

Kurzfassungsband

EnInnov06

9. Symposium Energieinnovation

**Dritte Energiepreiskrise -
Anforderungen an die Energieinnovation**

15.-17. Februar 2006 TU Graz, Österreich



9. Symposium Energieinnovation

Dritte Energiepreiskrise - Anforderungen an die Energieinnovation

15. - 17. Februar 2006
TU Graz
Inffeldgasse 25, 8010 Graz/Österreich

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation



Österreichischer
Verband für
Elektrotechnik
(OVE)



Verband der
Elektrizitätsunternehmen
Österreichs
(VEÖ)



Österreichisches
Nationalkomitee des
Weltenergiesrates
(WEC)

IMPRESSUM

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE)
Technische Universität Graz (TUG)
Inffeldgasse 18
A 8010 Graz

Redaktion: Dipl.-Ing. Dr. Udo Bachhiesl
Tel.: +43 (0)316 873 7909
Fax.: +43 (0)316 873 7910
Email: Bachhiesl@TUGraz.at
Web: www.IEE.TUGraz.at

Verlag der Technischen Universität Graz
www.ub.tugraz.at/Verlag
ISBN 3-902465-30-1

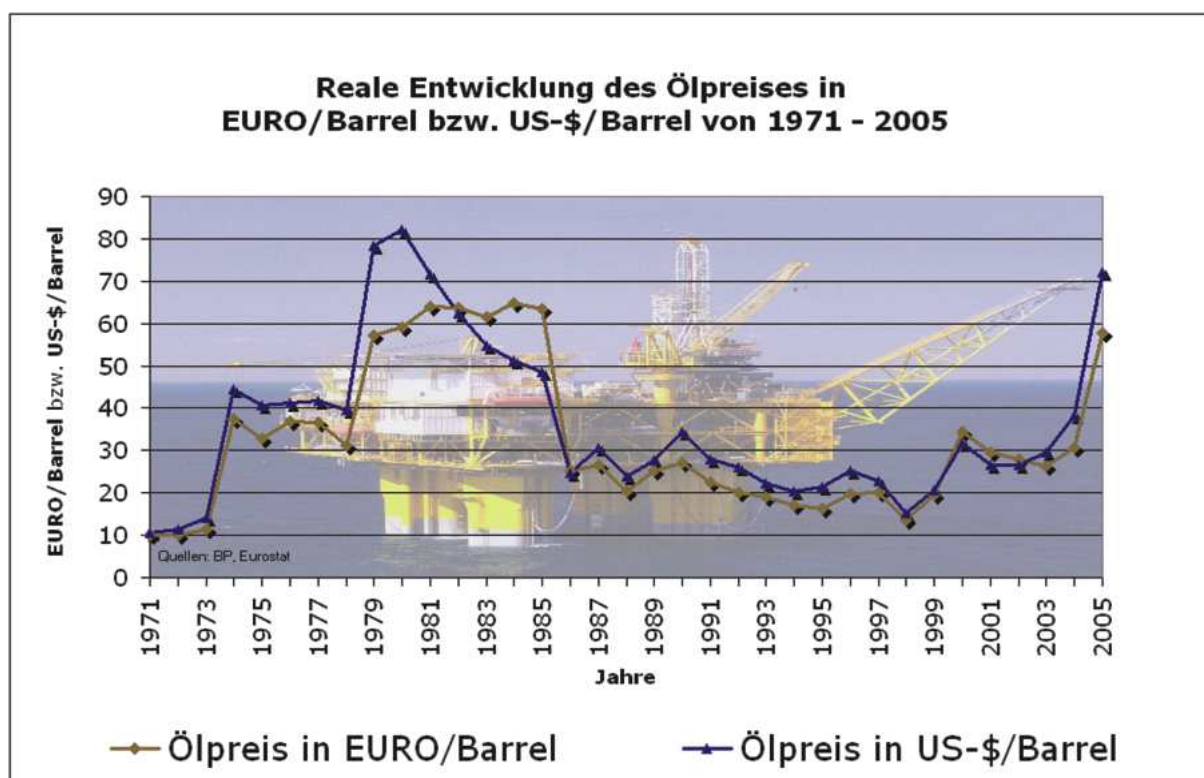
Bibliografische Information der Deutschen Bibliothek:

Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.ddb.de> abrufbar.

THEMENSTELLUNG

Drei aktuelle Problemstellungen beherrschen aktuell und voraussichtlich auch künftig die Energiediskussion: Energiepreise, Klimaschutz und Versorgungssicherheit.

Die reale Ölpreisentwicklung - der jene des Erdgases zeitlich verzögert folgt - ist der folgenden Grafik im Vergleich zur ersten (1973) und zweiten Ölpreiskrise (1979-81) zu entnehmen. Internationale Energieexperten (z.B. OMV) erwarten, dass das hohe Preisniveau zumindest für die kommenden zwei bis drei Jahre bestehen bleiben wird. Sollte sich der aktuelle "günstige" US-\$/EURO Wechselkurs von ca. 1,3 abschwächen, so würde dies eine weitere Erhöhung des Ölpreises in Europa bewirken.



Als Hauptgrund für diese Entwicklung werden Engpässe bei den Ölförderungs- und Raffineriekapazitäten genannt, wobei sich die Situation durch Schäden bei Produktionsanlagen aufgrund der Hurrikane im Golf von Mexiko zuspitzte. Klimaexperten vertreten die Meinung, dass die Zunahme von Häufigkeit und Stärke der Hurrikane in Zusammenhang mit steigender Meereseerwärmung steht, also unmittelbar durch die Klimaerwärmung hervorgerufen wird.

Die zur Jahreswende aufgetretenen Probleme der Gasversorgung im Spannungsfeld Russland / Ukraine haben auch für andere europäische Länder Auswirkungen nach sich gezogen und die Bedeutung einer gesicherten Energieversorgung bewusst gemacht und damit die Bedeutung eigener europäischer Energieaufbringung und einer Erhöhung der Energieeffizienz deutlich gemacht.



**BUNDESMINISTERIUM für
WIRTSCHAFT und ARBEIT**



BUNDESMINISTER Dr. Martin Bartenstein

Die Ereignisse der letzten Wochen haben für uns wieder einmal deutlich gemacht, dass die Sicherheit der Energieversorgung nicht selbstverständlich ist. Die große Herausforderung an die österreichische und vor allem an eine gemeinsame europäische Energiepolitik ist es daher, die vorhandene Energie effizient zu nützen, verstärkt erneuerbare Energiequellen zu erschließen und Versorgung mit fossilen Rohstoffen durch den Ausbau entsprechender Infrastruktureinrichtungen sicherzustellen.

Technische und strukturelle Innovationen in diesen Bereichen sind die Basis, um diesen Herausforderungen gerecht zu werden.

Österreich hat sowohl Energiesicherheit als auch Innovation zu Kernthemen seiner EU-Präsidentschaft gemacht. Dabei kann auf viel Erfahrung und eine sehr bewährte Struktur zurückgegriffen werden. Symposien wie das heutige hier in Graz haben Tradition und geben nationalen und internationalen Fachleuten die Gelegenheit zum Gedankenaustausch und Entwicklung neuer Strategien.

Es freut mich, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit bei der diesjährigen Veranstaltung durch einen Fachvortrag vertreten ist. Dieser Beitrag bezieht sich auf Aktivitäten des BMWA im Rahmen der sich sehr dynamisch entwickelnden europäischen Technologieplattformen.

Ich danke den Veranstaltern für ihr Engagement und wünsche allen Teilnehmern einen erfolgreichen Verlauf des Symposions.



Bundesminister Dr. Martin Bartenstein



Das Land
Steiermark





Zum Geleit!

Energie ist einer der elementarsten Bereiche unseres ökonomischen Systems, deren steigender marktwirtschaftlicher Wert mit dem Sinken vorhandener Ressourcen einhergeht. Hohe Treibstoffpreise etwa, steigende Heizkosten sowie die von politischen Entscheidungen oder Naturkatastrophen beeinflusste Aufrechterhaltung der Energieversorgung machen es notwendig, sich um die Zukunft der Energiewirtschaft ernsthaft Gedanken zu machen und diesbezüglich Innovationen zu erläutern. Beispielsweise soll auch die Steiermark vermehrt die Nutzung der vorhandenen erneuerbaren Ressourcen forcieren, unter Berücksichtigung einer Balance zwischen Ökologie, Ökonomie und Privatkunden.

Das Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU-Graz widmet sich in seinem mittlerweile 9. Symposium eingehend der Thematik der Energieinnovation. Auch diesmal sind wieder zahlreiche anerkannte nationale und internationale Expertinnen und Experten in der steirischen Landeshauptstadt, um in 7 thematischen Streams sämtliche Aspekte rund um den Faktor Energie eingehend zu beleuchten. Aufgrund der Dichte an hoch qualifizierten Vortragenden kann zudem ein Bogen der unterschiedlichen Aspekte von der Wissenschaft über die Wirtschaft bis hin zur Politik gespannt werden.

Den Organisatoren dieser Veranstaltung wünsche ich gutes Gelingen und ein möglichst breites und interessiertes Publikum, den Teilnehmerinnen und Teilnehmern am Energieinnovationssymposium viel Freude und Bereicherung des Wissens.

Ein steirisches Glück Auf!

Mag. Franz Voves
Landeshauptmann der Steiermark



Grußadresse

„Wir lernen nur, wenn wir Probleme haben“. Diese wahrlich wahren Worte eines Sir Karl R. Popper treffen ganz besonders auf das gewählte Thema dieses Symposiums zu: Dritte Energiekrise Anforderung an die Energieinnovation.

Leben bedingt Energie, deren Verteilung und Umwandlung. Die Natur stellt uns Energie auf mannigfache Weise bereit, meist jedoch wird sie gerade dann und dort gebraucht, wann und wo sie gerade weniger nachgefragt ist. Und die Form der natürlichen Bereitstellung erfordert meist deren Umwandlung mit mitunter erheblichen Folgewirkungen. Die Modernisierung der Gesellschaft geht naturgemäß einher mit einer Zunahme des Energiebedarfs und der Verfügbarkeit intelligenter Verteilungssysteme. Und zu den fossilen Energieträgern gesellen sich allmählich erneuerbare und Umwelt schonende.

Zahlreiche Ereignisse in jüngster Zeit sind dazu angetan, uns wach zu rütteln aus dem ach so schönen Traum einer idealen Welt mit unerschöpflichen Rohstoffen, immer und überall vorhandenen Energieträgern, politischer Friedfertigkeit aller Nationen, einer grenzenlosen Mobilität unserer Gesellschaft und einer dennoch intakten Umwelt. Die Realität hält uns den Spiegel vor, sie zeigt uns die Grenzen unseres Handelns und die Folgewirkungen so mancher Unvernunft, gleichsam nach dem Motto „there is no free lunch“. Ja, wir sind Täter und Opfer zugleich.

Dieses Symposium nennt die Dinge beim Namen, verkündet auch weniger angenehme Wahrheiten, zeigt bislang ungenutzte Potenziale auf bezüglich des sorgsamsten Umgangs mit Energie, widmet sich intensiv dem Thema erneuerbaren Energieträger, und zeichnet auch zukünftige Szenarien auf der Grundlage von Wasserstoff als Energieträger.

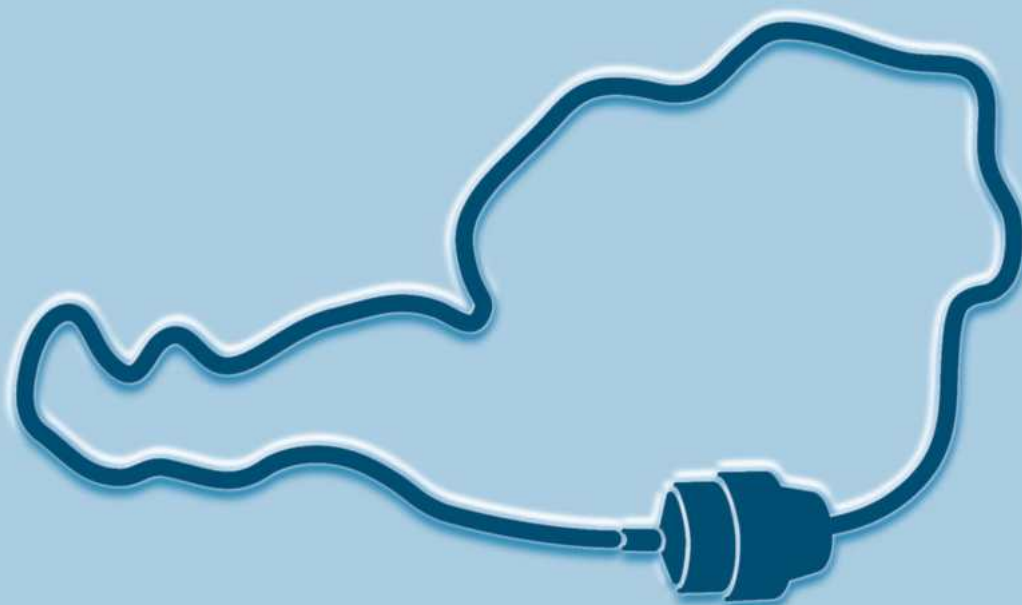
Die Teilnahme höchster Repräsentanten des Energiesektors, der Politik, der Wissenschaft und der Wirtschaft sowie auch unserer hoch motivierten Studierenden unterstreicht die enorme Bedeutung des Themas „Energieinnovation“ für unsere gesamte Gesellschaft. Ich erwarte mir von diesem Symposium interessante Präsentationen über brisante Themen und spannende Diskussionen in Bezug auf das Thema Energie. Vor allem aber wünsche ich mir wesentliche Beiträge zur Anhebung des Energiebewusstseins unserer Gesellschaft sowie zukunftsweisende Empfehlungen für den Umgang mit Energie.

Den Initiatoren und Organisatoren dieses Symposiums sage ich im Namen der gesamten Technischen Universität Graz ein herzliches Dankeschön für ihr großes Engagement und Ihnen allen wünsche ich eine persönliche Bereicherung durch diese hochkarätige Veranstaltung.



O.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Hans Sünkel
Rektor der Technischen Universität Graz

**Wir danken den
Förderern des
Symposiums und
der TeilnehmerInnen:**



ÖSTERREICH, DAS LAND AM STROME.
DANK DER ZUVERLÄSSIGEN VERSORGUNG VON AUSTRIAN POWER GRID.

Weitere Informationen auf www.verbund.at



Mit der Nr. 1 kommt ganz Mitteleuropa in Bewegung.



Die Wiener Secession sorgt auch nach 100 Jahren noch für Aufsehen.

www.omv.com

Mit der Energie der OMV kommt ganz Mitteleuropa in Schwung. So sind wir heute in 13 europäischen Ländern der führende Erdöl- und Erdgasversorger und bewegen damit einen Markt von mehr als 100 Millionen Menschen. Das macht die OMV nicht nur zur treibenden Kraft für ganz Mitteleuropa, sondern auch für die heimische Wirtschaft.

Mehr bewegen.  OMV

Mit Energie zum Ziel

2002

2003

2004

2005

2006

KELAG UMWELT

Wir haben nur einen Lebensraum,
schützen wir ihn gemeinsam!
www.kelag.at



ENERGIE STEIERMARK



SIEMENS

ENERGIE AG
Oberösterreich



EVN



REVIEWING-COMMITTEE

Name	Organisation
Dipl.-Ing. Dr. Udo BACHHIESL	TU Graz / Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE)
o.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Günther BRAUNER	TU-Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Lothar FICKERT	TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen
Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Hans GLAVITSCH	ETH Zürich / Institut für Elektrische Energieübertragung und Hochspannungstechnik
Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Reinhard HAAS	TU-Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
Univ.-Prof. Mag. Dr. Ulrike LEOPOLD-WILDBURGER	Uni-Graz / Institut für Statistik und Operations Research
Dipl.-WIng. Dr. Tomas MÜLLER	Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ)
o.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Michael MUHR	TU Graz / Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement
Univ.-Prof. Mag. Dr. Nebojsa NAKICENOVIC	TU-Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
Präs. VDir.Dr. Dipl.-Ing. Dr. Günther RABENSTEINER	Österreichischer Verband für Elektrotechnik (ÖVE)
Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Gerhard SCHILLER	Österreichisches Nationalkomitee des Weltenergieerates (WEC)
Univ.-Prof. Mag. Dr. Karl W. STEININGER	Uni-Graz / Institut für Volkswirtschaftslehre und Wegener Center for Climate and Global Change
Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr. Heinz STIGLER	TU Graz / Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE)
o.Univ.-Prof. Mag. Dr. Heinz STREBEL	Uni-Graz / Institut für Innovations- und Umweltmanagement

INHALT

1	STREAM A: ENERGIEKONZEPTIONEN UND FORSCHUNG	1
1.1	Aufgaben der Energieinnovation (Plenum1).....	1
1.1.1	„Importance of worldwide acceleration and expansion of the global market for renewable energies and energy efficiency technologies“ : Marianne Mosoco-Osterkorn (REEEP)	1
1.1.2	„Towards sustainability of energy systems: how to optimise the provision of energy services from society's point-of-view“ : Nebojsa Nakicenovic, Reinhard Haas (TU-Wien/Energy Economics Group)	3
1.1.3	„Die Anforderungen an die Energieinnovation III“ : Heinz Stigler, Udo Bachhiesl (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)	6
1.1.4	„Die Zukunft der Stromversorgung in Europa: 'Freier' Wettbewerb oder Private Planwirtschaft“ :Reinhard Haas, Christian Redl, Hans Auer, Thomas Faber (TU-Wien/Energy Economics Group)	7
1.2	Energieszenarien EU, National, Regional (Plenum2)	9
1.2.1	„Energieszenarien 2020“ : Johannes Mayer (Energie-Control GmbH/Volkswirtschaft)	9
1.2.2	„Stand und Entwicklung der europäischen Energieaufbringung“ : Michel Piot (Bundesamt für Energie Schweiz/Sektion Energieversorgung)	10
1.2.3	„Stand und Entwicklung der Energiewirtschaft in der Steiermark“ : Wolfgang Jilek (Land Steiermark/Fachstelle Energie/Landesenergiebeauftragter), Udo Bachhiesl (TUGraz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)	11
1.2.4	„Sicherheit der Energieversorgung in städtischen Ballungsräumen am Beispiel der Linz AG“ : Josef Heizinger (Linz Strom GmbH).....	12
1.3	Nationale und regionale Energiekonzepte (Session A1)	14
1.3.1	„Experiences of Worldwide Energy Consumption Per Capita“ : Gregor Karlovsek (Slowenisches Nationalkomitee des Weltenergieates)	14
1.3.2	„Illusionen, Schwachstellen und Realismus in der Weltenergiepolitik Erkenntnisse und Folgerungen aus vergangenen und aktuellen Prognosestudien“ : Meret Heierle (Verband Schweizerischer Elektro-Installationsfirmen).....	14
1.3.3	„Nachhaltige Stromversorgung Österreichs: offene Fragen für die Energieinnovation“ : Michael Bobik (FH Joanneum/Infrastrukturwirtschaft).....	16
1.3.4	„Stand und Perspektiven der Energiewirtschaft in Slowenien“ : Katja Bedenik, Udo Bachhiesl (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation).....	18
1.3.5	„Energierregion Oststeiermark“ : Christian Luttenberger (Regionalmanagement Oststeiermark)	19
1.3.6	„Neue Wege der integrierten Bewertung von nationalen Energieszenarien für Österreich“ : Katharina Kowalski, (SPRU Science and Technology Policy Research) Reinhard Madlener (CEPE Centre for Energy Policy and Economics), Sigrid Stagl (SPRU Science and Technology Policy Research)	21
1.3.7	„Integrierte Nachhaltigkeitsbewertung von Energieszenarien. Eine lokale Fallstudie im Projekt ARTEMIS“ : Lisa Bohunovsky, Ines Omann Martin Bruckner, (SERI), Reinhard Madlener (CEPE) Sigrid Stagl (SPRU).....	22
1.4	Energieforschung (Session A4)	24
1.4.1	„Zukunftsfähige Energieforschung – Ist ein Paradigmenwechsel notwendig und erforderlich?“ : Regina Eich, Jürgen-Friedrich Hake, Manfred Walbeck (FZ-Jülich/Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung).....	24
1.4.2	„Wie reagiert die internationale und nationale Forschung auf die zunehmende Dezentralisierung der Erzeugung in : elektrischen Netzen?“ : Helfried Brunner, Hubert Fechner, Roland Bründlinger (arsenal research).....	25

1.4.3	„Energie-Forschungsschwerpunkt der TU Graz“ : Michael Muhr (TU Graz/ Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement), Ulrich Hohenwarter (TU Graz/Institut für Wärmetechnik).....	27
1.5	Spannungsfeld Ökologie / Ökonomie (Session A3).....	28
1.5.1	„Rechtsfragen der Interessensabwägung Ökonomie – Ökologie bei Energieprojekten“ : Dieter Neger (Rechtsanwaltskanzlei Dr. Neger und Lehrbeauftragter am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz)	28
1.5.2	„Operationalisierung des Spannungsfelds Ökonomie – Ökologie bei Energieprojekten“ : Udo Bachhiesl, Heinz Stigler (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation).....	30
1.5.3	„Szenarien der Auswirkungen der Wasserrahmenrichtlinie auf die Wasserkraft in Österreich“ : Christoph Huber, Heinz Stigler (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)	31
1.5.4	„Der Beitrag der Energiepsychologie zur Lösung des Energieproblems“ : Ludwig Piskernik, Heinz Stigler (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation).....	33
1.6	Modellierung des EU-Energiesystems (Session A2)	34
1.6.1	„Modellgestützte Analyse des europäischen Erdgas-, Strom- und CO ₂ -Zertifikatemarktes" Ergebnisse zweier Szenariorechnungen mit dem PERSEUS-EEM“ : Holger Perchwitz, Dominik Möst, Otto Rentz (Universität Karlsruhe/ Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion).....	34
1.6.2	„Gesamtkonzeption und erste Realisierungen einer umfassenden real- und nominalwirtschaftlichen Modellierung des europäischen Energiesystems“ : Heinz Stigler, Udo Bachhiesl, Christoph Huber (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)	35
1.6.3	„Real- und nominalwirtschaftliche Modellierung von Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft“ : Christian Grabner, Heinz Stigler (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)	36
1.6.4	„Konzeption und Entwicklung eines Datenbankmodells zur Integration von Energiebedarf, Energieaufbringung und Energietransport des europäischen Energiesystems“ : Hannes Wornig, Udo Bachhiesl, Christoph Huber, Heinz Stigler (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)	37
2	STREAM B: KLIMASCHUTZ	39
2.1	CO₂-Abtrennung und -Speicherung (Session B3).....	39
2.1.1	„Umweltauswirkungen von CO ₂ -Abtrennung und -Speicherung als Komponente einer ganzheitlichen Technikbewertung“ : Jewgeni Nazarko, Wilhelm Kuckshinrichs, A. Schreiber, Petra Zapp (Forschungszentrum Jülich GmbH/Systemforschung und Technologische Entwicklung)	39
2.1.2	„Wirtschaftliche Betrachtung der CO ₂ -Abspaltung bei fossilen Kraftwerken“ : Matthias Kummer (Austrian Energy & Environment AG)	41
2.1.3	„Geologische CO ₂ -Speicherung als Klimaschutzmaßnahme in Österreich?“ : Margit Kapfer (Denkstatt Umweltberatung und -management GmbH)	42
2.2	Auswirkungen von Klimaschutzmaßnahmen (Session B4)	43
2.2.1	„Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen von Modernisierungen im Kraftwerkspark der Länder der EU-25 unter einem Post-Kyoto Regime“ : Robert Küster, Marcel Zürn, Ingo Ellersdorfer (Uni-Stuttgart/IER).....	43
2.2.2	„Einfluss von CO ₂ -Obergrenzen auf die Stromerzeugung in Osteuropa“ : John Sinner, Michael Haslinger, Christine Materazzi-Wagner (Verbundplan).....	45
2.2.3	„Klimaschutzmaßnahmen in Österreich – Analyse aus Sicht eines Energieversorgungsunternehmens“ : Stefan Stallinger (Energie AG Oberösterreich und Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)	46

