



2050

NACHHALTIG wirtschaften



TAGUNGSBAND

1. Internationales Symposium Verteilte Stromerzeugung und intelligente Netze

18. und 19. Oktober 2006
TECHbase Vienna

IEA

arsenal research
Ein Unternehmen der Austrian Research Centers.

bm vrt

Die Rahmenbedingungen der elektrischen Energieversorgung haben sich grundlegend verändert. Die Gesetzgeber haben die Energiemärkte liberalisiert, fördern erneuerbare Energien und sagen den steigenden Emissionen den Kampf an. Verteilte Stromerzeugung ist eine der möglichen Antworten auf diese Veränderungen und wirft zugleich neue Fragen auf.

Es entstehen völlig neue technologische und organisatorische Anforderungen an das komplexe Stromversorgungssystem. Grundlegende Systemfragen wie Netzmanagement, Kapazitätsplanung, Stabilität, Schutzstrategien und auch die Versorgungsqualität sowie Optimierung von Energieangebot und -verbrauch treten massiv in den Vordergrund. Die Grenzen zwischen Erzeugern und Verbrauchern verschwimmen zunehmend. Neue Geschäftsmodelle sind zu entwickeln.

Die Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ des BMVIT hat einen Schwerpunkt seiner Forschungsarbeiten dem Themenfeld verteilte Erzeugung und intelligente Netze gewidmet. Die Tagung wendet sich an Experten aus den Bereichen Stromerzeugung, Netze und Umwelt und lädt die Kräfte aus Politik, Industrie und Wissenschaft gleichermaßen ein, um Lösungsansätze für verteilte Stromerzeugung und Netze zu diskutieren und an Hand internationaler Entwicklungen die Weiterentwicklung des Forschungsthemas zu konkretisieren.

Die Veranstaltung baut auf Ergebnissen aus der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ auf und ist ein Beitrag zum Strategieprozess „Energie 2050“ des BMVIT. (weitere Informationen: www.ENERGIESYSTEMEderZukunft.at, www.e2050.at)

2050

Tagungsprogramm

Mittwoch, 18. Oktober 2006

8:15 Registratur

Moderation: Hubert Fechner, arsenal research

9:00 Eröffnung

Anton Plimon, Geschäftsführer arsenal research
Eduard Mainoni, Staatssekretär für Technologie, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Heinz Kaupa, Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ)

9:45 Dezentrale Erzeugung im internationalen Kontext

ENARD und andere Aktivitäten der Internationalen Energieagentur (IEA)

Samantha Ölz, International Energy Agency

EU-Technologieplattform „Smart Grids“

Gerald Vones, Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit

Herausforderungen und Vorteile im Zusammenhang mit Dezentraler Erzeugung

Goran Strbac, Imperial College London, DTI Centre for Distributed Generation and Sustainable Electrical Energy

Relevante Aspekte für Europa aus US- Amerikanischer Sicht

Chris Marnay, Berkeley Laboratories, CA

11.40 Pause

12.00 Dezentrale Erzeugung in Österreich

Rahmenbedingungen für Forschung und Entwicklung in Österreich

Michael Paula, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien

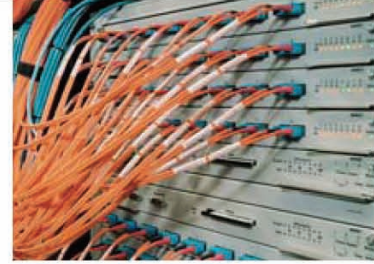
Normungen, Regulierungen im DG Bereich in Europa und in Österreich

Roland Bründlinger, arsenal research

Chancen und Herausforderungen der verteilten Stromerzeugung für Österreich

Hubert Fechner, arsenal research

13:15 Mittagspause



14.45 Dezentrale Erzeugung aus Sicht der Anlagenbetreiber

Interview Session

Moderation: Klaus Fischer, Bohmann-Verlag

Stefan Hantsch, IG Windkraft Österreich

Gerhard Fallent, Photovoltaic Austria Federal Association

Bernhard Pelinka, European Small Hydropower Association

Franz Kirchmeyr, ARGE Kompost & Biogas Österreich

Günther Herdin, GE Jenbacher AG

15:40 Pause

Moderation: Andreas Lugmaier, arsenal research

16:00 Dezentrale Erzeugung aus Sicht der Netzbetreiber

Erfahrungen Österreichischer Netzbetreiber mit DG

Andreas Abart, Energie AG Oberösterreich

Christian Kitz, Vorarlberger Kraftwerke AG

Rudolf Pointner, Salzburg AG

Energiemanagement im Niederspannungsnetz: Erkenntnisse für Verteilnetzbetreiber aus der Öko-Siedlung „Am Steinweg“

Britta Buchholz, MVV Energie AG

Erfahrungen der Stadtwerke Karlsruhe

Norbert Lewald, Stadtwerke Karlsruhe

POMS – Das Lastmanagementsystem

Christof Wittwer, Fraunhofer Institut Solare Energiesysteme

Cell Controller Pilot Projekt (CCPP) und Dezentrale Energieversorgungsaspekte in DK

Carsten Strunge, Energinet DK

18:00 Abendprogramm

Sektempfang

Festvortrag

Jürgen Schmid,

Leiter des Institutes für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) in Kassel

Einleitungsstatements: Gerd Schauer, Verbund

anschließend

Buffet



Donnerstag, 19. Oktober 2006

Moderation: Michael Hübner,
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

**9:00 Österreichische Forschungs- Highlights aus der Programmlinie
Energiesysteme der Zukunft**

EE+PQ, Helfried Brunner, arsenal research
DG DemoNetz, Andreas Lugmaier, arsenal research
IRON, Friederich Kupzog, TU Wien, Institut für Computertechnik
Autonome regenerative Energiesysteme, Günther Brauner, TU Wien,
Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
Mikroturbine, Helmut Nedomlel, Wels Strom GmbH

10:40 Pause

11:00 Entwicklungsrahmen für Dezentrale Erzeugung in Österreich

Regulatorische Aspekte der dezentralen Erzeugung
Tahir Kapetanovic, Energie Control GmbH

Wunschportfolio für Dezentrale Erzeugung
Hans Auer, TU Wien, Energy Economics Group

12:00 Mittagspause

13:30 Innovationsansätze für die österreichische Wirtschaft

Christoph Panhuber, Fronius International GmbH
Sergej Kalaschnikow, VATECH ELIN EBG Elektronik GmbH & Co
Heinrich Wilk, Energie AG Oberösterreich
Johann Hell, Neshia Danilovic, VATECH Hydro GmbH & Co

15:00 Round Table – Zukunftsbilder für Dezentrale Erzeugung

Norbert Lewald, Stadtwerke Karlsruhe
Hans Auer, TU Wien, Energy Economics Group
Walter Tenschert, Energie AG Oberösterreich
Werner Friesenecker, Vorarlberger Kraftwerke AG
Tahir Kapetanovic, Energie Control GmbH
Karl Derler, Eurelectric

Moderation und Zusammenfassung:
Hubert Fechner, arsenal research

16:30 Ende der Tagung

INHALTSVERZEICHNIS

ENARD and other IEA activities related to Distributed Generation	1
Die Europäische Technologieplattform "Smart Grids"	2
Relevant aspects for Europe from a US-American viewpoint	4
Die Rolle der Forschung für die Entwicklung zukunftsfähiger Energiesysteme	7
Normungen, Regulierungen im DG Bereich in Europa und in Österreich	10
Chancen und Herausforderungen der verteilten Stromerzeugung für Österreich.....	11
Status aus Sicht der Windkraftanlagenbetreiber	14
Dezentrale Erzeugung aus Sicht von Photovoltaic Austria	16
Dezentrale Erzeugung aus Sicht von ARGE Kompost&Biogas	17
Dezentrale Erzeugung aus Sicht von GE Jenbacher	19
Erfahrungen Österreichischer Netzbetreiber mit DG.....	21
Energiemanagement im Niederspannungsnetz: Erkenntnisse für Verteilnetzbetreiber aus der Ökosiedlung "Am Steinweg"	22
Erfahrungen der Stadtwerke Karlsruhe	24
POMS: Managementsystem für dezentrale Erzeuger und Lasten im Niederspannungsnetz	26
A Cell Controller for Autonomous Operation of a 60 kV Distribution Area	28
Visionen für die Stromversorgung Europas mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien	30
Verbesserung der Versorgungsqualität in Netzen mit dezentraler Stromversorgung aus erneuerbaren Energieträgern (EE+PQ)	33
DG DemoNetz - Konzept.....	35
Optimale Ressourcenkoordination in elektrischen Netzen / Optimal Resource Coordination in Electrical Networks.....	38
Autonome regenerative Energiesysteme	41
Mikroturbine – Referenzanlagen in Österreich / Microturbine – Projects in Austria	43
Regulatorische Aspekte der dezentralen Erzeugung	47
Regulatory Framework for DG/RES-E Grid Integration.....	49
Aktueller Stand und Entwicklungen der Brennstoffzellen – Heizgeräte, konkrete Untersuchungen aus der Praxis	51
HYDROMATRIX® Concept.....	53



ENARD and other IEA activities related to Distributed Generation

Samantha Ölz

Renewable Energy Unit

International Energy Agency (IEA)

The IEA's interest in distributed generation (DG) is driven by several factors, namely electricity market liberalisation, climate change concerns, developments in DG technologies, transmission system constraints and increased consumer demand for highly reliable electricity. In light of the IEA's 3Es (energy security, environmental protection and economic development), the adequate and reliable functioning of electricity networks is central to tackling these issues and has been a priority of IEA member governments in recent years. The IEA has actively undertaken to address the multitude of issues in this area through a series of workshops and publications.

Renewables add significant value to energy markets and consumers in terms of lower transmission and distribution costs and but still face challenges with respect to generation investment costs and grid integration. Nevertheless, medium- and long-term IEA projections demonstrate that the costs of achieving a more sustainable energy future which includes renewables are not excessive. Most IEA technology agreements relating to renewables pursue research on discrete aspects of DG, including the collaboration agreements for photovoltaics, wind, hydro, geothermal, bioenergy, hydrogen, and energy conservation in buildings. The integration of renewables into electricity grids is a further IEA research project relevant for DG, which was implemented in the context of the G8 request to the IEA; it assesses the technical, commercial and regulatory challenges associated with grid integration.

A new technology collaboration agreement on Electricity Networks Analysis, Research and Development (ENARD) was established by the IEA in mid 2006. ENARD's mission is to provide a major international forum for information exchange and in-depth research, analysis and collaborative R&D in relation to electricity transmission and distribution networks. The research at the integrated system level will be complementary to current initiatives of the IEA, European Commission, CIRED, CIGRE and Eurelectric.

Die Europäische Technologieplattform "Smart Grids"

Dr. Gerald Vones

Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit

In den letzten Jahren haben sich so genannte Europäische Technologieplattformen (European Technology Platforms, ETP) entwickelt. Dies war zu einem guten Teil ein bottom-up Prozess, bei dem sich die einschlägigen "stakeholder" zusammengeschlossen haben, um zunächst ihre Visionen und dann ihre strategischen Forschungsagenda (Strategic Research Agenda SRA) zu formulieren. Die Umsetzung soll zum Teil auf europäischer Ebene, insbesondere innerhalb des 7. Rahmenprogramms für FTD, zum Teil auf nationaler und regionaler Ebene erfolgen.

Kerngruppen der ETP sind die "Advisory Council (AC)", in denen die Vertreter aus Wirtschaft und Forschung zusammenarbeiten. Als Verbindung zu den Mitgliedsstaaten sind so genannte "Member States Mirror Groups" eingerichtet.

Eine Reihe von ETP sind energierelevant, z.B. "Photovoltaik", "Zero Emission Fossil Fuel Power Plants" oder eben "Smart Grids", auch "Electricity Networks of the Future" genannt.

Zentrale Elemente der Vision von "Smart Grids" sind (das Zitat wird, um Unschärfen zu Vermeiden, aus dem englischen Original übernommen):

- Creating a toolbox of proven technical solutions that can be deployed rapidly and cost-effectively, enabling existing grids to accept power injections from all energy resources;
- Harmonising regulatory and commercial frameworks in Europe to facilitate cross-border trading of both power and grid services, ensuring that they will accommodate a wide range of operating situations;
- Establishing shared technical standards and protocols that will ensure open access, enabling the deployment of equipment from any chosen manufacturer;
- Developing information, computing and telecommunication systems that enable businesses to utilise innovative service arrangements to improve their efficiency and enhance their services to customers;
- Ensuring the successful interfacing of new and old designs of grid equipment to ensure interoperability of automation and control arrangements.

Die SRA ist derzeit in Ausarbeitung und wird voraussichtlich Anfang November auf der Website (<http://www.smartgrids.eu>) verfügbar sein, offen für Kommentare aller interessierten Personen und Institutionen.

Auf der genannten Website finden sich weitere einschlägige Dokumente sowie umfangliche Informationen über die Gremien, den bisherigen Verlauf der Arbeit, bezughabende Veranstaltungen usw.



Relevant aspects for Europe from a US-American viewpoint¹

Chris Marnay

Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory

C.Marnay@lbl.gov – <http://der.lbl.gov>

1. Introduction

Current thinking about the development of distributed energy resources (DER) focuses on the value it can provide to its owner and to the existing power system, but the existence of dispersed energy sources and controlled sinks grouped in *microgrids* that exercise some autonomy may ultimately change the nature of the familiar legacy grid, or *macrogrid*. Trends emerging in the power system suggest that the centralized paradigm that dominates power systems may be replaced, or at least diluted, by an alternative one in which control is more dispersed.

2. Background

Our current regional scale highly centralized power delivery paradigm has been in place worldwide for a long time, i.e. since the emergence of polyphase AC systems around the turn of the last century, so a slowdown or reversal represents a rare major paradigm switch for the electricity sector. Four of the forces that are driving change are:

- Combined heat and power (CHP) is likely to occur in microgrids, be it fired by renewable or non-renewable fuel. Since transporting electricity is much more convenient than transporting heat, placing small-scale generation where economically attractive heat sinks exist may be a desirable generation configuration, and one that suggests a high degree of dispersion.
- The single decisionmaker in a microgrid enjoys opportunities to jump some of the hurdles we face in the macrogrid. As the purchaser of fuel inputs, electricity and other, the adopter of generating technologies, and also as possibly the selector of technologies on the demand side, he or she holds a unique vantage point whose absence in the macrogrid yields uneconomic outcomes.
- Provision of electricity supply local to loads can lower the need to expand the macrogrid to meet the inexorably growing electricity consumption of developed countries, which is proving increasingly difficult in the populated areas of developed countries.
- Microgrids might be able to provide electricity of heterogeneous security, quality, reliability, and availability (SQRA) so that expensive high quality power is only delivered to end uses that truly require it, and vice-versa.

Since this final bullet is probably the most unfamiliar to readers, it is explained in more detail below.

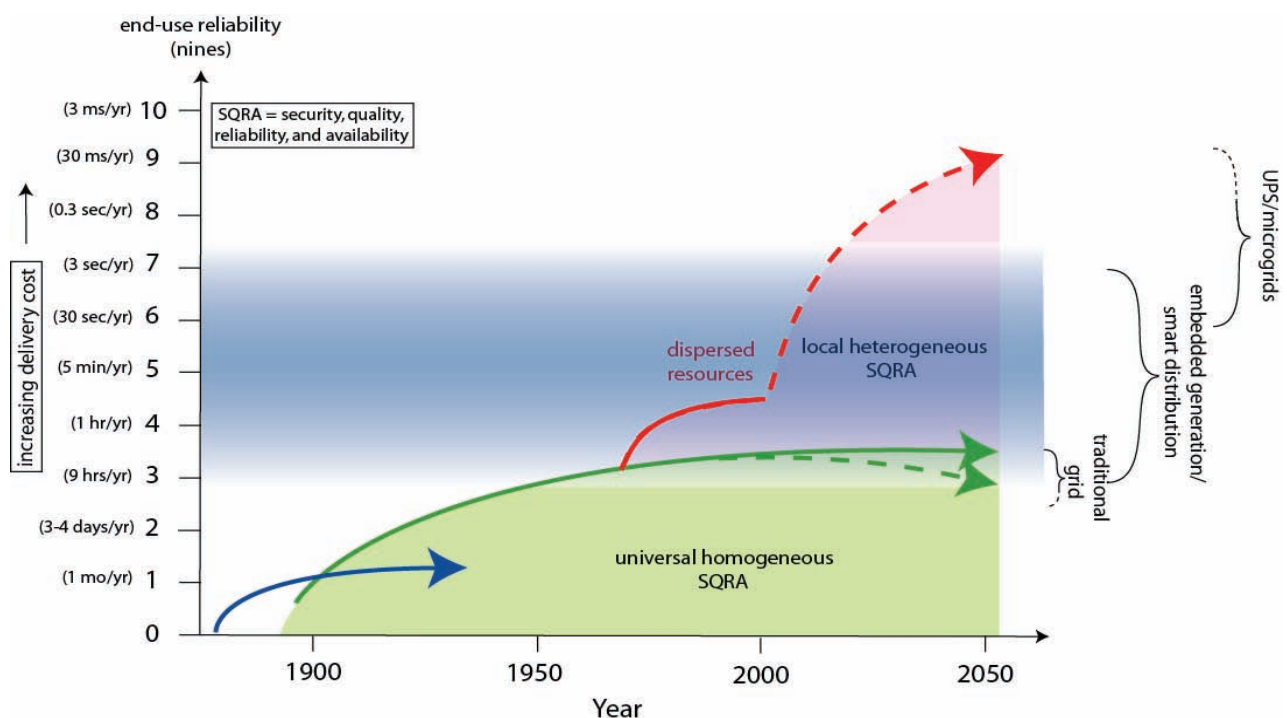
3. Heterogeneous SQRA

The figure shows an example schematic of a dispersed vision whose key feature is increased reliance upon dispersed resources, possibly organized in microgrids. The x-axis shows the development of the power system. As the green curve shows, over the last century, improved technology and interconnection over larger areas has steadily improved reliability. The y-axis simply shows reliability in *nines*, with the equivalent annual outage times. Other dimensions of SQRA are harder to portray so they do not appear explicitly, but (more abstractly) similar arguments can also be made with respect to them. Reliability varies considerably in European countries, but tends to lie between North America and Japan. Many analysts hold that the entire delivery system must be dramatically improved at all levels

¹ This work described in this presentation was funded by the Office of Electricity Delivery and Energy Reliability of the U.S. Department of Energy, and by the California Energy Commission of the State of California.

to meet the requirements of our *digital society*, for example, see Gellings *et al*,² Amin,³ or Amin and Wollenberg.⁴ In the dispersed view, the green line, or traditional universal service is not improved significantly but rather holds steady at economically justified levels of SQRA. Sensitive loads are increasingly served locally in two ways: first, by improvements in the distribution system, deployed to improve on the existing system's weakest link; and second, by widespread use of supply and other resources close to sensitive loads the protect them at the levels they demand. For example voices from the dispersed camp see Lasseter⁵ or Marnay and Venkataramanan.⁶

Dispersed Grid Paradigm



4. Integrated Analysis of Building Energy Systems

Microgrid work at Berkeley Lab to date has focused on the first two of the four bullets above, though work on the later two is under way. Supporting work for microgrid development has progressed through the construction of an integrated approach to picking optimal systems and operations for building scale power systems, implemented in the Distributed Energy Resources Customer Adoption Model (DER-CAM). Typically, its goal function is set to minimize the cost of supplying electric and heat loads of a specific customer site by finding optimal equipment combinations to install and optimal operating schedules for them. DER-CAM is fully technology neutral, trading off distributed generation (renewable or thermal),

² Gellings, Clark, Marek Smotjy, and Bill Howe, "The Future's Smart Delivery System: Meeting the Demands for High Security, Quality, Reliability, and Availability," *IEEE Power & Energy Magazine*, September/October 2004.

