

Verteilte Stromerzeugung mit neuer Netzstruktur

H. Kabisch, Berlin

Der Trend zur dezentralisierten Stromerzeugung ist unaufhaltsam: Übertragungs- und Verteilnetze müssen zunehmend Strom aus Erneuerbaren Energiequellen (EE) und aus Kraft-Wärme/Kälte-gekoppelten Anlagen (KW/KK) aufnehmen. Ausgehend von den Zielstellungen beim Übergang auf eine klima- und ressourcenschonende neue Energiewirtschaft wird gezeigt, wie sich Erzeuger- und Netzstruktur vor allem im Niederspannungsnetz verändern.

1 Fortsetzung der Energiepolitik mit präzisiertem Erzeuger-Mix

Aufbauend auf den Erfahrungen der letzten Jahre wurden die bisherigen Energieszenarien, d. h. die Zielstellungen für die nur langfristig realisierbare deutliche Senkung der CO₂-Emissionen, fixiert (Deutschland ist weltweit der viertgrößte Verursacher). Übereinstimmend erarbeiteten sowohl die Mehrheit einer aus Bundestagsabgeordneten und Spezialisten zusammengesetzten Kommission als auch eine Gruppe von Spezialisten aus renommierten Instituten ein Konzept, das bis 2050 bezogen auf das Jahr 1990 eine 80-%ige CO₂-Minderung beschreibt [1][2]. Vorgeschlagen wird eine „REG/REN-Offensive“, d. h. der Einsatz von Regenerativen Energiequellen und die rationelle Energienutzung. Für die Stromerzeugung

bedeutet das nach Bild 1, dass der Anteil aus EE 2050 die 50-%-Grenze überschreitet. Um die vorgesehene CO₂-Minderung zu erreichen, ist schon bis 2020 ein drastisch erweiterter Einsatz der KW/KK (also die optimale Nutzung des Brennstoffs) erforderlich – d. h. Einsatz von Blockheizkraftwerken (BHKW) und Brennstoffzellen (BZ). Soweit neuerrichtete Kondensations- und Kohlekraftwerke eingesetzt werden, sichern deren Weiterentwicklungen gleichermaßen eine erhebliche Steigerung der Energieeffizienz.

2 Änderungsbedarf bei Stromversorgungssystemen

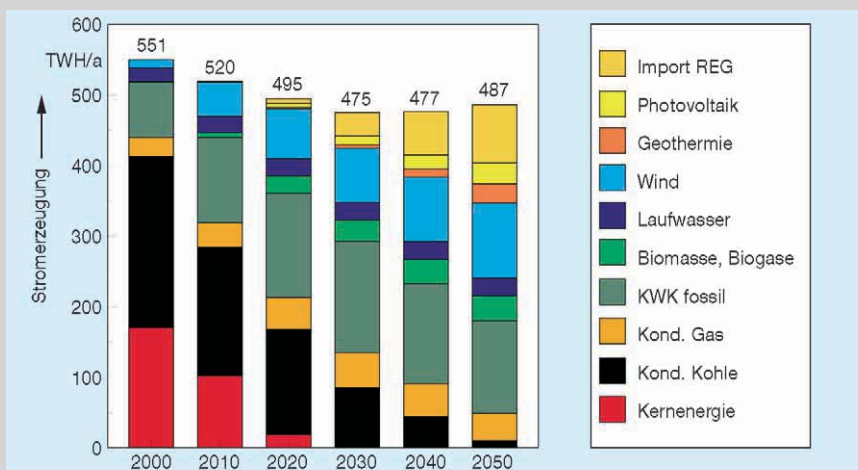
Das im vorigen Jahrhundert konzipierte und bis heute in ihrer Grundstruktur weitgehend erhaltene Stromversorgungsnetz in Deutschland ist schrittweise dem neuen Erzeugungskonzept anzupassen. Es ist Teil des westeuropäischen Verbundsystems und wird von Großkraftwerken, die über ein Höchstspannungsnetz miteinander verbunden sind, mit Strom beliefert. Die Verteilung bis zum Verbraucher übernehmen nachgeordnete Netze mit einem abgestuf-

ten Spannungsniveau (Hoch-, Mittel- und Niederspannung). Weitere Kraftwerke sind in Städten, Gemeinden und Industriebetrieben installiert und liefern neben Strom auch Wärme und Kälte. Damit ist gleichzeitig die Energieflussrichtung festgeschrieben: Traditionell vom Hoch- zum Niederspannungsnetz („top-down“).