2.2.4	„Interaktive Beratungen führen zu CO2 Einsparungen in privaten Haushalten“ : Johannes Hengstenberg (co2online gemeinnützige GmbH).....	47
3	STREAM C: SICHERE ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNG.....	50
3.1	Versorgungssicherheit und Markt (Session C1)	50
3.1.1	„Die Versorgungssicherheit bei Strom und Gas im österreichischen und europäischen Rechtsrahmen – Derzeitiger Stand, geplante bzw. erforderliche Regelungen“ : Norbert Achleitner (Land Oberösterreich/Abteilung Gewerbe).....	50
3.1.2	„Versorgungssicherheit: Ursachen von Energieversorgungskrisen als Ansatzpunkte für eine effiziente Problemlösung“ : Johannes Böske (Uni-Münster/Lehrstuhl für Volkswirtschaftstheorie).....	53
3.1.3	„Ein makroökonomischer Bewertungsansatz zu den Kosten eines Stromausfalls im österreichischen Versorgungsnetz“ : Markus Bliem (IHS Kärnten).....	55
3.1.4	„Netzengpässe, Marktmacht und -konzentration als Hindernisse für effektiven Wettbewerb im europäischen Strommarkt“ : Nenad Keseric (TU-Wien/Energy Economics Group) Marcelo Saguan (Université Paris/ SUPELEC & GRJM)	57
3.1.5	„Divergierende regulatorische, politische, ökologische und ökonomische Rahmenbedingungen als Risiken notwendiger Investitionsentscheidungen in der Energiewirtschaft“ : Dieter Meyer, Gerhard Christiner (Verbund – APG).....	59
3.2	Erdgas und Wasserstoff (Session C3)	60
3.2.1	„The European Natural Gas Sector until 2025 – Which Role for Russia and LNG? An Application of the GASMOD Model“ : Franziska Holz, (DIW – German Institute for Economic Research) Christian von Hirschhausen (TU Dresden)	60
3.2.2	„Die aktuelle und zukünftige Bedeutung der Erdgasversorgung in Europa“ : Nicole Cadek, Udo Bachiesl (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation).....	61
3.2.3	„Economics of the LNG Value Chain and Corporate Strategies – Determinants of Vertical Integration“ : Sophia Rüster, Anne Neumann (Dresden University of Technology/Chair of Energy Economics).....	63
3.2.4	„ Analysis of the regional development of a hydrogen infra-structure using a German energy system model supported by a Geographic Information System (GIS)“ : Michael Ball, Philipp Seydel, Martin Wietschel (Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung).....	64
3.3	Konventionelle Kraftwerke (Session C4)	66
3.3.1	„Der Weg zu sauberen und effizienten, fossil befeuerten Kraftwerken“ : Bettina Bergauer-Culver, Thomas Spörker (Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit/Sektion Energie und Bergbau)	66
3.3.2	„Bottom-up Modellierung des österreichischen Kraftwerksparks“ : Andreas Veigl, Martin Schweighofer (Austrian Energy Agency).....	68
3.3.3	„Mögliche Kraftwerksausbaupfade für Österreich bis 2050 – ein Optimierungsmodell“ : Thomas Karl Schuster (Wien Energie - Stromnetz GmbH).....	69
3.3.4	„Das 800-MW-Gas- und Dampfturbinen-Kombinationskraftwerksprojekt Mellach: "Beste verfügbare Gasturbinentechnik für thermische Kraftwerksneubauten" : Martin Hochfellner, Josef Tauschitz (Verbund-Austrian Thermal Power).....	71
3.3.5	„Wasserkraft unter neuen Rahmenbedingungen“ : Otto Pirker (VERBUND – Austrian Hydro Power AG).....	72
3.3.6	„Projektrisiken und deren Finanzierbarkeit“ : Erich Kiedl, Dieter Schimana (MARSH Austria GmbH).....	73
3.4	Elektrizitätspreise und Kraftwerkseinsatz (Session C2).....	74
3.4.1	„Preisbildung in liberalisierten Elektrizitätsmärkten unter besonderer Berücksichtigung des Emissionshandels“ : Christian Redl, Reinhard Haas, Nenad Keseric (TU-Wien/Energy Economics Group)	74

3.4.2	„Agent-based simulation for the German electricity markets - An analysis of the German spot market prices in the year 2001“ : Frank Sensfuß (Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung), Massimo Genoese (Universität Karlsruhe/Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion).....	76
3.4.3	„Das Planungssystem des Verbunds – Ein Modellkonzept zur nachhaltigen Bewirtschaftung eines hydraulisch dominierten Kraftwerksparks“ : Robert Spolwind, Klaus Hebenstreit, Martin Bachhiesl, Johann Precht (VERBUND – Einsatzoptimierung Wasserkraft).....	78
3.4.4	„Hydro-Thermal Optimal Scheduling Using Decomposition Approach“ : Cherry Yuen, (ABB Schweiz), Gertrud Rossa (TU-Graz).....	80
3.4.5	„Die Planung des künftigen Kraftwerkseinsatzes bei ungewissen Preiserwartungen – tatsächliche Realisierung der Erlöse am Markt“ : Erwin Mair (Energie-AG Oberösterreich und Lehrbeauftragter am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz).....	81
4	STREAM D: ENERGIEEFFIZIENZ UND ENERGIESPAREN	82
4.1	Technische Energieinnovationen (Plenum 3).....	82
4.1.1	„ Wirkungsgrad von PKW-Fahrzeugantrieben – ein vielschichtiges Optimierungsproblem!“ : Peter Prenninger (AVL List GmbH)	82
4.1.2	„Gebäude und Energie“: Brian Cody (TU Graz/Institut für Gebäude und Energie).....	82
4.1.3	„Übersichtsvortrag: Technische Innovationen und ihr Beitrag zum effizienteren Netzbetrieb“: Lothar Fickert (TU Graz/Institut für Elektrische Anlagen)	82
4.1.4	„Der Weg zu sauberen und effizienten, fossil befeuerten Kraftwerken“: Bettina Bergauer-Culver, Thomas Spörker (Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit/Sektion Energie und Bergbau)	82
4.1.5	„Energieversorgung – Stromversorgung – Ökostromentwicklung“: Christian Schönbauer (E-Control GmbH).....	82
4.2	Gebäude (Session D1)	83
4.2.1	„Gebäude und Energie“ : Brian Cody (TU Graz/Institut für Gebäude und Energie).....	83
4.2.2	„Auswirkungen der Entwicklung des österreichischen Wohngebäudebestandes auf Treibhausgasemissionen und Energieverbrauch – Ergebnisse eines multidimensionalen Simulationsmodells“ : Ernst Schriefl, Reinhard Haas (TU-Wien/EEG).....	84
4.2.3	„Die österreichischen Haushalte und ihr Strombedarf Eine Bottom-Up-Analyse“ : Harald Proidl, Martin Schweighofer (Austrian Energy Agency).....	85
4.2.4	„Die EU-Richtlinie 2002/91/EG über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden“ : Wolfgang Streicher, Thomas Eiper (TU Graz/Institut für Wärmetechnik).....	86
4.2.5	„Die Zukunft der Energieversorgung am Beispiel des Raumwärmemarktes“ : Christian Ulrich, Martin Reichard (IWO-Österreich).....	87
4.2.6	„Energieeffizienzkriterien in der Wohnbauförderung der Länder“ : Wolfgang Amann (Institut für Immobilien, Bauen und Wohnen)	88
4.3	Verkehr (Session D4)	89
4.3.1	„Wirkungsgrad von PKW-Fahrzeugantrieben – ein vielschichtiges Optimierungsproblem!“ : Peter Prenninger (AVL List GmbH)	89
4.3.2	„Energy saving potential of cars with an optimised powertrain compared to conventional cars“ : Andreas Jörg, Dierk Schröder (TU-München/Lehrstuhl für Elektrische Antriebssysteme)	91
4.3.3	„Der optimierte Antriebsstrang für PKW“ : Jens Schlurmann, Dierk Schröder (TU-München/Lehrstuhl für Elektrische Antriebssysteme)	93
4.3.4	„Innovationen bei Treibstoffen der Zukunft“ : Gerfried Jungmeier, Kurt Könighofer, Josef Spitzer (Joanneum Research).....	95

4.3.5	„Tierfettmethylester als Kraftstoff für Verbrennungsmotoren“ : Nils Winthuis, M. Rauber, W. Ruß, R. Meyer-Pittroff (TU München/ Lehrstuhl für Energie- und Umwelttechnik der Lebensmittelindustrie).....	97
4.3.6	„Öko-Wasserstoff und Brennstoffzellen im Verkehr“ : Amela Ajanovic, Reinhard Haas, Nebojsa Nakicenovic (TU-Wien/Energy Economics Group)	99
4.4	Energieeffizienzmaßnahmen (Session D2)	101
4.4.1	„Der Beitrag elektrischer Maschinen und Antriebe zur Einsparung von Energie“ : Hansjörg Köfler (TU Graz/Institut für Elektrische Antriebe und Maschinen).....	101
4.4.2	„Realisierung innovativer Energiekonzepte in der Papier- und Zellstoffindustrie“ : Wolfgang Posch, Jürgen Kepplinger (Montanuniversität Leoben/Department Wirtschafts- und Betriebswissenschaften).....	102
4.4.3	„Detaillierte messtechnische Analysen - eine sichere Basis für bedarfsseitige Energieeffizienzmaßnahmen“ : Peter Sattler, Claus Weberstorfer, Kurt Krautgartner (Sattler Energie Consulting GmbH)	104
4.4.4	„Innovation senkt Energiekosten“ : Christoph Malzer, Josef Bärnthaler, Johannes Fresner, Markus Möller (STENUM GmbH)	105
4.5	Power-Demand-Side-Management (Session D3).....	106
4.5.1	„Verbraucherseitiges Spitzenlastmanagement zur Optimierung des Gesamtsystems von Erzeugern und Verbrauchern“ : Christoph Gutsch, Heinz Stigler (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)	106
4.5.2	„Integral Resource Optimization Network“ : Manfred Weihs, Helmut Bruckner, Brigitte Lorenz, Peter Palensky (TU-Wien/Institut für Computertechnik, Sonnenplatz Großschönau GmbH).....	108
4.5.3	„Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung zur Integration dezentraler und fluktuierender Erzeuger“ : David Nestle, Christian Bendel (Institut für Solare Energieversorgungstechnik - ISET).....	110
5	STREAM E: VERBUND- UND VERTEILNETZE.....	112
5.1	Verbundnetz – Engpassmanagement (Session E3)	112
5.1.1	„Beherrschung von Leitungsausfällen durch intelligentes Regelzonenmanagement“ : Hans Glavitsch (ETH Zürich).....	112
5.1.2	„Der effiziente Umgang mit den Verbindungsleitungen zwischen den EU-Staaten als wichtiger Erfolgsfaktor für einen integrierten Strommarkt“ Manfred Tragner (FH-Joanneum/Infrastrukturwirtschaft)	115
5.1.3	„Auswirkungen stochastisch fluktuierender Stromeinspeisung auf das deutsche Stromversorgungsnetz“ : Gunnar Bärwaldt, Michael Kurrat (TU-Braunschweig/ Institut für Hochspannungstechnik und elektrische Energieanlagen).....	116
5.1.4	„Effects of German Wind Power Generation on North-West European Network Congestion – A Numerical Analysis Using Nodal Pricing“ : Karen Freund, Till Jeske, Ina Rumiantseva, Hannes Weigt (Dresden University of Technology/Department of Business Management and Economics)	118
5.1.5	„Engpassmanagementmethoden im europäischen Kontext“ : Christian Todem, Gerhard Christiner, Wolfgang Haimbl, Hans Hatz, Johannes Hierzer, Florian Leuthold (VERBUND – Austrian Power Grid AG)	119
5.1.6	„Marktbasiertes Engpassmanagement im europäischen Verbundnetz“ : Martin Rohrböck (VERBUND - Austrian Power Grid AG)	120
5.1.7	„Einbau von Phasenschiebertransformatoren zum Schutz des hoch belasteten Übertragungsnetzes von Verbund-Austrian Power Grid : Notfallmaßnahme zur Überbrückung der Zeit bis zum 380-kV-Ringschluss“ : Andrea Dummer, Gerhard Christiner, Martin Fürhacker, Klemens Reich, Günter Mika (VERBUND - Austrian Power Grid AG).....	122

5.2	Verteilnetz - Marktmodell (Session E4)	123
5.2.1	„Neue Rahmenbedingungen durch das Regulierungsmodell für Netztarife und mögliche Auswirkungen auf die Versorgungsqualität aus der Sicht eines städtischen Betreibers“ : Karl Derler (Linz Strom GmbH).....	123
5.2.2	„Neues Marktmodell für Verteilernetze“ : Gabriele Plattner, Werner Spitzl (Wien Energie – Stromnetz GmbH)	125
5.2.3	„Technische und organisatorische Regeln für den Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen an Netzen - was ist (wird) neu?“ : Alfons Haber, Tahir Kapetanovic (E-Control GmbH). 127	
5.2.4	„Dynamic Efficiency Analysis of Polish Electricity Distribution Utilities - Is Transition Efficiency Enhancing?“ : Astrid Cullmann (DIW – German Institute for Economic Research) , Christian von Hirschhausen (Dresden University of Technology)	128
5.3	Verteilnetze – Technisch (Session E1)	129
5.3.1	„Technische Innovationen und ihr Beitrag zum effizienteren Netzbetrieb“ : Lothar Fickert (TU Graz/Institut für Elektrische Anlagen)	129
5.3.2	„Kritische Untersuchungen und Entwicklung für Hoch- und Höchstspannungskabel“ : Detlef Wald, Annika Smedberg (Borealis Polymers N.V.)	130
5.3.3	„Ausbaugrenzen der Verkabelung bei gelöschten Netzen“ : Clemens Obkircher, Lothar Fickert, Georg Achleitner, Manfred Sakulin (TU Graz/Institut für Elektrische Anlagen) ...	131
5.3.4	„Skalierter Netzausbau mit dezentralen mobilen Erzeugern“ : Werner Friedl, Ernst Schmutzner, Lothar Fickert (TU Graz/Institut für Elektrische Anlagen).....	132
5.3.5	„Ansätze zur Reduktion der Netzverluste in Verteilnetzen“ : Clemens Obkircher Manfred Sakulin, Lothar Fickert (TU Graz/Institut für Elektrische Anlagen)	133
5.3.6	„Aufrechterhaltung der Grundversorgung mit elektrischer Energie bei Netzstörungen und Überlast unter Nutzung dezentraler Energie“ : Helmut Weiss (Montanuniversität Leoben/Institut für Elektrotechnik)	134
5.3.7	„Laststeuerung in kleinräumigem und schwachem Netz mit Einspeisung erneuerbarer Energie“ : Mohamed Kesraoui, Helmut Weiss (Montanuniversität Leoben).....	136
5.4	Instandhaltung und Zuverlässigkeit bei Verteilnetzen (Session E2)	138
5.4.1	„Zuverlässigkeitsbewertungen von Verteilernetzen – wie können diese erfolgen und was kommt international zur Anwendung?“ : Alfons Haber, Tahir Kapetanovic (Energie-Control GmbH).....	138
5.4.2	„Zuverlässigkeits- und Risikoabschätzung von elektrischen Betriebsmitteln“ : Christoph Sumereder, Michael Muhr (TU Graz/Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement).....	140
5.4.3	„Alterung von Freileitungen“ : Stefan Jaufer, Michael Muhr, Robert Schwarz (TU Graz/Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement)	141
5.4.4	„Bewertung der Effizienz der Instandhaltung elektrischer Energienetze auf Basis von Risikoindizes“ : Gerhard Theil, Besim Demiri (TU-Wien/Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft)	142
5.4.5	„Verschiedene Sternpunktbehandlungen und zukünftige Möglichkeiten zum weiteren Ausbau gelöschter Netze“ : Georg Achleitner, Lothar Fickert, Manfred Sakulin, Clemens Obkircher (TU Graz/Institut für Elektrische Anlagen)	144
6	STREAM F: ERNEUERBARE ENERGIEN	145
6.1	Ökostrom (Session F3)	145
6.1.1	„Erneuerbare Energien im Bereich der Stromerzeugung – Quo vadis, Europa?“ : Gustav Resch, Thomas Faber, Reinhard Haas, Claus Huber (TU-Wien/Energy Economics Group); Mario Ragwitz (Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung)	145
6.1.2	„Ein Vergleich der disaggregierten Stromgestehungskosten von Windenergie- und Biomassekraftwerken unter Berücksichtigung der Netzanschlusskosten“ : Wolfgang Prügler, Hans Auer (TU-Wien/Energy Economics Group)	147

6.1.3	„oekostrom AG – Ein Energieanbieter für das solare Zeitalter“ : Ulfert Höhne, Martin Lackner (oekostrom AG).....	148
6.1.4	„Photovoltaikfassaden: Energiesystem für Städte“ : Dieter Moor (ertex solar GmbH).....	150
6.2	Förderung erneuerbarer Energie (Session F4).....	151
6.2.1	„Energieversorgung – Stromversorgung – Ökostromentwicklung“ : Christian Schönbauer (E-Control GmbH).....	151
6.2.2	„Effektive und effiziente Förderinstrumente zur Förderung erneuerbarer Energien – eine Analyse aus historischer Sicht“ : Mario Ragwitz (Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung), Gustav Resch (TU-Wien/Energy Economics Group) Anne Held, Dr. Mario Ragwitz, Dr. Gustav Resch.....	153
6.2.3	„Ökonomische Auswirkungen der Biomasse-Förderung in Vorarlberg: Eine Input-Output Analyse“ : Martin Koller (Universität Zürich/Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät), Reinhard Madlener (ETH Zürich/Centre for Energy Policy and Economics).....	154
6.2.4	„Modellierung und Entwicklung von Strategien zur effizienten Förderung nachhaltiger Energiesysteme am Beispiel des Wiener Raumwärmesektors“ : Lukas Kranzl, Michael Stadler, Reinhard Haas, Claus Huber (TU-Wien/Energy Economics Group).....	156
6.2.5	„Ländervergleich zur Effizienz von Förderstrategien zur Markteinführung der Photovoltaik“ : Demet Suna , Assumpcio Lopez-Polo, Reinhard Haas (TU-Wien/Energy Economics Group).....	158
6.2.6	„Das Netzwerk Ökoenergie Steiermark - NOEST - Innovatives Forschungs- & Förderungsnetzwerk der Steiermark“ : Armin Baumgartner (Netzwerk Ökoenergie Steiermark (NOEST)).....	159
6.2.7	„Aktive Verteilnetzbetreiber für dezentrale Einspeisung – wie die notwendigen Anreize geschaffen werden können“ : Philipp Späth (TU Graz – Interuniversitäres Forschungszentrum für Technik, Arbeit und Kultur), Dierk Bauknecht (Öko-Institut), Uwe Leprich (IZES – Institut für ZukunftsEnergieSysteme).....	160
6.3	Biomasse Kraft-Wärme-Kopplung (Session F2).....	162
6.3.1	„Energetische Nutzung von Holz im größten Wald-Biomasse-Kraftwerk Österreichs- Von der Projektidee bis zur Realisierung“ : Mario Bachhiesl (Österreichische Bundesforste AG), Ludwig Gockner (Wienstrom GmbH).....	162
6.3.2	„Systemoptimierung eines Biomasse-Heizkraftwerkes auf den regionalen Energiebedarf einer Kommune – Praxisbeispiel“ : Andreas Oberhammer (EVN AG).....	164
6.3.3	„Errichtung eines 50 MW _{th} Biomasse-Heizkraftwerkes am Kraftwerksstandort Timelkam“ : Robert Stockenreitner (Energie-AG Oberösterreich).....	165
6.3.4	„Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis fester Biomasse mittels ORC-Technologie - Demonstrationsprojekt Lienz“ : Erwin Reisenhofer, Peter Thonhofer, Ingwald Obernberger (BIOS Bioenergiesysteme GmbH).....	167
6.3.5	„Arbeitsmedien für Niedrigtemperatur-ORC-Prozesse“ : Gerald Koglbauer, Bahaa Saleh, Martin Wendland, Johann Fischer (Universität für Bodenkultur Wien/Institut für Verfahrens- und Energietechnik).....	169
6.4	Biomasse und Abfälle (Session F1).....	171
6.4.1	„The development of biomass markets in CEE“ : Jaroslav Knápek (Czech Technical University in Prague/FEL), Jan Weger (Vukoz), Reinhard Haas, Lukas Kranzl (TU-Wien/Energy Economics Group).....	171
6.4.2	„Entschwefelung für Biogasanlagen kleiner Leistungsgröße“ : Paul Renetzeder, Ulrich Hohenwarter (TU Graz/Institut für Wärmetechnik).....	173
6.4.3	„Effiziente thermische Verwertung von Abfällen (Haus- und Gewerbemüll)“ : Michael Horix, Johannes Günther (MVV-Energie).....	174
6.4.4	„Zukunft Energiekornheizung“ : Günther Huemer (Guntamatic Heiztechnik GmbH).....	176