³ Amin, Massoud "Powering the 21st Century: We Can and Must Modernize the Grid," *IEEE Power & Energy Magazine*, March/April 2005.

⁴ Amin, Massoud and Bruce Wollenberg, "Toward a Smart Grid," *IEEE Power & Energy Magazine*, September/October 2005.

⁵ Lasseter, Robert, "Dynamic Distribution Using (DER): Distributed Energy Resources," paper presented at the 2006 *IEEE Power Engineering Society T&D Meeting*, Dallas, May 2006.

⁶ Marnay, Chris and Giri Venkataramanan, "Microgrids in the Evolving Electricity Generation and Delivery Infrastructure," paper presented at the *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Montréal, Canada, June 2006.

combined heat and power equipment, thermally activated cooling equipment, and efficiency measures. The optimal result is found simultaneously, e.g. the cost of lowering electricity requirements by absorption cooling are fully traded off against the cost of providing extra supply.

Key inputs into the model are:

- * the microgrid's end-use loads (space heat, hot water, gas only, cooling, and electricity only)
- * the microgrid's default electricity and natural gas tariffs, and other relevant price data
- * the capital and other cost as well as performance data for possible technology alternatives

Key outputs are:

- * the optimal combination of generation, CHP, and other technologies to install
- * the optimal operating schedule showing when and what equipment will run
- * the total cost of supplying the electric and heat loads
- * the environmental and other consequences

Environmental emissions can be merely tracked or implemented as constraints, e.g. a total carbon cap can be imposed on the microgrid. DER-CAM is an economic model of customer DER adoption implemented in the General Algebraic Modeling System (GAMS) optimization software. Ongoing work will add electrical storage capability, and methods for evaluating SQRA as part of the economic decisionmaking are in progress.

Die Rolle der Forschung für die Entwicklung zukunftsfähiger Energiesysteme

DI Michael Paula

Abteilungsleiter „Energie- und Umwelttechnologien“, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Europa sucht nach neuen Energiestrategien

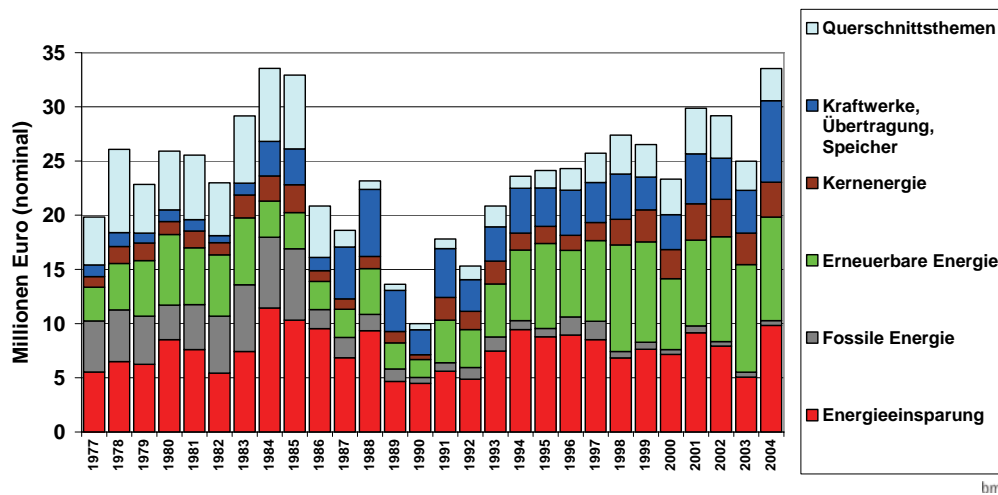
Die Entwicklung des Ölpreises und die zu Jahresbeginn aufgetretenen Versorgungsprobleme mit russischem Erdgas haben uns die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern deutlich vor Augen geführt. Massive Stromausfälle in Europa und in den USA, aber auch Versorgungsausfälle bei fossilen Energieträgern in Osteuropa haben gezeigt, wie sensibel das für unsere Wirtschaft so wichtige Energieversorgungssystem ist. Rasante Entwicklungen in China und Indien führen zu einer unerwarteten Energienachfrage, die wesentliche Veränderungen der Energiemärkte zur Folge hat.

Diese Herausforderung wurde auch in Europa erkannt: In dem im Frühjahr erschienenen Grünbuch der Europäischen Kommission wird eine neue europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie vorgeschlagen, die Prioritäten für eine zukünftige Energiepolitik setzt: Ein Aktionsplan für Energieeffizienz soll entwickelt werden, ein Fahrplan für die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energieträger soll vorgelegt werden. Innovationen können helfen, einen strategischen Plan für Energietechnologien zu realisieren. Forschung und Entwicklung spielen dabei eine zentrale Rolle.

Forschung spielt eine Schlüsselrolle

Innovative Energietechnologien sind in Österreich zu einem beachtlichen Wirtschaftsfaktor geworden. In bestimmten Technologiefeldern der Biomassenutzung und Solarenergienutzung ist Österreich heute Export-Europameister. Auch in der Forschung zu diesen Themen hat Österreich eine Führungsrolle. Dass Österreich in diesem Feld eine Vorreiterstellung aufbauen konnte, ist dem beachtlichen Engagement regionaler Initiativen, vorausblickender Akteure aus der Wissenschaft und Wirtschaft sowie einer langfristigen, klar ausgerichteten Energieforschungspolitik zu verdanken.

**Ausgaben der öffentlichen Hand 1977 bis 2004
Österreich - Zuordnung nach dem IEA Code**



Bereits 1974, als infolge der Ölschocks die Internationale Energieagentur (IEA) gegründet wurde, war Österreich ein aktives IEA-Mitglied und setzte schon damals in der Energieforschung auf die Schwerpunkte „Erneuerbare Energieträger“ und „Energieeffizienz“. Dazu kamen kontinuierlich maßgebliche Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten, oft eingebunden in internationalen Kooperationen und verknüpft mit regionalen Umsetzungsaktivitäten. Dies hat zu den heute gut sichtbaren Erfolgen geführt.

Um dieses Stärkefeld der österreichischen Wirtschaft weiter zu halten beziehungsweise auszubauen, sind jedoch weitere F&E-Anstrengungen notwendig. Gerade in diesen Bereichen sind Forschungsmittel wesentliche Zukunftsinvestitionen für eine wettbewerbsfähige österreichische Wirtschaft. So hat auch der österreichische Rat für Forschung und Technologieentwicklung den Bereich „Umwelt, Energie und Nachhaltigkeit“ bereits als wichtiges Zukunftsfeld definiert und beabsichtigt speziell das Thema „Energie“ in Hinkunft wesentlich verstärkt in seinen Prioritätensetzungen zu berücksichtigen.

Der Strategieprozess ENERGIE 2050

Während Zeithorizonte von 5-10 Jahren in der Innovationspolitik durchaus geläufig sind, gibt es zur Energiesituation in 50 Jahren nur unsichere Aussagen. Und das, obwohl klar ist, dass für die Erneuerung von Energieversorgungsinfrastrukturen durchaus solche Zeiträume erforderlich sind. Um die Frage der langfristigen Energieentwicklung verstärkt zu thematisieren und entsprechende Strategien zu entwickeln, wurde in Österreich ein Strategieprozess mit der Bezeichnung „ENERGIE 2050“ initiiert. Dabei sollen langfristige Energieoptionen entwickelt und bewertet werden, um davon die entsprechenden Forschungsschwerpunkte und technologische Innovationsstrategien abzuleiten.

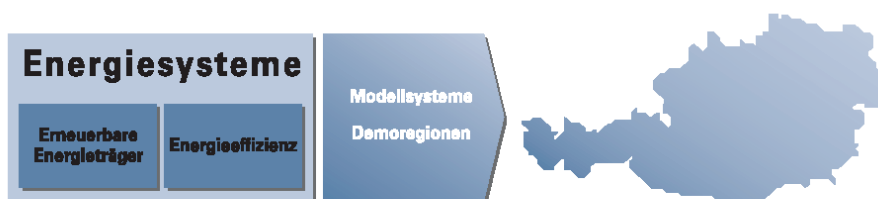
Schon jetzt ist erkennbar, dass sowohl politikunterstützende, strategische Grundlagenforschung als auch wirtschaftsorientierte, technologische Forschung erforderlich ist.

Folgende Themenschwerpunkte sind derzeit geplant:

- Energiesysteme und Netze
- Bioraffinerie (biobased Industrie)
- Energie in Industrie und Gewerbe
- Energie in Gebäuden
- Energieeffizienz und Endverbraucher
- Fortgeschrittene Technologien für traditionelle Brennstoffe
- Strategische Forschung (Knowledge for policy making)

Erste Erfolge mit „Energiesysteme der Zukunft“

Erste Beiträge zu zukunftsfähigen Energiesystemen wurde in Österreich im Rahmen des vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie initiierten *Impulsprogramms Nachhaltig Wirtschaften* geleistet. Mit der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ werden ausgewählte Themen aufgegriffen und auf der Basis von Grundlagenforschung sowie Technologieentwicklungen Modell- und Demonstrationsprojekte errichtet.



Ziel der Programmlinie ist es, Technologien und Konzepte für die Nutzung erneuerbarer Energieträger so zu entwickeln, dass sie zu einer Versorgung in energieeffizienten und flexiblen Energiesystemen beitragen können. Daher sind Energieeffizienz, Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energieträger, Systemfragen und geeignete Implementierungsstrategien zentrale Themen dieses Programms. Vorgesehen ist, innovative Technologien in Modellsystemen bzw. Modellregionen umzusetzen.



Bisher wurden im Rahmen der ersten beiden Ausschreibungen über 70 Projekte finanziert und vielversprechende Ergebnisse erreicht. Ein Beispiel ist die Entwicklung und Erprobung von Biogasreinigungs- und Verdichtungsprozesse zur Netzeinspeisung, die erstmals in Österreich in einer Anlage in Pucking (OÖ) zur Anwendung gekommen ist. Weitere Einspeiseanlagen stehen vor der Realisierung. Aber auch multifunktionale Energiezentren auf Basis von Biomasse und Solarenergie spielen für zukünftige Versorgungssysteme eine wichtige Rolle. Beispiele dazu konnten entwickelt und erprobt werden. Sie erzeugen aus regional anfallenden Energieträgern nicht nur Strom und Wärme, sondern auch Treibstoffe. Prominentestes Beispiel dazu ist sicherlich das energieautarke Modell Güssing mit einer flexiblen Energieversorgung mit 100 % regionaler Biomasse, welches mit einer Kraft-Wärme-Kopplung über einen Wirbelschichtdampfvergaser und dem Fischer-Tropsch-Verfahren zur Erzeugung von biogenen Treibstoffen arbeitet.

Auch zum Themenschwerpunkt „Verteilte Stromerzeugung und intelligente Netze“ sind einige interessante Arbeiten entstanden. Erfolgversprechende Ansätze werden bereits in Kooperation zwischen Forschung und Wirtschaft umgesetzt. So wird derzeit der Testbetrieb von Netzabschnitten im österreichischen Stromnetz mit einer hohen Dichte an dezentralen Erzeugungseinheiten vorbereitet. Österreichische Energieversorgungsunternehmen entwickeln gemeinsam mit Arsenal Research ein „best practice“ Modell um die Erfahrungen und das Know-how in diesem österreichischen Stärkefeld weiter auszubauen. Die TU- Wien erarbeitet derzeit in Kooperation mit Unternehmen alle technischen, wirtschaftlichen und organisatorischen Voraussetzungen für die erstmalige Umsetzung eines IRON (Integral Resource Optimization Network) im Testbetrieb. Dabei sollen Energiequellen, Verbraucher und Speicher kommunisationstechnisch in einem robusten, verteilten Automatisierungsnetz verbunden werden um das Zusammenspiel zwischen Energie- Aufbringung und Verbrauch dynamisch über Marktmechanismen zu Optimieren.

Die Herausforderung ist nun, bei diesen Erfolgen anzuknüpfen und Österreich mit Hilfe einer offensiven und strategisch ausgerichteten Energieforschung im Bereich der innovativen Energietechnologien optimal zu positionieren.

[Weitere Informationen: www.NachhaltigWirtschaften.at]

Normungen, Regulierungen im DG Bereich in Europa und in Österreich

Dipl.-Ing. Roland Bründlinger

arsenal research, Giefinggasse 2, 1210 Wien

roland.bruendlinger@arsenal.ac.at

Regulative Aspekte und technische Rahmenbedingungen für DG im Allgemeinen, insbesondere jedoch den Netzanschluss betreffend werden heute generell nicht im Rahmen Harmonisierter Europäischer Standards festgelegt. Im Gegenteil, es existiert eine Vielfalt von nationalen Richtlinien, Gesetzen, Normen und internen Vorschriften von Netzbetreibern bzw. Energieversorgern, die oftmals öffentlich nicht oder nur schwer zugänglich sind.

Im Rahmen der Europäischen Forschungsprojekte DISPOWER, DGFACTS und SOLID-DER untersucht arsenal research in Zusammenarbeit mit Partnern aus verschiedenen Ländern Europas die nationalen Richtlinien für den Netzanschluss von DG in ausgewählten Märkten im Detail. Dabei wurden in aufwändigen Recherchen die zentralen technischen Aspekte und Anforderungen, die von den Anlagen und deren Komponenten erfüllt werden müssen analysiert und in ein standardisiertes Format gebracht. Auf dieser Basis wurden für jedes Land ein „National Report“ erstellt, der in umfassender Weise die nationale Situation und die jeweiligen, zur Anwendung kommenden Richtlinien dokumentiert. Diese Serie von Reports stellt ein nützliches Tool für Planer, Entwickler und Hersteller von Komponenten für DG dar. Darüber hinaus bieten sie die Möglichkeit, grundlegende Differenzen und Potentiale für die Harmonisierung auf Europäischer Ebene aufzuzeigen.

Dieser Mangel an Harmonisierung auf Europäischer Ebene wurde bereits in verschiedenen Europäischen Forschungsprojekten als eine der zentralen technischen Barrieren für die fortschreitende Verbreitung und den forcierten Ausbau Verteilter Erzeugung in Europa identifiziert.

Primär bringt diese diversitäre Situation vor allem für Hersteller von Komponenten und Planer von Anlagen erhebliche Schwierigkeiten mit sich. Komponenten müssen aufgrund unterschiedlicher und teilweise auch widersprüchlicher Anforderungen oftmals spezifisch für den jeweiligen nationalen Markt entwickelt bzw. mit entsprechenden Features ausgerüstet werden, die Zulassungsprozeduren sind oftmals unklar und zeitraubend und generell wirken sich diese Faktoren negativ auf die Umsetzungsdauer von Projekten sowie deren Kosten aus.

Darüber hinaus kann das weitgehende Fehlen von Qualitäts- und Zertifizierungsrichtlinien auch als eine Ursache für die verbreitete Unsicherheit und Skepsis auf Seiten der Netzbetreiber gegenüber dezentralen Erzeugungsanlagen verantwortlich gemacht werden. Nur zertifizierte Produkte, bei denen die Erfüllung der entsprechenden Anforderungen in Bezug auf Sicherheit, Schutz und Netzverträglichkeit durch Überprüfungen von unabhängigen Stellen bestätigt wurde, können ohne weiteres zugelassen werden. Dementsprechend ist die Verfügbarkeit von harmonisierten Standards und entsprechenden Zertifizierungsrichtlinien, eine grundlegende Voraussetzung dafür, dass DG Produkte in allen Europäischen Staaten breite Akzeptanz finden.

Die Überwindung dieser Barrieren stellt einen Eckpfeiler für einen zukünftigen Massenmarkt für DG und die Positionierung Europas als führenden Markt dar.

Chancen und Herausforderungen der verteilten Stromerzeugung für Österreich

Dipl.-Ing. Hubert Fechner, MAS, MSc
arsenal research, Giefinggasse 2, A-1210 Wien
hubert.fechner@arsenal.ac.at

Seitens der Elektrizitätsaufbringung zeichnen sich in naher Zukunft grundlegende Änderungen ab. Nach den Herausforderungen, die die Liberalisierung unter Einführung einer Regulationsbehörde mit sich gebracht hat, rücken in Zeiten stetig wachsenden Stromverbrauchs Fragen der zusätzlichen Energieaufbringung unter den geforderten nachhaltigen Kriterien mehr und mehr in den Mittelpunkt. Obwohl Österreich in der glücklichen Lage ist, einen Großteil seiner Stromaufbringung aus Wasserkraft decken zu können, wird es in Rahmen der notwendigen Ausweitung einer nachhaltigen Stromversorgung erforderlich sein, weitere nachhaltige Ressourcen in das System einzubauen um Verbrauchszuwächse decken zu können. Mittel- bis langfristig muss dann das klare Ziel sein, den Anteil der Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern signifikant zu erhöhen.

Als Chancen für eine nachhaltige, verteilte Stromerzeugung in Österreich können vorrangig die vielfältigen Ressourcen gesehen werden, die lokal genutzt werden können. Nutzung heimischer Energiequellen fördert die Volkswirtschaft ebenso wie Technologieimpulse zur Stärkung heimischer Unternehmen und Verbesserung ihrer Positionierung am Weltmarkt beitragen können.

