerbare Energien erfordern ein gut ausgebautes Übertragungsnetz und moderne elektronische Kommunikationsinfrastrukturen in den Verteilnetzen der Verbraucher und Erzeuger.

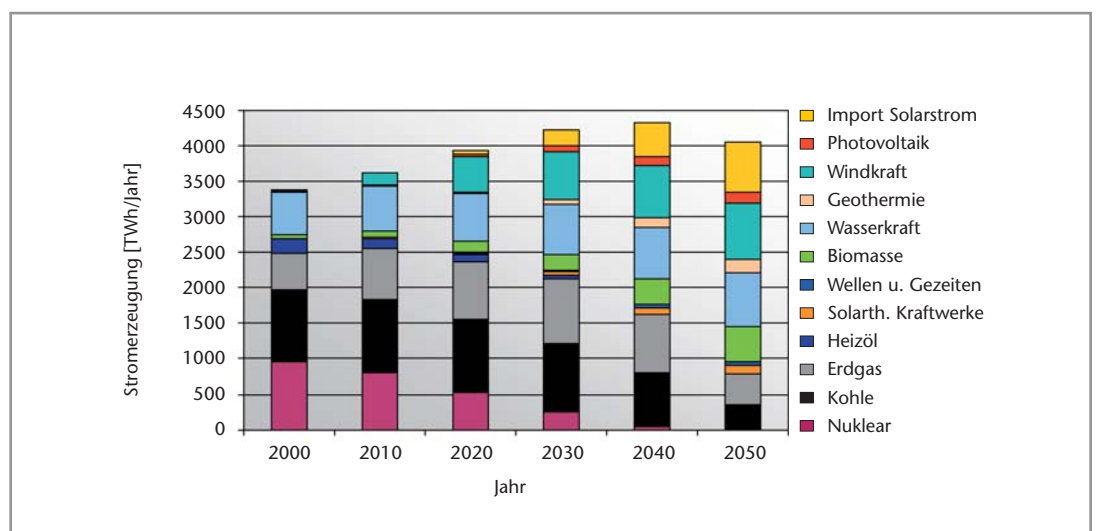
2. Internationaler Stromaustausch

Im Rahmen einer aktuellen Studie [8] des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt wurde untersucht, inwieweit Stromimporte aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika einen Beitrag zur nachhaltigen Stromversorgung Europas leisten können (Abb. 2). Langfristszenarien für die einzelnen europäischen Länder zeigen, wie der europäische Strombedarf bis 2050 zu 80% durch heimische erneuerbare Energiequellen im Verbund mit solarem Importstrom umweltfreundlich und zu dauerhaft niedrigen Kosten zwischen 5 - 7 ct/kWh gedeckt werden kann. Erneuerbare Energiequellen benötigen im Durchschnitt eine noch etwa 10-15 jährige Einführungsphase mit öffentlicher Unterstützung unter geeigneten politischen und legalen Rahmenbedingungen, um zur kostengünstigsten Energiequelle für die Stromerzeugung heranzureifen und den derzeitigen Anstieg der Energiekosten nachhaltig zu stoppen. Gleichzeitig kann die Importabhängigkeit der europäischen Stromerzeugung reduziert und deren Kohlendioxidstoß bis 2050 auf 25% der Emissionen des Jahres 2000 gesenkt werden. Den in der Studie entwickelten Szenarien wurden rigore Nachhaltigkeitskriterien zugrunde gelegt – sichere Deckung der elektrischen Last, Umweltverträglichkeit, umfassende ökonomische Verträglichkeit – die von einem ausgewogenen erneuerbaren Energiemix mit Unterstützung

fossiler Regelenergie hervorragend erfüllt werden können.

Der Import von Solarstrom erfordert eine Infrastruktur zur Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ), die die große Entfernung von etwa 3000 km zwischen Nordafrika und Mitteleuropa mit nur 10% Stromverlust überbrücken kann. Solarthermische Kraftwerke mit großen Spiegelfeldern und thermischen Energiespeichern für den Nachtbetrieb können auf diese Weise langfristig regelbare, gesicherte elektrische Leistung aus Sonnenenergie auch für Mittel- und Nordeuropa zu Kosten von nur etwa 5 ct/kWh liefern. Unter der Voraussetzung des politischen Willens und der baldigen Einleitung von Maßnahmen zur Umsetzung des Konzepts könnte der Solarstromimport aus Nordafrika etwa im Jahr 2020 beginnen und bis 2050 Anteile von etwa 15% am europäischen Stromverbrauch erreichen. Langfristig muss das europäische Stromnetz durch eine HGÜ-Infrastruktur ausgebaut werden, die analog zum Autobahnnetz für effiziente Fernverbindungen mit nur wenigen Abzweigungen zum regionalen und lokalen Verteilernetz sorgt. Ein solches Verbundnetz erhöht die Redundanz und Ausfallsicherheit des Netzverbundes, verbessert die Einbindung und Verteilung von Strom aus großen erneuerbaren Produktionszentren wie z.B. Offshore-Windparks und Wasserkraftwerken, und erhöht die zeitlichen Ausgleichseffekte zwischen den verschiedenen erneuerbaren Quellen.

Abbildung 2
Szenario der
Stromerzeugung
für 30 europäische
Länder bis 2050,
www.dlr.de/tt/trans-csp



3. Rolle der Stromverteil- netzbetreiber

Während technische Möglichkeiten der Ausgestaltung dezentraler Stromsysteme¹ unter besonderer Berücksichtigung erneuerbarer Energien bereits weitgehend entwickelt wurden (wie z.B. Dispower, Edison, KonWerl), klafft nach wie vor eine erhebliche Lücke bei der Umsetzung. Ohne eine akteursbezogene Umsetzungsforschung, schweben Konzepte wie „virtuelle Kraftwerke“, „Microgrids“ oder „dezentrale Energiemanagementsysteme“ im luftleeren Raum. Man muss also die Frage stellen, mit welchen Instrumenten, Methoden und Rahmenbedingungen man weiter kommt. Die Umsetzungsforschung umfasst ein breites Aufgabenspektrum, das auch Handlungsmöglichkeiten einbezieht.

Erneuerbare Energien stärker integrieren

Fest steht zunächst: Mit zunehmendem Anteil kann die Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien nicht mehr in einer Nische betrieben werden. Vielmehr müssen die Anlagen zu einem natürlichen Bestandteil des Stromsystems und daher in die Netze und Märkte integriert werden. Das bedeutet auch, dass sie nicht mehr nur Energie, sondern auch Kapazität ersetzen, zunehmend steuerbar werden und möglicherweise auch Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen müssen. Die Integration vieler dezentraler angebots- und nachfrageseitiger Optionen in einem Netzgebiet lässt sich konzeptionell in einem „virtuellen Netzlastkraftwerk“ zur Steigerung dezentraler Effizienz zusammenfassen:

- Dezentrale Effizienz ist dabei definiert als Verminderung der in einem abgeschlossenen System zentral vorzuhaltenden Leistung zur Erfüllung einer Versorgungsaufgabe.

Paradigmenwechsel notwendig

Eine derart ausgestaltete Systemintegration erfordert einen Paradigmenwechsel sowohl bei den Anlagenbetreibern als auch bei den Netzbetreibern. [9] Auf der Betreiberseite kommt man bei zunehmender Verbreitung der Anlagen nicht umhin, die rein betriebswirtschaftliche Fahrweise aus der Anlagenperspektive unter einem „Priority-dispatch“-Regime abzulösen und die Erzeugung stärker an den Erfordernissen des Gesamtsystems zu orientieren. Auf Seite der Netzbetreiber bedeutet dieser Paradigmenwechsel, dass die an das Verteilnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen nicht mehr als passives, nicht steuerbares Anhängsel gesehen werden, sondern aktiv in das Management der Netze einbezogen werden [10].

Wir gehen davon aus, dass insbesondere Stromverteilnetzbetreibern bei der Realisierung eines stärker dezentralisierten Stromsystems eine Schlüsselrolle zukommt („aktive Netzbetreiber“). [9,10] Allerdings existieren für sie derzeit vielfältige Negativanreize, die sie von der systematischen Berücksichtigung und Integration dezentraler Optionen abhalten können:

- Jede dezentrale Erzeugungsanlage, die zur Eigenversorgung oder zur Versorgung Dritter dient, bedeutet in der Regel eine Erlös- und Gewinneinbuße für ihn.
- Durch den Fördermechanismus des EEG entstehen zusätzliche Transaktionskosten. Die Kosten der Einspeisevergütung selbst werden zwar umgelegt. Die Organisation des Umlagemechanismus und die Vergütung der Kraftwerksbetreiber verursachen jedoch einen zusätzlichen Aufwand, der den Netzbetreibern bislang nicht ersetzt wird.
- Je höher die Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen, desto aufwändiger wird der Betrieb und der Unterhalt des Netzes, zum Beispiel wenn das Netz und die daran angeschlossenen Anlagen zu Wartungszwecken außer Betrieb genommen werden müssen.

Wenn man der Ansicht ist, dass eine stärkere Dezentralisierung des Stromsystems – verbunden mit einem ehrgeizigen Ausbau erneuerbarer Energieanlagen – auch gegen die Interessen der Netzbetreiber politisch durchgesetzt werden kann und sollte, bedarf es keinerlei Anstrengungen zur Überwindung von Interessen unterschieden.

¹ Wir konzentrieren uns in diesem Abschnitt auf dezentrale erneuerbare Stromerzeugungsoptionen, d.h. wir blenden die besondere Problematik zentraler Optionen wie insbesondere Wind-Offshore-Anlage aus.

Ist man jedoch der Ansicht, dass diese Herangehensweise auf Dauer zu kurz greift, kommt man nicht umhin, sich vor allem mit der Anreizstruktur der Stromnetzbetreiber im Detail zu beschäftigen und zu versuchen, bestehende Negativanreize gegenüber der stärkeren Verbreitung erneuerbarer Energieanlagen zumindest zu neutralisieren und darüber hinaus zusätzliche positive Anreize zu vermitteln.

Will man also die Stromnetzbetreiber – und hier vor allem die Verteilnetzbetreiber – als mögliche dezentrale Systemoptimierer und „Umbauakteure“ hin zu einem stärker dezentralisierten Stromsystem aktivieren, erfordert dies zwingend entsprechende Weichenstellungen im Regulierungskonzept.

4. Regulierung der Netznutzungsentgelte

In Deutschland befindet sich der Aufbau der Netzregulierung derzeit noch im Anfangsstadium und bietet daher gute Chancen, die notwendigen Gestaltungsfenster für eine neue, aktive Rolle der Netzbetreiber zu öffnen und sie insbesondere betriebswirtschaftlich abzusichern.