6.4.5	„Vorgehensweise bei der Entwicklung einer Strohvergasung mit Schlackebildung und Energieeintrag durch Plasmainjektor“ : Michael Rumpl, Christian Roschitz, Kai Schulze, Robert Scharler, Markus Jöller, Hermann Hofbauer, Markus Kleinhappl, (Austrian Bioenergy Center).....	177
7	STREAM G: KWK UND BRENNSTOFFZELLEN.....	179
7.1	Kraft-Wärme-Kopplung (Session G1).....	179
7.1.1	„Analyse von Hindernissen für die Verwirklichung des nationalen Potenzials für hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung in Österreich“ : Christoph Gutschi, Udo Bachhiesl, Christoph Huber, Heinz Stigler (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation).....	179
7.1.2	„Integrations- und Marktstrategien von Mini-Blockheizkraftwerken für den Energieversorger in Deutschland“ : Christian Schulz, Maik Sinagowitz, Michael Kurrat (TU Braunschweig /Inst. für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen).....	181
7.1.3	„Biomasse Stirling-Mikro-Blockheizkraftwerke - Technologie, Marktpotenziale, Netzeinbindung und Wirtschaftlichkeit“ : Ernst Schmautzer (TU Graz/Institut für Elektrische Anlagen), Ulrich Hohenwarter (TU Graz/Institut für Wärmetechnik), A. Gaun (TU Graz/Institut für Elektrische Anlagen) ¹ , W. Weigend (E-Werk Götting).....	182
7.1.4	„Ergebnisse derzeit laufender Feldtests verschiedener Stirlingmotoren basierend auf regenerativen Energiequellen“ : Horst Altgeld, Bodo Groß (IZES gGmbH, Institut für ZukunftsEnergieSysteme), Bernd Thomas (Hochschule Reutlingen/Fakultät Technik) ..	183
7.1.5	„Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung“ : Richard Krotl (Fachhochschulstudiengänge Burgenland Ges.m.b.H./Gebäudetechnik).....	186
7.2	KWK mit Mikrogasturbine (Session G3).....	187
7.2.1	„Kostenstruktur und zukünftige Entwicklung von dezentralen Erzeugungsanlagen am Beispiel der Mikrogasturbine“ : Marc Neubert, Gerd Balzer (TU-Darmstadt/Institut für Elektrische Energieversorgung).....	187
7.2.2	„Mikroturbine – Referenzanlagen in Österreich“ : Helmut Nedomlel (Wels Strom).....	189
7.2.3	„Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung mit einer Mikrogasturbine – Betriebscharakteristik und energetische Analyse“ : Michael Bobik, Bernhard Rasinger, Matthias Theißing (FH Joanneum Kapfenberg).....	191
7.3	Brennstoffzellen (Session G4).....	192
7.3.1	„Aktueller Stand und Entwicklungen der Brennstoffzelle – Konkrete Untersuchungen aus der Praxis“ :Heinrich Wilk (EnergieAG Oberösterreich) Rudolf Zappe (Erdgas OÖ GmbH) Johannes Kraus (Erdgas OÖ GmbH) ²	192
7.3.2	„Brennstoffzellen: Hoffnungsträger einer zukünftigen dezentralen Energieversorgung“ : Ludger Blum, Bodo Groß,.....	194
7.3.3	„Hochtemperatur-Brennstoffzellensysteme - Energieeffizienz ohne Wasserstoffinfrastruktur“ : Herbert Wancura, Sascha Kühn, Gernot Grimschitz, Giulio de Simone (ALPPS Fuel Cell Systems GmbH), Gerhard Buchinger, Thomas Raab (Fachhochschule Oberösterreich).....	197
7.3.4	„Verstromung von Biomasse-Produktgasen in Solid Oxide Fuel Cells“ : Ulrich Hohenwarter, Andreas Schweiger (TU Graz/Inst. f. Wärmetechnik) Jürgen Karl (TU München/Lehrstuhl für Energiesysteme).....	198
7.3.5	„Betrieb einer 2 kWel SOFC mit Grubengas“ : Andreas Dengel, Ludger Blum, Heinz K. Dörr, Bodo Groß, L.G.J. de Haart, Klaus Kimmerle ²	199
	Podiumsdiskussion (wird in der Nachlese des Symposiums nachgereicht	
	Platz für Ihre Notizen.....	202
	* Nachwuchsautor	

1 STREAM A:

ENERGIEKONZEPTIONEN UND FORSCHUNG

1.1 Aufgaben der Energieinnovation (Plenum1)

1.1.1 „Importance of worldwide acceleration and expansion of the global market for renewable energies and energy efficiency technologies”

Marianne Mosoco-Osterkorn (REEEP)¹

Introduction

REEEP is a Public-Private partnership and was launched by the United Kingdom along with other partners at the Johannesburg World Summit on Sustainable Development in August 2002. It has been developed via an intensive consultation process in 2003 covering a wide range of stakeholders at the national and regional levels.

In June 2004, the REEEP was formally established as a legal entity in Austria with the status of an International NGO. The partnership actively structures policy initiatives for clean energy markets and facilitates financing mechanisms for sustainable energy projects.

By providing opportunities for concerted collaboration among its partners, REEEP aims to accelerate the marketplace for renewable energy and energy efficiency. Its goals are to:

- 1) Reduce greenhouse gas emissions
- 2) Deliver social improvements to developing countries and countries in transition, by improving the access to reliable clean energy services, and by making REES more affordable
- 3) Bring economic benefits to nations that use energy in a more efficient way and increase the share of indigenous renewable resources within their energy mix.

The partnership is funded by a number of governments including: Australia, Austria, Canada, Ireland, Italy, Spain, The Netherlands, The United Kingdom, The United States and the European Commission.

REEEP's regional secretariats provide access to best practice in policy and finance to promote renewable energy and energy efficiency. REEEP's International Secretariat engages political, financial and business support to reduce the risk inherent in implementing new policy and financing initiatives

Vision

We seek to accelerate and expand the development of renewable energy and energy efficiency systems in our own economies and in our energy portfolios.

Tremendous financial resources, from the private and public sector, will be needed to meet developing and transition countries' future energy demand in a sustainable way. Obstacles prohibiting this development include the lack of reliable policies and regulatory measures, and the perceived high risk and low returns investments in REES.

¹ Marianne Mosoco-Osterkorn, International Director of Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership – REEEP: G8-States, European Commission, 21 Governements, 131 NGOs), REEEP Secretariat, Vienna International Centre Room D1732, Wagramerstrasse 5, A – 1400 Vienna, Austria; Phone: +43 1 26026-3678 Fax: +43 1 21346-3678, email: Marianne.Osterkorn@reeep.org;

The removal of obstacles to clean energy is urgently needed.

Stability: Robust policies and favourable, transparent and stable regulatory frameworks are required to attract private investors and to guarantee affordable energy services to consumers.

Finance: New forms of financing, risk mitigation and guarantee models will be necessary to make small sized renewable and energy efficiency projects bankable and economically attractive.

If these market parameters can be established, then project developers, project financiers and technology companies can drive the shift to sustainable, clean energy.

REEEP does not have a "one size fits all" approach towards targets and the partnership expects the balance of impacts to vary from country to country, whether they be improved energy security, poverty reduction, climate change mitigation or the creation of employment and exports.

Policy

REEEP is working to ensure that regulatory structures encourage the integration of clean energy, promote the efficient use of power, and attract investment to the renewable sector.

REEEP has established the Sustainable Energy Regulation Network (SERN) to promote forms of regulation that integrate energy efficiency, combined heat and power, and renewable sources into energy supply systems.

The Renewable Energy International Law (REIL) project seeks to ensure that new and existing international treaties take into account the emerging need for diversification into renewable energy, and do not unintentionally create barriers.

REEEP helps deliver policy and financing structures that reduce risk and encourage increased participation in all sectors of the market for renewable and efficient energy.

REEEP has annual project funding rounds. Projects are selected on the basis of potential for replication and scalability, impact on the development of the market for renewable and efficient energy, and innovation.

REEEP is supported by funding from the governments of Austria, Ireland, Italy, the Netherlands, Spain, the United Kingdom and the United States, and the European Commission.

More than 80 countries, businesses and NGOs are signatories to REEEP's mission statement. Based in Vienna with regional secretariats in Central Europe, East Asia, Latin America, North America, and Southern Africa, the REEEP partnership seeks worldwide synergies and collaborates closely with other sustainable energy partnerships.

1.1.2 „Towards sustainability of energy systems: how to optimise the provision of energy services from society's point-of-view”

Nebojsa Nakicenovic, Reinhard Haas (TU-Wien/Energy Economics Group)¹

Introduction

The volume and the capability of a society depends heavily on the availability of energy to provide energy services. Yet, the availability of energy is limited by scarce resources and/or environmental constraints.

The major purpose of this paper is to present some fundamental reflections on this issue and to discuss basic concepts for bringing about a sustainable development for energy's contribution to economies/societies. This should ensure that energy is used in a way which maximises the benefit for society in a dynamic framework.

Method of approach

We start with the hypothesis that the whole economic activities usually summarised e.g as a GDP can be interpreted as the aggregate of the monetary value of all services created in a society (regardless whether we consider these services as useful or valuable or not). Energy services are in general provided by using four inputs:

$$S=f(e, \eta(T), h, CO_2)$$

with:

e...energy

$\eta(T)$...efficiency of technology

CO₂... Environment

hhuman capital

We differ between direct energy services (e.g. heat, mobility) and indirect energy services (clothes, furniture, paper...) and consider life-cycle balances for technologies

Of course, as history has shown there is a wide range of possibilities of substitution between the different inputs. Of special interest is the aspect of increasing efficiency to reduce the necessary input of energy.

This issue must be analysed from the following points-of-view

- How can limited resources be used optimal over time?
- How can the resulting energy be used in an optimal way to produce the maximum output (or in other words: What is the optimal mix of technological and energy input given a certain scarcity of resources, a certain cost of depletion of energy for society?)

Based on these basic reflections the questions finally, discussed in this paper are:

- What are the drivers and slowers of energy service demand? (including the analysis of intensities, income, energy price and efficiency)
- How must the development of these drivers be changed to head towards sustainability?
- And how can, finally, ideal long-term governmental policies contribute to bring about this solution?

¹ Energy Economics Group, Vienna University of Technology, Gusshausstrasse 27-29/373-2, A-1040 Vienna, Tel. ++43-1-58801-37352; e-mail: Reinhard.Haas@tuwien.ac.at;

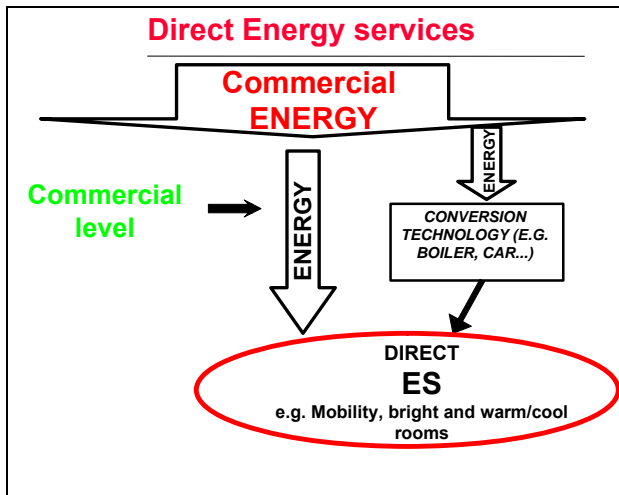


Fig. 1. Demand for direct energy services

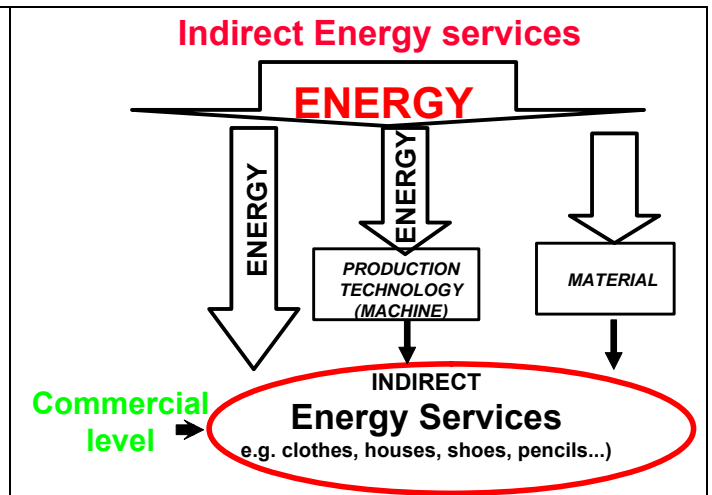


Fig. 2. Demand for indirect energy services

Method of approach

In history ..

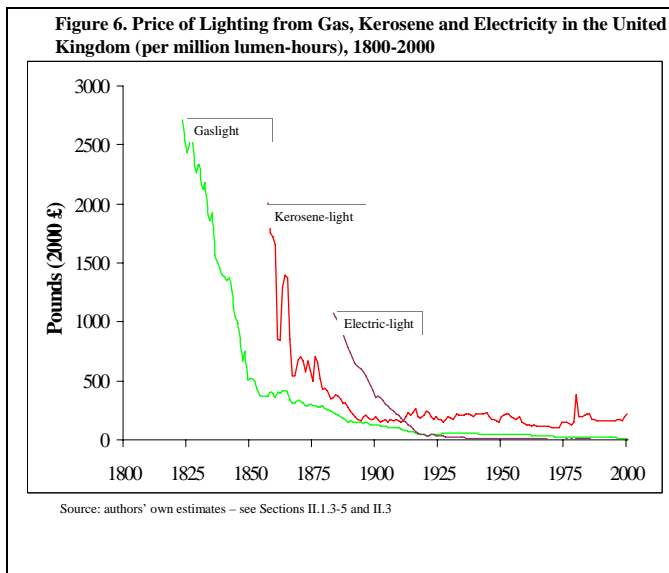


Fig. 3: development of the costs of lighting in the UK (Source: Pearson/Fouquet 2006)

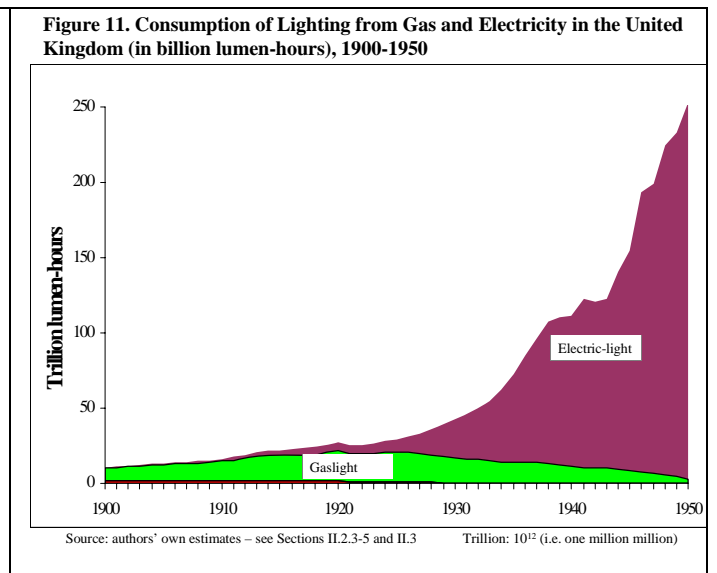


Fig. 3: development of the costs of lighting in the UK (Source: Pearson/Fouquet 2006)

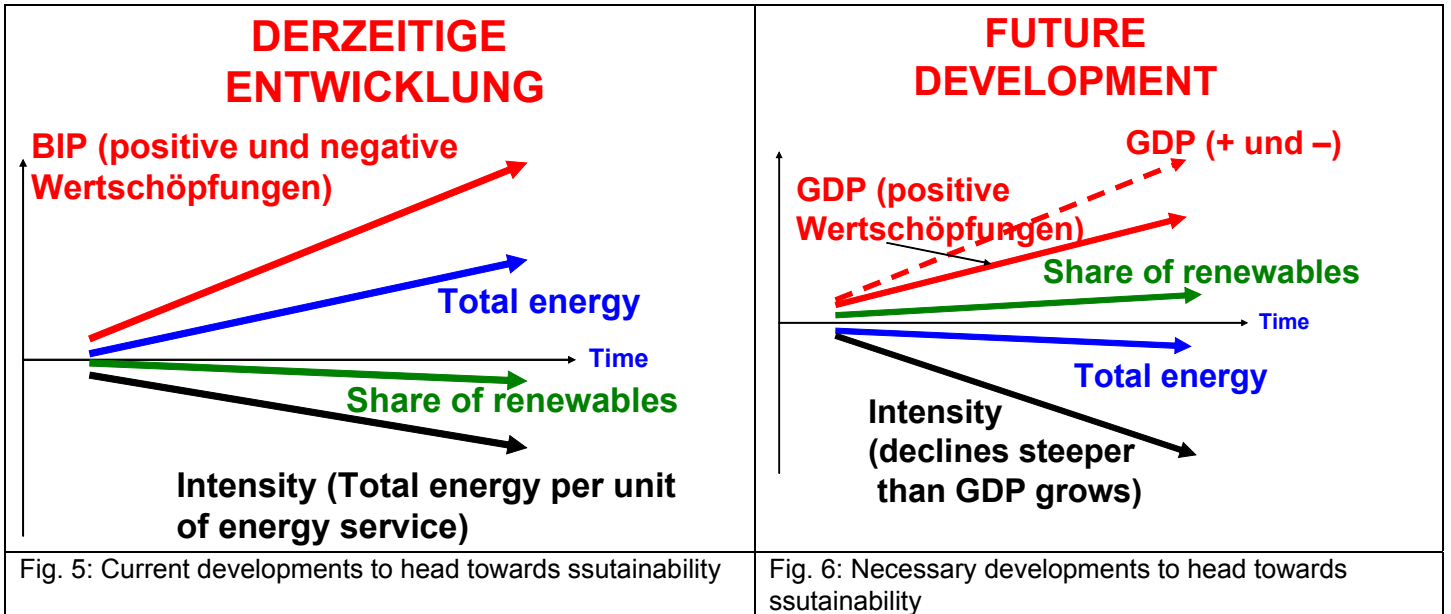
The interaction between end-use efficiencies and provision of energy services:

E.g., an inefficient bus in New Delhi is much more effective in providing energy services (mobility in person km) per unit primary energy than an ultra efficient SUV vehicle such as the new Toyota Highlander say in Los Angeles.

Conclusions

Three steps towards sustainability:

- **Steigerung der Energieeffizienz (vor allem verbraucherseitig)**
- **Reduktion der Verschwendung (z. B. Stand-By, Wegwerfprodukte, Designerlampen, Transport von 1000 kg um 80 kg zu befördern...)**
- **Steigerung des Anteils erneuerbarer Energieträger (vor allem bei Stromerz)**



1.1.3 „Die Anforderungen an die Energieinnovation III“

**Heinz Stigler, Udo Bachhiesl
(TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹**

Energieinnovation ist nach Schumpeter einerseits ein neues Produkt, andererseits der Prozess diese neuen Produkte im Markt unterzubringen.

Europa steht heute vor großen Anforderungen hinsichtlich seiner Energieversorgung: Versorgungssicherheit, Kostengünstigkeit, Umweltschutz, vermehrt europäische Primärenergien nutzen, Forcierung erneuerbarer Energien usw.

Um diesen Aufgaben gerecht zu werden ist die wohl anspruchsvollste innovative Aufgabe in der Entwicklung des adäquaten Rahmens für die entsprechende Entwicklung des Energiesystems zu finden. Dies bedeutet, dass der gesetzliche Rahmen (Richtlinien, nationale Gesetze) und die Regulierung konsistent so gestaltet werden müssen, dass die gesetzten Ziele erreicht werden können und damit die innovativen Produkte in den Markt eindringen können.

Die bisherige Entwicklung des europäischen Energiesystems verlief vergleichsweise problemlos. Derzeit zeigen sich erste Vorboten, dass mit zunehmender Annäherung an die Kapazitätsgrenzen von Verbundnetz und Kraftwerkspark die Regelungen hinsichtlich Aufbau- und Ablauforganisation der europäischen Elektrizitätswirtschaft sowie der Marktgestaltung nicht adäquat sind.

Vor allem aufgrund der Besonderheiten der Energie- und insbesondere Elektrizitätswirtschaft: Nicht-Speicherbarkeit, Netzgebundenheit der Verbundnetze und Langlebigkeit der kapitalintensiven Anlagen sind entsprechende strukturelle Regelungen erforderlich.

Die Rentabilität der Errichtung neuer Erzeugungskapazitäten hängt eng mit den Gegebenheiten im Verbundnetz zusammen. Wenn sich heute im bestehenden „Binnenmarkt“ enorme Preisdifferenzen zeigen, erkennt man, dass dieser noch lange kein geschlossener, gemeinsamer europäischer Energiemarkt ist.

Betrachtet man die Notwendigkeit der verstärkten Nutzung europäischer Energien, ist unklar, wie diese mit Berücksichtigung der geforderten marktwirtschaftlicher Prinzipien in den Markt kommen können.

Vor allem auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien wäre eine europaweit abgestimmte Vorgangsweise zielführend: diese sollten vor allem dort genutzt werden, wo sie kostengünstig anfallen (z.B. Wind in Holland, Wasserkraft in den Alpen).

Die angewendeten marktwirtschaftlichen Prinzipien bei der Förderung erneuerbarer Energien könnten sich als Damoklesschwert für diese bedeutsamen Energiequellen herausstellen.

Es ist wesentlich, dass angesichts der langen Vorlaufzeiten für die Errichtung von Anlagen und der Besonderheiten: Langlebigkeit und Nicht-Speicherbarkeit rasch entsprechende gesetzliche und regulatorische Regelungen für den Energiemarkt geschaffen werden.

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation; TU-Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz;
Tel: +43 (0) 316-873-7900, Fax: +43 (0) 316-873-7910;
e-mail: Stigler@TUGraz.at; Bachhiesl@TUGraz.at ; Url: www.IEE.TUGraz.at;

1.1.4 „Die Zukunft der Stromversorgung in Europa: 'Freier' Wettbewerb oder Private Planwirtschaft“

Reinhard Haas, Christian Redl, Hans Auer, Thomas Faber (TU-
Wien/Energy Economics Group)¹

1. Motivation und zentrale Fragestellung

Die Liberalisierung der Strommärkte befindet sich in einer Sackgasse. Zumindest auf dem europäischen Festland kennzeichnet ein akuter Mangel an Wettbewerb den „freien“ Strommarkt. Begleitet wird dies durch eine nach wie vor rasant zunehmende Konzentration der Marktmacht in der Hand von wenigen Spielern. Parallel dazu steigt der Verbrauch kontinuierlich während die verfügbaren Erzeugungskapazitäten tendenziell abnehmen. Es zeichnet sich ab, dass ab ca. 2008 unter Beibehalt der derzeitigen Entwicklung deutliche Engpässe auftreten werden.

Für die Stromversorger allerdings, die in den letzten Jahren beträchtliche Gewinne eingefahren haben, wird die Situation in den nächsten Jahren vorteilhaft bleiben: Neben den zu erwartenden weiteren „windfall profits“ aus dem CO₂-Emissionshandel zeichnen sich aufgrund der zunehmend enger werdenden Schere zwischen Erzeugungskapazitäten und Nachfrage weiter steigende Gewinne aus dem konventionellen Stromverkauf ab.

In diesem Beitrag wird die Frage der zukünftigen Unternehmensstrategien der großen Spieler untersucht/diskutiert. Die offene Frage lautet: Wird es in Bezug auf neue Kapazitäten endlich zu Wettbewerb kommen oder wird es planende Absprachen zwischen den großen Spielern geben, die vor allem auch „Boom&Bust-cycles“ verhindern sollen.?

Im Detail werden die folgenden Fragen diskutiert:

- Werden es die Stromerzeuger riskieren, auf Monopolpreise zuzusteuern?
- Werden sie merkliche Engpässe bei den Kraftwerkskapazitäten riskieren?
- Welche Perspektiven gibt es daraus für die Preisentwicklung?
- Welche Handlungsoptionen haben die EU bzw. die nationalen Regierungen/Regulierungsbehörden?