Großkraftwerke werden zunehmend durch elektrische, dezentrale Energieerzeugungsanlagen (DEA) ergänzt. Es sind dies vor allem EE und KW/KK, die unter Umgehung höherer Übertragungsspannungen direkt an das NS-Netz angeschlossen werden (Bild 2). Ihre modulare Bauweise gestattet eine verbraucher- und damit verlustarme Installation. Da sich dabei die Stromflussrichtung ändert, ist mit einem verstärkten Einsatz von DEA u. a. der Übergang auf eine Netzstruktur für beide Flussrichtungen (bidirektional) verbunden. Ähnliches gilt für Mittel- und Hochspannungsverteilnetze, wenn dort leistungsstarke KW/KK oder Windkraftanlagen einspeisen. Die Elektrizitätswirtschaft steht also vor einem Strukturwandel der Verteilnetze, der sich – wie noch gezeigt wird – nicht nur auf den Energiefluss bezieht. Mit dezentralen Energieversorgungssystemen wird unsere heutige erzeugnisdominierte, durch Sicherheits- und Reservegeden geprägte Versorgungsstruktur zur verbrauchsorientierten, ökonomisch-ökologisch optimierten Energieversorgung. Durch Einbeziehung aller sinnvoll nutzbaren Energieressourcen verändert sich die zentralisierte Monostruktur zu einer zentral-dezentral-integralen Mischstruktur – so die Zielvorstellung der Experten aus Industrie und Forschung. Sie korrespondiert teilweise mit einem (Nah-)Wärme-System und Erdgasnetzen, die später einmal auf Wasserstoff umgestellt werden könnten [3][4].

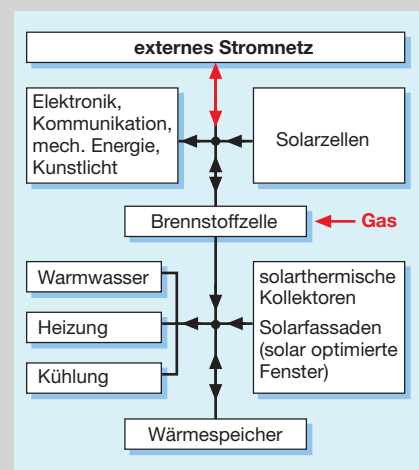
Autor

Dipl.-Ing. Helmut Kabisch ist freier Fachjournalist, Berlin



1 Strukturveränderungen bei der Stromerzeugung im Nachhaltigkeitsszenario bis 2050 nach Kraftwerksarten und den Beiträgen von EE (ab 2030 einschl. des Strombedarfs für die Wasserstoffherstellung mit 57 TWh/a in 2050).