Beim künftigen Festlegungsverfahren für Netznutzungsentgelte müssten dafür eine Reihe detaillierter Regelungen verankert werden. Dazu gehören folgende Elemente:

- Bei der Prognose der Betriebskosten ist abzusichern, dass die absehbaren Kosten, die durch die Realisierung dezentraler Anlagen im Netzgebiet künftig anfallen, als Kostenart explizit berücksichtigt werden. Eventuell können hier Kennziffern entwickelt werden, die einen Bezug zwischen der dezentralen Anlage und ihren durchschnittlich verursachten Kosten für den Netzbetreiber herstellen.
- Qualitätskennziffern, die etwas über die dezentrale Effizienz im Netzgebiet aussagen, werden beim Effizienzvergleich dergestalt berücksichtigt, dass eine gute Qualität eine Abweichung der Netzentgelte nach oben rechtfertigt.
- Zur Neutralisierung des Mengenanreizes und damit des Anreizes zur Unterbindung der Eigenerzeugung bedarf es einer perio-

denübergreifenden Mengensaldierung, bei der der jeweilige preisbewertete Mengensaldo entweder jährlich oder im nächsten Regulierungszyklus im Rahmen der Startwertfestlegung berücksichtigt wird.

- Belohnungen und Sanktionen für die Erfüllung bzw. Nichterfüllung von Qualitätszielen im Hinblick auf die Realisierung dezentraler Anlagen sollten unmittelbar in einen Faktor der festzulegenden Anpassungsformel einfließen.

Um die Sensibilität in Deutschland bei allen beteiligten Akteuren – insbesondere jedoch bei der Bundesnetzagentur – für das Thema „aktive Netzbetreiber“ zu erhöhen, sollte in einem ersten Schritt einen Praxistest für einen modellhaften regulatorischen Umgang damit bei einem ausgewählten Netzbetreiber durchgeführt werden.

5. Zusammenfassung und Ausblick

Mit der großmaßstäblichen Nutzung der erneuerbaren Energien verändern sich sowohl die Verfahren zur Energieerzeugung, die Versorgungsstrukturen, als auch die Aufgaben von Energieversorgungsunternehmen, die Wirtschafts- und Finanzverhältnisse von Energieproduzenten und -konsumenten, die Struktur und Anzahl der Akteure im Energiebereich und die Nutzungstechnologien in einem evolutionären Prozess.

Dabei werden neue Versorgungsstrukturen entstehen, die überwiegend durch dezentrale, d.h. verbrauchernahe Erzeugung, geprägt sind. Besonders relevant sind dabei: Die Nutzung ausgeprägter lokaler Ressourcen (z. B. Wind, Sonne, Biomasse etc.), Leistungssicherung auf unterschiedlichen Netzebenen durch Ergänzung verschiedener, unterschiedlich fluktuierender Erzeuger sowie interkontinentale Energieübertragung aus besonders ertragreichen Regionen (Ausbau des Verbundnetzes). Jede erneuerbare Energiequelle mit energiewirtschaftlich interessantem Ausbaupotenzial wird, quantitativ und regional verschieden, ihren Beitrag leisten müssen.

Literatur

- [1] Bundesumweltministerium-Publikation: Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung, Stand Mai 2006, www.erneuerbare-energien.de
- [2] K. Rohrig, B. Lange, „Application of Wind Power Prediction Tools for Power System Operations“, proceedings of the 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, Canada, June 2006
- [3] Erge. T.; Wittwer, C. et al.: „Distributed Generation with high penetration of renewable energy resources. Report on improved power management in low voltage grids by the application of the PoMS system“, ENK5-CT-“001-00522, Deliverable 9.3 of European Research Project DISPOWER, Freiburg, Germany, 21.12.2005
- [4] C. Bendel, G. Ebert, D. Nestle: Integration der Strom- und Wärmeerzeugung in den Wohnbereich – dezentrale Versorgungssicherheit, FVS-Jahrestagung 2006, Berlin, September 2006
- [4] BMBF-Netzwerk: Energie und Kommunikation, www.euk.org
- [6] Dena-Studie: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Berlin 2005, www.dena.de
- [7] VDE: www.vde.com/VDE/Fachgesellschaften/ETG/Arbeitsgebiete/Leistungselektronik/
- [8] DLR-Studie: Szenario der Stromerzeugung für 30 europäische Länder bis 2050, www.dlr.de/tt/trans-csp
- [9] P. Späth, D. Bauknecht, U. Leprich, H. Auer, H. Rohrer: Integration durch Kooperation: Das Zusammenspiel von Anlagen- und Netzbetreiber als Erfolgsfaktor für die Integration dezentraler Stromerzeugung (InteKoop), Endbericht, Graz/Freiburg/Saarbrücken/Wien, Mai 2006
- [10] U. Leprich, D. Bauknecht, E. Evers, H. Gaßner, K. Schrader: Dezentrale Energiesysteme und aktive Netzbetreiber (DENSAN), Saarbrücken/Freiburg/ Aachen/ Berlin, Oktober 2005

Große Solarthermieranlagen: Optimierung der solaren Deckungs- rate durch Einbindung in Nahwärme- netze und Wärmespeicher

Michael Guigas
Steinbeis-Transfer-
zentrum (STZ-EGS)
EGS-plan
Ingenieurgesellschaft
für Energie-,
Gebäude- und
Solartechnik mbH
michael.guigas@stz-egs.de

Das Interesse bei Kommunen und Wohnungsunternehmen an Wärmeversorgungen auf Basis von erneuerbaren Energien, wie Biomasse oder Solarenergie, ist aus ökologischen Gründen gewachsen. Allerdings erscheinen Vielen die vermeintlichen Risiken der neuen Technik und der mutmaßlich hohe Wartungsaufwand zu hoch zu sein. Hier haben ambitionierte Contractingunternehmen die Chance, sich mit Know-how, durch die Übernahme von Investitionsangeboten und als Betreiber von Anlagen einzubringen und sich gegenüber Mitbewerbern zu positionieren.

Ein Großteil der Wohnungsbautätigkeit im städtischen Bereich erfolgt durch Wohnungsbau-träger. Ein- und Mehrfamilienhäuser werden meist in zusammenhängenden Baugebieten mit maximal 100 Wohneinheiten errichtet. Dies ermöglicht Wohnbau-trägern in Zusammenarbeit mit Contractingunternehmen, innovative Wärmeversorgungen mit Nutzung von Biomasse und thermischer Solarenergie, eingebunden in eine Nahwärmeversorgung, als ein Standard-system zu installieren.

Dabei liegt in einer integralen Planung von Anfang an ein beachtliches Optimierungspotenzial, insbesondere in der technischen Abstimmung von Nahwärmeversorgung, Haustechnik und bauphysikalischen Anforderungen (zum Beispiel Wärmedämmung und Verglasung). Dies wird dadurch erreicht, dass die Planung dieser Gewerke aus einer Hand erfolgt. Für die Endkunden im stadtnahen, höherwertigen Wohnungsbau ist es wichtig, dass der Einsatz von erneuerbaren Energien nicht zu einer Verteuerung der Wärmeversorgung oder zu Komforteinbußen im Vergleich zur Beheizung mit fossilen Brennstoffen führt.

Einer der großen Wohnungsbau-träger in der Region Stuttgart, das Siedlungswerk, erstellt häufig kleinere Gebiete mit etwa 20 bis 50 Einfamilienhäusern (EFH), meist Reihenhäusern, und einigen Mehrfamilienhäusern (MFH) mit je sechs bis zwölf Wohneinheiten (WE). Solche Gebiete werden normalerweise in einem oder wenigen Bauabschnitten innerhalb von ein bis drei Jahren bebaut, so dass der Aufbau einer Nahwärmeversorgung mit vertretbaren Vorleistungen möglich ist. In bisher etwa 12 Nahwärmeversorgungen mit jeweils etwa 200 bis 500 kW Wärmeleistungsbedarf wurde ein standardisiertes Technik-Konzept bereits umgesetzt bzw. befindet sich derzeit in Bau oder Planung. Die wesentlichen Bestandteile dieses Konzeptes sind:

- Die gemeinsame Heizzentrale befindet sich meistens im Untergeschoss eines Mehrfamilienhauses.
- Wärmeerzeugung durch thermische Solaranlagen, Holzpelletskessel und zum Teil zusätzliche Gaskessel für Spitzenlasten.
- Überwiegend gleicher Hersteller von Holzpelletskesseln und Übergabestationen
- Einfache Kompakt-Übergabestationen: Im EFH direkt (ohne Heizungswärmetauscher) mit Warmwasserbereitung im Durchfluss, im MFH indirekt (mit Heizungswärmetauscher) mit Warmwasserbereitung im Speicherladesystem.
- Einfache Wärmeverteilung, keine Vorinvestitionen durch Rohrnetzverlegung bei der Erschließung im öffentlichen Bereich (Straßen). Falls erforderlich werden in der Erschließung Leerrohre verlegt, ansonsten abschnittsweise Rohrnetzverlegung durch die Keller der Reihenhauseinheiten bzw. im Erdreich zwischen den Gebäuden / Gebäudegruppen.
- Grunddienstbarkeiten für Versorger sind beim Gebäudeverkauf bereits geklärt und werden vom Hauskäufer akzeptiert.

Durch die Nutzung von Biomasse wird eine nahezu CO₂-neutrale Wärmeversorgung erreicht. Die Preise für Biomasse sind relativ stabil. Die in den letzten Jahren stark gestiegenen fossilen Brennstoffpreise führen oft dazu, dass eine Wärmeversorgung auf Basis von Biomasse insgesamt oft preisgleich, bei optimalen Voraussetzungen sogar günstiger angeboten werden kann, als für eine konventionelle Versorgung. Die Kombination von Biomassekessel und Solaranlage weist durch gemeinsam genutzte Anlagenteile Synergien auf und hat ein sehr positives Image. Dies führt dazu, dass die Bewohner sich mit der Technik identifizieren. Hinzu kommt noch, dass Solaranlagen weithin sichtbar sind, wodurch eine optische Signalwirkung erreicht wird.

Ein vorhandener Wärmebedarf im Sommer und niedrige Systemtemperaturen sind die Voraussetzungen für die Einbindung von thermischen Solaranlagen in Nahwärmeversorgungen. Die Gebäudeheizungen sollten auf maximal 60°C im Vorlauf und 30°C im Rücklauf ausgelegt sein. Fußbodenheizungen mit niedrigen Temperaturen sind günstig für Solaranlagen. Die Kollektorfleichen sollten auf größeren zusammenhängenden Dachflächen (z.B. Mehrfamilienhaus) mit mindestens 20° besser 30° bis 45° Neigung in der Nähe der Heizzentrale installiert werden.

In vielen Projekten hat sich gezeigt, dass eine erfolgreiche Umsetzung nur dann gelingt, wenn die drei Akteure Bauträger, Planungsbüro und Wärmeversorger möglichst frühzeitig zusammenarbeiten, so dass die technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Aspekte zu einer optimierten Gesamtlösung zusammengefügt werden. Aus diesem Grund erfolgt die Errichtung der CO₂-neutralen Nahwärmeversorgungen zum Beispiel durch folgendes „eingespielte Team“ von Partnern:

Siedlungswerk (Bauträger):

Bau und Vermarktung der Gebäude, Erfahrung in der Umsetzung von innovativen Konzepten (solare Nahwärme, Passivhäuser)

ImmoTherm GmbH (Contractor):

Finanzierung, Bau u. Betrieb der Nahwärmeversorgung

EGS-plan GmbH (Planungsbüro):

Konzeption und Planung, umfangreiche Erfahrungen mit Nahwärmeversorgungen, erneuerbaren Energien, „Planung aus einer Hand“ von der Heizzentrale über das Wärmenetz, die Übergabestation bis zur Haustechnik und Bauphysik.