2. Strategien der Stromerzeuger und des Regulators

Aus der Sicht der Stromerzeuger gibt es prinzipiell die folgenden drei möglichen Entwicklungen des derzeit „freien“ Markts (d.h. ohne preisregulierende Eingriffe der Regulierungsbehörde im Bereich der Stromaufbringung):

- a) ein Wettbewerbsmarkt: es ist derzeit kein Weg zu erkennen, der in der EU-25 oder auch nur in Teilmärkten zu verstärktem Wettbewerb führen soll. Vor allem gibt es auch keine Indizes darauf, dass die EU- Wettbewerbskommission Maßnahmen gegen die grossen europäischen Player wie EdF, E-ON, Vattenfall, RWE, ENDESA einleiten wird, um deren Kraftwerkskapazitäten zu verringern und auf mehrere Spieler aufzuteilen; diversifizieren wirklich Grossen einleiten um effektiven Wettbewerb zu gewährleisten und damit Wettbewerb einzuläuten;

Dieses Argument wird begünstigt durch knappe Übertragungskapazitäten und geringe Anteile an dezentraler – von den Oligopolisten nicht kontrollierter – Erzeugung.

- b) ein aggressiver Oligopolmarkt, in dem die Stromerzeuger ihre Marktmacht in kurzfristiger Gewinnmaximierungsstrategie bei jeder Gelegenheit einsetzen (Beispiel CA 2000) und wo die Unternehmen keine Konfrontation mit der Politik, der Öffentlichkeit und den Medien scheuen; Dies birgt für die Unternehmen allerdings die Gefahr, dass die Kuh, die gemolken wird, nicht lange überlebt: Neben der sinkenden Reputation der Unternehmen in der Bevölkerung (vgl. derzeit vor allem die Stimmung der Verbraucherverbände in Deutschland) könnten Gerichtsprozesse wegen Missbrauch von Marktmacht wie in CA 2000 das effektive Ergebnis stark schmälern;

¹ Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, TU Wien, Gusshausstrasse 27-29/373-2, 1040 Wien, Tel. ++43-1-58801-37352, Fax. ++43-1-58801-37397; e-mail: Reinhard.Haas@tuwien.ac.at;

- c) ein „zahmes“ Oligopol: Im Sinne eines langfristigen intertemporalen Optimierungskalküls nutzen die Oligopolisten Ihre marktbeherrschende Stellung nicht exzessiv. Sie errichten Kraftwerkskapazitäten, auch wenn die Marktpreise nicht die 100%ige Wirtschaftlichkeit gewährleisten und sichern so die Existenz von (minimalen) Überkapazitäten. Allerdings sichern sie sich dadurch eine langfristige Akzeptanz und langfristig hohe Gewinne – wenn auch nicht in maximal monopolistischem Ausmaß.

Das generelle Preisniveau würde bei Wettbewerb unter jenem der langfristigen Grenzkosten liegen, bei Absprache jedenfalls darüber, vgl. Abb. 1 bei „zahmem“ Oligopol geringfügig, bei „aggressivem“ Oligopol deutlich darüber.

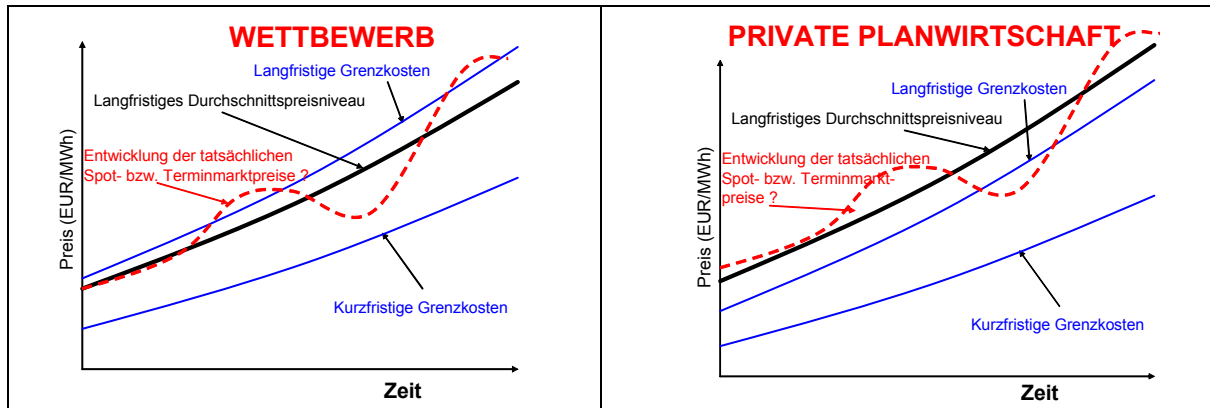


Abb. 1: Bandbreite der zukünftigen Entwicklung der Spot- und Terminmarktpreise in Mitteleuropa unter Wettbewerb und unter privater Planwirtschaft

3. Schlussfolgerungen

Die wichtigsten Schlussfolgerungen aus diesen Analysen lauten:

- Die Realisierung von Wettbewerb, der zu Strompreisen führt, die den kurzfristigen Grenzkosten entsprechen, ist in Mitteleuropa in den nächsten Jahren praktisch äußerst unwahrscheinlich;
- Die Konsolidierung der Strukturen in der Stromerzeugung hat praktisch zu einem gefestigten Oligopol geführt, welches nicht nur Mitteleuropa sondern auch weitgehend England, Nord- und Osteuropa beherrscht;
- Derzeit ist noch kein Ende dieses Konzentrationsprozesses abzusehen. Wobei dieser zunehmend in Richtung weiterer vertikaler Integration von Erzeugungs- und Vertriebsunternehmen sowie horizontaler Integration speziell von Strom- mit Gasunternehmen geht;
- Langfristig ist zu erwarten, dass die Preise stark oszillieren werden. Das generelle Preisniveau wird sehr stark von den verfügbaren Überkapazitäten abhängen. Solange Überkapazitäten im Sinne eines „zahmen“ Oligopols mit privater Planwirtschaft existieren, werden diese geringfügig unter den langfristigen Grenzkosten liegen, danach darüber.

Welche Möglichkeiten hat die Regulierungsbehörde, um Wettbewerb im Bereich der Stromaufbringung zu intensivieren, ohne zur Preisregulierung zurückzukehren?

1. Transparenz schaffen: Minimale Voraussetzungen für ein Mindestmaß an Wettbewerb ist eine radikale Erhöhung der Transparenz der Kraftwerksverfügbarkeit, der geplanten Revisionen usw. z.B. über Internet. Hier sind die Regulierungsbehörden gefordert, europaweit konzertierte Maßnahmen zu setzen;
2. Weiters ist ein europaweit rigoroses Unbundling voranzutreiben, das die vertikale und horizontale Integration (bezogen auf Erzeugung/Aufbringung und Übertragungsnetz) der Strom- und Gasversorgung beendet.
3. Für dezentrale Erzeugung kleiner Entrepreneurs gleichberechtigte Bedingungen schaffen, dies wird forciert durch das Instrument der Einspeisetarife für erneuerbarer Energieträger, die im Gegensatz zu handelbaren Zertifikatssystemen, NICHT die marktbeherrschenden Unternehmen bevorzugen;
4. Verbraucherseitige Maßnahmen vorantreiben, einen Markt schaffen, zumindest Hemmnisse beseitigen, um die Entwicklung einer kurzfristigen Preiselastizität der Nachfrage zu forcieren;

1.2 Energieszenarien EU, National, Regional (Plenum2)

1.2.1 „Energieszenarien 2020“

Johannes Mayer (Energie-Control GmbH/Volkswirtschaft)¹

Die Energieversorgung ruht weltweit auch weiterhin auf fossiler Energie. Insbesondere Erdgas wird einen höheren Marktanteil vor allem zulasten der Atomenergie erreichen.

Herausforderungen ergeben sich aus dieser Prognose hinsichtlich mehrerer Gesichtspunkte:

- Notwendige Investitionen vor allem bei der Produktion/Förderung fossiler Energie
- Politische Risiken, die vor allem mit Erdgas verbunden sein könnten, da sich die Lagerstätten auf zwei Hauptregionen konzentrieren
- Die Steigerung im Primärenergieverbrauch ist weltweit vor allem durch steigende Stromproduktion verursacht.

Die Antworten, die auf die Herausforderungen gefunden werden sind international sehr unterschiedlich.

- Obwohl bis vor kurzem weitgehend autark strebt China nun eine strategische Sicherung der Versorgung mit Primärenergie (teilweise durch wesentliche Kapitalbeteiligungen upstream im Ausland) an, wobei die Rolle der staatlichen Energieunternehmen angesichts des notwendigen auch ausländischen Kapitalbedarfs neu zu definieren ist.
- Die USA setzen vor allem auf Kohle und Atomenergie und reduzieren die Wettbewerbsintensität zugunsten möglichen Kapitalzuflusses durch Großinvestoren. Die USA setzen damit sehr stark weiterhin auf möglichst große Autarkie in der Energiepolitik.
- Die Union sieht sich allmählich mit einer wesentlichen Importabhängigkeit konfrontiert, wobei bisher noch nicht klar ist, was die Antwort darauf sein wird. Die Politik scheint eine Mischung aus strategischen Elementen (Energiedialoge) und Aufbau alternativer Energiequellen zu sein. Hinsichtlich der fossilen Energieträger wird eher auf eine Diversifizierung der Quellen als auf jene der Energieträger gesetzt.

Demgemäß wird in der Union auch über die üblichen Sicherungsmaßnahmen (strategische Gasspeicherung) diskutiert. Konsistent mit dem Ziel der Quellendiversifizierung scheint allerdings eher ein Ansatz zu sein, der versucht Versorgungssicherheit und steigende Marktdynamik zu verbinden. Nur so kann sich auch in Kontinentaleuropa ein auch kurzfristig Gasmarkt abhängiger Gaspreis entwickeln. Vorgeschlagen werden Maßnahmen im Infrastrukturbereich (LNG, Transportkapazitäten), die die notwendigen Voraussetzungen schaffen, damit regionale Liefereinschränkungen durch Lieferungen aus anderen Quellen ausgeglichen werden können.

Dies impliziert für Erdgas aber auch den Strommarkt, dass sowohl die Märkte als auch die Sicherung der Versorgung zumindest auf regionaler Ebene weiter zusammengelegt werden müssen. Dies hätte „nebenbei“ auch positive Effekte auf die Wettbewerbsintensität.

Da die Gasverbrauchssteigerung vA stromgetrieben ist, wird die Frage diskutiert, inwieweit die Verbrauchsprognosen robust sind. Argumentiert wird, dass durch den CO₂-Zertifikatehandel die Grenzkosten beider Technologien weitgehend ausgeglichen werden, womit das Investitionsrisiko stark reduziert wird.

Für Österreich werden die vom Wifo im Jahr 2005 vorgelegten Energieszenarien 2020 diskutiert. Davon abgeleitet wird argumentiert, dass Aufbringungsseitig keine wesentliche CO₂ Einsparung möglich sein wird, eher mit einer Steigerung der CO₂ Emissionen zu rechnen ist. Auch der nächste Investitionszyklus, der zweifelsohne zu Wirkungsgradverbesserungen führen wird, kann die Mehremissionen nicht wettmachen. Verbrauchsseitige Maßnahmen aber auch die Sicherstellung eines funktionierenden CO₂ Markts sind daher sehr wesentlich für Österreich. Die Lokalisierung einzelner Kraftwerke wird sich regional entscheiden, was die Bedeutung der heimischen Transportinfrastruktur unterstreicht.

¹ Energie-Control GmbH, Rudolfspatz 13a, A-1010 Wien; Tel: +43 1 24724-0, Fax: +43 1 24724-900; e-mail: office@e-control.at, Url: www.e-control.at;

1.2.2 „Stand und Entwicklung der europäischen Energieaufbringung“

Michel Piot (Bundesamt für Energie Schweiz/Sektion Energieversorgung)¹

Ausgangslage und zentrale Fragestellung

Das Bundesamt für Energie (BFE) erarbeitet nationale Energieperspektiven bis ins Jahr 2035 und in einer Vision bis ins Jahr 2050. Dazu werden vier verschiedene politische Szenarien modelliert und die volkswirtschaftlichen Auswirkungen bestimmt.

Das Referenzszenario entspricht einem klassischen „Business-as-usual“-Szenario und umfasst somit keine einschneidenden politischen Massnahmen. In diesem Szenario werden auch verschiedene Sensitivitäten betrachtet. So wird insbesondere der Frage nachgegangen, welche Auswirkungen eine mögliche Klimaerwärmung sowohl nachfrage- als auch angebotsseitig haben könnte.

Dabei ist zu unterscheiden zwischen der Energie- einerseits und der Stromnachfrage bzw. dem Stromangebot andererseits. In der Präsentation werden die verschiedenen zugrunde liegenden Annahmen mit ihren Konsequenzen auf die Nachfrage aufgezeigt. Für das Stromangebot werden die Resultate einer Zusatzstudie, die die Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL) im Auftrag des Bundesamtes für Energie erarbeitet hat, präsentiert und Schlussfolgerungen gezogen.

Schliesslich wird noch ein kurzer Ausblick auf die aktuelle energiepolitische Diskussion in der Schweiz abgegeben, der auch zeigen soll, welche Auswirkungen eine Klimaerwärmung auf das Förderziel der erneuerbaren Energien in der Schweiz gemäss Stromversorgungsgesetz haben könnte.

Methodische Vorgehensweise

Klimaszenarien für die Schweiz zeigen, dass bis 2035 mit einer durchschnittlichen Temperaturerhöhung von rund 1.2°C gerechnet werden muss. Unter dieser Zusatzannahme wurde die Energie- bzw. Stromnachfrage mit einem Bottom-up-Ansatz für die Sektoren Dienstleistungen, Industrie und Haushalte sowie Verkehr modelliert.

Beim Stromangebot wurde in einer separaten Studie untersucht, welche Auswirkungen die Temperaturerhöhung auf die Wasserkraftproduktion haben könnte. Ausgehend von den gängigen globalen Klimamodellen hat die EPFL lokale Klimaszenarien erarbeitet und mit einem hydrologischen Modell die Abflussmengen aus dem Alpenraum bestimmt. Zu diesem Zweck wurden elf verschiedene Testregionen ausgewählt, die alle sieben hydrologischen Regimes des schweizerischen Alpenraums umfassen.

Aus den Resultaten über den künftig erwarteten Wasserabfluss wurden dann die Folgerungen auf die Wasserkraftproduktion sowohl bei den Speicher- und Pumpspeicherwerken als auch bei den Laufwasserkraftwerken gezogen.

Ergebnisse für die Schweiz

Die Resultate zeigen, dass unter einer Klimaerwärmung die Energienachfrage gegenüber dem Referenzszenario zurückgeht. Dieses Ergebnis erstaunt nicht weiter, denn vor allem im Winter führen die höheren Temperaturen zu einem verminderten Heizbedarf.

Anders sieht es bei der Stromnachfrage aus: da ist gegenüber dem Referenzszenario mit einem zusätzlichen Mehrverbrauch aufgrund einer weiteren Zunahme von Kühlgeräten zu rechnen. Gleichzeitig führt die Klimaerwärmung zu einer erheblichen Minderverfügbarkeit von Wasser, bedingt durch reduzierte Niederschlagsmengen und erhöhte Evapotranspiration, so dass sich das Ausmass der Stromlücke bei einer Klimaerwärmung weiter akzentuiert.

Die Schweiz hat einen hohen Anteil Wasserkraft an der Stromproduktion und möchte mit dem neuen Stromversorgungsgesetz die erneuerbaren Energien fördern. Ein geschätzter Ausfall von rund 7% der Wasserkraftproduktion, alleine bedingt durch eine mögliche Klimaerwärmung, wird die Erreichung der Förderziele stark erschweren.

¹ Bundesamt für Energie, Sektion Energieversorgung, CH-3003 Bern, Tel: +41 (0)31 322 56 96

1.2.3 „Stand und Entwicklung der Energiewirtschaft in der Steiermark“

**Wolfgang Jilek (Land Steiermark/Fachstelle Energie/Landesenergiebeauftragter)¹,
Udo Bachhiesl (TUGraz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)²**

Die Steiermark als eines von 9 Bundesländern in Österreich wird auch aufgrund des hohen Waldanteiles als „Grünes Herz Österreichs“ bezeichnet. Die in der Steiermark lebenden 1,2 Mio. Menschen machen ca. 15% der Österreichischen Bevölkerung aus. Wirtschaftlich gesehen dominiert in der Steiermark der produzierende Sektor, wobei auch zahlreiche energieintensive Industriebetriebe angesiedelt sind. Mehr als die Hälfte der in der Steiermark eingesetzten Energie wird für den Wärmebereich (Raum- und Prozesswärme sowie Warmwasser) benötigt. Mit fast einem Drittel hat der Bereich Mobilität eine ebenfalls wesentliche Position, wobei hier hohe Zuwachsraten zu verzeichnen sind.

Energienetze sind wichtige Lebensadern der Energieversorgung und hierzu zählen vor allem Erdöl-, Erdgas-, Strom- und Fernwärmenetze bzw. -leitungen. Hinsichtlich fossiler Energieträger nimmt die Steiermark vor allem aufgrund der Trans-Austria-Gasleitung (TAG) sowie der Adria-Wien-Pipeline (AWP) eine bedeutende Stellung ein, da u.a. über diese Leitungen auch die Versorgung des südeuropäischen Raumes sichergestellt wird. Für Krisenfälle besteht in Lannach ein bedeutendes Lager für Pflichtnotstandsreserven der Mineralölwirtschaft. Aufgrund der in der Steiermark bedeutenden energieintensiven Industrie stellt eine sichere Erdgas- und Stromversorgung einen wesentlichen Standortfaktor dar. Die Fernwärme-Infrastruktur ist in der Steiermark sehr gut ausgebaut und vor allem im Bereich der überwiegend mit Biomasse befeuerten Wärmenetze nimmt die Steiermark europaweit mit über 130 Nah- und Fernwärmenetzen sowie über 150 Mikronetzen eine führende Position ein.

In der Steiermark existiert neben den Anlagen der Elektrizitätsunternehmen eine signifikante installierte Kraftwerkskapazität der Industrie. Insgesamt betrug die installierte Leistung im Jahr 2001 ca. 2.000 MW. Das am Standort Voitsberg bestehende Braunkohle-Kraftwerk wird im Jahr 2006 stillgelegt, und am ebenfalls bestehenden Standort Werndorf bei Graz soll ein 850 MW GuD-Kraftwerk errichtet werden, wobei derzeit gerade eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchgeführt wird.

Die Steiermark ist derzeit zu rund 75% von Energieimporten abhängig, da es weder wirtschaftliche Gas- und Erdölvorkommen gibt und der Braunkohlebergbau gänzlich eingestellt wird. Aufgrund der vegetativen und geografischen Ausprägung des Landes ist die Steiermark allerdings prädestiniert für eine intensive Nutzung erneuerbarer Energieträger. Vor allem in den Bereichen Nutzung von Wasserkraft, Biomasse und Solarenergie weist die Steiermark eine lange Tradition und eine dementsprechende Vorreiterrolle auf, welche zukünftig weiter ausgebaut werden soll.

In der Steiermark wurde früh begonnen die energiepolitische Entwicklung des Landes optimal zu lenken. Bereits im Jahr 1984 wurde der erste steiermärkische Energieplan verabschiedet welcher 1995 aktualisiert wurde. Im aktuellen Energieplan aus dem Jahre 2005 – welcher im Rahmen eines breit angelegten Diskussionsprozesses erarbeitet wurde – werden die energiepolitischen Zielvorstellungen bis zum Jahr 2015 festgelegt. Ausgehend von der Notwendigkeit der langfristigen Erhöhung der Versorgungssicherheit und der Umsetzung internationaler Verbindlichkeiten aus dem Kyoto-Protokoll werden darin vorrangig Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sowie des Einsatzes erneuerbarer Energie definiert, welche schrittweise in den kommenden Jahren umgesetzt werden sollen.

Keywords: Steiermark, Energie, Energiewirtschaft, Energieplan

¹ Land Steiermark/Fachstelle Energie, Burggasse 9/II, 8010 Graz; Tel: +43 316 877 4554; e-mail: Wolfgang.Jilek@STMK.gv.at, Url: www.Energie.Steiermark.at

² TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel: +43 316 873 7909; e-mail: Bachhiesl@TUGraz.at, Url: www.IEE.TUGraz.at;

1.2.4 „Sicherheit der Energieversorgung in städtischen Ballungsräumen am Beispiel der Linz AG“

Josef Heizinger (Linz Strom GmbH)¹

Die LINZ AG versorgt die Stadt Linz und zahlreiche Gemeinden im Umland mit Strom, Gas und Fernwärme. Im Stadtgebiet von Linz sind zahlreiche große Industriebetriebe wie z.B. voestalpine, DSM Fine Chemicals oder Agrolinz Melamine International angesiedelt, für die eine sichere Energieversorgung eine große Rolle spielt. In städtischen Ballungsräumen gibt es insbesondere durch den Einsatz erdgasbefuerter KWK-Anlagen Wechselwirkungen zwischen Strom-, Gas-, und Wärmeversorgung. So kann beispielsweise der Ausfall der Gasversorgung auch einen Ausfall der Strom- und auch der Fernwärmeversorgung nach sich ziehen. Im Zuge der Modernisierung des Fernheizkraftwerks Mitte in Linz wurde ein Fernwärmespeicher zur Erhöhung der Versorgungssicherheit in der Fernwärmeversorgung und zur Substitution von Spitzenlastkesseln errichtet. Durch die ständige Steigerung der Brennstoffnutzung und die Errichtung eines modernen Biomassekraftwerks trägt die LINZ STROM GmbH wesentlich zur Verbesserung der Luftqualität im Linzer Raum und auch zur Senkung des CO₂-Ausstoßes in Österreich bei. Das duale Brennstoffsystem der Kraftwerke (Gas oder Öl) sowie der erhebliche Anteil an Biomasse (17 %) gewährleistet größtmögliche Versorgungssicherheit.

1. Technische Versorgungszuverlässigkeit – Versorgungssicherheit

In der Stromversorgung sind Anlagen und Betriebsmittel stärker Umwelteinflüssen ausgesetzt als in der Gasversorgung, aus diesem Grund hat die technische Versorgungszuverlässigkeit einen wesentlich größeren Einfluss auf die Qualität der Versorgung. Ausfälle von elektrischen Betriebsmitteln und Anlagen werden in der Ausfalls- und Störungsstatistik der E-Control GmbH erfasst. Neben der technischen Versorgungszuverlässigkeit ist es für eine sichere Energieversorgung auch erforderlich, den Bedarf der Kunden jederzeit voll decken zu können. Neben ausreichenden Erzeugungskapazitäten sind dafür entsprechende Transportkapazitäten der Energienetze erforderlich.

2. Sicherheit der Stromversorgung durch Netz- und Kraftwerksausbau

Netzbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, ihren Kunden ein sicheres und zuverlässiges Netz zur Verfügung zu stellen. Dafür sind neben der Wartung und Instandhaltung auch Investitionen zum Anschluss neuer Kunden bzw. zur Verstärkung bestehender Kundenanschlüsse erforderlich. Derzeit wird im Süden von Linz ein neues Umspannwerk unter anderem zur Absicherung der Stromversorgung der voestalpine errichtet. Reichen die Transportkapazitäten in einem Netzbereich nicht aus, so muss eine Netzstützung durch den Einsatz lokaler Erzeugungsanlagen (Engpassmanagement) erfolgen. Die LINZ STROM GmbH trägt durch den Ausbau moderner GuD-Kraftwerke sowie eines Biomassekraftwerks dazu bei, die Strom- und Fernwärmeversorgung im Linzer Raum abzusichern.