Quelle: BUA

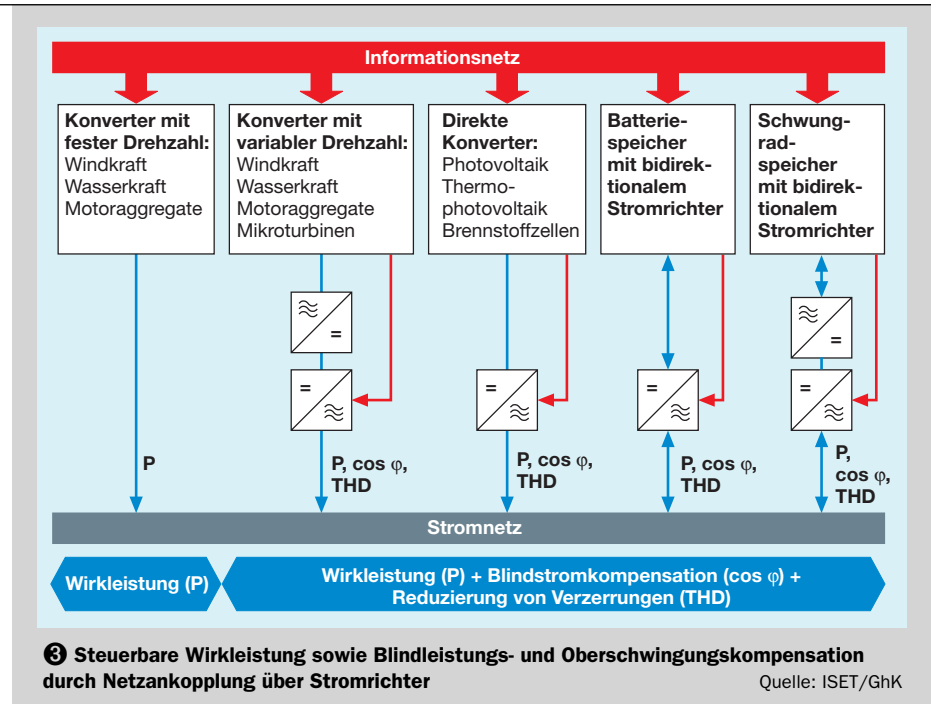


2 Energieflüsse im Gebäude der Zukunft stehen kurz vor der Verwirklichung.

Quelle: ISE

3 Netzkopplung und Versorgungsqualität

Schnittstelle zwischen EE zur Stromerzeugung und dem Netz sind Energiewandler auf der Basis von Stromrichtern (Bild 3). Sie werden über ein Informationsnetz zentral gesteuert und können mit ihrer hochentwickelten Elektronik z. B. bei Laststößen einen Spannungsabfall oder bei autarken Netzen den Frequenzabfall kurzfristig ausregeln. Darüber hinaus werden Oberschwingungen und Blindleistungen eliminiert. Stromrichter leisten damit im dezentralen Bereich ohne teuren Netzausbau einen erheblichen Beitrag zur Verbesserung der Netzqualität. Dazu gehört selbst die Realisierung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung. Diese Funktionen sind vor allem deshalb wichtig, weil die Verbraucher bei Beibehaltung der jetzigen Netzstrukturen wegen des harten Preiskampfes eine sinkende Qualität befürchten. Hochwertige Energiequalität (Premium Power) ist aber bei sensiblen (oft elektronischen) Geräten von größter Bedeutung.



4 Regionale Versorgungskonzepte bis zur Vollversorgung

Fachleute der im Forschungsverbund Sonnenenergie (FVS) vereinten Institute hal-

ten es für möglich, dass schon in nicht ferner Zukunft in besonders geeigneten Regionen eine Vollversorgung ausschließlich auf der Grundlage von DEA realisiert wird. Diese Konzepte beschränken sich zunächst auf



4 Inbetriebnahme des ersten BZ-Heizgerätes 4,6 kWel von Vaillant mit Energiemanager im Vordergrund. Parallel dazu steuert er an anderer Stelle auch 1-kW-Heizgeräte von Sulzer Hexis.
Quelle: Vaillant

die elektrische Energieversorgung und vorrangig auf Windenergie, Wasserkraft, Biomasse und PV [4]. Inzwischen gibt es mehrere Initiativen, die die Vollversorgung von Fabriken und Kommunen zum Inhalt haben. Endziel ist nicht nur eine ausgeglichene Bilanz in kWh, sondern auch eine ausgeglichene Leistungsbilanz im Tagesverlauf. Werden die richtigen Stromerzeuger und Speicher installiert, ist selbst bei unterbrochener Netzversorgung (Inselbetrieb) eine Vollversorgung gesichert. Um diese Autonomie von vornherein sicherzustellen, ist es erforderlich, netzbildende Elemente wie Synchrongeneratoren (u. a. BHKW) ausreichender Leistung in das Versorgungssystem einzubeziehen. Die Ziele sind nicht anders als die unserer heutigen Stromversorgung: Exakte Einhaltung von Frequenz und Spannung sowie Lieferung von Wirk- und Blindleistung. Darüber hinaus muss das Gesamtsystem im Inselbetrieb sichern, dass DEA und Stromspeicher unregelmäßige Wirk- und Blindleistungsbeiträge von Verbrauchern verkraften. Basis dafür ist die Einhaltung der üblichen Standards und neu zu schaffender Vorschriften, die die Netzkompatibilität sichern [5]. Inselnetze wurden und werden getestet und haben inzwischen ihre Betriebssicherheit selbst im Dauerbetrieb bewiesen. Ihr Vorteil liegt vor allem in Industriestaaten in der Fähigkeit, die Stromversorgung selbst bei Terrorakten im zentralen Stromversorgungsnetz autark aufrecht zu erhalten. Darüber hinaus sind die Systeme besonders gut geeignet, in netzfernen Regionen der 3. Welt den zunächst äußerst geringen Strombedarf kostengünstig zu befriedigen, neue Handelsbeziehungen zu entwickeln und Beiträge zur weltweiten Begrenzung der CO₂-Emissionen zu leisten. Deshalb unterstützt auch das Ministerium für Entwicklungshilfe und Zusammenarbeit die einschlägigen Bemühungen der Wirtschaft. Da auch in diesen Ländern später eine Vernetzung ansteht, sind langfristige Exportsteigerungen das Ziel. Schließlich kann die durch Stückzahlserhöhung erreichbare Kostenreduzierung auch den Einsatz von DEA in Deutschland beflügeln – die PV hat schon damit begonnen. Die große Mehrzahl der innerdeutschen Versorgungsstrukturen kann aber wegen zu hoher Kosten der DEA