Erforderliche Maßnahmen seitens der Elektrizitätswirtschaft aufgrund des stetig steigenden Stromverbrauches und der notwendigen Erneuerung der Infrastruktur bekommen im Lichte der Diskussionen um Dezentralisierung und dem Einstieg vieler neuer Player am Strommarkt eine neue herausfordernde Dimension, wobei sich die Netzbetreiber der Einhaltung der hohen Versorgungssicherheit weiterhin verpflichtet sehen.

Seitens der Regulierungsverantwortlichen müssen daher Freiräume und Anreizsysteme geschaffen werden, diesen Wandel aktiv zu unterstützen; klare energiepolitische Leitlinien sowie klare mittel- und langfristige Ziele in Energie- und Energietechnologiepolitik sind als Basis dafür erforderlich, ebenso wie ein generelles Bewusstsein dieses Wandels.

Es sind Technologien zu entwickeln, die kleinen Einspeisern auch Aufgaben im Netzmanagement übernehmen lassen, sowie Strukturen und Rahmenbedingungen, die dies auch ermöglichen. Dafür sind neue Business Modelle zu entwickeln, die einerseits Netzdienstleistungen abbilden andererseits die neuen aber auch die bestehenden Akteure am Strommarkt zum aktiven Einsatz dieser Modelle zu motivieren.

In einem Szenario der weiten Verbreitung werden Kommunikationstechnologien und Leistungselektronik verstärkt gefragt sein, um Netzstrukturen leistungsmäßig und hinsichtlich der Verlässlichkeit auf dem gewohnt hohen Niveau zu halten. Schließlich sind Lebenszyklusbetrachtungen und umfassende Analysen hinsichtlich der ökologischen und ökonomischen Auswirkungen dieser sich ändernden Stromerzeugungsstruktur durchzuführen.

In diesem realen Szenario des Umbruchs ist es Grundbedingung, eine möglichst hohe Transparenz herzustellen, um eine win/win Situation für alle Beteiligten im Energiemarkt zu generieren. Die Kosten des gesellschaftlich intendierten Wandels müssen ausgeglichen sozialisiert werden, Herausforderungen für die Netzbetreiber müssen ebenso finanziell

bewertet und abgegolten werden wie neuen Player am Elektrizitätsmarkt ein attraktives Businessmodell vorfinden müssen.

Aufgaben der Forschung:

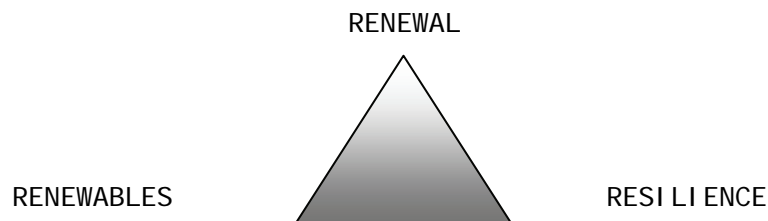
Der Forschung kommt die Aufgabe zu, diese absehbare globale Entwicklung in effizienter Weise voranzutreiben, die relevanten Akteure zu vernetzen und durch rasches Handeln Vorteile für die heimische Wirtschaft zu generieren.

Internationale Forschungsplattformen haben bereits reagiert und vielfältige Aktivitäten eingeleitet: Das Forschungsthema „smart energy networks“, wird nun erstmals in einem Forschungsrahmenprogramm der Europäischen Kommission verankert, eine Technologieplattform („smart grids“) wurde initiiert.

‘Smart Energy Networks’, are aiming at “increasing the efficiency, safety and reliability of the European electricity system and network, e.g. by transforming the current electricity grids into an interactive (customers/operators) service network, and to remove the technical obstacles to the large-scale deployment and effective integration of distributed and renewable energy sources”.

(Pablo Fernández Ruiz Director, Directorate-General for Research, European Commission)

Kürzlich wurde auch in der Internationalen Energieagentur (IEA) ein Arbeitsprogramm gestartet (Implementing Agreement), das sich mit den Herausforderungen beschäftigt, denen sich Netze mehr und mehr gegenübersehen werden: IEA-ENARD, Electricity Networks, Analysis, Research and Development. Anstehende Erneuerungsnotwendigkeiten (Renewal) sind mehr und mehr unter dem Gesichtspunkt der neuen Anforderungen, die sich durch über dezentrale Einspeisung aus überwiegend kleineren Erneuerbaren Energien (Renewables) ergeben zusehen, wobei die hohe Zuverlässigkeit (Resilience) aufrecht bleiben muss.



Ziel dieser IEA-Arbeit ist es, basierend auf unabhängigen wissenschaftlichen Erkenntnissen Empfehlungen zu geben, wie der kommende Umbau des Stromversorgungssystems zu einem mehr und mehr von dezentralen Quellen gespeisten System effizient und ausgewogen ermöglicht werden kann.

IEA-ENARD Vision:

To facilitate the uptake of new operating procedures, architectures, methodologies and technologies in electricity T&D networks, such as to enhance their overall performance in relation to the developing challenges of network renewal, renewables integration and network resilience.

Vorbereitende Tätigkeiten wurden und werden auch in Österreich im Rahmen der BMVIT Initiative Energiesysteme der Zukunft durchgeführt, und sollen im neuen Programm „energie 2050“ bedeutend ausgeweitet werden.

Die universitäre und außeruniversitäre Forschung ist in diesen Forschungsnetzwerken gut positioniert, die Einbeziehung der heimischen Wirtschaft bietet noch signifikantes Optimierungspotential.

Beispielsweise ist arsenal research bereits seit einiger Zeit in diversen IEA und EU-Forschungskooperationen eingebunden, herausragend darunter, die Partnerschaft im von der EU Kommission initiierten EU-Network of Excellence „Distributed Energy Resources – DER-Lab“, wo es in einem Konsortium von führenden Forschungs- und Testinstituten wie KEMA, CESI, LABEIN und dem UK-DG Center um technologische Fragestellungen der Einbindung von dezentralen Stromerzeugern in öffentliche Stromnetze geht.

Die Herausforderung der verteilten Stromverteilung ist eine globale; Internationale F&E Kooperationen können wesentlich dazu beitragen diesen Wandel effizient zu begleiten und können dazu genutzt werden, Österreichs Energie- und Energietechnologieszene international hervorragend zu positionieren.

Status aus Sicht der Windkraftanlagenbetreiber

Stefan Hantsch

IG Windkraft Österreich

Netzanschluss:

Technik:

Aus technischer Sicht können aus österreichischen Erfahrungen keine relevanten Probleme berichtet werden.

Kooperation mit den Netzbetreibern:

Die Kooperation zwischen Anlagen- und Netzbetreiber stellte sich in Österreich als der wichtigste Faktor für die Windstromeinspeisung dar.

Als einer der Hauptfaktoren konnte die Finanzierung ausgemacht werden. War die Finanzierung geklärt (meist in der Form, dass der Windkraftanlagenbetreiber nicht nur den direkten Netzanschluss, sondern auch die Verstärkungskosten des vorgelagerten Netzes zahlt), war auch die Netzeinbindung und der dafür notwendige Netzausbau kein Problem und es wurden im Gegensatz sehr praktikable und flexible Lösungen gefunden.

Konnte eine Einigung (vor allem in diesem Punkt) nicht erreicht werden, wurde die Einspeisung aus unterschiedlichen Gründen schwierig bis unmöglich:

- ✘ Einspeisung wurde mit dem Argument der Netzüberlastung nicht ermöglicht.
- ✘ Mitunter wurden technische Details als Grund vorgeschoben, die nachweislich unbegründet waren
- ✘ Manchmal wurde eine Netzverstärkung vom Anlagenbetreiber bezahlt. Die Einspeisung erfolgte dann aber ins nicht verstärkte Netz problemlos.

Forderungen der Windkraftanlagenbetreiber:

- ✘ Offenlegung der Netzdaten (z.B.: in Frankreich sind alle Netzdaten via Internet abrufbar) um eine seriöse Diskussion zu ermöglichen.
- ✘ Klare gesetzliche Regelungen, die das Netz nicht nur als Verteilnetz von zentralen Kraftwerken zu den dezentralen Erzeugern sehen, sondern ebenfalls als Netz, das dezentral erzeugte Energie aufnehmen soll. Damit soll geklärt werden, dass die Kosten für den Netzausbau durch dezentrale Einspeisung über die Netzgebühren sozialisiert werden.

Netzintegration:

Die Umstellung von starren Erzeugungsformen auf flexiblere Kraftwerke ist unumgänglich. Der Kraftwerksmix wird auch wegen der Liberalisierung in Richtung eines flexibleren Kraftwerksparks gehen müssen. Damit wird auch die Integration von schwankenderen Quellen wie Windenergie billiger und leichter möglich. Dadurch kommt es zu einer Problemumkehrung. Nicht die neuen, dezentralen Kraftwerke sind das „Problem“, sondern die bestehenden, zu unflexiblen Kraftwerke.

Derzeit wird mit dem Abschalten von Windparks wegen großräumiger Netzüberlastung gedroht, in einer Region passiert dies auch. Es gibt aber noch keine Regelung für finanzielle Entschädigungen. Eine zentrale europäische Vorgabe, Artikel 7 der Erneuerbare Energie-Richtlinie wurde in Österreich noch nicht umgesetzt, die den Vorrang von Erneuerbaren Energien für den Fall vorsieht, falls Übertragungsnetze überlastet sind.

Forderungen der Windkraftanlagenbetreiber:

- ✚ Umsetzung des Artikel 7 der EE-Richtlinie für einen Vorrang von EE im Übertragungsnetz
- ✚ Klare gesetzliche Regelungen, wann wer abgeschaltet wird und eine Entschädigungsregelung
- ✚ Im Bereich der Prognose und Fahrplanerstellung sind kürzere Zeiträume vorzusehen. Das gilt insbesondere für das Wochenende.

Dezentrale Erzeugung aus Sicht von Photovoltaic Austria

Gerhard Fallent,

Geschäftsführer Photovoltaic Austria Federal Association

Erneuerbare Energieträger werden in einem intelligenten Energiemix die Stromversorgung der Zukunft decken. Die Stromerzeugung wird dabei in einem immer stärker werdenden Ausmaß dezentral erfolgen.

In diesem Energiemix wird wohl die Photovoltaik die dezentralste Form der Energiegewinnung darstellen. Unser Ziel ist es, möglichst alle geeigneten Flächen von Gebäuden und anderen Bauwerken für die Stromproduktion durch Photovoltaikanlagen zu nutzen. Dabei ist großes Augenmerk auf qualitativ hochwertige Integration der Anlagen zu legen.

Gerade die Photovoltaik ist aber auch aufgrund ihrer Komponenten – im Besonderen der Wechselrichter - und ihrer Stromproduktionskennlinie in der Lage, einen positiven Beitrag zur Stabilisierung und zur Säuberung der Übertragungsnetze zu leisten.

Wir gehen davon aus, dass im Jahr 2050 20% des österreichischen Stromverbrauches durch Photovoltaikanlagen generiert wird. Um dieses Ziel erreichen zu können, brauchen wir neben einem Ökostromgesetz nach deutschem Vorbild auch einen deutlich vereinfachten und besseren Zugang zu den Übertragungsnetzen. Die große Herausforderung für Anlagenproduzenten, Anlagenbetreiber, Netzbetreiber sowie Forschungs- und Entwicklungseinrichtungen besteht aus unserer Sicht darin, die zukünftige Stromproduktion aus Photovoltaikanlagen bestmöglich nach dem Motto „**plug and play**“ zu ermöglichen. Das bedeutet, dass dadurch:

- ❖ der administrative Aufwand für die Netzbetreiber und die Anlagenbetreiber wesentlich geringer wird,
- ❖ der bauliche Aufwand für die Anlagenbetreiber reduziert wird,
- ❖ eine Schwerpunktsetzung in Richtung Standards und Qualität erfolgt,
- ❖ die Akzeptanz der Photovoltaik bei allen Beteiligten steigt und
- ❖ die Gesamtwirtschaftlichkeit der Anlagen erhöht wird.

Um die bestmögliche Nutzung aller geeigneten Flächen zur Stromerzeugung zu ermöglichen, muss sich Photovoltaik von einer Energiegewinnungsanlage hin zu **einem Baustoff**, der neben anderen Eigenschaften auch Energie produziert entwickeln. Das in Vorbereitung befindliche „Klimaaktivprogramm Photovoltaik“ wird sich auch mit diesem **neuen Image** auseinandersetzen und die Marktentwicklung in Österreich vorantreiben.

Dezentrale Erzeugung aus Sicht von ARGE Kompost&Biogas

Franz Kirchmeyr

ARGE Kompost&Biogas

Programm: klima:aktiv biogas

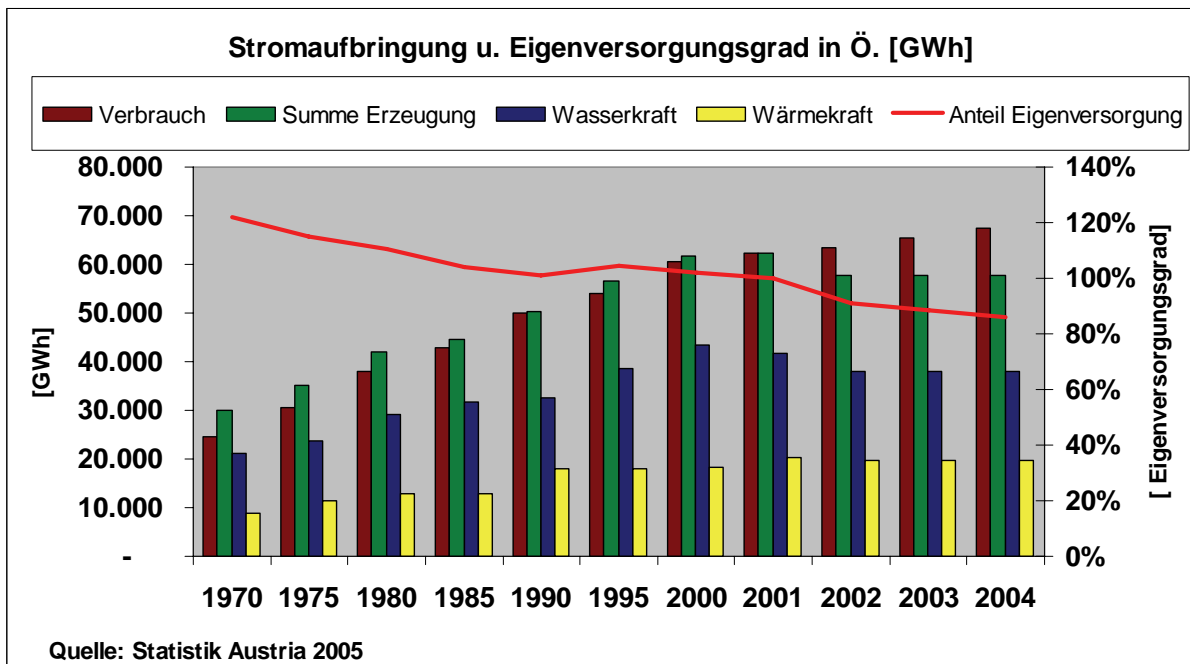
4020 Linz, Landstr. 11

kirchmeyr@kompost-biogas.info, +43 664 30 40 761

Stromverbrauch steigt rapide:

Strom ist durch seine vorzügliche Einsetzbarkeit ein hervorragender Energieträger und erlebte einen Verbrauchszuwachs von ca. 270 % seit 1970. Trotz der Steigerung der Energieeffizienz und verschiedener Energiesparprogramme beträgt der jährliche Verbrauchszuwachs ca. 2,5 %.

Zwischen 1970 u. 1990 wurde diesem Verbrauchszuwachs durch eine Erhöhung der Erzeugungskapazitäten entsprechend Rechnung getragen und Ö. hatte 1970 eine Eigenstromaufbringung von 120 % mit einem Wasserkraftanteil von über 80 % am Verbrauch. Mittlerweile liegt die Inlandserzeugung unter 90 % und der Wasserkraftanteil bei unter 60 %.



Strompreis:

Der Nichtausbau von Erzeugungskapazitäten bedingte einen Preisanstieg von Grundlaststrom an der EEX von 2,3 Cent/kWh (2003) auf über 5,5 Cent/kWh (2006), wobei die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien lt. Pressemitteilungen bereits zur Preisstabilisierung beiträgt.

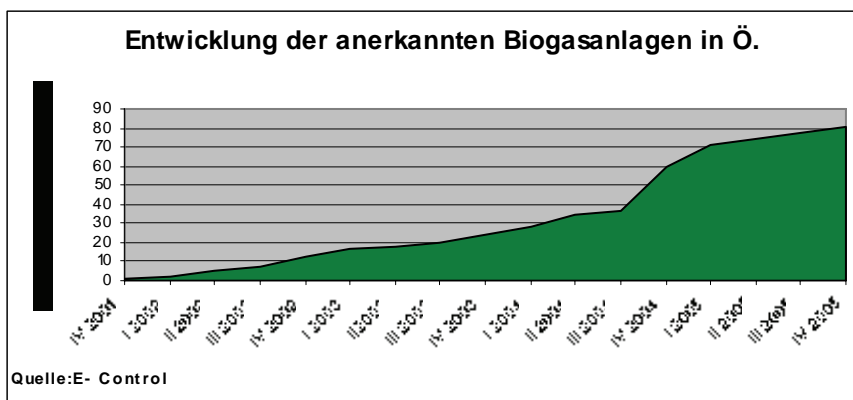
Die Teuerung fossiler Energie wird weiterhin zu Preissteigerungen bei elektrischer Energie führen und dazu beitragen daß die notwendige Unterstützung für Strom aus erneuerbaren Energien je Erzeugungseinheit sinkt.

Biogasstrom – ein Beitrag zur Netzstabilisierung u. regionaler Aufbringung:

Bedingt durch das Ökostromgesetz 2002 erfolgte ein sehr rascher Ausbau an neuen Anlagen.

Mittlerweile sind österreichweit 80 MW Biogasanlagen genehmigt. Es erfolgte eine wesentliche Vergrößerung der durchschnittlichen Anlagenleistung von ca. 30 auf 250 kWel. und großteils auch ein Umstieg von der überwiegenden Vergärung von Reststoffen hin zur Pflanzenvergärung. Österreich erzielte dadurch die Technologieführerschaft – konnte dies aber auf Grund wesentlich ambitionierter Ausbaupläne Deutschlands nicht halten.