3. Sicherheit der Gasversorgung durch Leitungsausbau

Der ständig steigende Bedarf der Großindustrie im Linzer Raum sowie der vermehrte Einsatz von Erdgas in der Stromerzeugung machte die Errichtung einer zusätzlichen Erdgashochdruckleitung nach Linz erforderlich. Durch diese neue Leitung ist sichergestellt, dass auch an kalten Wintertagen ausreichend Gas für die industriellen Verbraucher, die Haushaltskunden sowie die Kraftwerke im Linzer Raum zur Verfügung steht. Ein Ausfall der Gasversorgung an einem Hochlasttag im Winter hätte nicht nur den Ausfall der Wärmeversorgung in Linz zur Folge. Auch die Stromerzeugung in den erdgasbefeuerten Kraftwerken würde ausfallen und dadurch zur Überlastung des Hochspannungsnetzes in Oberösterreich führen, die letztlich einen Ausfall der Stromversorgung zur Folge hätte.

¹ Vorstandsdirektor, Linz AG, Wiener Straße 151, 4020 Linz;
Tel: +43 (0) 732 3400, Faxl: +43 (0) 732 3200
e-mail: j.heizinger@linzag.at, Url: www.linzag.at;

4. Sicherheit der Fernwärmeversorgung durch Fernwärmespeicher

Im Zuge der Modernisierung des Fernheizkraftwerks Mitte der LINZ STROM GmbH wurde ein 65 m hoher Fernwärmespeicher mit einem Volumen von ca. 34.500 m³ errichtet. Der maximale Wärmeinhalt beträgt 1.500 MWh, damit kann die Fernwärmeversorgung im Winter bei Ausfall der GuD-Anlage für 17 Stunden und im Sommer sogar bis zu 50 Stunden aufrecht erhalten werden. Weitere Vorteile des Speichers sind die Substitution von Spitzenlastkesseln sowie eine Entkoppelung der Fernwärmeaufbringung vom Bedarf. Dadurch kann der Anlageneinsatz im Kraftwerk stromorientiert erfolgen und damit besser auf die Gegebenheiten des liberalisierten Strommarktes abgestimmt werden.

5. Vorteile der KWK mit Fernwärmeauskopplung in der städtischen Energieversorgung:

Der Brennstoffnutzungsgrad im modernisierten FHKW Mitte der LINZ STROM erreicht bis zu 90 %. Im Vergleich zur getrennten Strom- und Wärmeerzeugung können pro MWh Strom und Wärme dadurch bis zu 660 kg CO₂ eingespart werden. Durch ständige Modernisierung des Kraftwerksparks der LINZ STROM GmbH konnte außerdem der spezifische Schadstoffausstoß bezogen auf die Nutzenergie bei SO₂, Staub und NO_x seit 1988 auf ein Zehntel reduziert werden. Damit trägt die LINZ AG wesentlich zur Verbesserung der Luftgüte in Linz bei.

1.3 Nationale und regionale Energiekonzepte (Session A1)

1.3.1 „Experiences of Worldwide Energy Consumption Per Capita“

Gregor Karlovsek (Slowenisches Nationalkomitee des Weltenergieerates)

Firstly, the paper presents energy consumption per capita in years 1980 to 2003 expressed in power term (in kWh usage of primary energy per hour) reflected by the population growth where total demand can be noticed. Thus modern society understands energy as a part of primary need, questions are raised what future supply will be needed to satisfy growth rates worldwide. The paper therefore gives a critical judgement, also with reasonable thought over sustainable entrepreneur platform.

1.3.2 „Illusionen, Schwachstellen und Realismus in der Weltenergiepolitik- Erkenntnisse und Folgerungen aus vergangenen und aktuellen Prognosestudien“

Meret Heierle (Verband Schweizerischer Elektro-Installationsfirmen)¹

Die erste Erdölkrise 1973 hatte zwar Ölpreiserhöhungen zur Folge, war aber vor allem geprägt durch das Bewusstwerden der Endlichkeit der Erdölreserven. Es wurde damals gestützt auf die derzeitigen Verbrauchsberechnungen prognostiziert, dass die Vorräte für noch etwa dreißig Jahre reichen würden. Auf Grund dieser düsteren Aussichten wurden Energieszenarien entwickelt, welche den sukzessiven oder teilweisen Ersatz des Erdöls vorsahen. Es wird aufgezeigt, ob und inwieweit sich diese Prognosen und Szenarien realisiert haben, welche Parallelen zur aktuellen Ölpreiskrise bestehen und ob in der Folge die damaligen Schlussfolgerungen auf die heutige Situation ganz oder teilweise übertragen werden können.

Frühere Erdölkrisen, Prognosen und heutige Situation

Eine grosse internationale Expertengruppe unter der Federführung des Massachusetts Institute of Technology (MIT) prognostizierte im Jahr 1977 das Auslaufen der wirtschaftlich ausbeutbaren Erdölreserven um die Jahrhundertwende. Man schätzte damals die Weltölreserven auf rund 90 Milliarden Tonnen und nahm eine Jahresnachfrage zwischen 3 und 3,5 Milliarden Tonnen an. Um die Weltenergieversorgung zu sichern, sollten als sichere Alternativen Kohle und Kernenergie eingesetzt werden sowie eine erhöhte Energieeffizienz über Energieeinsparungen und Erhöhung des Energiewirkungsgrades zum Tragen kommen.

Die damals angekündigte Erschöpfung der Ölreserven wird nicht so schnell eintreten. In einer breit ausholenden Studie des Weltenergieerates und der Wiener IAASA, die anlässlich des Kongresses des Weltenergieerates 1998 in Houston veröffentlicht wurde, unterstreichen deren Autoren in den Erläuterungen zu den vorgelegten 6 Szenarien zur Weltenergieversorgung bis 2050 und 2100, dass im 21. Jahrhundert wahrscheinlich kein Mangel an fossilen Energieträgern auftreten werde, die Versorgung jedoch durch politische und wirtschaftliche Ereignisse gehemmt werden könnte. Nach nicht einmal einem Jahrzehnt bestätigen die machtpolitischen Kräfteverhältnisse und die damit verbundenen Spekulationen und Reaktionen diese Aussage. Auch wenn die Anspannung an den Märkten etwas nachgelassen hat, so ist die Befürchtung nicht von der Hand zu weisen, dass die Entwicklung der letzten Monate den Beginn der dritten Erdölkrise bedeutet.

Auch wenn im Jahr 2005 nicht der drohende Mangel an Erdöl die Preissteigerung auslöste, so sieht sich die Wirtschaft wiederum vor das Problem gestellt, genügend Energie zu wirtschaftlich tragbaren Preisen zur Verfügung zu haben. Deshalb ist zu betrachten, welche Energieträger zu welchen Zwecken anstelle des Erdöls treten können. Die (teilweise) Ablösung des Erdöls durch andere Energie-

¹ Verband Schweizerischer Elektro-Installationsfirmen (VSEI), Limmatstrasse 63, Postfach 2328, 8031 Zürich/Schweiz; Tel. +41 44 444 17 17, Fax +41 44 444 17 18, Direktwahl +41 44 444 17 80; e-mail: meret.heierle@vsei.ch, Url: www.vsei.ch/www.usie.ch;

formen, muss ein mittelfristiges Ziel sein. Sie wird in den zwei bis drei Jahren, in denen nach Ansicht internationaler Energieexperten das hohe Preisniveau vermutlich bestehen bleibt, nur eingeleitet werden können. Damit jetzt zu beginnen, ist dennoch unabdingbar. Selbst wenn sich die Lage wieder entspannen sollte, ist doch später mit weiteren massiven Preiserhöhungen zu rechnen, und irgendwann werden die Erdölreserven erschöpft sein, auch wenn der ungefähre Zeitpunkt von so vielen Faktoren abhängt, dass zur Zeit keine Prognosen vorliegen, die mit denen der siebziger Jahre vergleichbar sind.

Ein weiterer Aspekt ist der sich abzeichnende zunehmende Energiebedarf von Ländern wie China, Indien etc. Mittelfristig werden weitere Ländern der so genannten dritten Welt folgen. Dabei wird nur sehr bescheiden Rücksicht die Umwelt genommen. Es geht – verständlicherweise – zuerst um das Wohl und den Komfort des Einzelnen, den die heutigen Industrieländer diesen Menschen weder wehren dürfen noch können.

Wege aus der Erdölkrise

2020 soll Erdöl – wie heute – 40% des Weltenergiebedarfes decken, dessen Zuwachs bis zu diesem Zeitpunkt ebenfalls 40% erreichen würde. Eine nicht unbedeutende Tatsache ist für die heutige Erdölindustrie das Alter der derzeit ausbeuteten Lager. Die heutigen Produktionsstätten wurden vor längerer Zeit erkundet, neue Reservekapazitäten müssen daher sichergestellt werden, will man die Ölnachfrage in den nächsten Jahrzehnten ohne brutale Preiserhöhungen decken können.

Die Erdgasreserven sind wie die Ölreserven geeignet, die Bedarfsdeckung in den nächsten Jahrzehnten zu sichern. Erdgas wird in Zukunft einem starken Verbrauchszuwachs gegenübergestellt, wobei auch hier energiepolitische Spannungen nicht auszuschliessen sind.

Obwohl grosse Potentiale bestünden, wird für die künftige Stromversorgung die hydraulische Energiegewinnung nur zurückhaltend genannt; es werden die hohen Kapitalanforderungen und vermehrt auch Umweltaspekte erwähnt. Wasserkraft ist heutzutage die einzige erneuerbare Energie die sowohl bezüglich Verfügbarkeit als auch Wirtschaftlichkeit grossen Nutzen bringt. Aber die Frage, ob das Drei-Schluchten-Projekt in China oder der Assuandamm in Ägypten auf lange Sicht vertretbare Entwicklungen sind, muss gestellt werden.

In einer Welt, die derzeit etwa 11 Milliarden Tonnen Öleinheiten verbraucht, trägt die Kernenergie mit etwa 600 Millionen Tonnen Öleinheiten zwar global bescheiden, in gewissen Industrieländern jedoch in stärkerem Mass, zur Energiebereitstellung bei. Dieser Energieform werden aus verschiedenen Gründen nur zögernde Entwicklungsaussichten vorausgesagt. Einige Länder haben entweder ihre Kernkraftwerke ausser Betrieb genommen oder den Ausstieg in absehbarer Zukunft vorgesehen. Dennoch wird das Offenhalten der Option oft als unerlässlich erklärt. So war am Kongress des Weltenergieerates in Sydney angesichts des steigenden Energiebedarfes der Welt und der geopolitischen Situation deutlich die Stimmung zu spüren, dass auf das Potential der Kernenergie nicht leichtfertig verzichtet werden sollte.

Die Kohlereserven reichen nach heutiger Sicht für eine Versorgung von weit über einem Jahrhundert aus. Die Verteilung der Weltkohlereserven stellt kaum geopolitische Probleme. Die 1977 erschienene MIT-Studie hatte die Kohle neben der Kernenergie als Hauptalternative zu den Kohlenwasserstoffen Erdöl und Erdgas betrachtet. Die Experten hatten sich einen Weltkohlemarkt vorgestellt, in dem neue Transporttechnologien mit Kohlenstaubwassermischungen, die durch so genannte „slurry pipe lines“ als zähflüssige Masse zu den Verladehäfen befördert würden, eingesetzt werden sollten. Auch Kohlevergasung und -verflüssigung wurden als mögliche Zukunftslösungen hervorgehoben. Verschiedene Testprojekte wurden mit heute noch wenig Erfolg untersucht.

Fazit

Hatte man in den siebziger Jahren eine starke Entwicklung der Kohleindustrie ohne besondere Bedenken als eine Notwendigkeit für eine sichere Weltenergieversorgung in Betracht gezogen, so wird heute wegen der befürchteten Klimakatastrophe durch den Treibhauseffekt eine Neuorientierung der Energiepolitik notwendig. Im Vordergrund stehen dabei die neue erneuerbare Energie sowie die rationelle Energienutzung. Aber auch andere Formen der Energiegewinnung wie beispielsweise die Kernenergie dürfen nicht ausser Betracht gelassen werden. Für jede einzelne Energieform sind Möglichkeiten und Grenzen ohne Vorurteile genau zu prüfen. Dabei darf die Notwendigkeit langer Forschungs- und Entwicklungstätigkeit nicht vergessen werden. Es müssen auch der finanzielle Aspekt und die rechtlichen Rahmenbedingungen für den Einsatz der erneuerbaren Energie berücksichtigt werden. Trotzdem erlauben die seit mehreren Jahrzehnten gemachten Fortschritte, die erneuerbare Energie als eine nützliche, vorerst komplementäre Energiequelle bei spezifischem Einsatz zu schätzen.

1.3.3 „Nachhaltige Stromversorgung Österreichs: offene Fragen für die Energieinnovation“

Michael Bobik (FH Joanneum/Infrastrukturwirtschaft)¹

Den Startpunkt jeder Diskussion über Verbrauch begrenzter Ressourcen muss natürlich die Definition des echten Bedarfs darstellen. Vom Stromverbrauch benötigen die Sparten Industrie, Gewerbe und Haushalt jeweils etwa ein Drittel. Effizienzsteigerungspotenziale bestehen vor allem beim Haushaltsverbrauch. In Industrie und Gewerbe wurden längst die meisten Energiesparpotenziale ausgeschöpft; hier geht es vor allem noch um „Peak Shaving“, also das Glätten von Spitzenbedarf.

Im europäischen Umfeld ist zu fordern, dass der Strom vor allem dort, wo er am umweltfreundlichsten und günstigsten herzustellen ist, erzeugt und durch genügend starke Übertragungsleitungen verteilt würde. Andererseits gibt es in letzter Zeit aus Gründen der „Terrorsicherheit“ als Gegenströmung wieder Überlegungen zu Bilanzausgleich innerhalb lokal begrenzter Netze.

Ein bedeutender Innovationsbedarf besteht in der Ausweitung der Möglichkeiten der längerfristigen, jahreszeitlichen Energiespeicherung. Für den flächendeckenden Bedarfsausgleich ist die Speicherung als potenzielle Energie (Speicherkraftwerke) oder als chemische Energie (als Erdgas, Wasserstoff oder flüssige Energieträger) unverzichtbar.

Österreichs Stromverbrauch wurde 2002 zu etwa 70%, 2004 nur zu 61% aus erneuerbaren Quellen gedeckt, wobei natürlich die Wasserkraft den Hauptanteil bildet. Ohne diese waren es ca. 3%, wobei dieser Anteil im Wesentlichen aus Biomasse erzeugt wird. Mit dem inländischen Waldrestholz kann nur etwa 5% des österreichischen Stromverbrauches gedeckt werden. Wenn man nicht davon ausgehen will, dass ein Großteil der Biomasse aus russischen Wäldern importiert werden soll, ist der einzige Weg der Aufbau einer umfangreichen Energielandwirtschaft. Erntewerkzeuge, Verbrennungstechnologien und wissenschaftliche Literatur dazu sind umfangreich verfügbar. Rein rechnerisch, unter der Annahme, dass langfristig 70% des österreichischen Stroms auf heutiger Verbrauchsbasis aus Wasserkraft und 30% aus Biomasse erzeugt werden sollten, ergäbe sich allerdings ein riesiger Flächenbedarf für Holzplantagen von ca. 550.000ha bzw. 1/3 der Oberfläche der Steiermark. Die Summe der Stilllegungsflächen beträgt vergleichsweise etwa 110.000 ha.

Aus der Sicht eines „landwirtschaftlichen Unternehmers“ wurde der Anreiz zur Umstellung, unter Berücksichtigung aller Fördermaßnahmen, untersucht. Weiden oder Miscanthus schneiden in der rein betriebswirtschaftlichen Betrachtung Erfolg versprechend ab. Allerdings ist auch die Verwertbarkeit in Verbrennungs- oder Vergasungsverfahren zu betrachten, was eindeutig für Holz und gegen Gräser wie Miscanthus spricht. Besonders hingewiesen sei auf die Vergasungs-Technologie der Pilot-Anlage in Güssing. Diese erlaubt es aus heutiger Sicht, sowohl aus der Verbrennung in einem Gasmotor Strom zu erzeugen und Fernwärme einzuspeisen, als auch über eine Fischer-Tropsch-Synthese Diesel-artige Treibstoffe zu erzeugen. Die Wirtschaftlichkeit scheint Erfolg versprechend, muss aber noch bis zur Marktreife weiter gesteigert werden.

Biogasanlagen zur Stromerzeugung sind technologisch relativ einfach, die Komplexität besteht in der Wahrung günstiger Lebensbedingungen der Biologie im Fermenter. Insgesamt wird aus mehreren Gründen die Biogastechnologie jedoch nur einen geringen Beitrag zur Stromversorgung Österreichs liefern.

Geothermie-Potenziale liegen in Österreich hart unter der Grenze der Nutzbarkeit. Für größere Vorhaben der Stromerzeugung reichen die vorherrschenden Temperaturen des tiefen Untergrundes in Österreich nicht aus. Jedenfalls ist auch hier ein nur unbedeutender Beitrag zur Stromversorgung zu erwarten.

Photovoltaik erreicht heute erst einen Umwandlungswirkungsgrad von Lichtenergie in Strom von etwa 16%. Solche Werte liegen noch sehr weit entfernt von jeglicher realistischer Wirtschaftlichkeit und Flächenbedarf. Um in die Nähe wirtschaftlicher Brauchbarkeit zu kommen, müssen die Kosten pro Watt auf deutlich unter ein Zehntel des heutigen Wertes sinken. Wesentlich näher der Wirtschaftlichkeit befinden sich solarthermische Kraftwerke. Seit etwa 15 Jahren schon sind

¹ Leiter FH-Studiengang „Infrastrukturwirtschaft/Urban Technologies“, FH JOANNEUM, A-8605 Kapfenberg;

Parabolrinnenkraftwerke in der Mojave-Wüste im Einsatz. Das sind jedoch große, menschenleere Wüstengebiete, die in Europa nicht zu finden sind.

Was den Ausbau der Windkraft betrifft, sind Deutschland, Spanien und Dänemark mit gemeinsam fast 2/3 der heutigen weltweiten Stromerzeugung aus Windkraftanlagen auch technologisch führend. In Österreich sind derzeit etwas über 150 MW ausgebaut, dies scheint aber - mangels Wind in vielen Gegenden - nicht beliebig steigerbar.

In einem Überblick über die Stromversorgung der Zukunft die Entwicklungen im sogenannten konventionellen Bereich zu vergessen, wäre weniger als die halbe Wahrheit. Als erstes ist dabei auf die höchst effiziente aber gar nicht neue Kraft-Wärme-Kopplung hinzuweisen, die aber durch den Kostendruck der Strommarktliberalisierung gelitten hat. Die Integration einer Absorptionswärmepumpe führt zukünftig zu einer Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung.

An Innovationen der konventionellen Kraftwerkstechnologie wird Österreich wegen der geringen Anzahl zu investierender Einheiten nur passiv teilnehmen können.

Kennzeichen der Entwicklung jeglicher Kraftwerkstechnologien ist heute auf Grund des Marktdruckes der Liberalisierung die strikte Eingrenzung auf schnell amortisierte und risikolose Innovationen. Insofern besteht ein Innovationspotenzial eher im Upgrading von bestehenden Technologien auf höhere Dampftemperaturen und Drücke, unter Beibehaltung bekannter Ausführungsdetails.

Im Zusammenhang mit CO₂-Sequestrierungsverfahren gibt es besonders in Deutschland sehr große Entwicklungsvorhaben. Aus kommerziellen Gründen ist davon wohl der Oxifuel-Technologie die beste Zukunftsprognose zu stellen. Die das Konzept abrundende Untertagedeponierung von CO₂ dürfte jedoch auf Akzeptanzprobleme stoßen. Dass sie großtechnisch machbar ist, beweisen bereits ausgeführte und problemlos arbeitende Anlagen an Ölbohrplattformen. Da der Transport des Abfall-CO₂ über weite Strecken jedoch kaum wirtschaftlich sein dürfte, können Kraftwerksanlagen dann nur in der Nähe geologischer Speicher errichtet werden.

Für eine nachhaltige österreichische Stromversorgung mit Horizont 2020 und den daraus folgenden Innovationsbedarf lassen sich damit folgende grobe Schlussfolgerungen ziehen:

- Sparpotenziale sollten es ermöglichen, den Stromverbrauch nicht weiter steigen zu lassen. Kraft-Wärme-Kopplung und Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung sind trotz der Benachteiligungen im liberalisierten Strommarkt wo immer möglich zu fördern. Innovationsbedarf könnte in kostensparender Modularisierung bestehen.
- Wasserkraft sollte wo überall möglich weiter ausgebaut werden. Durch jahreszeitliches Auseinanderklaffen von Wasserangebot und Strombedarf werden angesichts hoher Spotmarktpreise Innovationen in Speichertechnologien wieder sinnvoller (z.B. bessere Pump-Wirkungsgrade).
- Ein Mix aus etwa ¾ Wasserkraft und ¼ Biomasseverbrennung bzw. -vergasung könnte langfristig das Rückgrat einer nachhaltigen österreichischen Stromversorgung darstellen. Verbrennungs- und Vergasungstechnologien für Biomasse sind erprobt oder bedürfen nur eines restlichen Anschubes zur Markteinführung. Kostengünstige Brennstofflogistik wäre dagegen ein wesentlicher Innovations-Nachholbedarf.
- Um Biomasse im notwendigen großen Maßstab einsetzen zu können, ist eine radikale Umstellung der Flächennutzung auf Energielandwirtschaft von Nöten.
- Zur Stromerzeugung bleiben trotz laufender Verbesserungen auch mittelfristig in Österreich Sonnenenergie, Biogas, Geothermie und Windkraft quantitativ gesehen nur lokale Randerscheinungen.
- Bei „konventioneller“ Stromerzeugung aus Kohle oder Erdgas ist neben konsequenter Fernwärmeauskoppelung auf die demnächst praktikablen hohen Dampfparameter hinarbeiten, um den Wirkungsgrad an die technischen Grenzen zu treiben. Ob Kraftwerke mit CO₂-Anreicherung und Sequestrierung in Österreich richtig am Platz sind, ist zu diskutieren; es dürfte wahrscheinlich um vieles sinnvoller sein, freie unterirdische Gasspeichervolumina nicht für CO₂, sondern zur Zwischenspeicherung von Erdgas zu nutzen, wie die jüngsten Entwicklungen in der Ukraine beweisen.
- Statt von einer weit entfernten Wasserstoffwirtschaft zu träumen, wäre es naheliegender, intensive Entwicklungsarbeit in Biosprit und Fischer-Tropsch-Diesel (Biodiesel) als Energieträger bzw. -speicher zu stecken.

1.3.4 „Stand und Perspektiven der Energiewirtschaft in Slowenien“

Katja Bedenik, Udo Bachhiesl
(TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹

Kurzfassung:

Slowenien hat eine Bevölkerung von ca. 2 Mio. Einwohnern und kann mit einem Anteil von ca. 56 Prozent als sehr waldreich bezeichnet werden.