auf absehbare Zeit nur teilweise mit dezentraler Energie versorgt werden. Erst wenn es gelingt, die Wirkungsgrade beispielsweise bei der Umwandlung von Solarstrahlung in Strom drastisch zu erhöhen und die Investitionskosten weit über die bisherigen Zielstellungen hinaus zu reduzieren, könnte die Vollversorgung im großen Umfang auf der Tagesordnung stehen. Bis auf weiteres kommt es aber darauf an, durch einen Mix aus verschiedenartigen Stromquellen und ggf. mit gespeicherter Energie die zeitliche Übereinstimmung zwischen Strombedarf und -angebot zu verbessern. Um dieses zu erreichen, werden derzeit verschiedene Systeme zur Stromspeicherung getestet. In Zukunft sollen auch die vorhandenen Windkraft-, Pumpspeicher- und solarthermischen Kraftwerke einen Beitrag leisten.

5 Virtuelle Kraftwerke und Großanlagen

Ein wichtiges Problem bei der Realisierung regionaler Stromversorgungskonzepte ist die sachgerechte Einbindung einer Vielzahl Strom und Wärme liefernder Anlagen, die in der Summe eine mit konventionellen Kraftwerken vergleichbare Leistung erreichen. Sind sie in einer Hand (Betreibergesellschaften, Gas- und Stromlieferanten etc.), so kann eine um Funktionen des Bedienens und Beobachtens erweiterte Gruppe von Energieerzeugern als „Virtuelles Kraftwerk“ auf dem liberalisierten Strommarkt aktiv werden. Erste Windparks bestätigen die Realisierbarkeit dieses Konzepts. Insgesamt kommt der Informationsdienst BINE zu dem Schluss: „Virtuelle Kraftwerke garantieren gegenüber Einzelanlagen eine höhere Effizienz und Versorgungssicherheit.“ Das gilt gleichermaßen für Systeme auf Basis KW/KK (BZ und BHKW einzeln oder beide Systeme vereint), für Windparks und für einen Mix aus stromliefernden EE. (Anmerkung: Die im Bericht über das 11. Internationale Sonnenforum (ep 11/02, S. 886-887) dargelegte Vermischung der Begriffe „Virtuelle Kraftwerke“ mit „Regionalen Versorgungskonzepten“ entspricht nicht

der Meinung einer überwiegenden Zahl von Experten.)

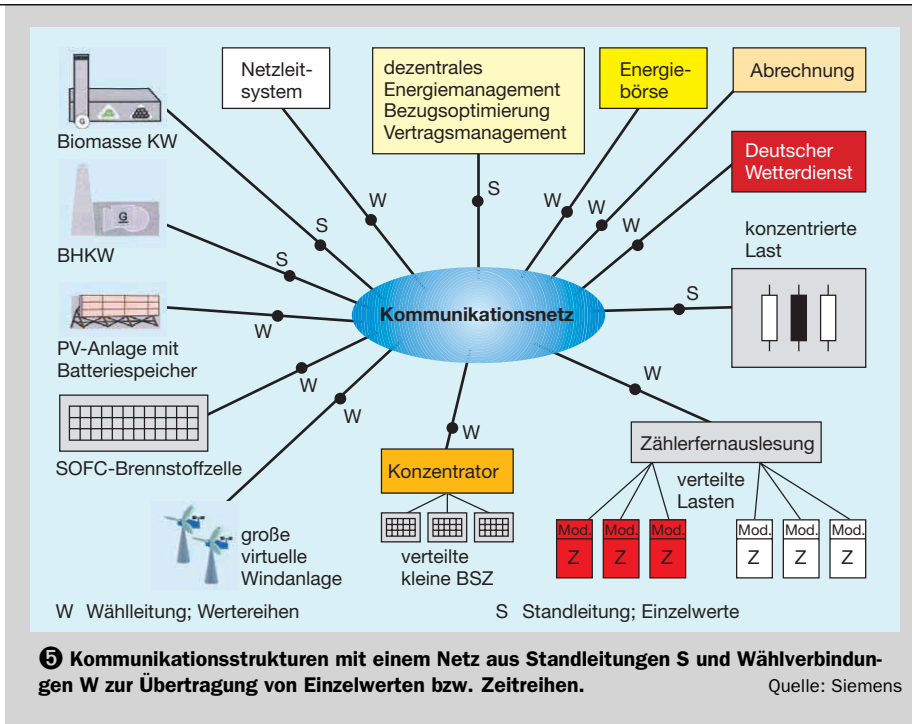
6 Brennstoffzellen und Photovoltaik im Netzverbund