Für die Projekte kann von folgenden Randbedingungen ausgegangen werden:

- 40 bis 60% Mehrinvestitionen gegenüber konventioneller Versorgung mit Gas (die vom Contractor vorfinanziert werden).
- Jahresgesamtkosten der Wärmeversorgung (Kapitalkosten und Betriebskosten) liegen max. 10% über der konventionellen Versorgung mit Gas.
- Der Betreiber erhebt einen Baukostenzuschuss vom Bauherren in der Höhe der Kosten für eine konventionelle Versorgung mit Gas, der verbleibende Rest wird über einen vereinbarten Wärme-Grundpreis finanziert.
- Gegenüber Gas ist eine CO₂-Reduzierung um 60 bis 90% erreichbar. Dies ist ein positives Argument und ein nicht zu unterschätzender Wettbewerbsvorteil des Wohnungsbauträgers.
- Erhöhte Energiestandards, wie zum Beispiel EnEV-15%¹ (Anforderung der Stadt Stuttgart) oder KfW-60-Haus² sind leichter zu erreichen.

¹ Die Energieeinsparverordnung (EnEV) vom 1. Februar 2002 definiert Mindeststandards für neue und bestehende Wohngebäude sowie Nicht-Wohngebäude hinsichtlich der Dämm-Eigenschaften und der Qualität der Anlagentechnik.

² Bei einem KfW-60-Energiesparhaus darf der jährliche Bedarf an Primärenergien (Öl, Kohle, Gas) höchstens 60 kWh pro m² betragen und der spezifische Transmissionswärmeverlust muss gleichzeitig um 30% niedriger liegen als der in der Energieeinsparverordnung (EnEV) angegebene Höchstwert.

Tabelle 1
Realisierte Beispiele

Projekt	Baugebiet	Kessel	Solaranlage	Inbetriebnahme
Kastenäcker in Esslingen	30 EFH, 1 MFH mit 6 WE 2 Bauabschnitte	Holzpelletskessel 220 kW	148 m ² Kollektoren 10 m ³ Pufferspeicher	Juli 2005
Hülben in Holzgerlingen	47 EFH 3 MFH mit 33 WE, 1 Kindergarten mit 3 WE	Holzpelletskessel 540 kW	250 m ² Kollektoren 15 m ³ Pufferspeicher	Juni 2005
Burgweg West in Köngen	33 EFH 1 MFH mit 7 WE	Holzpelletskessel 300 kW	139 m ² Kollektoren 10 m ³ Pufferspeicher	1. Bauabschnitt Februar 2005
Baumsatz III in Pliezhausen „Pilotprojekt“	28 EFH 1 MFH mit 7 WE	Holzpelletskessel 300 kW	145 m ² Kollektoren 9 m ³ Puffer	2001

Abbildung 1
Projekt Kastenäcker
in Esslingen



Abbildung 2a und 2b
Projekt „Am alten
Schlachthof“
in Speyer:
Kollektordächer
und Pufferspeicher-
aufstellung (2b)



Solaranlagen mit Mehrtagespeicher

Höhere Deckungsraten von von mehr als 20% am Gesamtwärmebedarf von Wohnsiedlungen können nur durch eine vergrößerte Dimensionierung der Solaranlagen zur teilweisen Deckung des Heizwärmebedarfes erreicht werden.

Solaranlagen mit Mehrtagespeicher sind im Vergleich zu Anlagen mit Saisonspeicher eine kostengünstige Alternative. Diese Anlagen decken maximal 30% vom Gesamtwärmebedarf der Wohnsiedlungen. Das benötigte Speichervolumen kann aus Standard-Stahlspeichern aufgebaut werden. Die Anlagen sind in der Regel für den Sommerbetrieb (kein Heizwärmebedarf) überdimensioniert, sodass die Anlagen im

Sommer überhitzen. Dies muss beim Betrieb der Anlagen berücksichtigt werden.

In Speyer wurde 2005 eine Solaranlage mit ca. 550 m² Kollektorfläche und 100 m³ Mehrtagespeicher in Betrieb genommen. Die Anlage versorgt zusammen mit einem Gas-Brennwertkessel mit der Leistung von 600 kW das Baugebiet „Am alten Schlachthof“ mit 57 Einfamilienhäusern. Die solare Deckungsrate liegt bei ca. 25 %.

Zusammenfassung

Gerade beim Einsatz von thermischer Solarenergie und Biomasse liegen große Chancen in Contracting-Lösungen, da hier die „Anfangshürden“ – hohe Investitionen und erhöhter Wartungsaufwand – leicht von Unternehmen mit entsprechendem Know-how übersprungen werden können. Der Contractor kann Mehrinvestitionen vorfinanzieren und den etwas höheren Aufwand für Wartung und Betrieb übernehmen, der Nutzer erhält das Endprodukt Wärme.

Ein zwischen Bauträger, Planer und Contractor abgestimmtes Gesamtkonzept wird von den Endkunden akzeptiert. Ein weiteres Argument beim Contracting auf Basis von Solarenergienutzung und Biomasse sind die langfristig steigenden fossilen Brennstoffkosten und der demgegenüber vergleichsweise stabile Biomassepreis. Solaranlagen mit Mehrtagespeicher sind eine kostengünstige Alternative für Anlagen mit höheren solaren Deckungsraten.

Dezentrale Versorgungssicherheit für den Wohnbereich: Wirtschaftlichkeit durch KWK und ökologische Kriterien

Dr. Günther Ebert
Fraunhofer ISE
guenther.ebert@ise.fraunhofer.de

Neben dem weiter zu forzierenden Einsatz von Energieerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien und Energiespartetechniken gehört zu einer nachhaltigen Energiewirtschaft auch der effiziente Umgang mit fossilen Energieträgern.

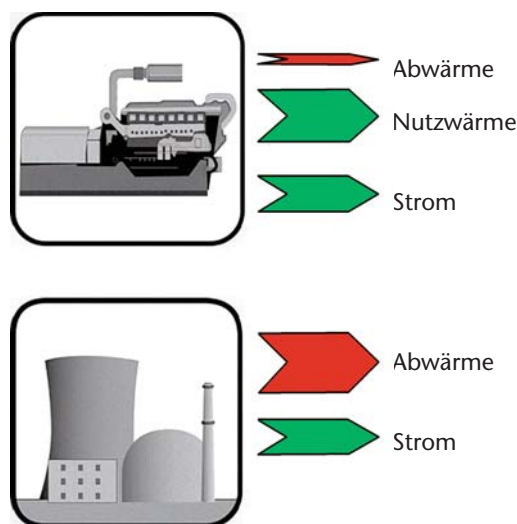
So liefert die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in Form von Blockheizkraftwerken seit vielen Jahrzehnten einen wesentlichen Beitrag zur Einsparung von Primärenergie und zur Reduzierung der CO₂-Emissionen. Denn durch die gleichzeitige Nutzung der erzeugten Elektrizität und der Wärme ist der Primärenergie-Nutzungsgrad sehr hoch. Die meisten Blockheizkraftwerke, deren Leistung meist oberhalb von 100 kW beginnt und bis weit in den MW-Bereich reicht, arbeiten durch die bestehende KWK-Gesetzgebung wirtschaftlich. Dagegen wird in Großkraftwerken häufig ausschließlich die erzeugte elektrische Energie genutzt und die Abwärme wird an die Umwelt abgegeben. Eine schematische Darstellung dieser Unterschiede zeigt *Abb. 1*.

Es ist davon auszugehen, dass die Verbreitung solcher Anlagen noch zunehmen wird, aber eine flächendeckende Versorgung aller Haushalte ist nicht zu erwarten, da bei der Verteilung der Wärme über größere Distanzen hohe Kosten und hohe Verluste entstehen, sodass die Anlagen dann unwirtschaftlich werden. Andererseits liegt in der Versorgung eines Wohnbereichs, also von Ein- und Mehrfamilienhäusern, ein riesiges, heute noch weitgehend ungenutztes Potenzial zur Einsparung von Primärenergie und zur Reduzierung von CO₂-Emissionen.

Deshalb wird über Alternativen nachgedacht. In Deutschland gibt es heute einen Bestand von über 15 Millionen meist privaten Heizanlagen. Würden diese Heizanlagen mit kleinen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die neben Wärme auch elektrischen Strom erzeugen („Stromerzeugende Heizung“) ausgestattet, könnte bei optimierten Geräteeigenschaften elektrische Energie in der Größenordnung von 40 TWh pro Jahr mit einer Effizienz von etwa 95% bezogen auf die eingesetzte Primärenergie erzeugt werden. Geht man von einem Wirkungsgrad der Stromerzeugung in einem Großkraftwerk von etwa 1/3 aus, entspräche dies einer Primärenergieeinsparung von 80 TWh. Das Potenzial zur Reduzierung von CO₂ läge entsprechend bei etwa 40 Mio t.

Kleine Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit thermischen Leistungen unter 20 kW, sogenannte Mikro-KWKs, sind schon seit einigen Jahren auf dem Markt. Sie finden vornehmlich Einsatz in kleineren Gewerbebetrieben, Hotels, öffentlichen Gebäuden und auch in Ein- und kleineren Mehrfamilienhäusern. Die Geräte werden bei höherem Wärmebedarf meist bivalent zusammen mit einem Heizkessel und bei kleinerem Heizbedarf auch monovalent, also ohne weitere Zusatzheizquelle verwendet.

Abbildung 1
Primärenergienutzung im Vergleich: Blockheizkraftwerk versus Großkraftwerk



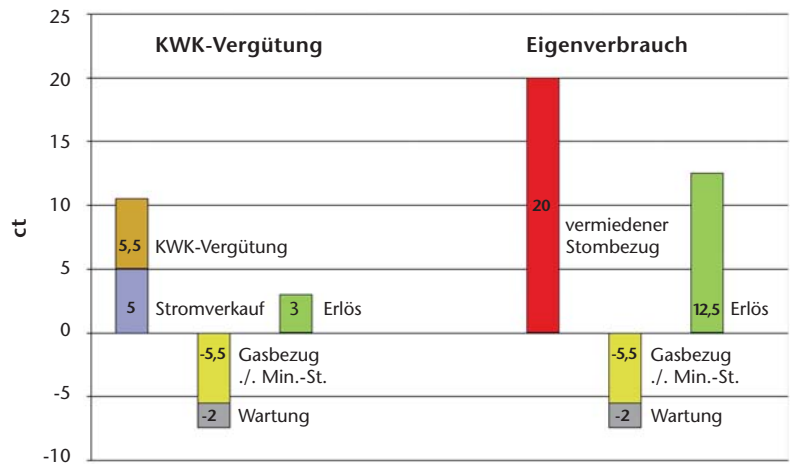
Die Technik basiert meist auf Verbrennungsmotoren, die mit Gas oder Diesel betrieben werden. Das derzeitige Verkaufsvolumen liegt bei etwa 3.000 Einheiten pro Jahr.