Eine Analyse des energetischen Endverbrauchs in Slowenien zeigt eine starke Abhängigkeit von fossilen Energieträgern, da ca. 47 Prozent über Erdöl und 17 Prozent mittels Erdgas gedeckt werden. Die Gliederung des Energieverbrauchs nach Sektoren zeigt, dass die Bereiche Transport (29%), Sachgütererzeugung (28%), sowie Haushalte (25%) dominierend sind. Der Gesamtstromverbrauch betrug im Jahre 2004 ca. 12.000 GWh, wobei dieser aus dem Atomkraftwerk Krsko (28%), Importen (26%), thermischen Kraftwerken (24%) sowie Wasserkraftwerken (19%) gedeckt wurde.

Hinsichtlich des Erdgaseinsatzes ist Slowenien zu fast 100 Prozent importabhängig. Strategischen Planungen zufolge könnte sich der Erdgasverbrauch auf 141 Mio.m³ im Jahr 2010 und 395 Mio.m³ im Jahr 2015 erhöhen, begründet u.a. auch durch den geplanten Bau neuer Gaskraftwerke. Ein entsprechender Ausbau des Erdgasnetzes ist geplant. Im Rahmen der Trans-Europäischen Energienetze ist eine ca. 1.400 m Lange Erdgasleitung (NG3) vom Kaspischen Meer über den Mittleren Osten, die Türkei, Griechenland, den Balkan, nach Slowenien führt. Auch im Bereich der Elektrizitätsnetze sind seitens der EU und Sloweniens prioritäre Projekte geplant.

Slowenien ist am 1. Mai 2004 der Europäischen Union beigetreten und hat sich somit auch verpflichtet die im energiewirtschaftlichen Bereich bestehenden Richtlinien entsprechend umzusetzen. Hinsichtlich der Elektrizitätsmarktliberalisierung ermöglicht die slowenische Gesetzgebung seit 2001, dass bestimmte Verbraucher ihren Lieferanten frei wählen können. Die Vollständige Liberalisierung ist bis Juli 2007 geplant.

Die zukünftige energiepolitische Entwicklung Sloweniens wird in zwei wesentlichen Dokumenten festgehalten. Im Nationalen Energieplan werden die energiepolitischen Ziele Sloweniens bis 2015 definiert. Es werden darin u.a folgende Ziele festgelegt:

- Langfristige Reduktion der Importabhängigkeit im Elektrizitäts- sowie Wärmebereich
- 100%ige Öffnung des Elektrizitätsmarktes
- Steigerung des Anteiles erneuerbarer Energie auf 33,6%
- Erstellung von verbindlichen lokalen Energiekonzepten
- Steigerung der Energieeffizienz in den Bereichen Verkehr, öffentlicher Sektor und Industrie

Im Jahr 2004 wurde mit den österreichischen Bundesländern Kärnten und Steiermark eine gemeinsame Energieleitlinie im Rahmen des SEPIRAP-Projekts erstellt, welche offiziell von den zuständigen politisch Verantwortlichen unterzeichnet wurde. Diese Leitlinie beschreibt konkrete Maßnahmen zur Einsparung sowie effizienteren Nutzung von Energie, als auch zur Erhöhung des Anteiles erneuerbarer Energieträger in den Bereichen Energieversorgung, Haushalte und Kleinverbraucher, Öffentlicher Sektor, Industrie und Großverbraucher sowie Verkehr.

Keywords:

Slowenien, Energie, Energiewirtschaft

¹ TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation; Inffeldgasse 18, 8010 Graz;
Tel: +43 (0) 316 873 7909, Fax: +43 (0) 316 873 7909;
e-mail: Bachhiesl@TUGraz.at, Url: www.IEE.TUGraz.at;

1.3.5 „Energierregion Oststeiermark“

Christian Luttenberger (Regionalmanagement Oststeiermark)¹

Die 5 oststeirischen Bezirke Feldbach, Fürstenfeld, Hartberg, Radkersburg und Weiz werden zunehmend als „Energierregion Oststeiermark“ bezeichnet. Daran arbeitet das gleichnamige Projekt (Dezember 2004 - November 2006) unter der Trägerschaft des Regionalmanagement Oststeiermark und der Umsetzungsarbeit der derzeit 13 Partnerinstitutionen. Die 5 Bezirke mit Ihren Gemeinden und Unternehmen gehen bewusst den Weg, diese europäische „Musterregion für Erneuerbare Energie“ und „Energieeffizienz“ – die „Energierregion Oststeiermark“ – zu werden.



Ziele

Dafür werden zahlreiche Teilprojekte und Maßnahmen umgesetzt, die die Thematik zu einem nachhaltigen regionalen Entwicklungstreiber machen soll. Ökonomie, Ökologie und soziale Aspekte sollen gleichermaßen, gleichzeitig und andauernd gestärkt daraus hervorgehen und der Einsatz Erneuerbarer Energieträger sowie die Wirtschaftsleistung und die Arbeitsplätze im Themenbereich gesteigert werden. Ein wichtiger Punkt ist auch die gemeinsame Koordination der Energieaktivitäten und die Positionierung der Dachmarke „Erneuerbare Energie Oststeiermark“, die für die regionalen Partner/innen, Unternehmen, Gemeinden, Dienstleistungen, Produkte und das Erneuerbare Energie-Know-how steht. Die Identifikation der Region mit dem Thema „Erneuerbare Energie Oststeiermark“ wird angestrebt.



ERNEUERBARE ENERGIE
OSTSTEIERMARK

Ausgangssituation

Erneuerbare Energie ist zukunftsträchtigstes Entwicklungsfeld der Oststeiermark

Im Regionalentwicklungsprozess GO BEST (Gemeinsame Oststeirische Wirtschafts- und BEschäftigungsSTRategie, 2002-2004) attestierten über 400 oststeirische Akteure/innen dem Thema „Erneuerbare Energie, Energieeffizienz und Energiebewusstsein“ neben „Tourismus/Landwirtschaft“, das zukunftsträchtigste Entwicklungsfeld der Oststeiermark zu sein. Aus dem regionalen Bedarf wurden auch die Inhalte des jetzigen Projektes erarbeitet.

„Erneuerbare Energie“ wurde vom Regionalmanagement Oststeiermark vor GO BEST bereits 1998 im Rahmen von D.E.O. (Das Entwicklungsprogramm Oststeiermark) in ein Regionalentwicklungsprogramm einbezogen und ist damit bereits seit Jahren Bestandteil der integrierten Regionalentwicklung der Oststeiermark.

Hohe Dichte an AkteurInnen und Organisationen, große Erneuerbare Ressourcen, Stärkefelder

In den oststeirischen Bezirken existiert eine hohe Dichte von Experten/innen, Institutionen, Firmen und privaten Aktivisten/innen zum Thema. Das zeigt sich auch in 5 definierten Stärkefeldern wie z.B. „Biogas“, wo die „Energierregion Oststeiermark“ eine der höchsten europäischen Anlagendichten aufweist. Neben Rohstoffen steht also auch entsprechendes Know-how bereit, um mit einer koordinierten Vorgangsweise und bei gelungener Impulssetzung den Sprung zur Musterenergie-region in absehbarer Zeit schaffen zu können.

¹ Regionalmanagement Oststeiermark, Radersdorf 75, 8263 Großwilfersdorf, Tel. 03385 8400 bzw. 0699 10712768, oststeiermark@regionalmanagement.at bzw. energieregion.oststeiermark@lutzenberger.ch, www.regionalmanagement.at;

Abhängigkeit 75%

Dennoch werden derzeit in der Oststeiermark lediglich 25% des Energieverbrauchs „erneuerbar“ gedeckt. 75% fossile Energieträger sorgen für maßgebliche Abhängigkeit und massiven Wertschöpfungsabfluss aus der Region. Es finden zwar eine Reihe von Aktivitäten in der Region statt. Inhalte und Vorgangsweisen unterliegen jedoch nur ansatzweise einer Koordination. Und für die Öffentlichkeitswirkung ist an einem breiten, beständigen und vertrauenswürdigen Image der „Erneuerbaren Energie Oststeiermark“ noch weiter zu arbeiten.

Maßnahmen

A Koordination, Information, Abstimmung der Energieaktivitäten

B Strategische Öffentlichkeitsarbeit

- Marketingstrategie, Markenentwicklung „Erneuerbare Energie Oststeiermark“, Werbe- und Infokampagne
- Aufbau eines „Exkursionsmanagements Energieregion Oststeiermark“
- „GIS“ Plattform – virtuelles Einstiegsportal in die „Energieregion Oststeiermark“
- Kalender „Erneuerbare Energie Oststeiermark“
- Intensive Medien-Kooperation – „Erneuerbare Energie Oststeiermark“ wird stark präsent

C Umsetzung von 5 Leuchtturmprojekten

- Energieoptimiertes Bauen - Sanierungs- und Passivhausinitiative
- „Regionaler Treibstoff Pflanzenöl“ - Verstärkung der Produktion und energetischen Nutzung
- „lichtpaket“ - Optimierung kommunaler Straßenbeleuchtungen
- „Rohstoffdrehscheibe“ - „Multifunktionales Energiezentrum“
- „e5-Modellgemeinde“ - Gemeinden auf dem Weg zur erneuerbaren, energieeffizienten Energieversorgung

D Themenkoordination in 5 Stärkefeldern: Veranstaltungen, Exkursionen, Workshop's mit regionalen Akteuren/innen - Motto: „Stärken stärken“

- „Biogas“
- „Energieoptimiertes Bauen“
- „Solarthermie und Photovoltaik“
- „Biomasse“
- „Pflanzenöle und Mobilität“

Partner/innen

- | | | |
|---|--|---|
| • AEE Intec | • KWB (Kraft und Wärme aus Biomasse GmbH) | • Regionale Medien |
| • AKREMI (Arge Kreislaufwirtschaften mit Mischkulturen) | • LEA (Lokale Energie Agentur Oststeiermark) | • SERI (Sustainable Europe Research Institute) |
| • Bernhard Bergmann | • Martin Auer | • W.E.I.Z. (Weizer Energie- und Innovationszentrum) |
| • IG Passivhaus | • Ökocluster Oststeiermark / Energieschaustrasse | • Projektleitung, -koordination und -träger: Regionalmanagement Oststeiermark |
| • Joanneum Research, JOINTS Hartberg | • raunigg & partner | |

Die Zahl der Partner/innen steigt mit dem Umsetzungsgrad.

Fördergeber/innen

- | | |
|---|---|
| • FA 3, Wissenschaft und Forschung, Land Steiermark | • Netzwerk Ökoenergie Steiermark |
| • FA 13B, Bau- u. Raumordnung, Energieberatung, Land Steiermark | • Landesenergieverein Steiermark |
| • Ressort Energie der Steiermärkischen Landesregierung | • Eigenmittel: Regionalmanagement Oststeiermark |

Die Zahl der Partner/innen steigt mit dem Umsetzungsgrad.

1.3.6 „Neue Wege der integrierten Bewertung von nationalen Energieszenarien für Österreich“

**Katharina Kowalski, (SPRU Science and Technology Policy Research)¹
Reinhard Madlener (CEPE Centre for Energy Policy and Economics)²,
Sigrid Stagl (SPRU Science and Technology Policy Research)¹**

In diesem Beitrag wird die Entwicklung und Bewertung von nationalen Szenarien über die Nutzung erneuerbarer Energieträger in Österreich bis 2020 vorgestellt. Diese Szenarien und ihre Bewertung sind Ergebnisse des FWF-Forschungsprojektes „ARTEMIS“ (Evaluierung erneuerbarer Energietechnologien auf lokaler und nationaler Ebene – ein partizipativer Multikriterien-Ansatz; www.project-artemis.net), welches zum Ziel hat, einen Beitrag zur laufenden Diskussion über die sinnvolle Forcierung der Nutzung von erneuerbarer Energie zur Strom- und Wärmegewinnung in Österreich zu leisten. Durch die Kombination von Szenarientwicklung, einer Multikriterien-Analyse und eines partizipativen Prozesses sollen mögliche mittelfristige Entwicklungspfade des Energiesystems in Österreich untersucht und anhand der ökonomischen, sozialen und ökologischen Konsequenzen sowie der ermittelten sozialen Präferenzen evaluiert werden.

Zwei grundlegende Annahmen bilden den Ausgangspunkt des Projektes ARTEMIS:

(1) Die inhaltliche Kooperation von WissenschaftlerInnen und InteressensvertreterInnen ist zentral, um Fortschritte in Richtung eines nachhaltigeren Energiesystems zu erzielen. Dazu wurden Diskussionen und Ergebnisse aus zwei Workshops (18. Mai 2005 und 8. November 2005) und 25 Interviews mit österreichischen InteressensvertreterInnen im Bereich erneuerbare Energie in die Projektarbeit (Szenarientwicklung, Erarbeitung der Kriterienliste, Gewichtung der Kriterien) integriert.

(2) Neue methodische Vorgehensweisen sind notwendig, um der Komplexität von energiestrategischen Fragen auf transparente Weise gerecht zu werden. Dazu wurden einerseits fünf exemplarische Szenarien (A – „Schnell und bekannt“, B – „Wettbewerbsvorteil ausbauen“, C – „Investitionen in die Zukunft“, D – „Biomasse im großen Stil“, E – „Große Wirkung im Kleinen“) formuliert. Diese zeichnen sich durch einen qualitativen Teil (deskriptive Beschreibung der Szenarien) und durch einen quantitativen Teil (pro Technologie bzw. Technologiefamilie erzeugte Energiemenge) aus. Andererseits wurde eine Multikriterien-Analyse angewandt, um die hohe Komplexität der Auswirkungen der unterschiedlichen Zukunftsentwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien möglichst umfassend bewerten zu können. Ein detailliertes Indikatoren-System, welches in einem partizipativen Prozess entwickelt wurde, stellte den Ausgangspunkt dieser Analyse dar. Ergebnis der Analyse ist die Reihung der Szenarien anhand einer integrierten Bewertung ihrer vielfältigen Auswirkungen.

In der Präsentation werden die fünf ausgearbeiteten Energieszenarien für Österreich bis 2020, ihre Szenarienparameter, die Bewertungskriterien und die konkrete Bewertung der Energieszenarien, vorgestellt. Zudem werden generelle Schlussfolgerungen für die Erarbeitung von Zukunftsperspektiven für eine nachhaltige Energiewirtschaft abgeleitet und insbesondere die Rolle einer partizipativen Szenariengenerierung in Diskussions- oder Entscheidungsprozessen herausgeschält.

¹ SPRU - Science and Technology Policy Research, University of Sussex, Sussex House, Brighton, BN1 9RH, United Kingdom, Tel: +44-1273-606755;

e-mail: kowalski@env.leeds.ac.uk bzw. s.stagl@sussex.ac.uk, Url: www.spru.sussex.ac.uk/spru

² Centre for Energy Policy and Economics (CEPE), Department of Management, Technology, and Economics, ETH Zürich, Zürichbergstrasse 18 (ZUE E), 8032 Zürich; Tel: +41-44-632 06 52; e-mail: rmadlener@ethz.ch, www.cepe.ethz.ch;

1.3.7 „Integrierte Nachhaltigkeitsbewertung von Energieszenarien. Eine lokale Fallstudie im Projekt ARTEMIS“

Lisa Bohunovsky*, Ines Omann Martin Bruckner*, (SERI)¹,
Reinhard Madlener (CEPE)²
Sigrid Stagl (SPRU)³

1. Ziel

Die steigende Abhängigkeit der Europäischen Union von fossilen Energiequellen aus politisch instabilen Regionen und die Tatsache der Klimaerwärmung lassen auch in Österreich immer wieder den Ruf nach einer regionalen Energieversorgung auf Basis einheimischer Energieträger laut werden. Initiativen zur verstärkten Verwendung von erneuerbaren Energiequellen auf lokaler und regionaler Ebene bieten eine wichtige Möglichkeit, um die vorhandenen Entwicklungsalternativen aufzuzeigen und diese anhand von Nachhaltigkeitskriterien zu bewerten.

Ziel dieses Artikels ist es, eine wissenschaftlich fundierte Methode aufzuzeigen, um Energieszenarien auf lokaler Ebene zu entwickeln und anhand von multiplen Nachhaltigkeitskriterien in partizipativer Weise zu bewerten, die Ergebnisse dieses Prozesses darzustellen. Zudem werden Schlussfolgerungen zum Ablauf des Evaluierungsprozesses und der Brauchbarkeit der eingesetzten Methode/n gezogen.

2. Projekthintergrund

Im Rahmen des Forschungsprojektes ARTEMIS – „Assessment of Renewable Energy Technologies on Multiple Scales – a Participatory Multi-Criteria Approach“ (www.project-artemis.net) wurden für die beiden steirischen Gemeinden Raabau und Lödersdorf (Bezirk Feldbach) Energieszenarien mit Schwerpunkt auf den erneuerbaren Energien entwickelt und hinsichtlich ihrer erwarteten Auswirkungen auf eine nachhaltige Entwicklung bewertet. Ziel des Projektes auf lokaler Ebene war es, den Gemeinden auf ihrem Weg in Richtung eines verstärkten Einsatzes erneuerbarer Energien Entscheidungshilfen zur Verfügung zu stellen und gleichzeitig eine Methodik zu entwickeln, die der Komplexität der Thematik gerecht wird. In einer zweiten Fallstudie wurde eine entsprechende Untersuchung auch für ganz Österreich durchgeführt (vgl. Tagungsbeitrag von Kowalski et al.).

3. Lokale Energieszenarien

Die Entwicklung von Energieszenarien ist eine gebräuchliche Vorgangsweise, um mit Unsicherheiten bezüglich der weiteren Energieversorgung umzugehen. Im Rahmen der lokalen Fallstudie von ARTEMIS wurden insgesamt vier Energieszenarien entwickelt, um die spezifischen Gegebenheiten der Gemeinden Raabau und Lödersdorf widerzuspiegeln. Diese Szenarien beschreiben insbesondere die Art der Strom- und Wärmeaufbringung in den Gemeinden für das Jahr 2020. Sie stellen damit vier Richtungen dar, in die sich die Gemeinden durch gezielte Aktivitäten und Förderungen in Zukunft entwickeln können.

Das Spektrum reicht von einer Konzentration auf die Stromproduktion mittels Biogas und die Revitalisierung eines vorhandenen Kleinwasserkraftwerkes bis hin zur Wärmebereitstellung durch eine Reihe von gemeinschaftlich betriebenen Hackschnitzelanlagen bzw. dezentralen, privaten kleinen Biomasse-Heizsystemen. Die entwickelten Szenarien zeigen Möglichkeiten auf, wie durch mehr oder weniger intensive Anstrengungen im Bereich der Energieeffizienz (inkl. thermischer Gebäudesanierungen) eine Reduktion des Energiebedarfs erreicht werden kann bzw. durch eine verstärkte Nutzung bestimmter erneuerbarer Energieträger ein zukunftsfähigeres Energiesystem erreicht werden kann. Die Grundzüge der Energieszenarien wurden gemeinsam mit lokal ansässigen Energieexperten

¹ SERI – Nachhaltigkeitsforschung- und -kommunikation GmbH, Garnisongasse 7/27, 1090 Wien; Tel: +43-1-969 0728 0, e-mail: lisa.bohunovsky@seri.at, Url: www.seri.at;

² Centre for Energy Policy and Economics (CEPE), Department of Management, Technology, and Economics, ETH Zürich, Zürichbergstrasse 18 (ZUE E), 8032 Zürich; Tel: +41-44-632 06 52; e-mail: rmadlener@ethz.ch, Url: www.cepe.ethz.ch;

³ Science and Technology Policy Research (SPRU), University of Sussex Freeman Centre, BN1 9QE, UK, e-mail: s.stagl@sussex.ac.uk, Url: www.sussex.ac.uk/spru;

entwickelt; die Modellierung im Anschluss daran erfolgte anhand einer detaillierten Datenerhebung und weiterführenden Experteninterviews.

4. Bewertungskriterien und Gewichtung

Die Bewertung der Szenarien erfolgte anhand von 15 Nachhaltigkeitskriterien, welche gemeinsam mit interessierten VertreterInnen aus der Bevölkerung entwickelt wurden. Diese Kriterien spiegeln jene Anforderungen wider, die die Bevölkerung an ein nachhaltiges Energiesystem stellt und reichen von ökologischen Kriterien (z.B. Klimaschutz, Luftqualität) über ökonomische Kriterien (z.B. Gesteuerungskosten, regionale Wertschöpfung) bis zu sozialen Kriterien (z.B. sozialer Zusammenhalt, soziale Gerechtigkeit). Die Kriterien wurden soweit wie möglich durch quantitative Indikatoren abgebildet und in einigen Fällen durch qualitative Beschreibungen ersetzt bzw. ergänzt. Die Bewertung erfolgte bei den quantitativen Kriterien auf Basis des gesamten Lebenszyklus der Energietechnologien. Die Gewichtung der Kriterien erfolgte ebenfalls durch die beteiligten BürgerInnen in einem partizipativen Prozess im Rahmen eines Workshops, was der Grundidee des von uns gewählten Ansatzes einer umfassenden Partizipation der Betroffenen entspricht.

5. Multikriterienanalyse

Die verwendete Bewertungsmethode (Multikriterienanalyse) unterstützt Entscheidungen über komplexe Probleme und Situationen, welche durch die Existenz von verschiedenen, oft widersprüchlichen Zielen, unsicheren Informationen und dem Vorhandensein verschiedenster Präferenzen gekennzeichnet sind. Sie bedient sich mathematischer Algorithmen und unterstützender Software, um die vorhandene Information zu bündeln, zu aggregieren, und eine Reihung der betrachteten Alternativen (in unserem Falle von lokalen Energieszenarien) vorzuschlagen. Die Variation der Kriteriengewichte und der zugrundeliegenden mathematischen Präferenzfunktionen erlauben dabei auch eine Sensitivitätsanalyse der Ergebnisse im Hinblick auf deren Robustheit.

6. Resultate

Die Multikriterienanalyse ergab insgesamt ein sehr robustes Ergebnis. Das Szenario, das in Summe die gestellten Anforderungen am besten erfüllt, stützt sich auf zwei Grundpfeiler: (1) eine umfassende Reduktion des Energieverbrauchs bzw. Effizienzerhöhung und (2) die Förderung von kleinen, privaten Anlagen auf Basis erneuerbarer Energie.

Die Ergebnisse der Multikriterienanalyse wurden den lokalen EntscheidungsträgerInnen im November 2005 präsentiert und fließen nun in die zukünftigen Entscheidungsprozesse für die Teilnahme an einem e5-Prozess (www.e5-gemeinden.at) ein. Die wissenschaftlich gestützte Herangehensweise an eine solche Beurteilung nachhaltiger Energieszenarien wurde im Rahmen dieses Projektes erstmals erfolgreich erprobt.

7. Fazit

Insgesamt stellt diese lokale Fallstudie eine interessante Möglichkeit dar, um ein sehr komplexes Thema (Energie) mit betroffenen BürgerInnen auf eine sozialwissenschaftlich fundierte Weise zu thematisieren und auf lokaler Ebene Entscheidungshilfen zur Verfügung zu stellen. Die Verwendung einer integrierten, prozessorientierten Bewertungsmethode stellt einen erfolgsversprechenden Weg dar, Entscheidungsmodelle für die Energiezukunft auf Basis von multiplen Zielen und Anforderungen zur Verfügung zu stellen – wobei durch die partizipativen Elemente eine potentiell höhere Akzeptanz des Ergebnisses erreicht werden kann.