Aus Sicht der Energieversorger gehören insbesondere BZ im Leistungsbereich zwischen 1 kW und 10 kW sowie „Virtuelle BZ-Kraftwerke“ zu wichtigen Elementen zukünftiger dezentraler Versorgungsstrukturen [5]. Sie liefern, wie BHKW, zeitgleich Strom und Wärme. Als Teil wohnungs- oder gebäudeintegrierter Heizzentralen orientieren sich Hersteller wie Vaillant, Sulzer Hexis etc. in den nächsten Jahren auf ihren massenweisen Einsatz.

Anfang des Jahres begannen mehrere deutsche Energieversorger in unterschiedlichen Netzregionen mit der Erprobung erster BZ-Vorseriengeräte [6]. Erstmals wurde dabei jedes BZ-Heizgerät durch einen „Energiemanager“ der Fa. EUS ergänzt (Bild 4). Er steuert kostenoptimal die Wärmelieferung des aus BZ, integrierter Zusatzheizung und Wasserspeicher bestehenden Gerätes. Datenaustausch mit der Netzzentrale, Prozessvisualisierung, Datennübertragung über Internet sowie Ferndiagnose und -steuerung ergänzen die Prozesssteuerung. Der „Energiemanager“ entscheidet vor Ort, wann welches Gerät wie lange eingesetzt wird. Strom wird demzufolge nur geliefert, wenn ein definierter Wärmebedarf in den versorgten Haushalten im entsprechenden Zeitrahmen zu erwarten ist. Aus der Summe dieser Stromangebote wird abgeleitet, welche Gesamtleistung des „Virtuellen Kraftwerks“ zu welcher Zeit angeboten werden kann.

Die Energieversorger planen, die beim Kunden installierten Heizzentralen zu bezahlen und zu warten. Der Kunde stellt den Raum zur Verfügung und erhält per Contracting Strom und Wärme als Endenergie. Ziel der BZ-Funktionstests ist auch eine probeweise Verlagerung des Betriebes auf Spitzenzeiten. Lässt sich das mit der Deckung des zeitlich unterschiedlichen Wärmebedarfs vereinen, könnten virtuelle BZ-Kraftwerke auch zur Deckung des Bedarfs an Spitzenstrom eingesetzt werden. Gelingt das, dann würde der Bau von gesonderten Spitzenlastkraftwerken teilweise oder ganz überflüssig.

Ganz anders ist demgegenüber offensichtlich das Konzept für zukünftige PV-Anlagen, das in der neuen Netzstruktur bis auf entwicklungsbedingte Fortschritte weitgehend unverändert bleibt. Solaranlagen liefern je nach dem Strahlungsangebot ohne Zu- oder Abschaltung Strom und können den erzeugten, aber nicht benötigten Strom speichern oder ihn wie bisher über das Netz anderen Verbrauchern zuführen. In ferner Zukunft soll überflüssiger Solarstrom wie