Nach rel. kurzen Anfahrphasen laufen Biogasanlagen sehr konstant und können dadurch wesentlich zu einem stabilen Netzbetrieb beitragen. Die Schwankung der Leistung liegt meist unter 1 %. Die planbare Verfügbarkeit kann mit mehr als 8.000 Vollaststunden wohl als sehr positiv angesehen werden.



Kontinuität bei der Weiterentwicklung als Basis für eine win win Strategie:

Die im Ökostromgesetz 2002 ermöglichte Errichtung von Biogasanlagen sollte für alle die Basis für eine kontinuierliche Weiterentwicklung darstellen. Nur durch die Gewährleistung eines kontinuierlichen Ausbaus können Forschungseinrichtungen u. Firmen zur Weiterentwicklung beitragen.

Die Steigerung der Vollaststunden von ca. 6.500 auf teilw. über 8.000 Stunden stellen den Beweis dar, daß auf diese Technik bereits jetzt schon Verlaß ist.

Biogas ist weiters, neben der Speicherwasserkraft, die einzige erneuerbare und kurzfristig speicherbare Stromerzeugungsmöglichkeit. Spitzenstrom erzielt teilweise 350 % des Grundlastpreises. Manche Netzgebiete ö. befinden sich zu Spitzenlastzeiten an der Kapazitätsgrenze. Durch die Gewährung eines Anreizes zur Lieferung von alleinigem Tagstrom könnte Biogas in diesen Gebieten zur Netzstabilisierung beitragen und so den volkswirtschaftlichen Nutzen wesentlich erhöhen.

Der Biogaskongress am 30.11.2006 in Linz befaßt sich in einer eigenen Session speziell mit dem Thema Spitzenstrom aus Biogas. Infos unter www.biogas.klimaaktiv.at

biogas 06 II
30.11. bis 01.12.



Dezentrale Erzeugung aus Sicht von GE Jenbacher

Dr. Günther Herdin
GE Jenbacher

GE Jenbacher ist einer der Marktleader von dezentralen Kraft Wärme Kopplungssystemen (CHP). Gesamt gesehen hat die Kraft Wärmekopplung gegenüber einer konventionellen zentralen Erzeugung von Strom in einem Kondensationskraftwerk auch das höchste Einsparungspotenzial an Primärenergie. Dies gilt bereits bei der Nutzung von Erdgas als Kraftstoff. In Ländern mit hohen Anteilen an thermisch erzeugtem Strom (Fossil Fuels) haben sich daher die dezentrale Strom- und Wärmeproduktion bereits wirtschaftlich eine gesicherte Position „erarbeitet“. In Österreich mit an sich relativ hohen CHP-Anteil (bezogen auf die installierte Leistung), der durch dezentrale GT Kraftwerke (Papier-, Zellstoffindustrie u.a.) bedingt ist, wird dagegen der mögliche Beitrag bis zu installierten Leistungen von 20 MW von Gasmotoranlagen noch wenig genutzt. Der Beitrag von dezentralen Anlagen kann speziell in Stromspitzenbedarfszeiten zur Stabilisation ganzer Netzsegmente sehr effektiv eingesetzt werden. Als Musterbeispiel ist hier der Einsatz von Gasmotorenanlagen (als CHP) in Frankreich zu nennen. Dort werden die Anlagen zur temporären Deckung der Spitzenlast lediglich zwischen 800 und 2000 Stunden pro Jahr in Verbindung mit einem Heizwerk eingesetzt. Andere Beispiele gibt es in den USA und auch in Middle East (Pakistan), wobei dort der Netzbetreiber in Verträgen entweder „peak load shaving“ oder peak load sharing“ zu bestimmten Zeiten vorgibt. Durch diese Lösungsansätze der aktiven Mithilfe der Industrie konnten z.B. in Pakistan die Netze stabilisiert werden und der Industriebetrieb hat zusätzlich eine sichere Eigenstromversorgung. In den letzten Jahren wurden durch diese Gegebenheiten im pakistanischen Markt ca. 450 MW per anno installiert. Die Anwendungen erstrecken sich hier von „base load“ bis zu „peaking“ der oben erwähnten Netzintegrationen. D.h., eine verteilte Stromerzeugung und die zugehörigen Steuerelemente von intelligenten Netzen ist absolut „State of the Art“. Für alle Beteiligten sollte in jedem Fall die höchste Effizienz der Integration von dezentralen Systemen im Vordergrund stehen. Neue Chancen der Nutzung der Potenziale von dezentralen Einheiten ergeben sich durch die verstärkte Nutzung von „renewable sources“ wie die Windkraft und von Biogas. Das Biogas lässt sich vor Ort relativ einfach speichern, übliche Speichervolumina bei Biogasanlagen mit 500 kW liegen bei derzeit 600 bis 800 m³. Mit diesem Volumen kann bereits derzeit ein Volllastbetrieb von 3 bis 4 Stunden sichergestellt werden, im Normalfall produziert die Biologie stetig Biogas und dadurch kann dann der Motor entsprechend länger im Hochlastbereich betrieben werden. Bei einer Vergrößerung des Speichervolumens auf noch immer akzeptable Größen könnte ohne weiters ein zusätzliches „peaking“ mit der doppelten Motorleistung dezentral dargestellt werden. Das Marktpotenzial für Biogasanlagen in Österreich beträgt gemäß einer Studie des Lebensministeriums (BMfuJF 26/1998; Th. Amon) rund 350 MWel. mit einer Jahresproduktion von ca. 3000 GWh. Je nach Einsatz der Biogasaggregate und regionaler Transportmöglichkeit des Spitzenstromes könnte eine Netzunterstützung durch kostbaren Spitzenstrom im Rahmen von 200 bis 400 MW durch diesen Lösungsansatz dargestellt werden. Damit gibt es Analogien zum „Schwellbetrieb“ von Laufkraftwerken an Flüssen wie z.B. der Enns. Zusätzlich hätte diese Vorgangsweise den Vorteil, dass kostbarer „Biostrom“ nicht in Stromüberschusszeiten durch hohe Subventionen gestützt werden muss, sondern genau nach dem Bedarf in den Netzteilen bereitgestellt wird. Durch die regionalen Vorteile der Biogasanlagen in der Steiermark sowie im Burgenland helfen diese dann als Netzunterstützung in den bereits derzeit schlecht versorgten Gebieten. Eine neue Möglichkeit der temporären dezentralen Netzunterstützung zeigt eine Analyse eines Netzteilens in Oberösterreich. In diesem Fall kommt der bestehende Netzausbau bereits bei maximalem Strombedarf an seine Grenzen, d.h. die Spannung sinkt bereits an das untere Limit ab. Diese Situation tritt nur für eine sehr beschränkte Zeit auf, nach dem



bisherigen Stand müsste ein Investment in das Netz (Trafos, Leitungen usw.) von rund 10 Mio. € getätigt werden, um von den nächsten Knotenpunkten die Versorgung sicher zu stellen. Durch die Darstellung eines mobilen Systems mit 800 kW peak (Kosten inkl. Gasspeicherung) könnte das Invest um ca. 8 Jahre hinausgeschoben werden.

Die oben genannten Beispiele zeigen, dass eine verteilte Stromerzeugung inklusive der intelligenten Netzsteuerungen „state of the art“ ist und dass sich durch eine verstärkte Integration der „Erneuerbaren Energieträger“ noch zusätzliche Effizienzen zum Wohle aller Beteiligten darstellen lassen.

Erfahrungen Österreichischer Netzbetreiber mit DG

Dipl.-Ing. Andreas Abart, Dipl.-Ing. Gerhard Föger
EnergieAG Oberösterreich

Dipl.-Ing. Christian Kitz
Vorarlberger Kraftwerke AG

Dipl.-Ing. Rudolf Pointner
Salzburg AG

Seit Errichtung der Verteilernetze bestehen in diesen einzelne dezentrale Erzeugungsanlagen, sodass hinsichtlich der technischen Netzeinbindung langjährige Erfahrung besteht. Der nun aktuelle energiepolitische Ansatz zielt allerdings auf einen sehr hohen Anteil der Erzeugung durch dezentrale Anlagen ab. Aufgabe der Netzbetreiber ist dabei die Erhaltung der Spannungsqualität insbesondere die Sicherstellung der Grenzen des Spannungstoleranzbandes. Gleichzeitig aber müssen Netzbetreiber für die in der Anschlussvereinbarung festgelegte technische Ausführung und Netzanbindung der Anlage die jederzeitige Möglichkeit der Einspeisung für den Normalschaltzustand garantieren.

Dabei legen die Technisch organisatorischen Regeln (TOR D2) die Kriterien fest, nach denen Erzeugungsanlagen zugelassen werden. Aufgeteilt auf Mittel und Niederspannung sind, wenn die bestehende Lastsituation es nicht anders erfordert, 25% des Spannungstoleranzbandes ($\pm 10\%$) für die Spannungsanhebung durch Erzeugungsanlagen vorgesehen. Die Leistungskapazität des Netzes wird in Spannungsbandanteile für die Spannungsanhebung durch Erzeugungsanlagen und Spannungsabfälle durch Lasten aufgeteilt. Dies wird einerseits als konservativer Ansatz gesehen, ist andererseits aber unabdingbare Voraussetzung dafür, dass die jederzeitige Möglichkeit der Einspeisung zugesichert werden kann.

Der Beitrag zeigt wie dezentrale Erzeugungsanlagen in Verteilernetzen situiert sind, welche Auswirkungen sich dadurch auf das Spannungsband ergeben (Ergebnis von Reihenmessungen), den Prozess für den Netzzugang sowie den rechtlichen Rahmen und daraus resultierende Zukunftsperspektiven aus der Sicht der beteiligten Verteilernetzbetreiber.

Energiemanagement im Niederspannungsnetz: Erkenntnisse für Verteilnetzbetreiber aus der Ökosiedlung „Am Steinweg“

Dr. Britta Buchholz

MVV Energie AG

Luisenring 49, 68159 Mannheim, Deutschland

Der Weg vom Netzanschluss zur Netzintegration

Die Notwendigkeit, fossile Brennstoffe effizient zu nutzen und regional verfügbare Ressourcen einzusetzen, führt zu einer steigenden Anzahl an kleinen Energieanlagen in unseren Niederspannungsnetzen. Die politischen Rahmenbedingungen in Deutschland ermöglichen es Privatkunden, eigene kleine Kraftwerke oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit Gewinn zu betreiben. In der Stadt Mannheim speisen mittlerweile weit über 100 private Hausenergieanlagen in das städtische Niederspannungsnetz ein.

Die aktuelle Gesetzgebung und die technischen Anschlussbedingungen bewirken, dass der bereitgestellte Strom unabhängig von der Zeit der Erzeugung vergütet wird. Die Kommunikation mit dem Verteilnetzbetreiber erfolgt bei kleinen Anlagen einmalig vor Inbetriebnahme der Anlage. Dabei wird darauf geachtet, dass die Anlage im Verteilnetz unter den schlechtest möglichen Bedingungen keine Netzprobleme verursacht.

Während der weiteren Lebensdauer der Anlage findet die Kommunikation zwischen Anlagenbetreiber und Verteilnetzbetreiber nur einmal jährlich bei der Abrechnung statt.

Muss man eine große Anzahl an dezentralen Energieanlagen kosteneffizient ins Verteilnetz aufnehmen, ist der Weg vom reinen einmaligen Netzanschluss hin zur kontinuierlichen Netzintegration nötig. In Europa gibt es mittlerweile mehrere Pilotinstallationen, die dezentrale Energieanlagen aktiv in Verteilnetze einbinden und damit die Grundlage für eine kosteneffiziente Integration in Zukunft schaffen. Europäische Projekte sind im IRED Research Cluster zusammengefasst (www.ired-cluster.org).

Im Forschungsprojekt DISPOWER hat das Projektkonsortium Lösungsansätze aufgezeigt, wie mit einem zentralen Energiemanagement dezentrale Energieanlagen gewinnbringend ins Niederspannungsnetz integriert werden können.

Energiemanagement im Niederspannungsnetz

In der Siedlung „Am Steinweg“ versorgen ein Blockheizkraftwerk sowie mehrere private PV-Anlagen sowie eine mobile Batterie die 101 Wohneinheiten mit Strom und Wärme. Der Kurzdokumentationsfilm „Energiemanagement im Niederspannungsnetz“ beschreibt den Versuchsaufbau (www.mvv.de/Unternehmen/Innovationen)

Mit dem vom Projektteam unter Leitung des Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme in Freiburg entwickelte Energiemanagement „POMS“ konnte für den Netzabschnitt ein Nullbezug am Transformator für 6 Stunden erreicht werden. Weiterhin reduzierten sich die Lastspitzen, so dass sofortige wirtschaftliche Vorteile realisiert werden konnten.

Seit dem 1. Juli 2006 läuft POMS in der Siedlung „Am Steinweg“ im Langzeitversuch, um Betriebserfahrungen zu sammeln.

Erkenntnisse für Verteilnetzbetreiber

Die Integration von dezentralen Anlagen ist stark abhängig von lokalen individuellen Gegebenheiten. Für Verteilnetzbetreiber ergeben sich neue Herausforderungen, die zu Chancen werden, wenn sie aktiv angenommen und innovative Lösungen frühzeitig entwickelt werden.

Konkret ergeben sich aus dem DISPOWER Pilotversuch folgende Erkenntnisse

Netzqualität und Sicherheit

Die aktuellen Netzberechnungsinstrumente bei Netzanschluss von dezentralen Anlagen sind für die Integration einer großen Anzahl von dezentralen Anlagen nicht geeignet, da sie den zeitlichen Aspekt der Stromerzeugung für die kosteneffiziente Netzintegration der dezentralen Anlagen nicht oder nur mit individuellem Aufwand berücksichtigen können.

Für den Verteilnetzbetreiber sind dezentrale Erzeuger derzeit negative Lasten, kein verlässlicher Partner in der Energieversorgung.

In Entwicklungsprojekten müssen geeignete Berechnungsinstrumente weiter ergänzt werden.

Für die Sicherheit im Netz ist es wichtig, die genauen Einspeisepunkte und Spezifikation der Anlagen in geeigneter Weise dem Betriebspersonal bekannt zu machen. Eine Empfehlung ist es, dezentrale Anlagen als standardisierter Prozess in das betriebliche GIS einzutragen.

Informations- und Kommunikationstechnologie

Durch die Kommunikation mit den dezentralen Energieanlagen, die meistens in Privateigentum sind, können diese als zuverlässige Partner in der Energieversorgung integriert werden. Wichtig ist hierbei eine standardisierte und schlanke Kommunikation. Ziel ist, viele kleine Energieanlagen und Energieverbraucher kosteneffizient zu verbinden.

Die Hardwarekosten für die Informations- und Kommunikationstechnologie ist vergleichsweise zu den Investitionskosten für die dezentralen Anlagen gering. Dies ermöglicht eine kurzfristige Amortisation der ICT Kosten, sofern auf eine bereits erfolgte Entwicklung aufgebaut werden kann.

Sozio-ökonomische Aspekte

Bei der Integration von dezentralen Energieanlagen spielt die Kommunikation mit den Kunden eine immer größere Rolle. Nur wenn mit den Anlageneigentümern eine kooperative Zusammenarbeit aufgebaut wird, kann man die entsprechenden technologischen Neuentwicklungen nutzen.

Die Vielfalt der Stakeholder erschwert es, Geschäftsmodelle zu entwickeln, die für Kunden, Verteilnetzbetreiber und Umwelt eine Win-Win-Win Situation ergeben. Auf diesem Gebiet ist noch weitere Forschung und Entwicklung nötig.

Zusammenfassung und Ausblick

Eine zunehmende Anzahl von dezentralen Energieanlagen wird in die Verteilnetze einspeisen und ist damit Kernaufgabe für Verteilnetzbetreiber. Die Erkenntnisse aus dem Energiemanagement im Niederspannungsnetz ermutigen die Projektpartner, die aktive Integration von dezentralen Energieanlagen in Verteilnetze weiter voranzubringen. Durch heutige Innovationen sollen die zukünftigen Kosten für die dann notwendige Aufnahme einer großen Anzahl an dezentralen Energieanlagen reduziert werden.

Erfahrungen der Stadtwerke Karlsruhe

Norbert Lewald

Stadtwerke Karlsruhe GmbH

H'Abt TN, Daxlander Straße 72, 76185 Karlsruhe,

Fon: +49 721 599 4104, Fax: +49 721 599 4109, norbert.lewald@stadtwerke-karlsruhe.de

Zusammenfassung

Derzeit vorliegende Ansätze gehen von einem weitestgehend zentral orientierten Einsatz regenerativer Technologie – z.B. Offshore Windparks – aus, welcher auch zu einem zentralistisch orientierten Ansatz des gesamten Energiemanagements führt. Die wahren Langfristpotentiale regenerativer und rationeller Energieanwendungen aus technischer, ökonomischer aber auch sozialer Sicht hingegen liegen in der Schaffung echter, hochgradig dezentraler Strukturen – PV, Biomasse etc. - ,inklusive dezentraler Speicher-, Kommunikations- und Informationsstrukturen.

Die Stadtwerke Karlsruhe beschäftigen sich bereits seit einigen Jahren im Rahmen verschiedener Projekte zum Thema dezentrale Energieversorgung. Vom BMWA Leitprojekt EDISON zum Thema intelligente Netze, über das EU Projekt DISPOWER bis zu einem eigen finanzierten Projekt zum Thema Anreizregulierung und dezentrale Systeme (DENSAN), hat sich so ein mannigfaltiger Erfahrungsschatz aufgebaut, der über die rein technische Betrachtung hinaus geht.

So zeigten die rein ökonomischen Ansätze des Projektes EDISON sehr rasch die praktischen Grenzen der Umsetzung durch zu hohe Abstraktionsgrade wie auch technischen Aufwand. Implementiert wurden ein dezentrales Energiemanagementsystem (DEMS), mobile Energiespeichereinheiten sowie eine Mittelspannungsgleichstromübertragung. Dieses Projekt ist dementsprechend auch im Bereich der Mittelspannungsverteilnetze anzusiedeln und verfügt konzeptionell gesehen über ein eher zentralistisch orientiertes Management.

Im Rahmen des EU Projektes DISPOWER, über welches hier die MVV Energie AG referieren wird, wurde keine Implementierung vorgenommen, jedoch die Problematiken der grundlegenden Kommunikationstechnologien für den Einsatz dezentraler Managementsysteme im Bereich des Niederspannungsnetzes klar ersichtlich. Das zu implementierende Managementsystem POMS, welches im Anschluss durch das Fraunhofer ISE dargestellt wird, zählt hingegen zu den ersten wirklich dezentral orientierten Ansätzen im Bereich des Energiemanagements, die zusammen mit dem BEMI Projekt des ISET Kassel den Wegweiser in Richtung Zukunft des Energiemanagements weisen. Weg von scheinbar dezentralen aber im Kern zentralen Strukturen, hin zu dezentralem Management. Ein bis dato im zentral aufgebauten Netz noch nicht realisierter – sowohl technisch als auch analytisch und strategisch – Denkansatz.