1.4 Energieforschung (Session A4)

1.4.1 „Zukunftsfähige Energieforschung – Ist ein Paradigmenwechsel notwendig und erforderlich?“

**Regina Eich, Jürgen-Friedrich Hake, Manfred Walbeck
(FZ-Jülich/Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung)¹**

Energieforschung muss sich an gesellschaftlichen Leitbildern - wie dem der nachhaltigen Entwicklung - orientieren und zur konkreten Gestaltung von Innovation beitragen. Grundsätzlich ist es daher die Aufgabe von Energieforschung, anhand einer Konkretisierung von Leitbildern und einer anschließenden Verbesserung bestehender Optionen bzw. der Entwicklung neuer Optionen das konkrete Energiesystem zu verstehen. Parallel gilt es, Entwicklung auszugestalten, indem neue Handlungsoptionen identifiziert und bewertet werden und zugleich an deren Realisierung zu arbeiten.

Energieforschung ist das strategische Element einer zukunftsorientierten und nachhaltig verantwortbaren Energiepolitik. Um optimale Ergebnisse zu erzielen, muss die Forschung stets das gesamte Energiesystem im Blick haben. Energieforschung sollte technologie- und ergebnisoffen sein. Sie sollte keine Option ausklammern und so wenig wie möglich von einseitig ausgerichteten oder extremen Standpunkten geprägt sein.

Energieforschung hat zwei grundlegende Aufgaben zu erfüllen:

1. die Weiterentwicklung bestehender Techniken und Systeme sowie
2. die Identifikation und Analyse neuer Optionen.

In dem Maße, wie sich die wirtschaftlichen, politischen und gesellschaftlichen Randbedingungen der Energieversorgung ändern, muss auch die Energieforschung darauf reagieren und ggf. neu positioniert werden. Zu den Randbedingungen zählen:

- Umwelt- und Klimaschutz (ökologische Dimension des Nachhaltigkeitsansatzes)
Welche Anforderungen resultieren aus einem verstärkten Klimaschutz?
- Versorgungssicherheit (ökonomische und soziale Dimension)
Ist das Niveau der Versorgungssicherheit ausreichend hoch?
- Wettbewerbsfähigkeit (ökonomische und soziale Dimension)
Sind Arbeitsplätze in neuen Feldern der Energiewirtschaft wettbewerbsfähig?

Ziel von Forschung und Entwicklung im Energiebereich muss es sein, ausgehend von einem besseren Verständnis der grundlegenden Prozesse über eine Demonstration der Machbarkeit mittels Prototypen zu einem wettbewerbsfähigen Produkt zu kommen. Über geeignete Transfermaßnahmen ist sicherzustellen, dass die Erkenntnisse aus der Energieforschung nicht nur in die schulische und universitäre Ausbildung einfließen, sondern auch in die Entwicklungsabteilungen der Unternehmen gelangen.

Öffentlich geförderte Energieforschung braucht Strukturen, die effizientes und erfolgreiches Arbeiten an Universitäten und in Forschungseinrichtungen fördern. Hierzu sind eine Reihe von Impulsen notwendig.

Abschließend lässt sich sagen, dass es die Aufgabe von Energieforschung sein muss, Grundlagen für eine energiewirtschaftliche Bewertung von zukünftigen Infrastrukturen wie z.B. einer Wasserstoffwirtschaft zu schaffen. Darüber hinausgehend hat Systemforschung vergleichbar mit der Materialforschung eine hohe Querschnittsrelevanz und bedarf deswegen ebenso staatlicher Förderung, während die Systementwicklung vorrangig eine Aufgabe der Industrie darstellt.

¹ Dr. Regina Eich, Dipl.-Math. J.-F. Hake, Dr. Manfred Walbeck; Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE); Forschungszentrum Jülich GmbH; D - 52425 Jülich, Tel.: 02461/61654, Fax: 02461/612540, E-Mail: r.eich@fz-juelich.de, URL: www.fz-juelich.de/ste;

1.4.2 „Wie reagiert die internationale und nationale Forschung auf die zunehmende Dezentralisierung der Erzeugung in elektrischen Netzen?“

Helfried Brunner, Hubert Fechner, Roland Bründlinger (arsenal research)¹

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. Europäisches Ziel ist es die wachsende Importabhängigkeit bei Primärenergieträgern in der Europäischen Union zu verringern und die Verpflichtungen aus dem Kyoto-Protokoll zur Senkung der Treibhausgasemissionen zu erfüllen.

Für die im letzten Jahrhundert und vor allem in der Nachkriegszeit, auf der Basis einer zentralen Energieerzeugung gewachsenen elektrischen Netze, stellt die Dezentralisierung der elektrischen Energieerzeugung neue Herausforderungen dar. Die durch die Einspeisung in die Mittel- und Niederspannungsebene nunmehr bidirektionalen Stromflüsse rücken grundlegende Systemfragen wie, Kapazitätsplanung, Netzmanagement, Schutzaspekte und auch die Versorgungsqualität sowie Versorgungssicherheit massiv in den Vordergrund. Bei der Integration von dezentralen Energieerzeugern (Distributed Generation – DG) spielt auch zunehmend der Einsatz neuer Kommunikationstechnologien eine entscheidende Rolle.

Delphi Studie

In der EURENDEL Delphi Studie (Quelle: http://www.izt.de/pdfs/eurendel/results/eurendel_final.pdf) wurde die zukünftige Entwicklung im Energiesektor abgeschätzt. Ziel war es eine Aussage über die erwarteten langfristigen Entwicklungen von Energietechnologien bis 2030 zu erhalten.

Es wird von den Experten unter allen analysierten Rahmenbedingungen ein stetig steigender Anteil von dezentraler Stromerzeugung mit dem Vorteil eines Beitrags zur Steigerung der Versorgungssicherheit erwartet. Die Forschung muss spezifisch auf die Entwicklung von kleinen Anlagen, welche lokale erneuerbare Energiequellen nutzen und Niederspannungsnetze stabiler machen, gerichtet werden.

Es besteht Einigung darüber, dass sich der Trend in Richtung einer mehr und mehr dezentralisierten Elektrizitätsversorgung fortsetzen wird. Bis 2020 wird ein Anteil an Dezentraler Erzeugung von 30% erwartet.

Die Europäische Forschung hat, mit Unterstützung der Europäischen Kommission, durch Initiierung vieler Forschungsprojekte auf diesen Trend reagiert:

Internationale DG Forschung

IRED Cluster

Im IRED Cluster (www.ired-cluster.org) wurden 7, von der Europäischen Kommission, im Rahmen des 5. Rahmenprogramms, geförderte Projekte zu einem Cluster zusammengefasst. Ziel dieses Clusters ist es Synergien zwischen den Projekten optimal zu nutzen und die kritische Masse zu erhöhen. Die Projekte (Sustelnet, ENIRGDGnet, Investre, Dispower, MICROGRIDS, CRISP und DGFACTS) beschäftigen sich mit der Integration von Erneuerbaren Energiequellen und Dezentraler Erzeugung in das Europäische Netz. In dem Cluster, mit einem Gesamtbudget von 35 Millionen Euro, sind über 100 Institutionen aus der europäischen Forschung und Industrie eingebunden. Die Projekte sind zum Teil schon abgeschlossen bzw. stehen kurz vor dem Abschluss.

Technology Platform for the Electricity Networks of the future

Ziel, der 2005 aus dem IRED-Cluster heraus entstandenen Plattform, ist es die Effizienz, Sicherheit und Zuverlässigkeit der europäischen Übertragungs- und Verteilnetze zu erhöhen und Barrieren für eine Integration bei einer hohen Dichte an Dezentraler Energieerzeugung auf Basis erneuerbarer Energiequellen abzubauen. Die Plattform soll offen und zugänglich für alle Stakeholder sein. Im Frühjahr 2006 wird eine „Strategic Research Agenda“ veröffentlicht.

¹ arsenal research, Giefinggasse 2, A-1210 Wien; Tel. +43 50550 6382, Fax. +43 50550 6390; e-mail: helfried.brunner@arsenal.ac.at, Url: www.arsenal.ac.at;

EU Network of Excellence: DER LAB

arsenal research wurde gemeinsam mit dem Institut für Solare Energietechnik in Kassel von der Europäischen Kommission eingeladen, im Rahmen des 6. Rahmenprogramms, ein Europäisches Labor-Netzwerk der Dezentralen Energieerzeugung aufzubauen. (EU Initiative „Network of Excellence“) Dieses Netzwerk, mit nun gesamt 11 Core Partnern, wurde im Herbst 2005 vertraglich besiegelt. Das „kick off meeting“ findet Mitte Dezember statt. Im DER LAB schließen sich die wichtigsten unabhängigen, akkreditierten europäischen Forschungslabors, die sich mit der Dezentralisierung der Elektrizitätsversorgung und Komponenten für dezentraler Erzeugungsanlagen beschäftigen, zu einem Europäischen Labornetzwerk zusammen. Ziel ist Europa in diesem Bereich weltweit zum Vorreiter zu machen und koordiniert Maßnahmen gegen die derzeitige Fragmentierung der europäischen Bestimmungen und Anforderungen an Komponenten zu setzen.

EU 7. Rahmenprogramm

Eines der neun Hauptthemen im 7. Rahmenprogramm, welches im Jahr 2007 starten wird (erster Call Herbst 2006), ist Energie. Hauptziel in diesem Teil ist der Wechsel von, einem derzeit auf fossilen Energieträgern basierenden System, in Richtung eines nachhaltigen, auf vielen Energiequellen basierenden Energiesystems kombiniert mit einer erweiterten Energieeffizienz. Als eigenes Thema im Energiebereich ist „smart energy networks“ vorgesehen. Die Aktivitäten werden dabei in Richtung Forschung, Entwicklung und Demonstration von Technologien und Systemen gehen, um die Effizienz und die Sicherheit der europäischen Übertragungs- und Verteilsysteme für Elektrizität und Gas zu erhöhen. z.B. durch einen Wandel der derzeitigen elektrischen Netze in interaktive (Kunde/Betreiber) Dienstleistungsnetze und den Abbau von Barrieren für eine großflächige Entwicklung und aktive Integration von Dezentralen und Erneuerbaren Energiequellen.

IEA Implementing Agreement on Electricity Network R&D

Die Internationale Energieagentur schlägt die Entwicklung eines Implementing Agreement (IA) im Bereich Electricity Networks R&D vor. Ziel des IA ist es, ein internationales Forum für Informationsaustausch und detaillierte Forschung und Analyse in Bezug auf elektrische Übertragungs- und Verteilnetze, in Zeiten von noch nie da gewesenen Veränderungen für Energieversorgungsunternehmen, zu bilden.

Folgende Länder haben Interesse bekundet: AUT, BEL, DÄN, GER, FRA, ITA, GBR, SUI, CAN, USA, IRL, NOR, FIN, SWE, AUS, JPN, ESP. Die österreichischen Aktivitäten in diesem Implementing Agreement werden von arsenal research koordiniert. Arbeitsbeginn des IA ist für Herbst 2006 geplant.

DG Forschung in Österreich

Energiesysteme der Zukunft

In Österreich wird die DG-Forschung seitens des BMVIT durch die Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ (www.energiesystemederzukunft.at) gefördert. Ziel der Programmlinie ist es, Technologien und Konzepte für ein, auf der Nutzung erneuerbarer Energieträger aufbauendes, energieeffizientes und flexibles Energiesystem zu entwickeln, das langfristig in der Lage ist, unseren Energiebedarf zu decken. Durch eine breite Palette technologiebezogener Aktivitäten und Begleitmaßnahmen sollen maßgebliche Impulse gesetzt und dadurch gleichzeitig neue Chancen für die österreichische Wirtschaft eröffnet werden. Aufbauend auf österreichischen Stärkefeldern im Bereich Forschung und technologische Entwicklung (Solarenergie, Biomasse, etc.) wird ein wesentlicher Beitrag zur Erreichung und Absicherung von Technologieführerschaften geleistet.

Schlussfolgerungen

Europa ist bei der Energieversorgung gegenwärtig zu 50% von Staaten außerhalb der Union abhängig. Werden keine effizienten Maßnahmen gesetzt, wird sich dieser Anteil auf etwa 70% im Jahr 2020 erhöhen. Vorrangig sicherheitspolitische, wirtschaftliche und umweltpolitische Aspekte bewegen die EU Kommission dazu, diesem Trend entgegenzusteuern.

Die weitere Dezentralisierung der Stromversorgung in Europa ist eine der zentralen Maßnahmen, die von Seiten der EU in diesem Zusammenhang gefördert werden. Damit gewährleistet werden kann, die derzeitigen, auf konventionellen, fossilen Energieträgern basierenden Versorgungsnetze effizient in zukünftige Systeme mit einem hohen Anteil an dezentralen Ressourcen und Erneuerbaren Energieträgern überzuführen, ist intensive Forschungs- und Entwicklungsarbeit im Bereich der Integration dezentraler Energieerzeuger notwendig.

Ein wirtschaftlich starker Europäischer Markt für Erneuerbare Energie und dezentrale Ressourcen ist nicht zuletzt auch entscheidend, Europas Vorreiterrolle auf diesem Gebiet auszubauen.

1.4.3 „Energie-Forschungsschwerpunkt der TU Graz“

Michael Muhr (TU Graz/ Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement)¹,
Ulrich Hohenwarter (TU Graz/Institut für Wärmetechnik)²

Einleitung

Die globalen Klimaveränderungen werden wesentlich durch CO₂-Emissionen, bedingt durch Energieumwandlungs- und Endenergieanwendungsprozesse verursacht. Weltweite Bemühungen zielen auf die Effizienzerhöhung in diesen Prozessen, auf den CO₂-neutralen Energieträgereinsatz sowie auf die Reduzierung des Energiebedarfes an sich. In der Kette der Energieumwandlung von der Primärenergie über die Endenergie zur Nutzenergie, der Energieanwendung bzw. Energiedienstleistung liegen CO₂-Minderungspotentiale, deren Erschließung die Bündelung von Kompetenzen und innovativen Entwicklungen in sehr unterschiedlichen Fachgebieten voraussetzt. An der TU Graz sind die Voraussetzungen für nutzbare Synergieeffekte durch die Existenz von Arbeitsgruppen, Abteilungen und Instituten in den Fakultäten Elektrotechnik, Maschinenbau, Architektur und Bauingenieurwesen, flankiert von den naturwissenschaftlichen Disziplinen, gegeben.

Da in den nächsten 10 Jahren in Österreich ca. 1.500 MW an Kraftwerksleistung neu gebaut werden müssen, ist dieser Bereich auch für die heimische Industrie sehr interessant. Neben den Energieversorgungsunternehmen, dem Kraftwerks- und Industrieanlagenbau und dem öffentlichen Sektor (einschlägige Ministerien) bieten alle Industriezweige mit energieintensiven Prozessen (Stahl, Papier und Zellstoff, Baustoffe, Mineralöl, Automobil, Elektronik etc.) ein weites Auftragsfeld für Forschungsarbeiten im Bereich der Energie- und Anlagentechnik.

Aus diesem Grund wurde an der Technischen Universität Graz der Forschungsschwerpunkt „Energiesysteme und Anlagentechnik“ ins Leben gerufen, um Themen wie etwa das CO₂-freie Kraftwerk, dezentrale Energieversorgungssysteme und Energiesystemanalyse zu bearbeiten.

Gegenwärtig haben sich folgende Institutionen der Technischen Universität aus den Fakultäten für Elektrotechnik, Maschinenbau und Naturwissenschaften diesem Forschungsschwerpunkt angeschlossen:

- AHE (Institut für Elektr. Anlagen und Hochsp.)- AHE (Institut für Elektrische Anlagen und Hochspannungstechnik)-Abt. f. elektrische Anlagen
- AMFT (Institut für Apparatebau, Mechanische Verfahrenstechnik und Feuerungstechnik)
- EMA (Institut für Elektrische Maschinen und Antriebstechnik)
- GLVT (Institut für Grundlagen der Verfahrenstechnik und Anlagentechnik)
- HFM (Institut für Hydraulische Strömungsmaschinen)
- IHS (Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement)
- IRT (Institut für Regelungstechnik)
- ISW (Institut für Strömungslehre und Wärmeübertragung)
- ITP (Institut für Theoretische Physik)
- IWS (Institut für Werkstoffkunde, Schweißtechnik und Spanlose Formgebungsverfahren)
- IWT (Institut für Wärmetechnik)
- RNS (Institut für Ressourcenschonende und Nachhaltige Systeme)
- TTM (Institut für Thermische Turbomaschinen und Maschinendynamik)
- VKM (Institut für Verbrennungsmaschinen und Thermodynamik)

¹ Technische Universität Graz, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement; e-mail: muhr@hspt.tu-graz.ac.at

² Technische Universität Graz, Institut für Wärmetechnik; e-mail: Ulrich.Hohenwarter@TUGraz.at;

1.5 Spannungsfeld Ökologie / Ökonomie (Session A3)

1.5.1 „Rechtsfragen der Interessensabwägung Ökonomie – Ökologie bei Energieprojekten“

Dieter Neger (Rechtsanwaltskanzlei Dr. Neger und Lehrbeauftragter am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz)¹

1. Gemeinwirtschaft als erste Adresse für Öko-Forderungen

Aus dem ursprünglich gemeinwirtschaftlichen Verständnis insbesondere der früher im öffentlichen Eigentum gestandenen Elektrizitätswirtschaft resultieren traditionell höhere ökologische Anforderungen an energiewirtschaftliche Anlagen, wie beispielsweise die gesetzlichen Grenzwerte für die Emissionen von Luftschadstoffen.

2. „Planwirtschaft“ und gesellschaftspolitische Forderungen

Wegen der früheren Gebietsmonopole, der amtlichen Preisregelung und des nicht gegebenen Wettbewerbes entwickelten sich auch gesellschaftspolitische Effekte, die eine besondere Sensibilität energiewirtschaftlicher Projekte in Bezug auf ökologische Gesichtspunkte zeigen

3. Paradigmenwechsel „Liberalisierung“

Die Anfang der 90er Jahre des 20. Jahrhunderts eingesetzte Liberalisierung und der nunmehrige Zwang, unter Wettbewerbsbedingungen zu operieren, veränderte die Situation schlagartig und verschärfte die Interessenskollision zwischen ökonomischen und ökologischen Aspekten bei Energieprojekten. Die staatliche Preisregelung und der vormalige Gebietschutz entfielen, die Gebietskörperschaften zogen sich als Eigentümer zumindest teilweise zurück. Strom wurde zu einer Ware, die unter Konkurrenzbedingungen gehandelt wird. Energiewirtschaftsprojekte müssen seither genauso wie jedes andere Industrieprojekt kalkuliert werden. Umweltschutzeinrichtungen sind ein Teil der Projektkalkulation. Die Investoren haben danach zu trachten, ihre Projekte nicht nur ökologisch, sondern vor allem auch ökonomisch zu optimieren. Das Selbstverständnis der Energiewirtschaft, insbesondere der Elektrizitätswirtschaft, hinsichtlich ihrer ursprünglich stark gemeinwirtschaftlich verstandenen Funktion wandelt sich zwangsläufig.

4. Rechtsfragen

4.1. Strengere Umweltschutzstandards für Energieprojekte?

Es ist kritisch zu hinterfragen, aus welchem Grunde für energiewirtschaftliche Anlagen, insbesondere für Kraftwerksanlagen, strengere gesetzliche Anforderungen gelten sollen als für vergleichbare andere Anlagen und Emittenten. Beispielsweise ist hier auf die unterschiedlichen Grenzwerte des Emissionsschutzgesetzes für Kesselanlagen, der Luftreinhalteverordnung für Kesselanlagen, der Abfallverbrennungsverordnung oder der Verbrennungsverordnung für gefährliche Abfälle hinzuweisen.

¹ Sackstraße 21, A-8010 Graz, Telefon: + 43/316/850 400, Telefax: +43/316/850 400-9
e-mail: office@ra-neger.at;

4.2. Ökostromförderung

Hinterfragungswürdig scheint weiters die umweltpolitisch zweifellos sinnvolle Ökostromförderung, soweit diese die Unternehmen der Energiewirtschaft einseitig belastet.

4.3. Energiesteuer

Ein weiteres Problemfeld ist die Besteuerung bzw. die Gebührenbelastung energiewirtschaftlicher Anlage. Dies betrifft insbesondere die Energiesteuer im Vergleich zu anderen Industrieanlagen.

4.4. Altlastenbeitrag

Durch den seit 01.01.2006 vorgeschriebenen Altlastenbeitrag für die Verbrennung von Abfällen in modernsten Müllverbrennungsanlagen wird die vom Gesetzgeber gewünschte und jahrzehntelang angestrebte Abfallverbrennung mit einer „Strafgebühr“ für gerade jene Tätigkeit belegt, welche die Zielsetzung des Gesetzgebers, nämlich Altlasten zu vermeiden, erst erreichbar macht!

4.5. Zwischenergebnis

4.5.1. Der infolge der Energieliberalisierung nunmehr unter marktwirtschaftlichen Bedingungen operierenden Energiewirtschaft sind auch hinsichtlich des Umweltschutzes lediglich jene Standards aufzuerlegen, die für andere industrielle Emittenten gelten.

4.5.2. Steuer- und gebührenrechtliche Belastungen energiewirtschaftlicher Anlagen und Betriebe, die über jene anderer Industriebranchen hinausgehen, scheinen sachlich nicht gerechtfertigt.

4.5.3. Über den „Industriestandard“ hinausgehende Forderungen und gemeinwirtschaftliche Aufgaben sind den betroffenen Unternehmen gesondert zu vergüten.

4.6. Umweltverträglichkeitsprüfung für Großkraftwerke

Das mehrfach novellierte österreichische Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (UVP-G) scheint mittlerweile in Teilbereichen, was die Anlagengenehmigung von Großkraftwerken betrifft, ein taugliches Instrument zur Verringerung des Interessenkonfliktes zwischen wirtschaftlichen Aspekten und Umweltschutzgesichtspunkten.

4.7. Umweltverträglichkeitsprüfung für infrastrukturelle Linienbauwerke

Ein offensichtliches Problemfeld jedoch ist das Genehmigungsverfahren bei Höchstspannungsleitungen und anderen infrastrukturellen Linienbauwerke der Energiewirtschaft, wie Erdöl- und Gaspipelines, soweit diese dem UVP-G unterliegen. Der hierfür anwendbare zweite Abschnitt des UVP-G stellt Verfahrensanforderungen, die bei derartigen Linienbauvorhaben kaum wirtschaftlich erfüllbar sind.

4.8. Vorschlag für die UVP energiewirtschaftlicher Linienbauwerke

In einer zukünftigen Novelle des UVP-G für infrastrukturelle Linienbauwerke der Energiewirtschaft sollte daher eine ähnliche Systematik wie für Bundesstraßen und Hochleistungsstrecken vorgesehen werden. Dies könnte auch im geschilderten Bereich zu einer Entschärfung des Interessenskonfliktes zwischen Ökonomie und Ökologie beitragen.