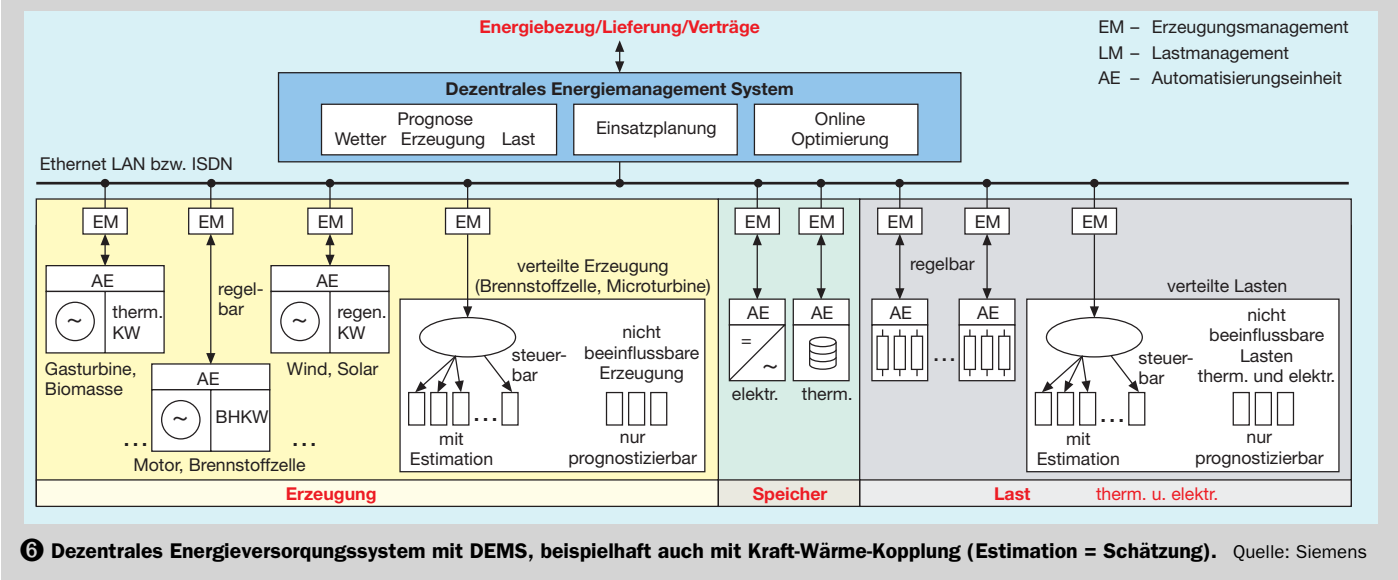
Strom aus anderen EE in Elektrolyseanlagen zur Wasserstoffgewinnung genutzt werden. PV-Anlagen benötigen weder einen Energiemanager noch ein aufwändiges Informations- und Kommunikationssystem. In Häusern der Zukunft nach Bild 2 können sie ggf. zusammen mit der BZ und einem gebäudeinternen Energiemanagementsystem nicht nur den Beitrag zur Eigenversorgung erhöhen. Gleichzeitig werden mit verbesserten Wechselrichtern vor Ort Versorgungssicherheit und -qua-

lität verbessert – ein wichtiges Argument, wenn gleichzeitig der totale Stromausfall z. B. bei Terroranschlägen auf das Netz verhindert werden soll. Natürlich setzt auch diese Notstromversorgung die Fähigkeit des Haussystems zur Inselnetzbildung voraus.

lität verbessert – ein wichtiges Argument, wenn gleichzeitig der totale Stromausfall z. B. bei Terroranschlägen auf das Netz verhindert werden soll. Natürlich setzt auch diese Notstromversorgung die Fähigkeit des Haussystems zur Inselnetzbildung voraus.

7 Notwendiges Informationssystem

Die vorangehenden Ausführungen zur BZ und Bild 3 zeigen, dass eine Vielzahl von DEA ohne Einsatz moderner Informations- und Kommunikationstechnologien (ICT) nicht überwacht und gesteuert werden kann. Wie noch gezeigt wird, erhöht sich auch die Bedeutung der ICT durch Managementaufgaben – einschließlich Laststeuerung. Neue Aufgaben ergeben sich auch durch den Übergang auf eine zweite Energieflussrichtung. Gleiches gilt für den Stromhandel und andere Aufgaben (Bild 5). Die weiteren Arbeiten werden zeigen, wie weit Teile des bisherigen Informations- und Kommunikationssystems beispielsweise für die Betriebsführung erhalten bleiben. In jedem Fall sind aber neue, bidirektionale Kommunikationsstrukturen ebenso wichtig, wie die Aufrüstung der DEA mit standardisierten Schnittstellen.



Erhebliche Probleme bestehen zurzeit noch bei der Aufrüstung der vorgenannten gebäudeintegrierten BZ kleiner Leistung. Ein massenweiser Einsatz könnte durch zu hohe ICT-Kosten scheitern. Es bleibt abzuwarten, ob die Strom- und Wärmeversorgung aus BZ im Leistungsbereich beispielsweise zwischen 200-300 kW – die in mehreren Regionen bereits im Netzbetrieb getestet wird – nicht zu wirtschaftlicheren Konzepten führt.

8 Dezentrales Energiemanagement

Neben „Virtuellen Kraftwerken“ benötigt auch jedes regional abgegrenzte, dezentrale Energieversorgungssystem eine zentrale Steuerung [3]. Bereits zur Hannovermesse 2000 stellte Siemens Sicam DEMS (Dezentrales Energie Management System) vor, dessen Entwicklung bereits 1997 begann und das inzwischen in unterschiedlichsten Varianten angeboten wird. Seine Aufgabe beginnt bei der Planung (einschließlich Simulation) und reicht bis zur Prozessführung. Es sichert damit die wirtschaftliche Einbeziehung vorhandener DEA unter den veränderten Netzbedingungen. Ausgangspunkt für DEMS ist die Prognose, die bei Wind- und Solarenergie mit der Auswertung des Wetterberichts beginnt (Bild 6). Inzwischen beliefern kleinere Unternehmen z. B. den Energieriesen E.ON mit 20-Tage-Prognosen über Temperatur, Sonnenscheindauer, Windgeschwindigkeit und Regenmenge. Anhand dieser ortsspezifisch ermittelten, aus den Wetterberichten aufbereiteten Daten können die Energieversorger das Angebot von Windenergie-, PV-Anlagen- und Wasserkraftwerksbetreibern abschätzen. Diese und andere Prognosen, historische Daten, gemessene Inhalte von Energiespeichern und Schätzungen (Estimation) erlauben künftig im 15-min-Takt Vorhersagen zur Eigenenergieerzeugung sowie zum Wärme- und Strombedarf (Lasten). Die Daten sind