Im Rahmen des Projektes DENSAN wurden letztlich die legislativen Rahmenbedingungen in Deutschland für die Kooperation von dezentralen Anlagen und Verteilnetzbetreibern beleuchtet. Die sich hier Fragestellungen und Probleme im Rahmen der Regulierung und des Unbundling lassen sich jedoch auch auf die beiden vorgenannten Projekte übertragen. Die derzeitigen Rahmenbedingungen für ein reibungsloses Zusammenarbeiten von Verteilnetzbetreiber und dezentralen Anlagen sind denkbar schlecht – auch wenn Deutschland das wohl derzeit beste Fördersystem für dezentrale Anlagen besitzt – und werden sich in Zukunft wahrscheinlich als hinderlich bei der Umsetzung einer dezentral orientierten Gesamtstrategie erweisen.

Letztlich haben sich bei allen Projekten neben den technisch noch zu lösenden und auch lösbaren Problemstellungen vor allem die legislativen Rahmenbedingungen und auch die nicht zu unterschätzenden soziologischen Faktoren als erfolgsentscheidend herauskristallisiert, so dass diesen Faktoren in Zukunft sicherlich wesentlich mehr Beachtung geschenkt werden sollte.

POMS: Managementsystem für dezentrale Erzeuger und Lasten im Niederspannungsnetz

Christof Wittwer

Fraunhofer Institut Solare Energiesysteme

Im Rahmen des Europäischen Forschungsprojekt DISPOWER wurde am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE gemeinsam mit der MVV Energie und weiteren Partnern ein neuartiges Energiemanagementsystem für Niederspannungsnetze entwickelt: „PoMS“. PoMS steht für “Power Flow and Power Quality Management System”, wobei das System eine internet-basierte Kommunikationsstruktur mit einer zentralen Steuereinheit „PCU“ (PoMS Central Unit) und dezentralen Interfaceeinheiten „PIB“ (PoMS Interface Box) [1] besitzt.

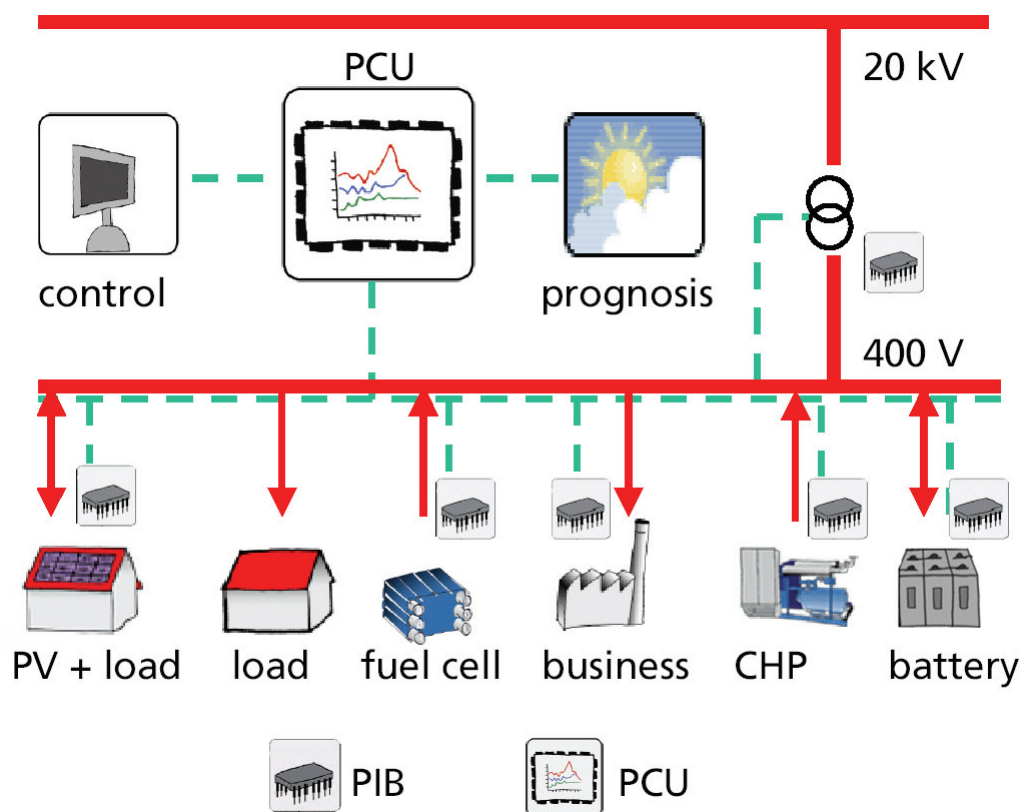


Bild 1. Das PoMS System – Kombination aus zentraler Steuerung (PCU) und dezentralen Interfaceeinheiten (PIBs)

Die Zentraleinheit kommuniziert mit den dezentralen Komponenten über 2-Draht ADSL Verbindungen, sowie dem übergeordneten Netzleitsystem über eine Internetanbindung. Dabei kann die dezentrale PIB (Embedded System) sowohl einer Last wie auch einem Erzeuger zugeordnet werden, um einen optimierten Betrieb herbeizuführen. PoMS kann aus der Ferne mittels durch die Serverfunktionalität (web server und ssh- server) überwacht und Messdaten jederzeit ausgelesen werden. Die PCU bezieht notwendige Informationen für die Betriebsoptimierung automatisch von externen Servicedienstleistern, zum Beispiel Wettervorhersagedaten vom Deutschen Wetterdienst [2], [3], [4].

PoMS optimiert den Betrieb des zu steuernden Teilnetzes mittels „Fahrplänen“, die den steuerbaren Komponenten und Lasten zur Ausführung übermittelt werden. Die Zielkriterien können dabei ganz unterschiedlich sein, zum Beispiel: Ertragsmaximierung des Netzbetreibers, Reduzierung des Bedarfs an Regelenergie, Minimierung des Primärenergieeinsatzes, Minimierung von CO₂-Emissionen.

Dabei dienen Erzeugungsprognosen für die nicht steuerbaren Erzeugungsanlagen sowie Lastprognosen für den folgenden Tag als wichtige Eingangsgrößen. Ferner sind ökonomische Rahmenbedingungen durch Gesetze und Verordnungen (zum Beispiel EEG und KWKG) und andere Kostenfaktoren zu beachten. Ein elektrisches Lastmanagement kann durch lokale Tarifsignale im Niederspannungsnetz erfolgen. PoMS kann auch parallel aktiv die Spannungsqualität mit vorhandenen Netzkomponenten verbessern, ohne die ökonomische Optimierung zu beeinträchtigen. So können zum Beispiel Unter- oder Überspannungen reduziert und gleichzeitig die Spannungsqualität kontinuierlich überwacht werden.

Im Beitrag wird die Funktionsweise von POMS einschließlich des Lastmanagements erläutert. Das Lastmanagement wurde im Rahmen des Dispower Projekts durch den Pilotversuch der MVV „Waschen mit der Sonne“ mittels SMS Service Funktionen realisiert.

Literatur

[1] Dispower Final Public Report; Kassel, 2006; www.dispower.org

[2] T. Meyer, J. Luther: „Aktives Energiemanagement und dezentrale Stromerzeugung“; Brennstoff Wärme Kraft – BWK; Bd. 57 (2005); Nr. 10; Seite 77-79

[3] J. Luther: „Erneuerbare Energien in den Stromnetzen der Zukunft“; ew; Jg. 104 (2005); Heft 12; Seite 62-65

[4] T. Erge, A. Kröger-Vodde, H. Laukamp, H.-G. Puls, M. Thoma, C. Wittwer: „Optimierung des Einsatzes von PV Anlagen in dezentral organisierten Stromnetzen durch intelligentes Betriebsmanagement“; 20. Symposium Photovoltaische Solarenergie; Bad Staffelstein; März 2005

[5] M. Thoma: „Optimierte Betriebsführung von Niederspannungsnetzen mit einem hohen Anteil an dezentraler Erzeugung“; Dissertation an der ETH-Zürich; 2006

[6] B. Buchholz et al.: „Lessons learned today for the distributed generation of tomorrow“; Proceedings of 10th Kasseler Symposium - Energy Systems Technology 2005; Kassel; November 2005

A Cell Controller for Autonomous Operation of a 60 kV Distribution Area

Carsten Strunge

Energinet.dk, TSO Denmark

Fjordvejen 1-11, DK-7000 Fredericia, Denmark

1. Abstract

The Electric Power System in Western Denmark consists of the 400 kV and 150 kV transmission networks operated by Energinet.dk, the transmission system operator (TSO) of Denmark, and several independently owned distribution systems at 60 kV and below. The Western Danish service area contains approximately 5,000 MW of Combined Heat and Power (CHP) systems and over 2,500 MW of wind generation. This distributed generation capacity comes from over 750 CHP units and 4,150 wind turbines connected at all voltage levels from 400 kV to 0.4 kV.

Energinet.dk is developing new solutions for optimally managing the large distributed generation base it currently has while adding the technical capabilities necessary to procure 30% of energy consumed from planned renewable sources in 2008 while currently 24% comes from renewable sources in Western Denmark. The primary thrust of this project involves the development of a “Cell Architecture” for decentralizing grid management with semi-autonomous cells with well-defined local functions and system-wide coordination capabilities. This approach is designed to avoid the complexity of centrally managing large numbers of distributed resources in the medium and low voltage grids while maximising the benefits of DER and minimising adverse grid impacts.

A Cell is defined as the portion of a distribution system below a 150/60kV substation typically consisting of 20-100 MW of conventional loads and a mix of CHP and Wind Turbine generators. The Cell Architecture will enable Energinet.dk to interact with “Cells” from a control centre just as they would interact with a conventional power plant. Energinet.dk expects to be able to ramp production from Cells up or down, request specific ancillary services (grid support), intentionally island Cells in case of constraints or emergencies on the 400 kV grid, and restart Cells using local resources in the event of a blackout.

The first phase of the project focuses on developing the major system components necessary for intentionally islanding the Cell. Under normal conditions, a Cell could be importing or exporting energy depending on current loads and the installed capacity and availability of Wind and CHP systems within the Cell. In order to intentionally island the Cell, generation and loads must be quickly balanced on receiving a command from the control centre and the system must then follow load and perform voltage and frequency regulation using local resources. Other key issues include the ability to dynamically change protection, control, and other network parameters from grid-connected to island mode and vice versa without losing key resources during the transition. Finally, the Cell has to be synchronised and reconnected back to the grid after the islanding event returning the system to normal operations. The need for islanding occurs if the 400 kV system is under severe stress due to unanticipated contingencies and the probability of a system blackout is deemed to be high.

2. Introduction

The power systems of Denmark are characterised by a high penetration of distributed generation (DG) comprised of small to medium scale combined heat and power plants (CHP) and wind turbines (WTs). This is especially true in the western part of Denmark where 75% of all Danish WTs are situated. In 2004 local CHP made up 30% and WTs 23% of the electricity consumption of that area.

Today, more than 50% of the total production capacity is dispersed throughout local distribution grids of 60 kV voltages and below. As a consequence, it has become more difficult to predict and to control the total electricity generation.

The daily operation of a power system with massive infeed from uncontrolled CHP and WTs is not without problems as the CHP units operate on the basis of heat demand and time of day tariffs and WTs according to the wind, whereas the demand profile is determined by the consumers. So far, the strong interconnections to neighbouring areas and efficient international power markets have prevented malfunctions.

However, the impacts on power markets, system operation and security of supply are causing concern. Hence Energinet.dk is developing new solutions for optimal management of the large DG base at hand.

This paper shortly introduces the newly formed Energinet.dk, the power system of western Denmark and the need for a new system architecture. The concept of 60 kV distribution grid cells is introduced before concentrating on the Cell Controller Pilot Project that Energinet.dk is currently undertaking.

3. About Energinet.dk

On 24 August 2005 the Danish Minister for Transport and Energy established the independent public corporation Energinet.dk. The company is the new national power and gas TSO established through a merger of the former TSO companies Eltra, Elkraft and Gastra operating the power systems of western Denmark, eastern Denmark and the national natural gas transmission system, respectively.

Figure 1 shows the power transmission systems of Denmark. The power system of western Denmark (former Eltra) comprises the peninsula of Jutland, the island of Funen and a number of smaller islands. To the south it is AC-connected to Germany and hence part of the UCTE grid. To the north it is interconnected to Norway and Sweden through a total of five HVDC links. The power system of eastern Denmark (former Elkraft) comprises the Islands of Sealand, Lolland and Falster and a number of smaller islands. To the north it is AC-connected to Sweden and hence part of the NORDEL grid. To the south it is interconnected to Germany through one HVDC link. The two areas are not electrically interconnected.

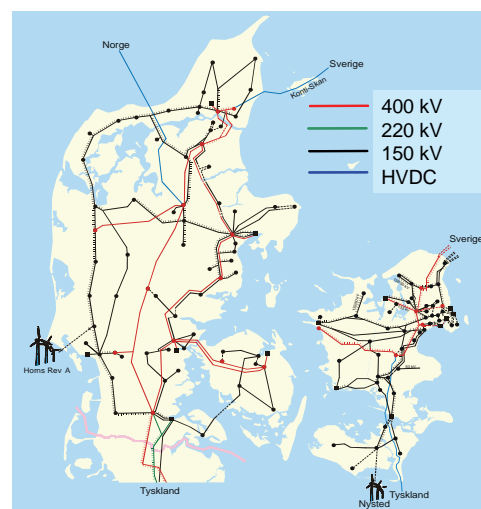


Figure 1. The two power systems of Energinet.dk

Visionen für die Stromversorgung Europas mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien

Jürgen Schmid

*ISET - Institut für Solare Energieversorgungstechnik
Verein an der Universität Kassel e.V.*

Für die Zukunftssicherung finden die erneuerbaren Energien mittlerweile eine breite Anerkennung. Unterschiedliche Auffassungen bestehen im Wesentlichen in den möglichen Beiträgen der verschiedenen regenerativen Energieträger, den Zeithorizonten ihres Ausbaus sowie der Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

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

Erneuerbare Energien verändern Strukturen

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. Da elektrische Energie nur sehr aufwändig zu speichern ist, muss sie entsprechend dem zeitlichen Bedarf bereitgestellt werden. Um das Netz nicht zu überlasten und keine Ressourcen zu verschwenden, betreiben die Energieerzeuger daher eine detaillierte und mittlerweile sehr präzise Planung des Strombedarfs des jeweils kommenden Tages, um nur soviel Energie zur Verfügung zu stellen, wie benötigt wird.

Dezentrale Mikrokraftwerke, wie Windenergieanlagen, Blockheizkraftwerke und Photovoltaikanlagen, arbeiten aus Sicht der Energieerzeuger 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 ist, wann die Sonne scheint oder der Wind weht. Hohe Anteile an fluktuierender Einspeiseleistung erfordern von den Betreibern des Netzes die Bereitstellung teurer Regelleistung. 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 zur Vorhersage der Menge des künftig eingespeisten Stromes aus Wasser-, Wind- oder Sonnenkraft.

Visionen für den Energiehandel

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

Je nach Angebot und Nachfrage wird der Strompreis auch in Zukunft schwanken. In der Grundlast kostet der Strom heute 1,5 bis 3 Cent je Kilowattstunde, während er in Kalifornien während der Energiekrise in Zeiten der Spitzenbelastung auf bis zu 12 Dollar je Kilowattstunde hochschnellte. Durch immer bessere Technik kann es einerseits möglich sein, die elektrischen Geräte besser gegen schwankende Strompreise zu „puffern“ und sie zugleich mit einem intelligenten Rechen- und Kommunikationssystem auszustatten.

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 Kühlschrank (zum Beispiel aus der Steckdose über eine Powerline-Kommunikation) 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.

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

Qualität und Zuverlässigkeit

Die neuen Technologien bedeuten keine Gefahr für die Zuverlässigkeit oder Qualität des Stromnetzes. Es ist nämlich nachweisbar, dass Kleinstkraftwerke wie Photovoltaikanlagen, weil sie mit modernster Technik arbeiten, die Qualität des Stromes in den Netzen, in die sie einspeisen, bereits verbessert haben. Mit Hilfe neuer, digitalisierter Informationstechnik und aufgrund eines liberalisierten Marktes mit eigenständig agierenden Anbietern und Abnehmern werden die neuen Energieerzeuger in das Netz integriert. Das Stromnetz, welches bisher einer Einbahnstraße glich, wird zu einem Energiemarkt, auf dem bisherige Abnehmer auch zu Anbietern und bisherige Produzenten auch zu Nachfragenden werden können. Diese Strukturänderungen des Stromnetzes könnten Einsparpotenziale in bisher nicht zu schätzender Größe offenbaren und der technischen Entwicklung einen weiteren Schub versetzen.

Spitzenplatz erhalten

Die europäische Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien und der dazugehörigen Systemtechnik hat einen Spitzenplatz in der Welt. Auf dieser Grundlage entwickelten sich Energietechnologien mit hohem Standard und eine Industrie mit zunehmenden Exportpotenzialen. Die kurzen Innovationszyklen sind Indikator einer raschen Umsetzung in den Markt und bestätigen eine effiziente und anwendungsnahe Forschung und Entwicklung. Trotz der schon erreichten Erfolge vieler Technologien und ihrer beginnenden breiten Nutzung sind Forschung und Entwicklung weiterhin notwendig, um die beträchtlichen Innovationspotenziale bei diesen insgesamt noch „jungen“ Technologien mobilisieren zu können. Die Erfahrung aus anderen Technologiebereichen zeigt, dass dieser Prozess sich über Jahrzehnte erstreckt und wesentlich von der wechselseitigen Befruchtung von Markt und Forschung lebt.

Zum Autor

Prof. Dr.-Ing. Jürgen Schmit ist seit 1998 Vorstandsvorsitzender und wissenschaftlicher Leiter des ISET – Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Kassel/Hanau, und Leiter des Fachgebietes Rationelle Energiewandlung der Universität Kassel.