Die Geräte arbeiten in der Regel ökologisch vorteilhaft. Für eine zukünftige, zumindest teilweise flächendeckende Verbreitung ist es aber notwendig, dass diese Anlagen auch wirtschaftlich arbeiten. Der erheblich höhere Preis gegenüber einer konventionellen Heizanlage muss über eine überschaubare Anzahl von Jahren amortisierbar sein.

Die Amortisierung dieser Anlagen wird durch das KWK-Gesetz unterstützt. Der Anlagenbetreiber darf den erzeugten Strom in das öffentliche Netz einspeisen und erhält von dem örtlichen Versorgungsunternehmen einen Preis pro kWh, der sich vereinfacht nach dem Preis des Grundlaststroms an der Strombörse EEX¹ richtet. Dies sind etwa 3-6 ct pro kWh. Hinzu kommt die Einspeisevergütung von 5,5 ct /kWh nach dem KWK-Gesetz von 2002 für einen Zeitraum von mindestens 10 Jahren. Der Verkauf des Stroms ist stromsteuerfrei. Nach Abzug der Betriebskosten (z. B. Gasbezug, der von der Mineralölsteuer befreit ist und Wartungskosten) bleibt dem Betreiber ein Betrag von einigen wenigen Cent pro kWh.

Weitaus vorteilhafter ist deshalb die Nutzung des erzeugten Stroms im eigenen Haus oder Betrieb. Hier ergeben sich finanzielle Vorteile, die etwa 3 bis 4-mal so hoch sind. Der Betrieb der Anlage sollte also immer möglichst so erfolgen, dass zunächst der eigene Strombedarf gedeckt wird. Dieser Zusammenhang ist beispielhaft in *Abb. 2* verdeutlicht.

¹ An der Leipziger Strombörse EEX (European Energy Exchange) zur Zeit 128 Teilnehmer aus 15 europäischen Ländern sowie den USA aktiv – mehrheitlich Banken, Händler oder Industrieunternehmen.



Im folgenden sollen die Wirtschaftlichkeit zweier sehr unterschiedlicher Einsatzfälle von Mikro-KWK-Anlagen untersucht werden. In beiden Fällen wird ein bereits seit einigen Jahren auf dem Markt vertriebenes verbrennungsmotorisches Mikro-KWK zu Grunde gelegt, dessen Daten in *Tab. 1* aufgeführt sind.

Erster Einsatzfall:

Betrieb in einem Hotel als Zusatzinstallation zu einem vorhandenen Heizkessel. Da das Gerät mit einer Wärmeabgabe von 12,5 kW bezogen auf den Gesamtwärmebedarf des Objekts unterdimensioniert ist und unter anderem wegen eines Schwimmbads auch im Sommer ein gewisser Wärmebedarf vorhanden ist, kann das Gerät etwa 8.000 h im Jahr laufen. Weiterhin erlauben die vorliegenden Gegebenheiten etwa 90% des selbst erzeugten Stroms im eigenen Haus zu verwenden. Der Rest von 10% wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Berücksichtigt man noch die laufenden Wartungskosten von einigen Cent pro kWh ergeben sich jährliche Minderkosten gegenüber einer Versorgung ausschließlich mit konventionellem Heizkessel und Strombezug vom Stromversorger von etwa 4.700 €. Die Investitionskosten einer solchen Mikro-KWK-Anlage, die als Zusatzinstallation zu einer vorhandenen Heizanlage um 15.000 - 18.000 € liegen,

Abbildung 2
Vergleich der finanziellen Vorteile von Einspeisung und Eigenverbrauch des selbst erzeugten Stroms in einer Mikro-KWK-Anlage. Angenommen ist ein Gesamtwirkungsgrad von 98%.

Thermische Leistung	Elektrische Leistung	Elektrischer Wirkungsgrad	Gesamtwirkungsgrad
5,5 kW	27%	88%	12,5 kW

Tabelle 1
Spezifikationen des für die Wirtschaftlichkeitsüberlegung zu Grunde gelegten Mikro-KWK-Geräts

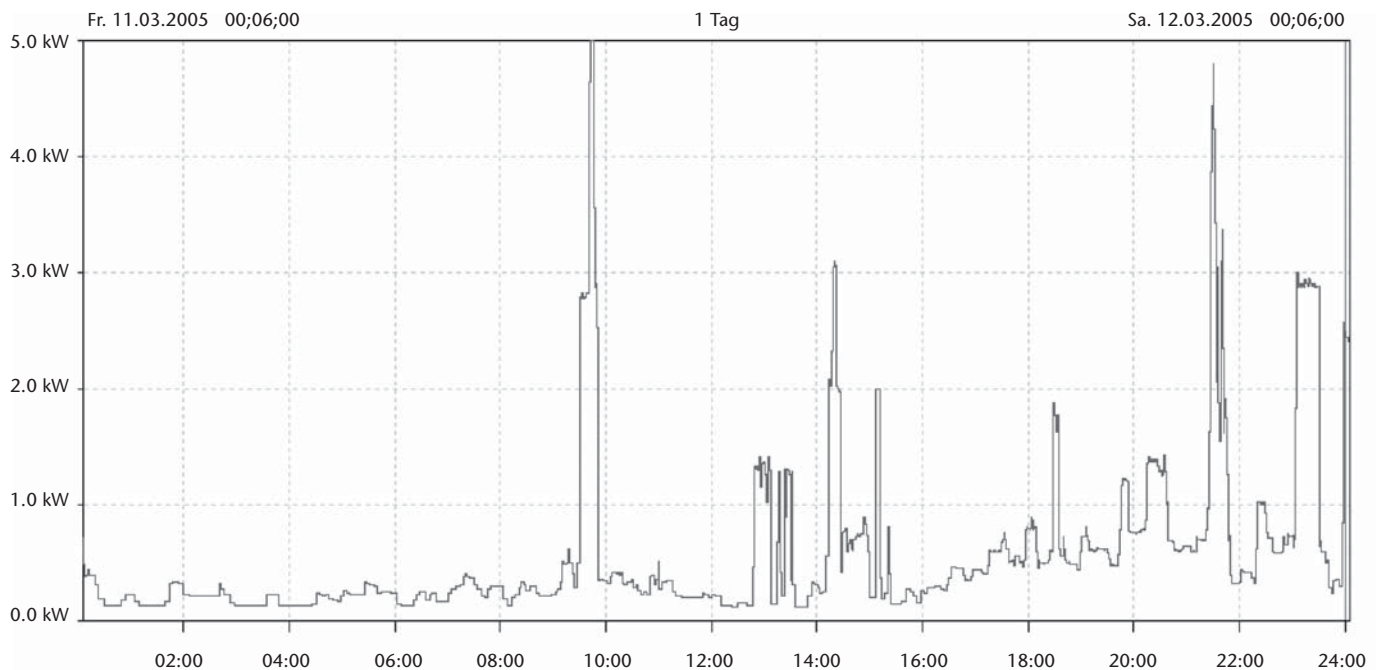


Abbildung 3
Stromlastprofil eines
typischen Einfamilien-
hauses im Tagesverlauf

lassen sich somit in wenigen Jahren amortisieren. Der vermiedene Primärenergieverbrauch liegt bei 88.000 kWh und die vermiedenen CO₂-Emissionen bei etwa 44 t jährlich.

Zweiter Einsatzfall:

Für ein typisches Einfamilienhaus mit angenommenem Wärmebedarf von 20.000 kWh und Strombedarf von 4.000 kWh jährlich und monovalenter Betriebsweise (das Mikro-KWK ist die einzige Wärmequelle), bekommt man dagegen ein völlig anderes Ergebnis. Da das Gerät nicht regelbar ist, kommt man nur auf eine Laufzeit von etwa 1.600 h pro Jahr. Damit reduziert sich auch die Zeit in der elektrische Energie produziert werden kann erheblich. Ein weiterer Aspekt ist der unstetige Strombedarf im Einfamilienhaus, so dass sich Wärmebedarf und Strombedarf zeitlich nicht besonders gut decken. Letzteres ist aber eine Voraussetzung dafür, dass der produzierte Strom zu einem hohen Anteil selbst genutzt werden kann. Dies wird in [Abb.3](#) deutlich, die den Tagesverlauf einer typischen Stromlastkurve eines Einfamilienhauses zeigt. Man erkennt eine relativ niedrige Grundlast von einigen Hundert Watt (Kühlschrank, Gefriertruhe, Heizung, Standby-Geräte etc.) und Bereiche, in denen der Strombedarf deutlich ansteigt und über längere Zeit anhält (abendliche Beleuchtung, TV-Gerät).

Überlagert sind dann Spitzen mit relativ kurzer Zeitdauer, die bis über 5 kW reichen (E-Herd, Toaster, Waschmaschine). Trotz des deutlich stetigeren Wärmebedarfs in der Heizperiode passen Strombedarf und -erzeugung nicht besonders gut zusammen. Durch das Ein-Aus-Prinzip des in diesem Fall eingesetzten Mikro-KWK wird dies noch verstärkt. Die mögliche Eigennutzung des selbst produzierten Stroms liegt deshalb nur noch bei etwa 15%. 85% werden in das Netz eingespeist. Ein weiterer Aspekt: trotz der hohen elektrischen Leistung von 5,5 kW (dank des hohen elektrischen Wirkungsgrads) lassen sich nur etwa 33% des eigenen Strombedarfs abdecken, der Rest muss zugekauft werden. Die jährlichen Einsparungen gegenüber einer konventionellen Heizanlage liegen deshalb nur bei etwa 450 €. Selbst nach Abzug der Kosten einer Heizanlage, die ja in diesem Fall nicht erforderlich ist, bleibt eine Investition von 11-15.000 € übrig, die sich kaum amortisieren lässt.

Natürlich werden hier zwei extreme Fälle verglichen. Es gibt viele Anwendungsfälle, die einen wirtschaftlichen Betrieb solcher Anlagen bereits heute zulassen. Dies dürfte in 2-3-Familienhäusern, die einen höheren Wärmebedarf und einen stetigeren Strombedarf haben, häufig der Fall sein. Auch ältere Einfamilienhäuser, die evtl. mit

Thermische Leistung	Elektrische Leistung	Elektrischer Wirkungsgrad	Gesamtwirkungsgrad	Verkaufspreis
1,5 - 15 kW	0,3 - 3,3 kW	18 %	100 % (Hu)	6.000 €

*Tabelle 2
Spezifikationen eines fiktiven, für den Einsatz im Einfamilienhaus besser angepassten Mikro-KWK-Geräts*

	V-Motor	Dampfexpansion	Stirling	Brennstoffzelle
Prozess	interne Verbrennung	Clausius-Rankine-Cycle externe Verbrennung	Stirling externe Verbrennung	elektrochemisch
Emissionen	hoch/mittel,laut, schwer	niedrig	niedrig	sehr niedrig
Elektrischer Wirkungsgrad	mittel	niedrig/mittel	niedrig/mittel	hoch
Modulierbarkeit	eingeschränkt sinnvoll	gutes Teillastverhalten	gutes Teillastverhalten	n.a.
Marktreife	ja	Feldtestphase	Feldtestphase	für diese Anwendung noch zu geringe Lebensdauer
Preis	hoch	hoch	hoch	sehr hoch
Geräte-Beispiele	Senertec Ecopower Honda...	OTAG	Solo Whispertech Microgen Sunshine	Vaillant Sulzer-Hexis...