Grundlage für die anschließende Planung und die Entscheidung, welche Strommen-gen wann zusätzlich bezogen werden müs-sen bzw. auf dem liberalisierten Strom-markt angeboten werden.

Das Energiemanagementsystem besitzt auch die Möglichkeit einer Simulation, mit der die Projektierung und Auslegung eines Energieparks mit seinen unterschiedlichen Erzeugern, Speichern und Lasten, seinem Betriebsverhalten sowie möglichen Ergänzungen bei neuen Kundenanforderungen optimiert werden können. Darüber hinaus können auch energie- und betriebswirtschaftliche Simulationen durchgeführt sowie der wirtschaftliche Nutzen ermittelt werden. Der Optimierungsprozess für ein derartiges intelligentes dezentrales Energieversorgungssystem mit Kraft-Wärme-Kopplung und evtl. Rückspeisung verläuft kommunikativ über ISDN bzw. ein LAN, an das die einzelnen Elemente von Erzeugung, Speicherung und Last über Erzeugungs- bzw. Lastmanagement und Automatisierungseinheiten angeschlossen sind. Je nach Aufwand-Nutzen-Verhältnis werden größere Elemente geregelt (2-Weg-Kommunikation), verteilte kleinere Elemente ggf. nur mit 1-Weg-Kommunikation angesprochen und die Wirkung des Steuerbefehls über eine Estimation berücksichtigt. Nicht beeinflussbare Elemente werden nur prognostiziert.

DEMS wird nach Abschluss umfangreicher Tests im Netzbetrieb und optimierten Verfahren für Prognose, Einsatzplanung und Lastverteilung nicht nur die Elektroenergieversorgung auf der Ebene der Verteilernetze managen. Kommen BZ und/oder BHKW zum Einsatz bzw. sind (Nah-)wärmenetze und andere thermische Lasten zu versorgen, erweitert sich das Management auf die Wärmeversorgung (Bild 6). Wie beim „Virtuellen BZ-Kraftwerk“ gilt, dass zur Sicherung der ökologischen Ziele (volle Brennstoffausnutzung) die Versorgung thermischer Lasten vorrangig ist und nur während die-

ses Prozesses Strom geliefert werden kann. Im Zusammenhang mit dieser Problematik werden gegenwärtig im Versorgungsgebiet der EnBW zwei DEMS-Tests durchgeführt. Dazu gehört ein System, das gegenwärtig einen Verbund aus zwei herkömmlichen BHKW und einer von Alstom Ballard neuentwickelten, erst seit dem 17.9.02 verfügbaren BZ-Anlage für 250 kW_{el} (das weltweit neunte Exemplar aus der Vorserie) optimiert. Darüber hinaus werden Energiemanagementsysteme und andere Komponenten im Dauerbetrieb getestet und weiterentwickelt. Die derzeit bedeutendsten Untersuchungen laufen unter dem Kürzel EDISon (Intelligente Energieverteilungsnetze durch Anwendung innovativer Erzeuger-, Speicher-, Informations- und Kommunikationssysteme). Die Beteiligung zweier Energieversorger stellt nach Meinung des Geldgebers – des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie – sicher, dass es nicht nur um die Realisierung eines stabilen, dezentral versorgten Netzes geht. Die Untersuchungen betreffen gleichermaßen das Zusammenspiel mit einer innovativen Informations- und Managementstruktur zum Vorteil des Netzes und damit der kostengünstigen Energieversorgung. Bei den Stadtwerken Karlsruhe stehen Simulation und Analyse mit einer DEMS auf der Tagesordnung. Schließlich sollen im Versorgungsnetz der Stadt der Einsatz zweier mobiler Batteriespeichereinheiten für 100 kVA/2h zur lokalen Netzstützung erprobt werden. Alle EDISon-Komplexe werden einschließlich Aussagen zur Vermarktung neuer Erzeugnisse 2003/2004 abgeschlossen. Dipl.-Physiker *N. Lewald* (Stadtwerke Karlsruhe) fasste nach mehr als zweijähriger Laufzeit die Ergebnisse zur letzten Tagung der DGS (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.) im September wie folgt zusammen: Während innerhalb dieses Jahres die letzten Implementierungen vorgenommen werden, konnten Simulationen des Planungssystems DEMS zei-