Darüber hinaus ist Prof. Schmid Mitglied im „Wissenschaftlichen Beirat Globale Umweltveränderungen (WBGU)“ der deutschen Bundesregierung, Koordinator des europäischen Forschungs-Clusters „Integration of Renewable Energy Sources and Distributed Generation into the European Electricity Grid (IRED)“ und Sprecher der deutschen Sektion der „European Wind Energy Academy (EAWE)“.

Prof. Schmid studierte Luftfahrttechnik an der Universität Karlsruhe, arbeitete am Kernforschungszentrum Karlsruhe und bei Dornier, war Abteilungsleiter am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme und schließlich Professor an der Universität Karlsruhe bis er 1995 an das ISET und die Universität Kassel wechselte.

Kontakt: jschmid@iset.uni-kassel.de

Verbesserung der Versorgungsqualität in Netzen mit dezentraler Stromversorgung aus erneuerbaren Energieträgern (EE+PQ)

DI Helfried Brunner

arsenal research, Giefinggasse 2, A-1210 Wien

In einem durch die Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ geförderten Projekt⁷ wurde, vom Forschungszentrum arsenal research gemeinsam mit VATech ELIN EBG Elektronik, oekostrom AG und den Stadtwerken Hartberg, untersucht inwieweit dezentrale Stromversorgung aus erneuerbaren Energieträgern aktiv zu einer Verbesserung der Versorgungsqualität beitragen kann.

Hintergrund

Der forcierte Ausbau ökologischer Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Ressourcen wie Wind, Sonne, Biomasse oder Wasser führt zu tief greifenden Veränderungen im österreichischen Stromversorgungssystem: Zentrale Strukturen werden zunehmend dezentralisiert, vormals unidirektionale Energieflüsse werden durch neue dezentrale Anlagen, die auch auf den unteren Ebenen des Stromnetzes einspeisen, umgekehrt.

Mit zunehmender Dichte an dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) treten damit grundlegende Systemfragen wie Kapazitätsplanung, Stabilität, Schutzstrategien und vor allem die Versorgungsqualität (Power Quality - PQ) erneut in den Vordergrund. Insbesondere letztgenannte Thematik steht in letzter Zeit im Mittelpunkt des Interesses, ausgelöst vor allem durch gesteigerte Sensibilität der Stromkunden und Befürchtungen, dass Qualität und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung durch eine zu hohe Dichte an DEA gefährdet werden könnte. Vor allem der letzte Punkt entwickelt sich zunehmend zu einem ernst zu nehmenden Hemmnis, das den geplanten ambitionierten Ausbau ökologischer Stromerzeugung und in Folge die Erreichung wichtiger umwelt- und energiepolitischer Ziele verzögern oder sogar gefährden könnte.

Vorrangiges Ziel des Projektes EE+PQ war es, diese technischen und organisatorischen Barrieren abzubauen und zu demonstrieren, wie DEA auf Basis Erneuerbarer Energien aktiv zur Verbesserung der Versorgungsqualität beitragen kann.

Methodische Vorgehensweise

Aufbauend auf dem breiten Know-how der Projektpartner wurden zunächst die derzeitigen Rahmenbedingungen analysiert sowie Strategien und Konzepte erarbeitet. Parallel dazu wurden im Rahmen eines breit angelegten Messprogramms, begleitet durch analytische Netzsimulationen, der reale Einfluss dezentraler Stromerzeugung auf die Netze durch Messungen der Versorgungsqualität an repräsentativen Standorten analysiert.

Anhand eines konkreten realisierten Anlagenkonzepts sollte als weiterer Schritt demonstriert werden, wie durch den Einsatz geeigneter Technologien DEA aktiv zur Verbesserung der Versorgungsqualität beitragen könnten. Ergänzend dazu wurden im Rahmen einer Feasibility Studie Hindernisse und Chancen identifiziert, technische Potentiale für einen effizienten und multifunktionellen Einsatz abgeschätzt.

⁷ Dieses Projekt wurde im Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ – einer Initiative des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT) – durchgeführt. Die Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ wird auf Empfehlung des Rates für Forschung und Technologie aus Sondermitteln der Technologieoffensive der Bundesregierung finanziert.

Projektergebnisse

In den letzten Jahren haben sich die Rahmenbedingungen der Elektrizitätsmärkte und somit auch jene für die Dezentrale Stromeinspeisung entscheidend verändert. In Österreich arbeitet die E-Control GmbH als Regulierungsbehörde Vorschläge für Marktregeln aus und stellt diese den Marktteilnehmern zur Verfügung. Die Analyse der Rahmenbedingungen für dezentrale Energieerzeuger in Österreich und ein Vergleich mit internationalen Rahmenbedingungen zeigten, dass diese zum Teil nicht transparent und nicht harmonisiert sind und auch in Österreich wenig Anreize für dezentrale Erzeuger liefern.

In einer umfangreichen Messkampagne an zehn Standorten mit dezentraler Energiezeugung im Verteilnetz wurden neben stationären PQ-Phänomenen (wie Harmonische, Flicker oder Spannungsschwankungen) auch kurzzeitige Ereignisse (Spannungseinbrüche und -überhöhungen, Unterbrechungen, usw.) die charakteristisch für die Qualität von Spannung und Versorgung sind, mit Hilfe moderner Power Quality Analyser gemessen und mit geeigneter zum großen Teil selbst entwickelter Software ausgewertet. Eine ständige begleitende Auswertung und Plausibilitätskontrolle ergänzte dabei die praktischen Messungen.

Die Messungen ergaben, dass es, bis auf die mit der Einspeisung verbundene Spannungsanhebung, im Allgemeinen zu keinem signifikanten negativen Einfluss der dezentralen Erzeugungsanlagen auf die Parameter der Versorgungsqualität kommt. Für eine höhere Dichte an dezentrale Energieerzeugungsanlagen stellt die Spannungsanhebung die entscheidende technische Barriere dar.

Die Simulationen der dezentralen Stromeinspeisung bestätigten die Messergebnisse. Als Maßnahme gegen die Spannungsanhebung wurde in die Simulation ein aktiver Filter MARS (Mains Active Restoring System) des Projektpartners VA Tech ELIN EBG Elektronik integriert. Es konnte gezeigt werden, dass die Spannungsanhebung im Verknüpfungspunkt der Anlage mit dem Netz deutlich reduziert werden konnte.

Der praktische Einsatz des MARS wurde anhand des Beispiels Tauernwindpark Oberzeiring demonstriert. Aufgrund der spezifischen Auslegung des Gerätes zu Filterung von Zwischenharmonischen und dem geringen Einfluss der Windkraftanlage auf die Parameter der Versorgungsqualität konnte kein signifikanter Beitrag des MARS zur Verbesserung der übrigen Parameter der Spannungsqualität ermittelt werden.

Im Rahmen des Projektes konnte dargestellt werden, dass es Technologien zur Verbesserung der Versorgungsqualität gibt und diese auch funktionieren. Aufgrund der organisatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen spielen derzeit dezentrale Energieerzeuger jedoch keine relevante Rolle in Hinsicht der Erbringung von Netzdienstleistungen.

Die wesentlichen Punkte für einen zukünftigen Beitrag von dezentralen Erzeugungsanlagen zur Verbesserung der Versorgungsqualität werden in der Feasibility Studie „Hindernisse und Chancen bei der aktiven Erbringung von Netzdienstleistungen durch dezentrale Erzeugungsanlagen basierend auf Erneuerbaren Energieträgern“ herausgestrichen

Schlussfolgerungen

Die aktive Integration von DEA könnte einen wesentlichen Beitrag zu einer Verbesserung der Versorgungsqualität leisten. Dafür fehlt aber derzeit neben den nötigen Rahmenbedingungen vor allem das Vertrauen in die Funktionsfähigkeit und Zuverlässigkeit von innovativen Konzepten und aktiven Integration von Dezentralen Erzeugern seitens der Netzbetreiber. Es ist daher notwendig deren Funktion im Rahmen eines breiten Einsatzes in realen Netzabschnitten zu demonstrieren und ihre Praxistauglichkeit nachzuweisen.

DG DemoNetz - Konzept

Aktiver Betrieb von elektrischen Verteilnetzen mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugung – Konzeption von Demonstrationsnetzen

*Dipl.-Ing. Andreas Lugmaier, Dipl.-Ing. Helfried Brunner;
Dipl.-Ing. Hubert Fechner, MAS, MSc;*
arsenal research, Giefinggasse 2, A-1210 Wien

Aufbauend auf die Ergebnisse der Projekte „EE + PQ“ und „IRON“ wird in einem, durch die Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ geförderten Projekt⁸, vom Forschungszentrum arsenal research, der Technischen Universität Wien (Energy Economics Group, Institut für Computertechnik) und drei Österreichischen Netzbetreibern (EAG OÖ, SAG und VKW) die **Konzeption, Vorbereitung und Projektierung von Netzabschnitten mit aktiven Verteilnetzbetrieb und hohem Anteil dezentraler Stromeinspeiser** durchgeführt. Es sollen **Voraussetzungen für die Umsetzung von innovativen Demonstrationsnetzen unter Einbeziehung aller relevanten Akteure geschaffen** werden

Hintergrund

Durch die aktuellen Rahmenbedingungen der Europäischen Union kommt es bereits heute und wird es besonders aber in Zukunft noch verstärkt zu einer dezentral ausgerichteten Stromerzeugung kommen. Mit zunehmender Dichte an dezentraler Erzeugung treten, durch die bidirektionalen Stromflüsse grundlegende Systemfragen wie Netzmanagement, Kapazitätsplanung, Stabilität, Schutzstrategien und auch die Versorgungsqualität (auch als Power Quality – PQ bezeichnet) massiv in den Vordergrund.

Der derzeitige Ansatzpunkt die dezentrale Energie-Einspeisung als negative Last zu betrachten und die damit resultierende „fit&forget“ Philosophie ist keine zukunftsfähige Lösung. Eine deutliche Erhöhung des DG-Anteils ist dabei bisher nur durch einen sehr kostenintensiven Netzausbau möglich. Die aktive Integration von dezentralen Energieerzeugern in bestehende Verteilnetze ist bereits seit einiger Zeit Inhalt zahlreicher wissenschaftlicher Untersuchungen, bleibt jedoch nahezu ausschließlich auf der theoretischen Ebene.

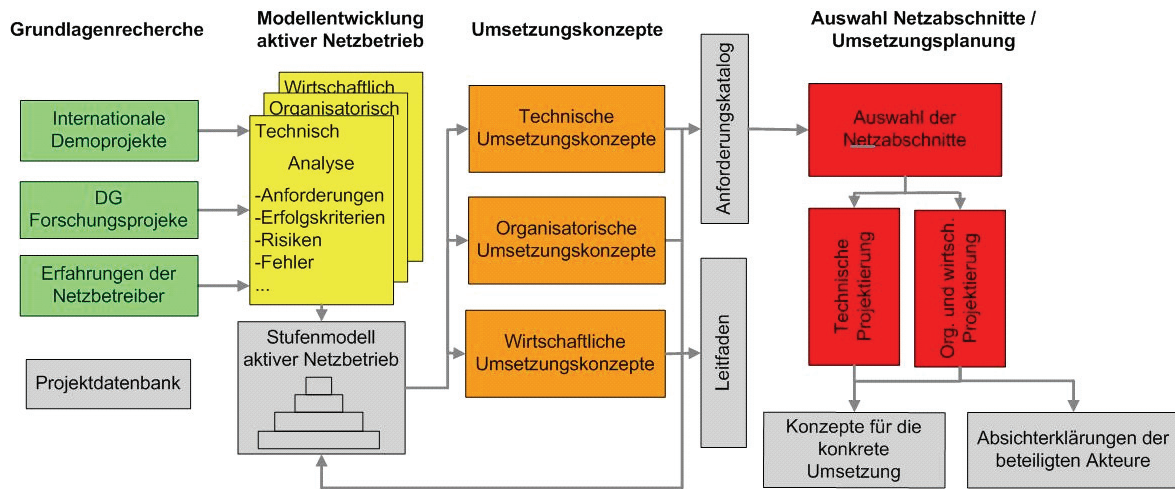
Projektziele

Hauptziele des Projektes **DG DemoNetz - Konzept** sind:

- i.) **Österreichische Netzabschnitte für die praktische Umsetzung von Demonstrationsnetzen mit hoher Dichte an dezentraler Einspeisung auszuwählen** und
- ii.) **in diesen Netzabschnitten im Niederspannungs- bzw. Mittelspannungsnetz, die Möglichkeit der Implementierung verschiedener erarbeiteter Modellsysteme für einen aktiven Verteilnetzbetrieb mit hoher Dichte an dezentraler Energieerzeugung** (Stufenmodell „DG Integration) zu **untersuchen** und die **technische, organisatorische und wirtschaftliche Umsetzung zu projektieren**.

⁸ Dieses Projekt wurde im Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ – einer Initiative des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT) – durchgeführt. Die Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ wird auf Empfehlung des Rates für Forschung und Technologie aus Sondermitteln der Technologieoffensive der Bundesregierung finanziert.

Projekttablauf:



Projektergebnisse

Bei Projektabschluss liegen folgende Detailergebnisse vor:

- Dokumentation internationaler Demoprojekte und relevanter Forschungsprojekte in einer Projektdatenbank und Zusammenfassung der bisherigen Erfahrungen der Netzbetreiber bei der Einbindung von dezentralen Stromeinspeisern in das Netz
- Analyse und Bewertung der Projekte aus der Datenbank und der Erfahrungen der Netzbetreiber; Daraus abgeleitete Modellsysteme für einen aktiven Verteilnetzbetrieb, dargestellt in einem Stufenmodell „DG - Integration“ mit steigender Komplexität der Systeme
- Technische, organisatorische und wirtschaftliche Umsetzungskonzepte für die Implementierung; Zusammenfassung der Umsetzungskonzepte in einem allgemeinen Leitfaden (für alle Österreich relevanten Akteure von Interesse) und projektspezifischen Anforderungskatalog für Netzabschnitte und betroffene Akteure
- Rangliste von Netzabschnitten, die für eine Implementierung der Modellsysteme in Frage kommen; Ausgewählte Netzabschnitte, die für eine Umsetzung des Demonstrationsbetriebes in Frage kommen
- Technische, organisatorische und wirtschaftliche Umsetzungsprojektierung für die ausgewählten Netzabschnitte
- Absichtserklärungen von für die Umsetzung relevanten lokalen Akteuren und potentiellen Finanzierungspartnern

Schlussfolgerung

Durch das **DG DemoNetz - Konzept** sollen **Auswirkungen und Anforderungen für Netzbetreiber und Anlagenbetreiber durch einen weiteren Ausbau von dezentraler Energieerzeugung mit möglichst geringen zusätzlichen Investitionen aufgezeigt werden**. Das Demonstrationsprojekt soll daher eine Art „best practice“ und ein **erster Schritt für die breite Umsetzung einer hohen Dichte an dezentraler Stromeinspeisung darstellen, sowie bestehende Barrieren abbauen**.

Mit der praktischen Demonstration und der Analyse eines aktiven Netzbetriebes, mit einer hohen Dichte an dezentraler Stromeinspeisung, kann **Österreich** zu einem der **europäischen Vorreiter und Know-how-Träger**, wenn es um **Fragestellungen der Einbindung dezentraler Stromerzeuger in bestehende Netze und der damit verbundenen Adaption des Betriebes der Verteilnetze geht**. Damit wird auch eine **Technologie-Vorreiterschaft für Österreichische Firmen** und eine damit verbundene **nationalen Wertschöpfung** ermöglicht.

Optimale Ressourcenkoordination in elektrischen Netzen / Optimal Resource Coordination in Electrical Networks

Friederich Kupzog

Technische Universität Wien, Institut für Computertechnik

Gußhausstraße 27-29, 1040 Wien

kupzog@ict.tuwien.ac.at, +43 1 58801 38424

Deutsch

Die europäischen Elektrizitätssysteme stehen zwei strukturellen Herausforderungen gegenüber: Erstens steigt der Bedarf an elektrischer Energie weiter an, während der Ausbau der Netze jedoch aus verschiedenen Gründen einen gewissen Sättigungspunkt erreicht hat. Folglich ist eine effiziente Ausnutzung vorhandener Ressourcen von hoher Bedeutung. Zweitens sind die Netze in Ihrer jetzigen Ausprägung aufgrund von Kapazitätsbeschränkungen nicht in der Lage, große Zahlen von verteilten Erzeugern zu integrieren. Hier sind besondere technische Maßnahmen erforderlich, um die EU-Forderung nach einem steigenden Anteil erneuerbarer Ressourcen bei der Energiegewinnung unter gleichzeitiger Einhaltung der Power Quality zu erfüllen.

Für einen effizienten und sicheren Betrieb der zukünftigen Elektrizitäts-Verteilung müssen Erzeuger und Verbraucher in Echtzeit beeinflussbar sein. Dafür wird ein beachtlicher Koordinationsaufwand notwendig sein. Ferndiagnose und Fernsteuerung wird im gesamten Netz durchgeführt werden. Während aktuelle Netze direkte Kommunikationsverbindungen nur in den höheren Netzebenen vorsehen (hauptsächlich zwischen Leitstellen und großen Kraftwerken), werden zukünftige Netze eine durchgehende Kommunikations-Infrastruktur benötigen, die jeden einzelnen Erzeuger und Verbraucher erreicht.

Das Forschungsprojekt „IRON“ (Integral Resource Optimisation Network) untersucht die technischen und ökonomischen Aspekte einer neuen Kommunikationsinfrastruktur für Energieverteilung, Energiemanagement und verwandte Dienstleistungen. Der Schwerpunkt liegt hier auf der Frage, wie Energieverbrauch effizienter gestaltet werden kann, wenn das Potential verteilter Energiespeicher, wie sie in den Verbrauchsprozessen enthalten sind, genutzt und koordiniert wird. Thermische und träge Prozesse können genutzt werden, um elektrische Energie beschränkt zu speichern. Durch Koordination vieler kleiner Speicher ergeben sich mehr Freiheitsgrade. Erfahrungen der Projektpartner zeigen, dass bereits durch gezielte Optimierung in einer einzelnen Liegenschaft eines industriellen Energieverbrauchers die Effizienz signifikant gesteigert bzw. die Energiekosten drastisch gesenkt werden können (insbesondere durch gezielte Lastverschiebung und Abwurf zu Spitzenzeiten). Durch eine Koordination mehrerer Standorte lässt sich dann noch mehr erreichen. Das IRON-Projekt zielt dahin, den Ansatz koordinativer Maßnahmen auch auf kleinere Energieverbraucher auszuweiten und zu untersuchen, wo die Grenzen der Profitabilität liegen.