*Tabelle 3
Übersicht Mikro-KWK-Technologien*

einem Schwimmbad ausgestattet sind, erlauben häufig einen wirtschaftlichen Betrieb. Allerdings lässt sich das vorhandene ökologische Potenzial so nur zum kleineren Teil erschließen. Hinzu kommt der immer geringer werdende Energiebedarf neuer Häuser. Wir möchten deshalb der Frage nachgehen, wie Mikro-KWKs konzipiert sein müssen und wie hoch deren Preis sein darf, um dieses Potenzial der Ein- und Zweifamilienhäuser zu erschließen.

Modulierbare Mikro-KWK-Anlagen


Anforderungen

Will man möglichst viel des selbst produzierten Stroms auch selbst zu nutzen, muss eine hohe jährliche Laufzeit erreicht werden. Denn nur wenn die Anlage läuft, kann sie Strom erzeugen und damit Strombezug aus dem Netz vermeiden. Das lässt sich mit einem in der Leistung

modulierbaren Gerät erreichen, das nur so viel Wärmeenergie wie gerade gebraucht wird liefert. Im Winter läuft es deshalb (tagsüber) ständig. In der Übergangszeit kommt es ebenfalls auf eine hohe Laufzeit und im Sommer kann die Zeit zur Warmwasserbereitung stark in die Länge gezogen werden. Es lassen sich auf diese Weise Laufzeiten von bis zu 4.000 h erzielen.

Die Gesamtmenge des produzierten Stroms steigt dadurch zwar nicht, wohl aber der Anteil der Selbstnutzung. Dabei ist auf eine auf den Bedarf angepasste elektrische Leistung zu achten. Mit einem solchen fiktiven, idealen Mikro-KWK, dessen Daten in *Tab.2* zusammengefasst sind, ließen sich dann in dem o.g. Beispiel eines Einfamilienhauses zwar auch nur 400 - 450 € pro Jahr einsparen. Ein niedriger Preis oder besser der Mehrpreis gegenüber einem konventionellen Kessel im Bereich von 2.000 - 2.500 € würde dann aber ausreichen, um diese Geräte in wenigen Jahren zu amortisieren.

Abbildung 4
Beispiel für eine Mikro-KWK-Anlage auf Verbrennungsmotorbasis der Fa. Senertec (marktreife Serie)



P_{th}	12,5 kW
P_{el}	5,5 kW
η_{el}	27 %
η_{Σ}	88 %
Modulierbarkeit	nein
Emission	int. Verbrennung intens. Wartung
Gewicht	530 kG
Geräusch	< 56dBA
Preis	um 15.000 €

Abbildung 5
Beispiel für ein Mikro-KWK-Gerät der Fa. OTAG, das mit einem Dampf-Expansions-Aggregat ausgerüstet ist.



P_{th}	2 – 16 kW
P_{el}	0,2 ... 2,1 kW
η_{el}	13 %
η_{Σ}	98 %
Modulierbarkeit	1:8
Emission	ext. Verbrennung
Gewicht	190 kg
Geräusch	42dBA
Preis	um € 13.000
Marktreife	derzeit Feldtest



Modell	MK 5
P_{th}	7,5 – 13 kW
P_{el}	1 kW
η_{el}	7 – 13 %
η_{Σ}	80 – 90 %
Modulierbarkeit	nur therm. über eingeb. Kessel
Emission	int. Verbrennung
Gewicht	150 kg
Geräusch	63dBA
Preis	keine Angabe
Marktreife	2007/2008

Abbildung 6
Beispiel für ein Mikro-KWK-Gerät mit Stirlingmotor der Fa. Whispertec

Einige wenige, meist kleinere Unternehmen arbeiten an solchen neuen, vielversprechenden Gerätekonzepten, um die Mikro-KWK-Technologien besser an den Bedarf eines Einfamilienhauses anzupassen. Eine Übersicht welche Technologien hierfür verwendet werden gibt [Tab. 3](#).

So wird an der Weiterentwicklung der verbrennungsmotorischen Mikro-KWK gearbeitet, unter anderem um sie modulierbar zu machen. Allerdings sind mit dieser Technologie derzeit noch einige inhärente Nachteile verbunden. Denn auf Grund der internen Verbrennung sind diese Geräte nicht sehr flexibel bezogen auf verwendbare Brennstoffe. Der Aufwand, diese Geräte leise und vibrationsarm auszuführen ist hoch und der elektrische Wirkungsgrad sinkt sehr schnell bei Abregelung der Leistung. In [Abb.4](#) ist eine Mikro-KWK-Anlage auf Verbrennungsmotorbasis (V-Motor) der Firma Senertec mit ihren Spezifikationen dargestellt.

Das Gerät kann nach fast 10 Jahren Marktpräsenz hinsichtlich Lebensdauer und Zuverlässigkeit als ausgereift bezeichnet werden.

Neuentwicklungen für bessere Modulierbarkeit

Zu den vielversprechenden Neuentwicklungen zählen Geräte auf Basis von Dampfexpansions- und Stirling-Technik. Beide Prinzipien basieren auf einer externen Verbrennung, die es erlaubt, nahezu alle Brennstoffe wie Gas, Öl, Holz-Pellets etc. einzusetzen. Zudem ist die Verbrennung ohne Zusatzaufwand sehr emissionsarm und die Teillasteigenschaften sind sehr gut. Die Geräte sind von Haus aus leiser, leichter, vibrationsärmer und sollten auch weniger wartungsintensiv sein als verbrennungsmotorische Geräte. Allerdings handelt es sich meist noch um Feldtestgeräte, die ihre Markttauglichkeit noch beweisen müssen.

Brennstoffzellen weisen zweifellos das höchste ökologische Potenzial auf. Sie haben einen sehr hohen elektrischen Wirkungsgrad. Allerdings wird noch eine längere Zeitdauer bis zur Markteinführung vergehen. Aber auch sie werden im Kleinleistungsbereich sicher einen großen Markt finden.

Ein Beispiel für ein modulierbares Mikro-KWK-Gerät der Firma OTAG zeigt [Abb. 5](#), das auf dem Dampfexpansionsprinzip beruht. Das Gerät hat zwar noch einen relativ geringen elektrischen Wirkungsgrad, ist aber insgesamt besser an das typische Bestands-Einfamilienhaus angepasst. Großer Vorteil ist die Modulierbarkeit über einen weiten Bereich. Das Gerät befindet sich derzeit in der Feldtestphase und soll bis Ende 2007 auch in nennenswerten Stückzahlen verkauft werden.

Das Stirling-Gerät der Firma Whispertech ([Abb. 6](#)) ist speziell für den Einfamilienhausbereich konzipiert. Die elektrische Leistung liegt deshalb auch nur bei 1 kW. Um die erforderliche hohe thermische Leistung zu bringen, ist noch ein zusätzlicher Heizkessel mit eingebaut, der sich auch moderat modulieren lässt. Das Gerät, das auch auf dem deutschen Markt eingeführt werden wird, soll preislich deutlich unter bisherigen Marktpreisen für vergleichbare Geräte liegen.

Zusammenfassung

Kleine Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sind ökologisch sehr sinnvoll und lassen sich bereits heute in vielen Anwendungen auch wirtschaftlich betreiben. Für das typische Einfamilienhaus ist die Wirtschaftlichkeit allerdings meist noch nicht gegeben. Gerade hier liegt aber das größte ökologische Potenzial.

Neuere Entwicklungen, meist auf alternativen Technologien basierend, sind technisch besser an diese Anwendung angepasst als bereits existierende. Diese Geräte haben allerdings ihre Praxistauglichkeit und ihre Zuverlässigkeit noch nicht bewiesen. Auch sind die Preise für den wirtschaftlichen Einsatz heute noch zu hoch. Es ist aber davon auszugehen, dass bei diesen Neuentwicklungen noch eine Menge Raum

für technologische Weiterentwicklung und produktionstechnische Optimierung vorhanden ist, sodass die Preise bei weiterer Verbreitung von Mikro-KWK-Anlagen auf ein Niveau sinken werden, dass ein wirtschaftlicher Betrieb auch im Einfamilienhaus zur Regel wird. Beschleunigen ließe sich dieser Prozess durch eine Erhöhung der KWK-Einspeisevergütung für eine bestimmte Zeit der Markteinführung. Dadurch würde die KWK auch für Anlagenbetreiber attraktiver werden, die einen größeren Teil des selbsterzeugten Stroms ins Netz einspeisen müssen, da ihr Lastprofil keinen so hohen Eigenverbrauch erlaubt.

Integration dezentraler regenerativer Energieversorgungsanlagen in den Netzbetrieb – Versorgungssicherheit im Wohnbereich

Einführung

Dr. Christian Bendel
ISET
cbendel@iset.uni-kassel.de

David Nestle
ISET
dnestle@iset.uni-kassel.de

Die Einbindung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA) in das Niederspannungsnetz hält unvermindert an. Die Erzeuger speisen die maximal mögliche Energie ins Netz ein. Zu welchem Zeitpunkt und in welcher Höhe die Einspeisung erfolgt, bleibt jedoch letztlich dem Betreiber vorbehalten bzw. wird vom Wetter und der Tageszeit bestimmt. Ähnlich gilt für den Energieverbrauch, dass Zeitpunkt und Menge des Energieverbrauchs aus dem Netz nicht reglementiert ist, solange die Anschlussbedingungen eingehalten werden. Die Netzbetreiber jedoch sind wegen fehlender Beobachtbar- und Steuerbarkeit der DEA „blind“ bezüglich dieser Einspeisungen auf der Niederspannungsseite. Die energetische und wirtschaftliche Bedeutung der Stromverbraucher im Niederspannungsnetz (also vor allem Privathaushalte, Kleingewerbe, aber auch öffentliche Verbraucher) wird darin ersichtlich, dass etwa 50% des elektrischen Gesamtverbrauchs in Deutschland auf der Niederspannungsseite erfolgt [1]. Gleichzeitig sind hier auch die anzahlmäßig höchsten Zuwachsraten für DEA zu erwarten.