gen, dass auch stark fluktuierende regenerative Energieerzeuger wie Wind und PV bei optimalem Management und im Zusammenspiel mit innovativer Speichertechnologie nicht zu einer Erhöhung der Betriebskosten oder gar einer Einschränkung des Netzbetriebes führen, sondern das Netz als solches sogar stabilisieren können. Die Bezugsoptimierung durch die vorhandenen dezentralen Erzeugersysteme wird dann auch zu der immer noch angezweifelt Realität führen, dass auf fossilen Energieträgern basierende Kraftwerksleistung eingespart und dem ökologischen Anspruch Rechnung getragen werden kann.

9 Zusammenfassung und Ausblick

Bereits 1998 berichtete der **ep** anlässlich der Hannovermesse über ein von Siemens vorgestelltes dezentrales Stromversorgungskonzept, das die Energieflussrichtung umkehrt und damit die Netzstruktur völlig verändert (vgl. **ep** 7/98, S. 667-671). Es gab damals keine Förderung der DEA zur Unterstützung ihrer Marktreife. Der Bundesverband der Energieabnehmer

legte im Namen seiner 4000 Mitglieder „schärfsten Protest“ ein. Inzwischen hat sich die Förderpolitik für elektrische und thermische Energieerzeuger sowie für Netzumgestaltung grundlegend verbessert und auch die Haltung der Energiekonzerne hat sich geändert. Das lässt erwarten, dass in nochmals 4 Jahren schon Vieles europaweit marktreif und langzeiterprobt die Energieversorgung „auf den Kopf stellt“ [6]. Hoffnungsvoll kann auch das Handwerk sein, denn Aufträge in der Gebäudetechnik und im Verteilnetz winken.

Auch das Fachwissen der VDE-Mitglieder ist gefragt. Allein 2002 wurden zwei Workshops durchgeführt. Ziel war es dabei, das Wissen über die Konsequenzen im Detail zu vertiefen. Dazu gehört auch die Mithilfe bei der Klärung einer Reihe technischer, wirtschaftlicher und rechtlicher Fragen zum Netzanschluss. Als besonders wichtig wurde die Festlegung einfacher und für alle Anlagentypen einheitlicher Anschlussbedingungen hinsichtlich Elektrotechnik und Datenkommunikation hervorgehoben – nicht zuletzt vor dem Hintergrund des internationalen Normenwesens [7]. Empfohlen sei allen

Interessierten u. a. ein Studium der Richtlinien für Eigenerzeugung am Mittel- bzw. Niederspannungsnetz.

Literaturverzeichnis

- [1] Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung.“ Deutscher Bundestag, 14. Wahlperiode. Auszug aus der Drucksache 14/9400 vom 2.7.02.
- [2] Fishedick, M.; Nitsch, J. u.a.: Langfristszenarium für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland. Forschungsbericht 2009/104 Umweltbundesamt, 2001.
- [3] Bitsch, R.: Steigerung des energiewirtschaftlichen Nutzens dezentraler Energieerzeugung durch intelligente Energieversorgungskonzepte. – Deutsche Komplettfassung einer Veröffentlichung in Worldpower (London) S. 178-181 u. a.
- [4] Div. Autoren: Integration Erneuerbarer Energien in Versorgungsstrukturen – Themen 2001. Hrsg.: Forschungsverbund Solarenergie. Berlin, April 2002.
- [5] Kleinkauf, Werner: Stromversorgung mit erneuerbaren Energien – Dezentrale Strukturen und modulare Systemtechnik. Themen 2000, Hrsg.: Forschungsverbund Solarenergie.
- [6] Kabisch, H.: Hannovermessebericht 2002. **ep** 7/02, S.41-42.
- [7] Div. Autoren: Netzanschluss von Brennstoffzellen und anderen kleinen dezentralen Erzeugungsanlagen. Tagungsunterlagen der Energietechnischen Gesellschaft im VDE zum Workshop am 14.5.02.
- [8] Buchholz, B. M. u. a.: Der Einfluss der dezentralen Erzeugung auf die Verteilnetze. Elektrotechnik und Informationstechnik (Österreich), 6/02, S.181-186.