Im Rahmen des Projektes wird das Design einer neuen Kommunikationsinfrastruktur zur Unterstützung der Erzeuger-, Verbrauchs- und Speicherkoordination konzipiert. Aufgrund von hohem Kostendruck müssen vorhandene Kommunikationssysteme mitgenutzt werden, insbesondere Internet-Infrastruktur in verschiedenen Ausprägungen. Bei kostengünstigem Internet-Zugang besteht jedoch das Problem der mangelnden Zuverlässigkeit bzw. Verfügbarkeit. Eine Lösung dafür besteht in der Ausnutzung impliziter Kommunikationswege (z.B. Netzfrequenz oder örtliche Netzspannung) bzw. in der Ausnutzung der statistischen Natur der Ausfälle.

Zurzeit werden Konzepte und Business-Cases für verschiedene Betreibermodelle der Infrastruktur erstellt bzw. durchgerechnet. Insbesondere konzentriert sich das Projekt auf zeitvariable Stromtarife und virtuelle Kraftwerke. Im weiteren Verlauf wird ein Pilotversuch angestrebt, welcher Einblicke in die Umsetzbarkeit der Konzepte geben und wertvolle Informationen über das Verbraucherverhalten liefern soll.

Dieses Projekt wird durchgeführt vom Institut für Computertechnik an der TU Wien, Linz Strom AG, Sonnenplatz Großschönau GmbH und Envidatec GmbH. Es wird gefördert im Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ – einer Initiative des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT). Die Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ wird auf Empfehlung des Rates für Forschung und Technologie aus Sondermitteln der Technologieoffensive der Bundesregierung finanziert. Project Nr. 810676

Englisch

European electricity systems are facing two major challenges: Firstly, demand for electrical energy is still growing while the upgrading process of the network has come to a certain point of saturation for various reasons. Thus, a most efficient usage of existing resources is of highest eminence. Secondly, distributed generators cannot be integrated into the current networks in large numbers due to capacity and power quality issues. Special technical measures have to be taken in order to allow the EU requirement for more renewable energy sources to be implemented.

For efficiently and safely running electricity networks of the future, distributed generation and also consumption must be controllable in real time. Therefore, a notable amount of coordination in the distribution network will be necessary. Remote diagnosis and remote control will have to be performed throughout the whole network. While the current systems employs communication links only in higher levels, mainly between large generation sites and control centres, future energy systems will rely on a supporting communication infrastructure that ultimately reaches each single generator and consumer.

The research project “IRON” (Integral Resource Optimisation Network) is investigating the technical and economic aspects of a new communication infrastructure for energy related control and service processes. The main focus is on how to enable energy consumption to be more efficient by making use of distributed energy storages in customer processes and coordination between consumers. Temperature or inert processes can be used to store energy within certain limitations. By coordinating multiple distributed storages, the overall energy storage capability becomes more flexible. The practical experience of our project partners has shown that for large consumers it is already possible to significantly increase efficiency (and decrease energy costs) by only applying on-site measures, such as load shifting and also load shedding. By coordinating multiple consumer sites, the result can even be improved. While on-site optimisations for large consumers are currently being implemented, the IRON project aims to widen the approach of coordinated measures towards smaller consumers and to explore the economic feasibility of these measures.

Within the scope of this project, the design of a new communication infrastructure is proposed to implement the coordination between consumers (and also generators). Due to severe cost restrictions, this infrastructure has to make use of existing communication systems, especially the Internet infrastructure. For low-cost Internet access, dependability and availability are imposing issues on the operation of the optimisation network. These can however be tackled by making use of implicit means of communication (e.g. electricity

network frequency and voltage) or by exploiting the statistical nature of communication outages.

Currently, concepts and business cases for the implementation and operation of the optimisation network are being worked out, including approaches of on-demand electricity pricing and virtual power plants. Subsequently, the project team is aiming towards a pilot field trial that will reveal the practical feasibility of these concepts and give valuable data about the “human-in-the-loop”.

This project is carried out by the Institute of Computer Technology at TU Vienna, Linz Strom AG, Sonnenplatz Großschönau GmbH and Envidatec GmbH. It is financed within the scope of the Austrian Program on Technologies for Sustainable Development, "Energy Systems of tomorrow" – a cooperation of the Austrian Federal Ministry of Transport, Innovation and Technology and the Austrian Research Promotion Agency (FFG), Project No. 810676

Autonome regenerative Energiesysteme

Günther Brauner

*Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
Technische Universität Wien*

Kurzfassung

Historisch hat die elektrische Energieversorgung mit dezentralen Systemen begonnen, die in den Großstädten aus Kleinerzeugungsanlagen Mikronetze versorgte. Anschließend fand ein Ausbau in Richtung großer integrierter Systeme statt, der im Jahr 1955 mit dem Zusammenschluss der europäischen nationalen Netze zur UCPTÉ (heute UCTE) vollendet wurde. Neuerdings wird die Entwicklung kleiner dezentraler Energiesysteme forciert. Die Zielrichtung sind derzeit dezentrale Verteilnetze mit Anschluss an das vorhandene Verteilungsnetz. Hierbei werden die Ausgleichsversorgung und die Bilanzierung der Blindleistung im Wesentlichen aus dem überlagerten Verteilnetz bezogen.

Dezentrale Erzeugungssysteme sind zukünftig aus folgenden Gründen erforderlich:

- Regenerative Energiequellen werden zukünftig in größerem Umfang genutzt werden. Hierbei steht die lokale Nutzung aller vorhandenen Quellen (Wind, Kleinwasser, Biomasse, Solar) und die Steigerung der Energieeffizienz durch vermeiden langer Transportwege im Vordergrund.
- Die Effizienzsteigerung durch möglichst vollständige Nutzung der Energiewandlungsketten spricht ebenfalls für dezentrale Systeme.
- Die Grenzen des Ausbaus der Zentralen Systeme durch Knappheit an Trassen für Übertragung und Verteilung der Energie und durch Begrenzung der Standorte für neue thermische oder hydraulische Kraftwerke fördern Tendenzen für dezentrale Kleinanlagen.
- Dezentrale Energiewandlungssysteme wie photovoltaische Kollektoren, Stirlingmotor und Mikroturbine, Brennstoffzelle, Windenergieanlagen und hydraulische Matrixturbine haben bei großen Stückzahlen in der Serienfertigung noch deutliche Kostensenkungspotenziale und können bald in den spezifischen Anlagenkosten und im Wirkungsgrad mit Großanlagen mithalten.
- Die in dezentralen Systemen für den automatisierten Betrieb und das Energiemanagement erforderlichen Automatisierungssysteme haben bereits heute ein niedriges Kostenniveau.

Eine besondere technische und wissenschaftliche Herausforderung stellen autonome dezentrale Energieversorgungssysteme dar. Diese werden ohne überlagerte zentrale Energiesysteme auskommen und sind daher für die Versorgung von Inselnetzen in ländlichen Gebieten, in Extremlagen (Gebirgssiedlungen) geeignet und können beim Neubau

von Versorgungssystemen insbesondere in unterentwickelten Regionen rasch zu einem Aufbau der Versorgung beitragen. Sie stellen hohe Anforderungen an das Demand Side Management um Lastspitzen zu vermeiden, den Bedarf an die Erzeugungskapazität anzupassen und bei zeitlicher Verschiebung des Bedarfs dennoch den Gesamtenergiebedarf zu erfüllen. Die Erzeugung und der Bedarf sowie die Bewirtschaftung von allfällig vorhandenen Speichereinrichtungen machen ein überlagertes Energiemanagement erforderlich, das aus Demand-Side-, Supply-Side- und Storage-Side- Management bestehen kann.

Beim Aufbau von autonomen Inselnetzen ist zukünftig verstärkt das physikalisch-technische Netzverhalten zu berücksichtigen. Es ist zu überlegen, ob durch die Festlegung eines breiteren betrieblich zulässigen Spannungs- und Frequenzbandes im Inselnetz eine kostengünstigere Netzgestaltung und -regelung ermöglicht wird.

Dies würde eine weitgehend mit Leistungselektronik ausgestattete Netzanbindung der Erzeugungs- und Verbraucherstrukturen erforderlich machen. Dies stellt bereits heute eine allgemeine Tendenz dar.

Autonome dezentrale Systeme sind sinnvoll, wenn eine Mindestanzahl von Erzeugungs- und Verbraucheranlagen eingebunden werden. Durch Diversifizierung der Erzeugungsanlagen lassen sich die Erzeugungsprognose verbessern und das Ausfallrisiko minimieren. Durch vorsehen einer Mindestanzahl von Abnehmern können Lastspitzen vermieden und die Bedarfsprognose verbessert werden. Autonome dezentrale Systeme setzen daher eine Mindestgröße der Abnehmerzahl und ein automatisches Energiemanagement sowie zusätzliche schnell reagierende Systeme zur Abwehr von Netzzusammenbrüchen voraus.

Mikroturbine – Referenzanlagen in Österreich / Microturbine – Projects in Austria

Helmut Nedomlel

Wels Strom GmbH, Stelzhamerstraße 27, 4600 Wels

Tel: 07242/493-411, Fax: 07242/49-424, helmut.nedomlel@welstrom.at

Deutsch

Einleitung

Die Wels Strom GmbH beschäftigt sich seit vier Jahren intensiv mit den Einsatzmöglichkeiten dezentraler kleiner Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen und vertreibt Mikroturbinen der Fa. Capstone und Stirlingmaschinen der Fa. SOLO in Österreich.

Zentrale Fragestellung

Welche Marktchancen hat die Mikrogasturbine als dezentrale Energieversorgung? Welches Entwicklungspotential gibt es bezüglich Einsatzbereiche, Wirkungsgrade, Emissionen und Brennstoffe?

Capstone

Die Capstone Mikroturbine hat mit über 5.000 verkauften Stück und 14.000.000 registrierten Betriebsstunden bereits Marktreife erlangt und wird in den Leistungen 30, 65 kW und ab 2007 200 kW angeboten. Die Inselbetriebsfähigkeit ermöglicht darüber hinaus den Einsatz als Netzersatzanlage.

Die kontinuierliche Verbrennung führt zu extrem tiefen Emissionswerten. Die Messergebnisse der ausgeführten Anlage werden präsentiert. Da nur ein bewegter Teil (Auf einer Welle befinden sich die Turbine, der Kompressor und der Generatorläufer) mit Luftlagerung vorhanden ist, benötigt die Maschine keine Betriebsmittel (Öle, Fette, Kühlwasser). Die Wartungsarbeiten können einfach und schnell durchgeführt werden. Die Wartungskosten sind damit klar günstiger als bei Verbrennungsmotoren.

Neben Erdgas und Diesel ist der Einsatz von Bio- Klär- und Deponiegas mit Methangehalten ab 35% möglich.

1. Einsatz von 2xC30 bei einer kommunalen Kläranlage

Die Inbetriebnahme der beiden 30 kW Capstone Mikroturbinen erfolgte im November 2005 auf der Abwasserreinigungsanlage des Reinhaltungsverbandes Hallstättersee in Bad Goisern

Die Anlage besteht aus den Hauptkomponenten Gasaufbereitung mit Gaskompressor, Filterstation, Kühlung mit Kondensatausscheidung, der Mikrogasturbinen und dem Wärmetauscher.

Die im Netzparallelbetrieb produzierte elektrische Energie wird für die Eigenbedarfsdeckung der Kläranlage verwendet, Überschüsse werden in das öffentliche Stromnetz zurückgespeist. Die anfallende Wärme wird zur Beheizung des Faulturms und der Betriebsgebäude verwendet.

In Kombination mit einer Photovoltaikanlage ist zumindest teilweise ein energieautarker Betrieb möglich. Für dieses Konzept wurde die Anlage in Oberösterreich mit dem Energy Globe in der Kategorie „Wasser“ ausgezeichnet und erhielt am 14. Oktober 2006 den EUROSOLAR Österr. Solarpreis 2006.

Drei Punkte gaben den Ausschlag für den Einsatz der Mikroturbinentechnologie:

- a) Die Kläranlage in Bad Goisern befindet sich in einer Fremdenverkehrsregion mit sehr großen Schwankungen der anfallenden Abwässer. Die optimale Anpassungsfähigkeit der Anlage an die anfallenden Mengen war eine Grundvoraussetzung.
- b) Die geringen Wartungskosten und
- c) die niederen Emissionen im Vergleich zu Gasmotoren. Auf Grund der speziellen Tallage in Bad Goisern werden geringe Emissionswerte verlangt.

2. Versuchsbetrieb mit einer C30 zur Geruchsentsorgung

In der Kläranlage Leoben läuft seit Jänner 2006 ein Versuchsbetrieb mit einer 30 kW Mikroturbine von Capstone. Die mögliche Verwendung von Mikroturbinen als Ersatz für die zurzeit eingesetzten Biofilter zur Geruchsentsorgung wird geprüft. Das Projekt wird vorgestellt.

3. Weitere im Jahr 2006 auf Erdgasbasis in Betrieb genommene Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

Eine 30 kW Maschine für die Strom und Wärmeversorgung einer Sport- und Freizeitzentrum in Ebelsberg (LINZ), eine 30 kW Maschine für die Strom und Wärmeversorgung eines Bürogebäudes in LINZ und eine 60 kW Maschine für die Energieversorgung eines Einkaufszentrums in Wels.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

An Hand von konkreten Projekten konnte dargestellt werden, dass die Mikroturbine heute bereits in verschiedensten Bereichen wirtschaftlich einsetzbar ist. Gutes Teillastverhalten, der Einsatz verschiedener Brennstoffe und die sehr geringen Emissionen sind ideale Voraussetzungen für ein großes Marktpotential im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung der Zukunft.

Die Vorteile nochmals zusammengefasst:

- Geringe Wartungskosten
- Keine Betriebsmittel. Einsatz auch in Wasser- und Naturschutzgebieten möglich.
- Hohe Verfügbarkeit (Service Intervall: 8.000 Betriebsstunden)
- Auf Grund der kontinuierlichen Verbrennung werden extrem tiefe Emissionswerte erzielt.
- Ideal für die dezentrale Energieversorgung durch sehr gutes Teillastverhalten
- Inselbetriebsfähig, Schwarzstart (Umschaltzeit <10sec.)
- Die hohen Abgastemperaturen ermöglichen den indirekten oder auch direkten Betrieb einer Absorptionskältemaschine. Mit dieser Kombination sind hohe Jahresbetriebsstunden mit guter Brennstoffausnutzung erzielbar.
- Bio-, Klär- und insbesondere Deponiegas mit geringen Methangehalten können verarbeitet werden (minimal 35 % zum Starten, minimal 30 % im Betrieb).
- kompakte Bauweise, geringes Gewicht
- Auf Grund der kontinuierlichen Verbrennung werden extrem tiefe Emissionswerte erzielt.
- Bei Schwankungen der Gasproduktion (Rückgang bei Deponien, Saisonalität bei Biogasanlagen etc.) kann durch eine Kaskadierung mehrerer parallel laufenden Mikrogasturbinen eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit erzielt.

Englisch

Introduction

Wels Strom is looking for possibilities to use small combined heat and power systems since four years and has become an authorised representative for Capstone products.

Main questions

What is the market potential for decentralised energy supply, based on microturbine technology? What is the potential for efficiency, emission and using different fuels?

Capstone

Capstone has sold more than 5000 Turbines and reached fourteen million documented hours of aggregate runtime among all installed Capstone systems operating around the globe.

Engines with 30 and 65 kW electrical power are now available and 2007 turbines with 200 kW.

The microturbines can be installed individually or multi-packed and can function in parallel or independent from the grid.

Capstone microturbines can operate on a variety of gaseous or liquid fuels and emit very low emissions.

The engine has just one moving part with air bearing technology, no gearbox or other mechanical, and use no lubricants or hazardous materials, resulting in minimal maintenance while providing reliable.

1. A communal water treatment plant with two microturbines C30.

The "Reinhalungsverbandes Hallstättersee in Bad Goisern" has successfully installed and operated a microturbine power plant since November 2005.

The main components of this cogeneration system are

- gas processing plant with compressor, filter and cooling system and separator for condensat
- two microturbines with 30 kW each and
- heat recovery system

The grid-parallel electricity is used for the plant.

The heat is 100% used for biogas production and heating the office building.

In combination with a new photovoltaic system the plant needs partly no external energy.

Prizes for this concept:

- In Upper Austria 2005, Energy Globe in the category " water" and
- 2006 Austria Solar prize.

Three reasons to realise this project by using microturbine technology:

- a) The variations of treat water are very high because the plant is situated in a tourism region. Therefore it is necessary that the power plant brings good efficiency in extreme part load.
- b) Minimal maintenance and
- c) Low emission in compare with gas engines, because of the special geographic situation in Bad Goisern.

2. Test engine for a waist air cleaning system

The power plant of the waste water treatment plant in Leoben is in operation since January 2006. We are testing the possibility to reduce the bad smell with a microturbine instead of a bio filter.

This project will be presented.

3. Combined heat and power systems based on natural gas which were realised 2006

CHP system with an 30kW engine for a leisure centre in LINZ.

CHP system with an 30kW engine for an office building in LINZ.

CHP system with an 60kW engine for a shopping center in WELS

Results and conclusions

As we can show, it is possible to use microturbine technology economically in different parts. Good result also in part load, a variety of gaseous or liquid fuels and low emissions are main points for a great market potential in the future for the microturbine technology.

Regulatorische Aspekte der dezentralen Erzeugung

Tahir Kapetanovic
E-Control

Definition

Dezentrale Erzeugung umfasst jene Erzeugungsanlagen, die an öffentliche Mittel- oder Niederspannungs-Verteilernetze (Bezugspunkt Übergabestelle) angeschlossen und verbrauchsnahe sind sowie alle Erzeugungsanlagen, die der Eigenversorgung dienen⁹

Rahmenbedingungen

Die Netzzugangs- und Netzanschlussbedingungen, sowie der Parallelbetrieb aller Erzeugungsanlagen sind in Österreich gesetzlich (EIWOG) und durch die Marktregeln (Allgemeine Bedingungen, Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Sonstige Marktregeln) geregelt. Regulatorische Aspekte der dezentralen Erzeugung bauen auf diesen Grundlagen auf. Darüber hinaus müssen die österreichischen Rahmenbedingungen für den Elektrizitätsmarkt mit den entsprechenden EU Richtlinien übereinstimmen.