Verschiedene neue Strategien sind für eine „optimale Energieeinspeisung“ möglich. Dazu gehört eine genaue Prognose der fluktuierenden Erzeugung, um die Planung für andere Erzeuger sowie Lastmanagement durchzuführen. Auch Speicherung sowie die Nutzung von Ausgleichseffekten bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen, die über große geographische Gebiete verteilt sind, können eine wichtige Rolle spielen.

Kurz- bis mittelfristig betrachtet sollten aus Effizienzgründen zunächst die Potenziale des Energiemanagements ausgeschöpft werden, da jede Speicherung und Übertragung elektrischer Energie mit Verlusten verbunden ist.

Dezentrales Management von Strom und Wärme

Steuerbare Erzeuger im Verteilnetz sind vor allem Kraftwärmekopplungs-(KWK-)Anlagen, die sowohl Wärme als auch Strom liefern. Photovoltaikanlagen wären zwar abregelbar, dies würde aber keine Einsparung an Primärenergie erbringen. Eine solche Steuerung sollte daher auf Notfälle und andere Sicherheitsmaßnahmen beschränkt bleiben. Aus der großen Bedeutung von KWK-Anlagen für ein Energiemanagement im Verteilnetz folgt, dass Integration von Strom- und Wärmeerzeugung im Wohnbereich eine zentrale Aufgabe bei der künftigen Unterstützung von Netzregelung und Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz ist.

Das Forschungsprojekt DINAR¹ mit finanzieller Beteiligung von 17 Industriepartnern hat sich das Ziel gesetzt, eine technische und wirtschaftliche Lösung für ein bidirektionales Energiemanagement im Niederspannungsnetz zu finden, wobei Verbrauch und Erzeugung als Einheit betrachtet werden. Denn es wäre ökonomisch unsinnig, bezüglich Energiemanagement künstlich zwischen Erzeugung und Verbrauch zu trennen und unterschiedliche Systeme zu entwickeln und aufzubauen. Im Gegensatz zum Prinzip der zentralen Steuerung (virtuelles Kraftwerk) wird hier eine dezentrale Steuerung eingesetzt, wodurch die Notwendigkeit einer Online-Kommunikation zwischen einer Leitstelle

¹ gefördert durch das BMU
(FKZ 0329900E; FKZ 0329900D)

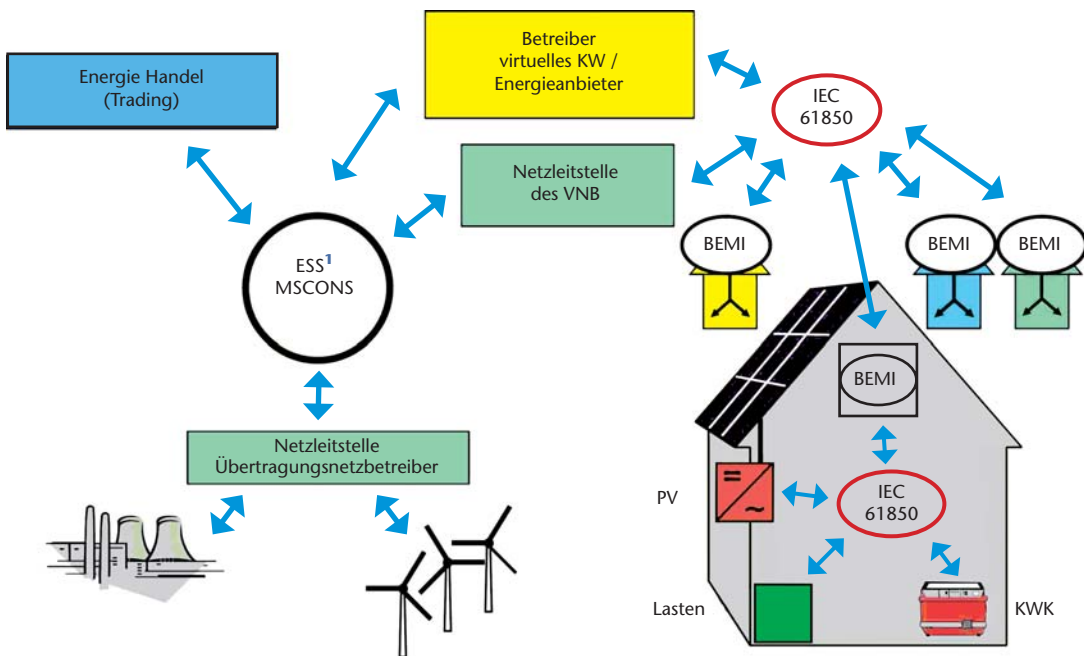


Abbildung 1 Kommunikation und Handel im liberalisierten Strommarkt mit Integration verteilter Erzeugung (IEC 61850 ist ein Übertragungsprotokoll der International Electrotechnical Commission)

¹ ESS = Fahrplandaten- und Messdatenaustausch

und dem dezentralen Energieerzeuger wegfällt. Ein solches System erfordert ein effizientes Kommunikations- und Handelssystem zwischen den Marktteilnehmern des liberalisierten Strommarktes (Abb.1)

Die Energieanbieter und Verteilnetzbetreiber, die am Energiemanagement beteiligt sind, erhalten dann im Rahmen ihrer vertraglichen Rechte Zugriff auf das BEMI. Durch die Beibehaltung der bereits vorhandenen technischen und juristischen Schnittstelle sind auch zukünftig einfache Vertragsstrukturen für den Strom- bzw. Netzkunden möglich [2].

Intelligente Schnittstellen mit dem bidirektionalen Energiemanagementinterface (BEMI)

Im elektrischen Netz sind am Energiemanagement stets verschiedene Partner beteiligt, die zum Teil juristisch und wirtschaftlich unabhängig voneinander sind – in der Regel Netzbetreiber, Energieversorger und Kunden. Die Schnittstellen zwischen diesen Partnern sind für eine effektive Zusammenarbeit entscheidend. Schon heute ist der Netzanschlusspunkt, der durch den Zählerschrank gegeben ist, als technische und juristische Grenze zwischen dem öffentlichen Netz und einem Gebäudenetz definiert. Diese Grenze bleibt im Konzept des BEMI erhalten. In der technischen Realisierung ersetzt das BEMI den konventionellen Zählerschrank im Hausanschluss und wird durch eine intelligente Kommunikationsschnittstelle erweitert (Abb.2).



Abbildung 2 Realisierung des BEMI im Testbetrieb

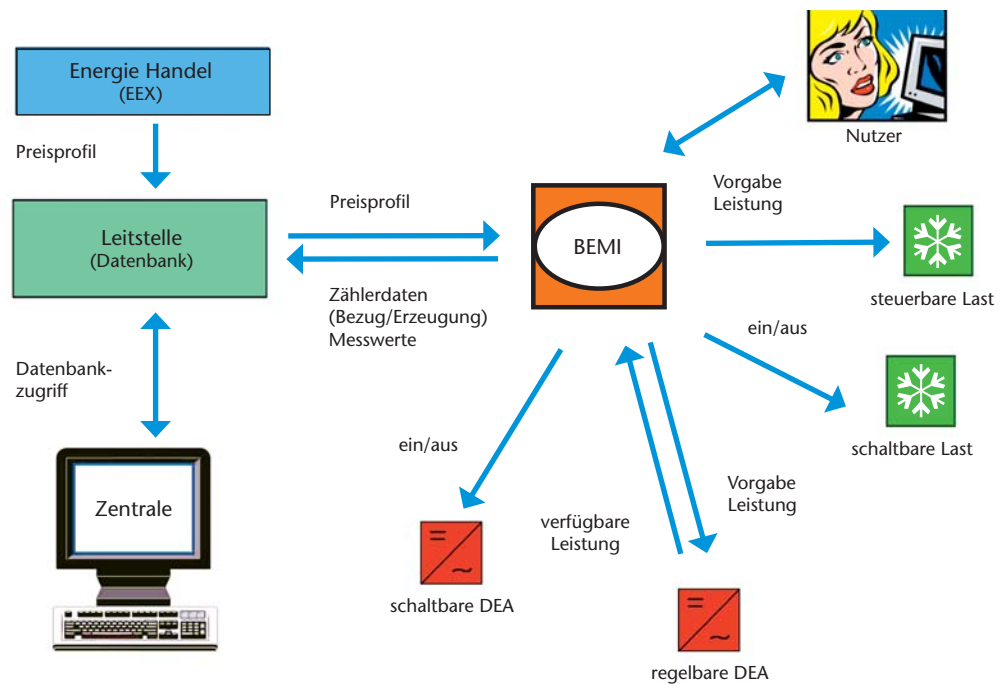


Abbildung 3
Kommunikationsstruktur für Energiemanagement mit BEMI

Für eine kostengünstige Kommunikation werden Standards benötigt, die für eine einheitliche Sprache bei den Kommunikationspartnern sorgen. Auf diese Weise wird der Aufwand für individuelle Entwicklungslösungen und Anlagenplanung auf ein Minimum reduziert. Einerseits kommuniziert das BEMI bidirektional mit der Leitstelle des Energieanbieters auf Grundlage von Kommunikationsprotokollen (nach IEC 61850), die von der internationalen Normung als „Seamless Telecontrol Communication Architecture“ präferiert sind für die zukünftige Kommunikation in der Energieversorgung. Andererseits kommuniziert das BEMI mit den Lasten und Erzeugern über bekannte standardisierte Schnittstellen (zum Beispiel EIB, CAN). Damit wird eine offene Kommunikationsstruktur entwickelt (Abb.3).

Technische Umsetzung

Der Rechnerkern des BEMI empfängt von einer zentralen Leitstelle bestimmte Informationen, i.d.R. das Preisprofil für den Folgetag. Auf Basis dieser Information berechnet dann der Optimierer im Rechnerkern den optimalen Einsatzplan für alle angeschlossenen Geräte unter Berücksichtigung der Bedürfnisse der Nutzer des Gebäudes und der Parameter der angeschlosse-

nen Erzeuger und Verbraucher. Auf diese Weise entscheidet das BEMI dezentral auf Basis der

- Last-/Erzeugerprofile,
- dezentraler Informationen vom Netzanschlusspunkt und
- zentraler Informationen von der Leitstelle [3].

Zur Optimierung für jeden Gerätetyp, der in das Energiemanagement einbezogen ist, muss ein entsprechender Managementalgorithmus entwickelt werden. Solche Geräte sind zum Beispiel:

- Kühl- und Gefriergeräte
- Elektroheizungen
- Warmwasserboiler
- Klimaanlage
- Waschmaschinen
- Trockner
- Spülmaschinen
- KWK-Anlagen
- zukünftig aber auch Systeme mit Batteriespeicher wie unterbrechungsfreie Stromversorgungen (USV)
- Elektrofahrzeuge, die am Gebäude aufgeladen werden
- PV-Wechselrichter, die mit einem Batteriespeicher ausgerüstet sind



Abbildung 4
BEMI-Testbetrieb in
der DeMoTec-
Versuchshalle des ISET

Auch hier wird deutlich, dass Erzeugung und Verbrauch zum Teil mit ganz ähnlichen Algorithmen optimiert werden können – und dass eine effektive und integrale Betrachtung von Strom- und Wärmebedarf notwendig ist, um die Vorteile und Anforderungen aus beiden Energieformen optimal nutzen zu können.