Dezentrale Erzeugung – Auswirkungen und Anforderungen

Dezentrale Erzeugung elektrischer Energie entwickelte sich in den letzten Jahren zu einem immer größer werdenden Anteil an der Gesamtaufbringung. Dies gilt für Österreich sowie auch für die übrigen europäischen Länder und stellt somit einen Trend dar, der in den nächsten Jahren fortgesetzt wird. Die Studie zur dezentralen Erzeugung in Österreich¹ beschäftigt sich mit folgenden Fragestellungen:

- Vor- und Nachteile der dezentralen Erzeugung auf unterschiedlichen Gebieten der Elektrizitätsversorgung und in Abhängigkeit von Rahmenbedingungen.
- Bewertung und Umsetzung der Vor- und Nachteile dezentraler Erzeugung in messbare und quantifizierbare Größen.
- Verteilung der quantifizierbaren Vor- und Nachteile zwischen den Marktteilnehmern – darunter Netzbetreiber und Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen – sowie die Integration im Elektrizitätsmarkt und mit den Marktmechanismen.

Es wurde dabei in der Studie¹ besondere Aufmerksamkeit folgenden Aspekten gewidmet: Netzplanung und Netzbetrieb, Technologie, ökonomische Aspekte und spezifische Bedingungen in Österreich (Geographie, usw.).

Dezentrale Erzeugung in den intelligenten Elektrizitätsversorgungsnetzen der Zukunft

Integration dezentraler Erzeugungsanlagen in die elektrischen Energieversorgungsnetze der Zukunft steht auch im Fokus der Wissenschaft und Forschung in der EU. Die EU Technologieplattform SmartGrids¹⁰ beschäftigt sich mit der Vorbereitung von strategischen

⁹ „Dezentrale Erzeugung in Österreich“, E-Control GmbH 2005, www.e-control.at

¹⁰ www.smartgrids.eu

Forschungsaufgaben im Bereich der Elektrizitätsversorgungsnetzen der Zukunft, die im 7. Rahmenprogramm der EU durch entsprechende Forschungsprojekte umgesetzt werden sollen. Besonders interessant für die dezentrale Erzeugung sind dabei die folgenden Forschungsaufgaben:

- Neue Architekturen, Design, Werkzeuge und Anwendungen für die Integration der dezentralen Erzeugung in Planung und Betrieb der Verteilernetze der Zukunft.
- Erforderliche Netzbetriebsstrukturen und Strategien für den massiven Einsatz dezentraler Erzeugung, Energiespeicher und Verbrauchsseitigen Maßnahmen.
- Systemdienstleistungen und nachhaltige Netzbetriebspraxis für die Lastverteilung in Verteilernetzen und auf Mittelspannung, mit breitem Einsatz dezentraler Erzeugungsanlagen.
- Fortgeschrittene Prognosetechniken für nachhaltigen Netzbetrieb und Elektrizitätsversorgung, mit besonderer Berücksichtigung von dezentraler Erzeugung aus erneuerbaren Energieträger die von der Wetterlage abhängig sind (Wind, Kleinwasserkraft).
- Schließlich, beschäftigt sich eine Forschungsaufgabe mit regulatorischen Anreizen und Herausforderungen, zum Zwecke der Integration und Harmonisierung von regulatorischen Rahmenbedingungen in der EU, mit besonderem Fokus auf Schnittstellen zwischen Netz und Netzbenutzer (Erzeuger und Verbraucher), sowie auch auf dezentraler Erzeugung aus erneuerbaren Energieträger.

Zusammenfassung und Ausblick

Die spezifischen Aspekte der dezentralen Erzeugung die in der Zukunft auch aus regulatorischer Sicht entsprechend weiter behandelt werden sollen, werden nochmals herausgestrichen.

Regulatory Framework for DG/RES-E Grid Integration

Hans Auer

Energy Economics Group, Vienna University of Technology

Gusshausstr. 25-29/373-2, 1040 Vienna, Email: auer@eeq.tuwien.ac.at

Challenges for RES-E developers: Grid connection often is a significant economic barrier for RES-E generation technologies in dispersed locations. If the new RES-E developer has to pay all the costs of grid connection up-front, then a compromise between the best generation sites and acceptable grid conditions has to be made, as is often the case for wind and small-hydro power. On contrary, grid connection for biomass or biogas – in general – is no crucial barrier as the particular location of the plant is even more independent from resource conditions. To pay for the connection, the RES-E developer includes the costs into the long-run marginal generation costs. However, if the grid connection costs are covered by the grid operator and the costs are socialized in the grid tariffs, then the initial burden does not fall on the RES-E developer. Besides new grid connection lines (regardless of the distance and/or voltage level of connection) also grid reinforcement/upgrading measures may be necessary elsewhere in the existing network due to large-scale RES-E (wind) integration. But the allocation of the corresponding grid reinforcement/upgrading costs to the RES-E developer is ambiguous. The core problem is that any changes in an intermeshed grid infrastructure will change the load flows in the system. The status quo as well as changes of load flows, however, have a variety of dimensions, as there are e.g. changes in generation and load centres, bottlenecks, or power trading activities. Therefore, the allocation of load flow changes to one single event (e.g. grid reinforcement/upgrading caused by new RES-E (wind) integration) is not necessarily correct. Moreover, considering the currently ongoing benchmarking and grid tariff regulation procedures on the transmission and distribution grids in many European countries correct cost allocation of grid infrastructure elements in the context of RES-E grid integration is crucial. Then only, correct grid tariff determination is practicable in the new models being implemented at present.

Challenges for grid operators: In literature, large-scale RES-E grid integration has not been analysed from the grid operators' point-of-view so far. Moreover, the challenges faced by grid operators in bearing their additional RES-E grid integration costs have to be addressed not least due to the following two currently ongoing developments (being not linked together at present):

- rapidly increasing shares of RES-E grid integration in the European transmission and distribution networks, and
- implementation of new grid regulation and grid tariff determination models by national regulators accompanied by benchmarking of eligible costs for grid infrastructure planning and grid operation.

Moreover, electricity grids are capital intensive infrastructures characterized as natural monopolies over a defined geographic and/or voltage region. The grid assets' life-times can be up to 40 years and once investments are made they are effectively sunk. Therefore, grid assets are vulnerable to changes in regulatory conditions which could prevent or hinder cost recovery. In particular, RES-E promotion policies not directly taking into account effects on grid operations can impose costs on transmission and distribution grids and give rise to the question of cost recovery. At present, from the grid operators' point-of-view these uncertainties are significant economic disincentives to absorb large-scale RES-E generation technologies into their grids. In order to overcome these existing inadequacies – and also to satisfy grid operators' future expectations on investment cost recovery in the context of RES-E grid integration – a convergence in the design of both RES-E promotion policy and grid regulation policy is supposed to be indispensable. A precondition for a harmonised policy is serious unbundling, i.e. to rethink the definition of the demarcation lines between the RES-E

power plant (often characterised by local availability in remote areas) and the grid infrastructure. More precisely, an explicit ex-ante mechanism has to be created in the grid regulation process for identifying and remunerating any asset stranding or new investment requirements in the grids (grid connection, grid reinforcement/updating) caused by policies promoting RES-E generation technologies. This is the so-called “shallow” RES-E grid integration cost approach (see also Figure 1). In this case, neither the RES-E developer (causing increased investment requirements) nor the grid operators (facing these challenges) bear the costs directly. The knock on effects are directly allocated to the grid tariffs and finally borne by the end-users. In this scenario it can be argued, furthermore, that the additional investments into the grids also improve security of supply and finally – from a system-wide perspective – this may be the overall least-cost approach taking into account also several aspects beyond RES-E grid integration only.

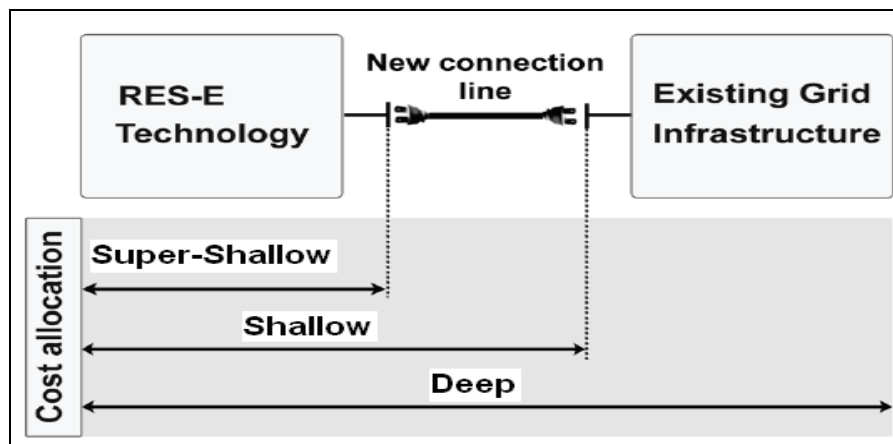


Figure 1: Grid connection of new RES-E generation technologies: “deep” vs “shallow” grid integration cost allocation approach.

On contrary, in the so-called “deep” RES-E grid integration cost approach, the RES-E developer bears at least the grid-infrastructure related RES-E integration costs (see also Figure 1). The RES-E developer is encouraged to make the locational decision on the RES-E power plant site having the least negative knock on effects on grid operators. This approach does not cause significant disincentives for the grid operator. The “deep” RES-E grid integration cost approach (currently favoured in many EU Member States) will, however, discourage investments into RES-E generation technologies relative to the scenario where RES-E developers do not have to take into account corresponding knock on effects (i.e. “shallow” RES-E grid integration).

Previous paragraphs obviously show the dilemma for policy making:

- If the RES-E policy aim is to maximise the amount of RES-E generation technologies in the system by a target date, then taking into account also the extra costs imposed on electricity grids by making the RES-E developers pay for them may, hence, not favour the first best resource availabilities (“deep” cost approach).
- If the grid regulation policy aim is to overcome the grid operators’ economic disincentives of asset stranding caused by large-scale RES-E grid integration and, subsequently, to maximise the amount of RES-E generation technologies in the system by a target date, then the extra RES-E related grid integration costs have to be socialised in the corresponding grid tariffs (i.e. correct and strict unbundling) being finally paid by the end-users (“shallow” cost approach).

Aktueller Stand und Entwicklungen der Brennstoffzellen – Heizgeräte, konkrete Untersuchungen aus der Praxis

Dipl.-Ing. Heinrich Wilk

Energie AG OÖ, A-4021 Linz Böhmerwaldstrasse 3,
Tel. ++43-732 9000 3514, e-mail: heinrich.wilk@energieag.at

Ing. Rudolf Zappe

Erdgas OÖ GmbH & Co KG, A-4030 Linz, Neubauzeile 99,
Tel. ++43 732 9011 171, e-mail: rudolf.zappe@erdgasooe.at

Ing. Johannes Kraus

Erdgas OÖ GmbH & Co KG, A-4030 Linz, Neubauzeile 99,
Tel. ++43 732 9011 174, e-mail: johannes.kraus@erdgasooe.at

Motivation und zentrale Fragestellung

Traditionell übernehmen Energie AG OÖ und Erdgas OÖ bei der Entwicklung neuer Energietechniken eine Vorreiterrolle. So auch bei den jüngsten Innovationsprojekten: Im Mai 2001 gründeten die Energie AG OÖ und die OÖ Ferngas AG zwecks Nutzung von Synergieeffekten die Arbeitsgemeinschaft Brennstoffzelle. Die Ziele der ARGE-BZ sind die Errichtung von Pilotanlagen, das Sammeln von Erfahrungen im Betrieb von Brennstoffzellen, das Initiieren von praxisorientierten Weiterentwicklungen und die Erleichterung des Markteintritts innovativer Energietechnologien. Die Erfahrungen, die die ARGE-BZ aus den Innovationsprojekten in Zusammenarbeit mit den Herstellerfirmen Sulzer Hexis AG und Vaillant GmbH sammeln konnte, werden ausgewertet und analysiert. Kunden der ARGE-Partner profitieren bei der Energieberatung also stets von den neuesten Erkenntnissen.



Technologiezentrum Salzammergut in Attnang-Puchheim

Schlussfolgerungen und Ausblick

Die Integration von Brennstoffzellen in das Energiesystem von Gebäuden wird von anerkannten Experten wegen ihrer Effizienz und umweltschonenden Betriebsweise, aber auch als Beitrag zur Vision „Virtuelles Kraftwerk“ als Option für die Energiebereitstellung der Zukunft gesehen. Brennstoffzellen eignen sich als Kraft-Wärme-Kopplung gut für die dezentrale Versorgung von Kundenanlagen mit Strom und Wärme.

Alle namhaften Hersteller von Heizgeräten wie Vaillant, Buderus, Viessmann, die Baxi-Group und Andere befassen sich deshalb heute intensiv mit dem Thema Brennstoffzellen-Heizgerät. Die Sulzer AG hat beschlossen dieses Thema nicht mehr zu verfolgen. Die

HEXIS AG arbeitet jedoch mit einem neuen Finanzpartner am GALILEO-Brennstoffzellen-Heizgerät weiter.

Die stationäre Brennstoffzelle auf Erdgasbasis steht in diesem Kleinleistungsbereich aber in Konkurrenz zu anderen Marktteilnehmern wie den bestehenden Gasmotor-BHKW (z.B. Senertec 4,6 kW bzw. EcoPower/Vaillant 4,6 kW), aber künftig vielleicht auch zu den Stirling-Aggregaten (z.B. Solo 9 kW) und Mikrogasturbinen (z.B. Capstone, Turbec etc.).

Die dezentrale, parallele Bereitstellung von Wärme und Strom ist eine faszinierende Aufgabe. Die technischen Grundlagen zeigen jedoch, dass es bei kleinen Einheiten generell schwieriger ist den Eigenverbrauch, den Nutzungsgrad und die Geräte- bzw. Wartungskosten rasch in den Griff zu bekommen. Für die Wirtschaftlichkeit aller dezentralen BHKW-Anlagen braucht man Objekte die möglichst Winter und Sommer ausreichend Wärme und Strom benötigen.

Die Brennstoffzelle hat langfristig gute Chancen alle diese Anforderungen zu erfüllen: Sie hat ein hohes Potential auch bei kleinen Einheiten einen hohen Wirkungsgrad zu erreichen. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Technik der Brennstoffzellen-Heizgeräte einen beachtlichen Entwicklungsstand erreicht hat. Zur künftigen Markteinführung müssen noch viele Herausforderungen angenommen werden. Als wesentlichste Punkte sehen wir dabei:

- Reduzierung der Komplexität und Senkung der Kosten
- Lebensdauer, Zuverlässigkeit und Wirkungsgrade verbessern, el. Eigenbedarf reduzieren
- Optimierung der Steuerungssoftware und der konventionellen Komponenten
- hydraulische Einbindung und Steuerung/Regelung optimieren

Die ARGE-Brennstoffzelle und ihre Partner haben in den letzten Jahren einiges zu einer positiven Entwicklung beigetragen und sind bereit dies auch weiterhin zu tun.

HYDROMATRIX[®] Concept

Nesha Danilovic, Johann Hell

VA TECH HYDRO GmbH, Vienna, Austria

The HYDROMATRIX[®] concept is developed by VA TECH HYDRO as a new innovative solution of energy resources for low head hydropower sites. A number of relatively small units (nowadays maximum output is approx. 1 MW) factory assembled in a “matrix frame” (called Module) can be easily integrated into existing dam or gate structures. The Turbine Generator unit, so called TG unit consists of a stay ring with fixed stay vanes a fixed blade propeller type runner and an induction or a synchronous generator directly connected to the grid.

Considering very strict environmental issues worldwide which often restrict a construction of new dams and weirs, the HYDROMATRIX[®] technology enables owners to build new energy resource in existing dam structures without affecting already fulfilled environmental issues.

Where does the HYDROMATRIX[®] concept belong? Could it be treated as conventional generation or a renewable energy technology or HYDROMATRIX[®] concept could comply with technical requirements of any of this group?

As a response to government policy to encourage the use of new renewable resources worldwide a dispersed generation has started to grow up immensely. The CIRED Conference in Birmingham (1999) was responding in a way to gather how various countries represented within CIRED were responding to the new development. The main focus of the working group was the interaction of dispersed generation with electric utility distribution system.

IEEE 1547, Standards for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power System, is the first of series of standards documents developed by IEEE in USA concerning distributed resources interconnection. Distributed energy resource (DR) is defined as small-scale electricity generation (up to 10MVA) located closed to the load being served.

For classical generation is characteristic that its energy generation could be centrally planned, centrally dispatched, their power generation, as a function of time, is not intermittent, interconnected to transmission system.

The HYDROMATRIX[®] units, as renewable energy resources, use river hydrology conditions which are predictable, an impact of changed hydrology conditions to energy production could be monitor and planned in advance, hydraulic conditions changes are slow and their energy generation, as a function of time, is not intermittent. As unregulated units, no active or reactive regulation is available from those units, the HYDROMATRIX[®] units' contribution to reactive energy generation should be checked for each particular application. There are different standard technical solutions how to overcome a lack of any regulations capabilities of HYDROMATRIX[®] units.

Considering the size and inertia constant of individual units their role in the power system during the system major disturbances – transient stability or under incremental variations about an equilibrium point in the system steady-state and dynamic stability problems should be analyzed for each particular application. Those specific differences certainly do not restrict HYDROMATRIX[®] units application rather point out on some issues which, should be treated on a little bit different way.

As an example of an implementation of HYDROMATRIX[®] concept in the article is presented ongoing developing project with StrafloMatrix[™] units in Minneapolis, Minnesota, the Lower St. Anthony Falls (16 units with 4.16kV permanent excited generators, 700kVA each).

The behavior of StrafloMatrix™ units was analyzed through their compliance with IEEE 1547 standard technical requirements such as:

- Voltage regulation
- Integration with Area Electric Power System Grounding
- Synchronization
- Inadvertent Energizing of the Area EPS
- Monitoring Provisions
- Isolation Device
- Protection from Electromagnetic Interference
- Surge Withstand Performance
- Paralleling Device

In addition, for the same project the EAEW department of the Technology University of Vienna prepared the study “Grid Integration of StrafloMatrix™ – Generators” which conclusions are also mention in the article.

Authors

Nesha Danilovic, DI, is a member of Engineering Services of VA TECH HYDRO GmbH, Vienna, Austria. Graduated at the Electro technical University of Belgrade he works about 20 years as a consultant in a field of hydro power plant design in Serbia and Canada before he joined VA TECH HYDRO in 1999. He is also registered Professional Engineer in Canada.

Johann Hell, DI, is a member of Generator Hydro Engineering Tenders of VA TECH HYDRO GmbH, Vienna, Austria. Graduated at the Vienna University of Technology he works about 15 years in the field of Sales and R&D for variable speed drives. Since 1999 he is project engineer for generator tenders.

www.NachhaltigWirtschaften.at