Ein Lastgang- bzw. Mehrtarifzähler erfasst die verbrauchten und erzeugten Leistungsflüsse, archiviert diese und transferiert die Messwerte über die vereinbarten Kommunikationswege gemäß Eichvorschrift zu einem Bedienterminal bzw. zur Leitstelle. Die Lastgangerfassung ist entscheidend dafür, dass auch im liberalisierten Strommarkt der optimierte zeitliche Einsatz der Geräte abgerechnet und vergütet werden kann, was wiederum Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb des Systems ist. Gegenwärtig wird das System im Labor mit verschiedenen Geräten getestet, eine Felderprobung ist in Vorbereitung (Abb. 4).

Nutzer-Interaktion

Über ein Bediendisplay kann der Kunde Informationen abfragen und Modifikationen an Einsatzplänen und Parametern vornehmen. Der Einsatz eines handelsüblichen PDA² mit WLAN-Unterstützung erlaubt eine sehr komfortable Steuerung der Anlage (Abb. 5). Das vom BEMI zur Verfügung gestellte Web-Interface kann über das Internet auch für Ferneingriffe genutzt werden. Neben der lokalen Überwachung und Steuerung müssen natürlich auch Verbrauchs- und Erzeugungsdaten für die Abrechnung und



Abbildung 5
Interaktive Information
und Steuerung des
BEMI durch den
Nutzer mittels eines
mobilen PDA

² Personal Digital Assistant (PDA) (englisch für persönlicher digitaler Assistent) ist ein kleiner tragbarer Computer mit eigener Stromversorgung.

Messwerte für die Netzüberwachung auf einen zentralen Server übertragen und dort dargestellt werden. Diese Funktion wird gegenwärtig auf einem Linux-basierten Server mit Open-Source-Komponenten realisiert. Auch hier dient ein Web-Interface zur Abfrage der Reporting-Funktionen des Servers.

Zusammenfassung und Ausblick

Durch die Erweiterung der vorhandenen technischen und juristischen Schnittstelle zwischen öffentlichem Netz und Kunde mit intelligenten Komponenten sowie durch das Prinzip der dezentralen Entscheidung auf Basis zentraler und dezentraler Information schafft das BEMI eine Plattform, mit der Erzeuger und Verbraucher im Niederspannungsnetz wesentlich zur Integration dargebotsabhängiger Energien beitragen können. Die Leistungsfähigkeit des BEMI wird durch die vorgestellten Laboraufbauten demonstriert und im Testbetrieb weiterentwickelt.

Literatur

- [1] C. Bendel, D. Nestle: Energieerzeugung im Niederspannungsnetz – technische und wirtschaftliche Entwicklungslösungen, Zehntes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 11/2005
- [2] C. Bendel, D. Nestle: Decentralized Electrical Power Generators in the Low Voltage Grid – Development of a Technical and Economical Integration Strategy, International Journal of Distributed Energy Resources, 01/2005, S. 63-70
- [3] Patentanmeldung EP 1 339 153, „Einrichtung zum Anschluss eines Gebäudes oder dgl. an ein elektrisches Niederspannungsnetz“, Priorität: 19.02.2002, Offenlegung: 27.08.2003
- [5] Patentanmeldung EP 1 340 988 A3, „Verfahren und Vorrichtung zur Messung der Impedanz eines elektrischen Energieversorgungsnetzes“, Priorität: 19.02.2002, Offenlegung: 02.10.2003
- [6] P.D. Gorgas: Netzsicherheitsmanagement im Verteilnetz, Zehntes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 11/2005

Rationelle Energieverwendung und Solares Bauen

Häuser für das 21. Jahrhundert müssen in Bezug auf Energieeinsparung und in unseren Breiten vor allem auf winterlichen Wärmeschutz optimiert werden. Diese Aufgabe lässt sich mit innovativen Wärmedämmsystemen und Wärmespeicherkomponenten lösen. Neue Entwicklungen sind hier superisolierende Vakuumisulationspaneele für den opaken Bereich. Für den transparenten Bereich befinden sich Vakuumverglasungen in der Entwicklung. Durch die architektonische Gebäudegestaltung sind ein hoher solarer Energieeintrag in der kalten Jahreszeit und ein effizienter Überhitzungsschutz in der warmen Jahreszeit zu gewährleisten. Unterstützend lassen sich hier Bauteile mit mikro- oder makro-integrierten Latentwärme-Speichermaterialien einsetzen.

Herausforderung und Chance – die energetische Altbausanierung

Klimaschutz und die begrenzten Ressourcen fossiler Energieträger erfordern Maßnahmen für energieeffizientes Bauen und die verstärkte Nutzung regenerativen Energiequellen – dies gilt für Neubauten, aber insbesondere für Altbauten. Der Altbaubestand stellt nämlich ein bedeutendes Energieeinsparpotenzial dar. In Deutschland entfallen ca. 26% des Primärenergieverbrauchs auf die Raumheizung. Dabei benötigen Altbauten, d.h. Gebäude die vor der 1. Wärmeschutzverordnung (1977) errichtet wurden, ca. 95% der Gesamtheizwärme. Die energetische Altbausanierung stellt jedoch in vielen Fällen besondere Anforderungen an die Planung und die Effizienz der eingesetzten Wärmedämmkomponenten.

Eine für unsere klimatischen Bedingungen besonders günstige Gebäudevariante stellen hochwärmegeämmte Häuser dar, die zusätzlich Sonnenenergie für Raumwärme und Warmwasser nutzen.

Superisolierende Gebäudekomponenten

Die Verfügbarkeit hocheffizienter Wärmedämmkomponenten und -systeme erleichtert die Realisierung von Niedrigstenergiehäusern wesentlich. Innovativ sind hier superisolierende Vakuumisulationspaneele (VIP) [1,2] und Vakuumverglasung [3], die sich in Europa noch in der Entwicklung befindet.

Vakuumisulationspaneele

bestehen aus einem hochporösen Kern, zum Beispiel pyrogener Kieselsäure, und einer vakuumdichten Umhüllung aus Aluminiumverbundfolien oder metallbedampften Laminaten. VIP weisen eine Wärmeleitfähigkeit von ca. 0,004 W/(mK) auf, die ca. zehnmal geringer ist, als von herkömmlichen Dämmmaterialien (*Abb. 1*). Rechnerisch ergeben sich für 2 cm bzw. 4 cm dicke VIP U-Werte¹ von 0,2 W/(m²K) bzw. 0,1 W/(m²K).

Gerade im Sanierungsbereich können die erforderlichen Dämmschichtdicken oft aufgrund baulicher Vorgaben nicht realisiert werden. Hier bietet sich die Vakuumdämmung als interessante Alternative an. *Abb. 2* zeigt eine mit Vakuumdämmung sanierte Fassade eines Reihenmittelhauses. Die Fassade integriert sich ohne größere Vorsprünge in die Gesamtansicht. Mit einer nur 4 cm dicken Vakuumdämmung konnte ein hervorragender U-Wert von 0,15 W/(m²K) erreicht werden, der sogar die Anforderungen für die Dämmung nach Passivhausstandard erfüllt.

Dr. Hans-Peter Ebert
ZAE Bayern
ebert@
zae.uni-wuerzburg.de

¹ U-Wert ist der Wärmedurchgangskoeffizient von Gebäudematerialien in W/m² und ist ein Maß für die Wärmedämmung

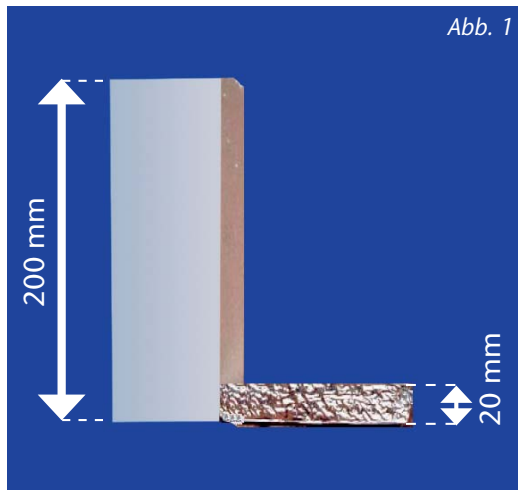


Abbildung 1
Dickenvergleich eines herkömmlichen Dämmmaterials (Polystyrol-Schaum) mit einem Vakuuminisulationspaneel (VIP) bei gleicher Dämmwirkung.



Abbildung 2
Mit Vakuuminisulationspaneelen energetisch saniertes Reihenmittelhaus (Baujahr 1956). Der U-Wert der hier gezeigten Nordfassade konnte von ursprünglichen $1 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ auf $0,15 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ reduziert werden.

Vakuuminisulationspaneel

Während sich bei opaken Fassadenelementen mit integrierten Vakuuminisulationspaneelen problemlos schlanke Konstruktionen mit U-Werten von $0,15 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ und darunter realisieren lassen, stellen selbst Fenster mit Wärmeschutzverglasung in hoch-wärmedämmten Gebäuden eine thermische Schwachstelle dar. In einem vom Bundeswirtschaftsministerium geförderten Forschungs- und Entwicklungsprojekt wird deshalb durch ein Konsortium aus Forschungseinrichtungen und Industriepartnern

die Entwicklung einer Vakuuminisulationsverglasung mit einem U-Wert von kleiner $0,5 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ vorangetrieben. Damit können bei einer sehr schlanken Konstruktion (Verglasungsstärke ca. 1 cm) die Dämmwerte herkömmlicher Dreischeibenverglasungen deutlich unterschritten werden.

Abbildung 3 zeigt den schematischen Aufbau einer Vakuuminisulationsverglasung: Zwei ca. 4 mm starke Scheiben sind durch Abstandshalter getrennt. Der entstehende Zwischenraum von höchstens 1 mm wird evakuiert und durch einen

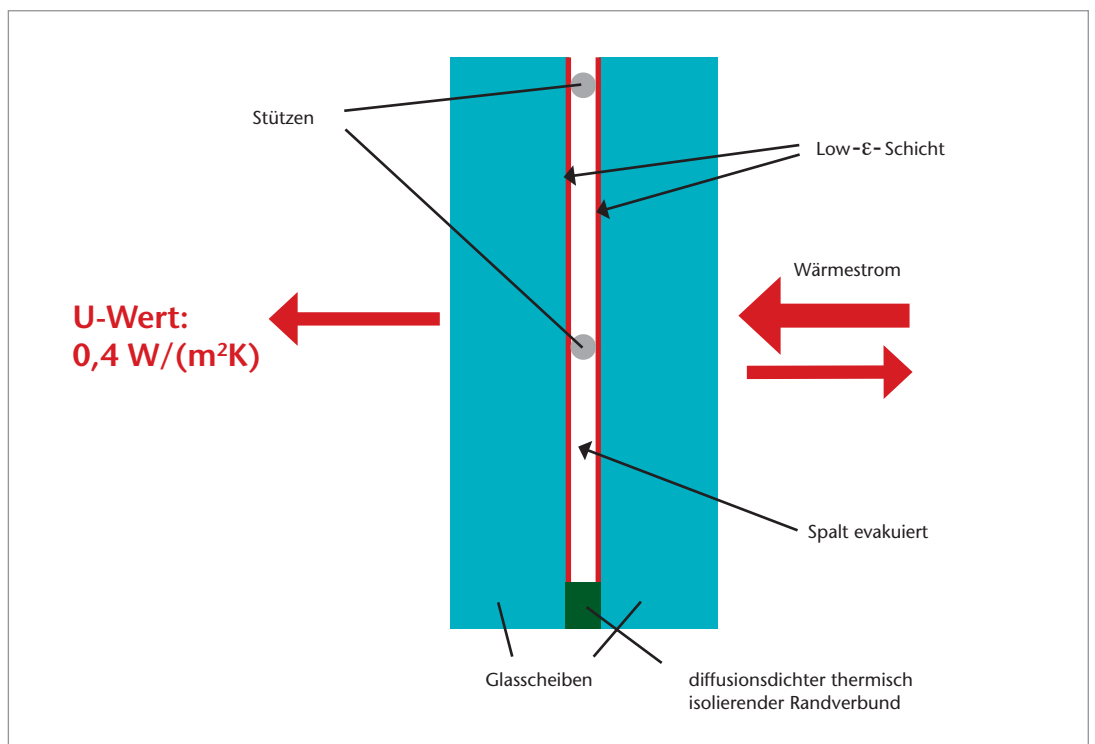


Abbildung 3
Prinzipskizze einer hoch-wärmedämmenden Vakuuminisulationsverglasung.

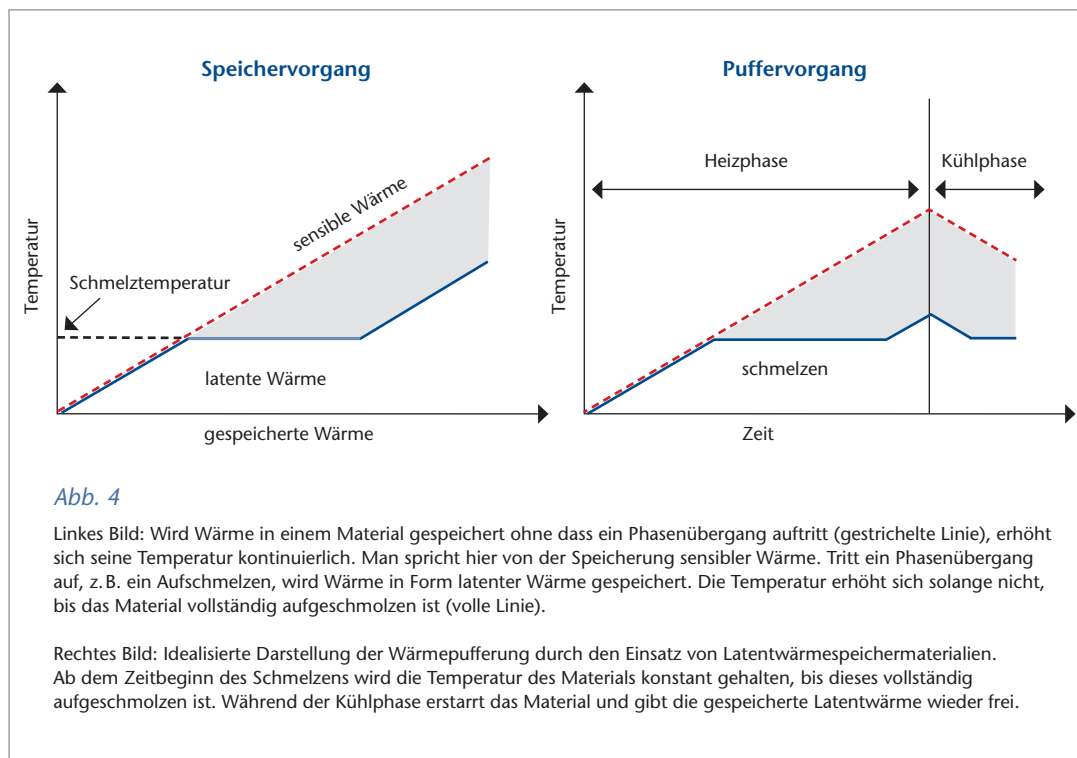


Abbildung 4

möglichst gasdichten, thermisch isolierenden Randverbund versiegelt. Die Abstandshalter sind notwendig, da ansonsten auf Grund des außen anliegenden Atmosphärendruck (10 Tonnen pro Quadratmeter!) die Scheiben kollabieren würden. Der Transfer von Wärmestrahlung wird durch den Einsatz konventioneller niedrigemittierender Schichten, so genannter low- ϵ Schichten², reduziert.

Latentwärmespeicher für erhöhten Klimakomfort

Für den Gebäudebenutzer ist der thermische Komfort von zentraler Bedeutung. Niedrigstenergiehäuser, profitieren durch die exzellente Wärmedämmung und durch solare Gewinne über transparente oder transluzente Verglasungen. Dabei können in Fassaden und Gebäudewände integrierte Latentwärmespeichermaterialien (PCM = Phase Change Materials) helfen, die Raumtemperatur in einem engen Komforttemperaturintervall zu halten.

² Low- ϵ Schichten sind mikrostrukturierte Schichten, die Wärmestrahlung reflektieren können.

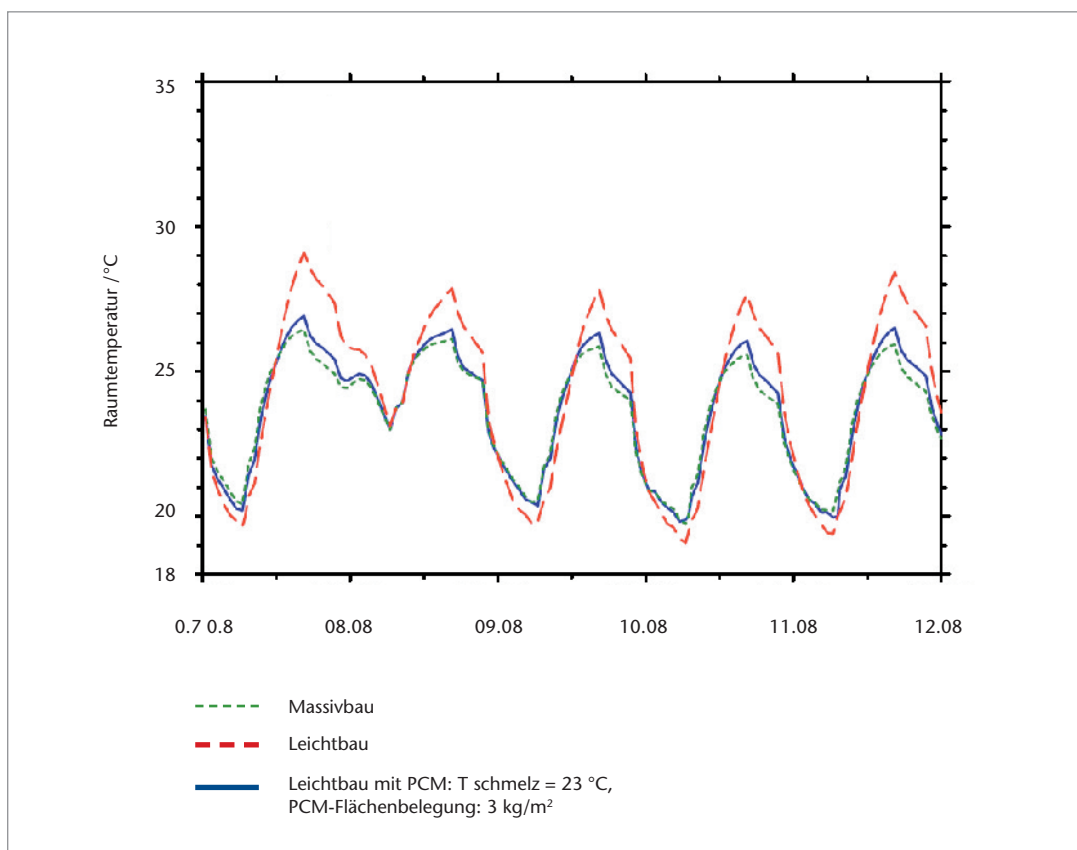
Durch solare Einstrahlung auftretende Überschusswärme kann in diesen thermisch trägen Gebäudeelementen gespeichert und bei Bedarf wieder abgegeben werden – so im Winter in den Nachtstunden.

Im Sommer ist durch eine Nachtlüftung tagsüber eingetragene solare Wärme aus dem Gebäude zu entfernen.

Die Wirkungsweise von PCM ist in [Abb. 4](#) erläutert. Dabei speichert eine 1 cm dicke PCM-Schicht mit einer Schmelzenthalpie von 140 J/g im Bereich des Schmelzpunktes die gleiche Wärmemenge wie eine 12 cm dicke Betonwand bei einer Temperaturerhöhung von 5 °C.

[Abb. 5](#) zeigt anschaulich die Wirkungsweise von Latentwärmespeichermaterialien in Gebäuden. Der Einsatz von Bauelementen mit erhöhter thermischer Masse, wie z. B. Leichtbauplatten mit integriertem PCM, hilft Überschusswärme zu puffern und damit Überhitzung zu vermeiden. Während der Leichtbau deutliche Temperaturspitzen am Nachmittag zeigt, ist der Leichtbau mit PCM mit einem Massivbau thermisch vergleichbar.

Abbildung 5
Temperaturverlauf
in einem südorientier-
ten Büroraum für
verschiedene Bauwei-
sen (Leichtbau mit
und ohne PCM,
sowie Massivbau).



Ausblick

Forschung und Entwicklung im Gebäudebereich zielen auf die Entwicklung innovativer Materialien, Komponenten und Systeme mit herausragenden funktionellen Eigenschaften ab. Dies bedingt schnelle und hochauflösende Untersuchungsmethoden, die es parallel zu den Produkten zu entwickeln gilt. Dabei ist darauf zu achten, dass mittel- und langfristig Lösungen mit einem für den Verbraucher akzeptablen Kosten-/Leistungsverhältnis erarbeitet werden, so dass die Marktakzeptanz erreicht wird. Schließlich bedarf es der Demonstration und Evaluierung in der Praxis, um gerade für den Baubereich mit den langen Gebäudestandzeiten Vertrauen für die neuen Techniken zu schaffen.

Literatur

- [1] Internetseite www.vip-bau.de, Stand 01.09.2006
- [2] Fricke J., Schab H., Heinemann U., "Vacuum Insulation Panels, Exciting Thermal Properties and Most Challenging Applications", Int. J. Thermophysics, online 2006, DOI 10.1007/s10765-006-0106-6
- [3] Internetseite www.vig-info.de, Stand 01.09.2006