1.5.2 „Operationalisierung des Spannungsfelds Ökonomie – Ökologie bei Energieprojekten“

Udo Bachhiesl, Heinz Stigler (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹

In den meisten Naturschutzgesetzen sind wesentliche Eingriffe in die Natur nur dann zulässig, wenn die Interessen von Volkswirtschaft und/oder Regionalwirtschaft die Interessen des Naturschutzes überwiegen.

Generell ist davon auszugehen, dass in dieser Abwägung das umfassende Interesse des Natur- und Landschaftsschutzes mit den (übrigen) öffentlichen Interesse an der Errichtung von Anlagen der Energiewirtschaft abzuwägen ist.

Um diese Interessenabwägung vornehmen zu können, ist eine Operationalisierung – und damit eine „Handhabbar-Machung“ – der jeweiligen Interessen erforderlich.

Hierzu ist es erforderlich, die grundlegenden Eigenheiten von Anlagen der Energiewirtschaft zu analysieren. Vor allem bei Verbundleitungen kommt dabei die wesentliche Eigenschaft zum Tragen, dass diese Teil eines europaweiten Gesamtsystems sind, das zu seinem Funktionieren eben diese Leitungen benötigt.

Der Nutzen des Verbundsystems besteht nicht vorrangig in seiner Übertragungsfunktion sondern ganz wesentlich in der Kostenersparnis auf der Kraftwerksseite. Durch das Verbundsystem werden die Kosten für die Reservehaltung an Kraftwerkskapazität zum Ausgleich von Ausfällen enorm minimiert. Der Nutzen von Verbundleitungen hat demnach eine Nah- und vor allem eine Fernwirkung.

Die Interessen des Umweltschutzes sind klarerweise vor allem lokal angesiedelt. Andererseits gibt es durch den aufgrund von Leitungsbau geringeren Bedarf an Kraftwerksbau auch positive Umweltwirkungen – die allerdings nicht lokal anfallen.

Diese Diskrepanzen können wohl nur durch eine entsprechende geographische Gliederung der Darstellung von ökonomischen UND ökologischen Vor- und Nachteilen handhabbar gemacht werden.

Dementsprechend sind für den ökonomischen Bereich alle in Frage kommenden möglichen Alternativen sowohl volks- als auch regionalökonomisch zu bewerten. Die relevanten ökonomischen Dimensionen von Energieanlagen sind vor allem zu sehen im Beitrag zur wirtschaftlichen Entwicklung, Arbeitsplatzwirkungen usw.

Gleichzeitig sind die mit diesen Alternativen verbundenen ökologischen Auswirkungen einschätzbar zu machen. Die relevanten ökologischen Dimensionen können den in aktuellen UVP-Verfahren beauftragten Gutachten entnommen werden.

Die entsprechend den Anforderungen der Naturschutzgesetze erforderliche Interessenabwägung wird erst durch eine solche Operationalisierung möglich.

Keywords:

Öffentliches Interesse, Ökologie, Ökonomie, Spannungsfeld, Naturschutz, Landschaftsschutz, Leitungsbau, Kraftwerksbau

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation; TU-Graz, Inffeldgasse 18, +43 (0) 316-873-7900, Stigler@TUGraz.at; Bachhiesl@TUGraz.at ; www.IEE.TUGraz.at;

1.5.3 „Szenarien der Auswirkungen der Wasserrahmenrichtlinie auf die Wasserkraft in Österreich“

Christoph Huber, Heinz Stigler
(TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹

Motivation und Hintergrund

Mit der von der EU beschlossenen Wasserrahmenrichtlinie verpflichten sich die Mitgliedstaaten, alle Oberflächenwasserkörper zu schützen, zu verbessern und zu sanieren, um bis 2015 das Qualitätsziel „guten Zustand“ an allen Gewässern zu erreichen.

Die Bewertung des Gewässerzustandes orientiert sich in erster Linie an gewässerökologischen Kriterien. Daraus ergibt sich hinsichtlich der bestehenden Gewässernutzung ein Konfliktpotenzial zwischen Ökologie und Ökonomie. Die WRRL beinhaltet aber auch ökonomische Kriterien und Ansätze.

Diese Arbeit ist eine Vorabanalyse – im Spannungsfeld zwischen Gesetzgeber und Elektrizitätswirtschaft – die mittels Szenariorechnungen die Bandbreite der Auswirkungen möglicher Umsetzungen der WRRL auf den österreichischen Wasserkraft-Erzeugungspark aufzeigt.

Die Maßnahmen erstrecken sich auf den österreichischen Wasserkraft-Erzeugungspark. So werden zum Schutz aquatischer Ökosysteme z.B. Fischaufstiegshilfen nachgerüstet und Ausleitungsstrecken mit Restwasser dotiert.

Hauptaugenmerk dieser Arbeit liegt auf den Ergebnissen der Szenarienrechnung für die Durchführung der verschiedenen oben genannten Maßnahmen, sowie deren Interpretation. Um diese Aufgabe zu lösen wurden Szenarien der verschiedenen Maßnahmen untersucht, um deren energiewirtschaftlichen Auswirkungen darzustellen.

Methodik

Anhand von Szenarienmodellen werden die Bandbreiten der möglichen Auswirkungen aufgezeigt, welche für die Energiewirtschaft bei einer generellen Umsetzung bestimmter Maßnahmen zur Erreichung des „guten Zustandes“ zu erwarten sind. Untersucht wurden Szenarien für die Restwasserdotierung*), Schwallbegrenzung und Herstellung der Durchgängigkeit. Dabei wurden getrennt die Wasserkraftanlagen unter 10 MW (Kleinwasserkraft), die Flusskraftwerke über 10 MW und die Speicherkraftwerke untersucht.

Von ganz besonderer Bedeutung ist die Umsetzung der Schwall- und Sunkeinschränkungen bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken. Diese Fragestellung ist eng verknüpft mit der Verfügbarkeit von Spitzenleistung und Regelleistung aus Speicherkraftwerken.

- Kleinwasserkraft
 - Numerische Näherungslösung zur Berechnung der Ausbautage
 - Berücksichtigung verschiedener Bioregionen
 - Berücksichtigung unterschiedlicher Einspeisetarife für KWKW
- Großwasserkraft
 - Ausleitungslaufkraftwerke
 - Modellierung der Abflüsse
 - Berücksichtigung der baulichen Gegebenheiten
 - Berücksichtigung bestehender Restwasservorschriften
 - Berücksichtigung vorhandener Wehrturbinen.
 - Speicherkraftwerke
 - Modellierung der hydraulischen Systeme
 - Einsatzsimulation mittels Optimierungsmodellen

Ergebnisse

Kleinwasserkraft (Kraftwerke unter 10 MW):

Über 2000 österreichische Kleinwasserkraftwerke produzieren jährlich rd. 4000 GWh Strom. Aufgrund der Vielzahl der Anlagen, für die keine Einzelangaben vorliegen, wurden, aufbauend auf kumulierten

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation TUGraz,
Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873 7908 Fax: +43 316 873 7910 ;
e-mail: Christoph.Huber@tugraz.at, Url: iee.tugraz.at;

Daten und Studien aus dem Land Salzburg und Niederösterreich, die Szenarienrechnungen durchgeführt. Nachdem rund 85 % der Anlagen als Ausleitungskraftwerke konzipiert sind, spielt vor allem die Restwasserfrage eine entscheidende Rolle. Aus den Restwasserszenarien errechnen sich Erzeugungsverluste zwischen 10% und 32% bzw. 16 Mio. € und 49 Mio. € gemäß Ökostromtarif. Diese hohen Werte ergeben sich vor allem aus der Tatsache, dass bei einem Großteil der Anlagen aufgrund ihres Alters derzeit keine Restwasservorschreibungen gegeben sind. Rund 90 % der Kleinwasserkraftwerke sind nicht fischpassierbar. Die Errichtung von Fischaufstiegshilfen (FAH) bei allen Anlagen würde rund 90 Mio. € kosten.

Kraftwerke über 10 MW:

Vor allem bei den **Speicherkraftwerken** ist eine einheitliche Betrachtungsweise aufgrund der unterschiedlichen Anlagen-, Einsatz- und Vertragsbedingungen nicht möglich. Hinsichtlich der Restwassererfordernisse wurden von den Speicherkraftwerken, welche insgesamt etwa 10.000 GWh erzeugen, etwa 80 % bezüglich etwaiger Auswirkungen untersucht.

Bei der künftigen Abgabe von Restwasser entsprechend den Restwasserszenarien 1/3 MJNQT, 1/2 MJNQT, 2/3 MJNQT und MJNQT steigen die Erzeugungsverluste von 3 % bis auf 10 %. Bei MJNQT können die Werte aber von 0,3% bis etwa 45% bei Einzelanlagen streuen.

Eine einheitliche monetäre Bewertung ist bei großen Speicherkraftwerken auf Grund unterschiedlicher Einsatz- und Vertragsverhältnisse nicht möglich. Besonders bei den Schwall-/Sunkbeschränkungen zeigen sich extreme Unterschiede zwischen den einzelnen Anlagen. Allein bei einem Speicherkraftwerk z. B. ergeben sich bei Einhaltung der Schwälle 10:1, 5:1 und 3:1 Einschränkungen der Volllaststunden von 14 % bis 85 % bzw. wirtschaftliche Verluste von 1,3 Mio. € bis 4,5 Mio. € pro Jahr und bei einem anderen Extremfall bis zu 70 Mio. € pro Jahr. Bei anderen Speicherkraftwerken ergeben sich jeweils individuell andere aber zumeist gravierende Einschränkungen, die im Einzelfall bis zu 70 Mio. € im Jahr erreichen können, sofern die Einhaltung der Grenzen ausschließlich durch einen geänderten Kraftwerkseinsatz erfolgt.

Vom Gesamt-Regelarbeitsvermögen (RAV) der **Ausleitungskraftwerke** von rd. 3.000 GWh wurden 2.660 GWh erfasst. Bei den Restwasserszenarien 1/3 MJNQT, 1/2 MJNQT, 2/3 MJNQT und MJNQT steigen die Erzeugungsverluste von 5 % bis 20 %. Die wirtschaftlichen Verluste steigen von 4 Mio. € bis 16 Mio. € pro Jahr.

Die Herstellung der Durchgängigkeit mit Berücksichtigung ökologisch sinnvoller Kontinuums-herstellung führt gegliedert nach geodätischen Seehöhen bis 500, bis 800 und bis 1200 Metern zu kumulierten Kosten von 60 Mio. €, 65 Mio. € und 70 Mio. €.

Zur Minimierung der Auswirkungen der WRRL auf die Wasserkraft können vor allem Maßnahmen beitragen bei der Optimierung der Pflichtwasserdotations im Hinblick auf die lokalen Erfordernisse, Schwallreduktion durch bauliche Maßnahmen wie Schwallausgleichsbecken, Ausleitung bis zum nächstgrößeren Vorflute, Wirkungsgradverbesserung bei Altanlagen, und Nutzung des zusätzlichen Potentials primär dort, wo auch ein Beitrag zu einer gewässerökologischen Verbesserung zu erwarten ist.

Bei den möglichen Optimierungsmaßnahmen, vor allem im Zusammenhang mit größeren baulichen Maßnahmen, muss im Einzelfall auch der wirtschaftliche Aspekt mitberücksichtigt werden.

Die Auswirkungen hängen neben den einzelnen Szenarien auch sehr stark vom Typ, der Größe und der Einsatzstrategie der Anlage ab. Dementsprechend sind auch die Ergebnisse zu interpretieren. Grundsätzlich bedeutet die Umsetzung der EU-WRRL auch nicht, dass in Zukunft keine neuen Wasserkraftanlagen errichtet werden können. Im Sinne einer nachhaltigen Bewirtschaftung der Gewässer müssen allerdings die ökologischen Anforderungen der WRRL nach ausreichendem Restwasser, Sicherstellung der Durchgängigkeit u. dgl. erfüllt werden.

1.5.4 „Der Beitrag der Energiepsychologie zur Lösung des Energieproblems“

Ludwig Piskernik, Heinz Stigler
(TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹

In diesem Artikel wird ein umfassender energiepsychologischer Ansatz als Beitrag zur Lösung des Energieproblems vorgestellt. Es wird ein interdisziplinär abgeleitetes Menschenbild entworfen, das als Rahmenmodell dient, um gegenwärtige Herausforderungen der Energiewirtschaft zu unterstützen. Es werden Grundannahmen über den Menschen aus der Evolution und kulturellen Entwicklung abgeleitet und mit einem Forschungsansatz aus der Philosophie – dem Strukturalismus – verbunden. Wesentlich ist die Annahme einer Realen und einer Imaginären Ebene und einer Symbolischen Ordnung. Die "Symbolische Ordnung" bildet sich durch das Hinwachsen eines Menschen in die Gesellschaft und bestimmt seine Leitbilder, Werte und Ziele auf der Imaginären Ebene.

Dieses Modell dient als Rahmenkonzept zur Analyse und Ergänzung von derzeitigen Vorgangsweisen bei Infrastrukturprojekten der Energiewirtschaft. Beispielsweise wird es nur wenige Menschen geben, denen eine Leitung in der Landschaft gefällt. Dennoch wird die Reaktion von Menschen je nach seiner Symbolischen Ordnung anders verlaufen. Menschen die wissen, welche Vorteile eine Stromleitung, welchen Nutzen eine Verbundleitung mit sich bringt, warum eine Verbundleitung gebaut wird, werden dem Leitungsbau eher mit einem positiven-neutralen Gefühl begegnen, als Menschen die dieses Wissen nicht haben. Den Einwänden von betroffenen Menschen ist mit Respekt zu begegnen werden und sie müssen ernst genommen werden. Die grundsätzlich zu stellende Frage bezieht sich auf das Entstehen von Einwänden und damit nach der Struktur der zugehörigen „Symbolischen Ordnung“.

Um für Infrastrukturprojekte der Energiewirtschaft eine Begründung zu finden, empfiehlt sich die Orientierung an den energiepolitischen Zielen, die sich aus gesellschaftspolitischen Zielen ableiten und damit im Dienste der Menschen einer Gesellschaft stehen. Wenn Menschen die Relevanz beispielsweise eines Leitungsbaus jedoch nicht als solches Interesse der Gesellschaft erkennen, sind Reaktionen wie bei aktuellen Umweltverträglichkeits-Verfahren zu erwarten.

Wie und wo kann nun dieser energiepsychologische Ansatz in der Energiewirtschaft eingesetzt werden? Konkret geht es um den Anlagenbau (Leitungen und Kraftwerke) sowie vor allem auch um die Energiebedarfsseite (Haushalt und Gewerbe). Einerseits geht es um ein tieferes Verständnis für Menschen die von Leitungs- und Kraftwerksbau betroffen sind um daraus abgeleitete Vorgangsweisen hinsichtlich Informations- und Aufklärungsarbeit für künftige Projekte. Mit diesem vorgestellten Modell ist dies möglich. Andererseits gilt es aber auch auf der Nachfrageseite den Energieverbrauch zu beeinflussen, wobei mit dem entwickelten Modell ein entsprechendes Rahmenkonzept für zukünftige Untersuchungen zur Verfügung steht.

Keywords:

Energiepsychologie, Infrastrukturprojekte, Leitungsbau, Kraftwerksbau, Energiesparen

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation | TU Graz;
Inffeldgasse 18, 8010 Graz; Tel:+43 (0) 316-873-7900, Fax: :+43 (0) 316-873-7910;
e-mail: ludwig.piskernik@TUGraz.at, Stigler@TUGraz.at, Url: www.IEE.TUGraz.at;

1.6 Modellierung des EU-Energiesystems (Session A2)

1.6.1 „Modellgestützte Analyse des europäischen Erdgas-, Strom- und CO₂-Zertifikatemarktes - Ergebnisse zweier Szenariorechnungen mit dem PERSEUS-EEM“

Holger Perlwitz*, Dominik Möst*, Otto Rentz (Universität Karlsruhe/ Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion)¹

Zentraler Zusammenhang der Märkte für Strom, Erdgas und CO₂-Zertifikate stellt die zunehmende Erdgasverstromung in der EU dar, durch welche derzeit bereits ca. 18 % der gesamten Stromnachfrage abgedeckt wird. Gründe für diese Entwicklung sind die relativ kurzen Bauzeiten von Gaskraftwerken, deren geringe spezifische Investitionen sowie ihre flexible Regelbarkeit. Weitere Vorteile der Erdgasverstromung sind zudem die relativ niedrigen spezifischen CO₂-Emissionen sowie hohe Wirkungsgrade von Gas- und Dampfkraftwerken. Aus diesen Gründen wird die Erdgasverstromung als wichtige Option zur Reduzierung von CO₂-Emissionen in Europa gesehen ([1], [2]). Einschätzungen von Experten sowie Ergebnisse von Energiesystemmodellen (z.B. PERSEUS-ZERT [2], PRIMES [3]) zeigen, dass für die kommenden Jahre, speziell aufgrund der europaweiten CO₂-Minderungsverpflichtungen, eine weitere Zunahme der Erdgasverstromung zu erwarten ist. In bisherigen Modellansätzen werden jedoch meist die Interdependenzen dieser Märkte nicht explizit abgebildet. Ein wesentlicher Bestandteil der Stromgestehungskosten von Gaskraftwerken sind aber die Bezugskosten des Erdgases, so dass bei Änderungen infolge eines Nachfragezuwachses bzw. der Ressourcenknappheit die relative Vorteilhaftigkeit der Erdgasverstromung stark beeinflusst werden kann.

Der Beitrag beschreibt die Struktur des optimierenden, mehrperiodigen und intertemporalen PERSEUS - European Energy Model (PERSEUS-EEM), das für die simultane Analyse der europäischen Märkte für Erdgas, Strom und CO₂-Zertifikate entwickelt wurde. Das Modell umfasst insgesamt 49 Länder, wobei für die der EU sowohl der Erdgas- als auch der Strommarkt modelliert ist. Neben den Ländern der EU wurden weitere Staaten mit Relevanz für die europäische Erdgasversorgung im Modell integriert. Für den im Modell abgebildeten liberalisierten Strommarkt ergeben sich durch die interregionale Modellstruktur sowohl ein nationaler als auch europaweiter Wettbewerb um die zu deckende Stromnachfrage. Hinsichtlich des integrierten Erdgasmarktes stehen die verschiedenen europäischen und nicht europäischen Angebotsregionen für Erdgas in Konkurrenz zueinander. Die Erdgasnachfrage der Stromsektoren der EU Länder ist im PERSEUS-EEM endogen berücksichtigt und somit Bestandteil der Optimierung, wohingegen für die restlichen Sektoren eine Entwicklung über die Zeit vorgegeben wurde. Der abgebildete CO₂-Zertifikatehandel erlaubt zudem die Berücksichtigung grundlegender Aspekte des realen europäischen Emissionshandelssystems sowie die Identifikation von optimalen CO₂-Minderungsstrategien.

Auf Basis zweier Szenarios (EuETS, NoETS) werden Modellergebnisse des PERSEUS-EEM vorgestellt und diskutiert. In Szenario EuETS erfolgt die Festlegung von CO₂-Minderungszielen für die Länder der EU in Anlehnung an die Nationalen Allokationspläne. Zum Vergleich wird diesem Szenario das Szenario NoETS, welches keine CO₂-Minderungsziele festlegt, gegenübergestellt. Bei der Darstellung und Interpretation der Ergebnisse wird speziell auf die langfristige Entwicklung des europäischen Erdgasmarktes sowie auf die Veränderungen der Elektrizitätserzeugungsstruktur der EU17 Länder eingegangen. Der Artikel schließt mit einer kurzen Diskussion der anhand modellendogener Grenzausgaben abgeleiteten Preise für Erdgas, Strom und CO₂-Zertifikate.

Literatur

- [1] Perlwitz, H. (et. al.) (2005): Integration des europäischen Erdgasmarktes in ein Modell für Strom- und CO₂ -Zertifikate - Modellentwicklung PERSEUS-EEM, in: Optimierung in der Energiewirtschaft, VDI Verlag GmbH, Düsseldorf
- [2] Enzensberger, N. (2003): Entwicklung und Anwendung eines Strom- und Zertifikatmarktmodells für den europäischen Energiesektor, in: VDI Verlag, Düsseldorf
- [3] European Commission (2003): European Energy and Transport Trends to 2030, Brussels

¹ Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) Universität Karlsruhe (TH) Hertzstr. 16, D-76187 Karlsruhe; e-mail: Holger.Perlwitz@WiWi.Uni-Karlsruhe.de;

1.6.2 „Gesamtkonzeption und erste Realisierungen einer umfassenden real- und nominalwirtschaftlichen Modellierung des europäischen Energiesystems“

**Heinz Stigler, Udo Bachhiesl, Christoph Huber
(TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹**

Die europäische Energiewirtschaft steht vor bedeutenden Aufgaben, die sich vor allem ergeben aus: Sicherung der Energieversorgung, Erhöhung der Energieeffizienz, Erhöhung des Anteils europäischer Energieaufbringung und erneuerbarer Energieträger, Senkung der Energiekosten usw.

Gleichzeitig wurden die geschlossenen Versorgungsgebiete der früheren EVU aufgegeben und die Erzeugungs-Unternehmungen in eine europaweite Wettbewerbssituation gestellt. Die Übertragungsnetze wurden von den Erzeugungsunternehmen getrennt, sodass keine gemeinsame Planung von Kraftwerkseinsatz und Netzanforderungen mehr gegeben ist. Die Entwicklung der Energiewirtschaft wird durch Regulatoren und EU-Richtlinien gelenkt.

Eine zutreffende Modellierung des europäischen Energiesystems muss demnach diese Gegebenheiten entsprechend abbilden und die wesentlichen technischen Bedingungen und wirtschaftlichen Eigenheiten der Marktakteure (=Unternehmen) berücksichtigen.

Dementsprechend sind die Marktakteure „Unternehmungen“ realwirtschaftlich mit ihrem Kraftwerkspark und nominalwirtschaftlich mit Bilanzen und Gewinn- und Verlustrechnungen zu modellieren. Deren Stromabsatz ergibt sich durch Verhandlungen mit den Kunden im Wettbewerb mit anderen Anbietern.

Die erforderlichen Aufbringungsänderungen (mehr – voraussichtlich teurere – europäische Primärenergie, mehr erneuerbare Energien) müssen ebenso ihren Niederschlag finden.

Nachdem sich dergestalt Aufbringung und Absatz – in ihren räumlichen Dimensionen – ergeben, ist die Basis für eine Lastflussrechnung in den Höchstspannungsnetzen geschaffen.

Am Institut wurden bisher mittels Dissertationen und Diplomarbeiten die grundlegenden Werkzeuge, Instrumente und Daten geschaffen, um das europäische Energiesystem möglichst realitätsnahe abbilden zu können.

Diese bestehen vor allem aus:

Modellierung der Marktakteure „Unternehmungen“

Netz- und Lastflussmodell für Europa

Detailuntersuchungen hinsichtlich europäischer Energieaufbringung

Auf Basis dieser Modellierung des europäischen Energiesystems sind grundsätzliche Aussagen hinsichtlich Wirkungen von Richtlinien und Regulierungsmaßnahmen auf die Marktakteure möglich.

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE), TU GRAZ
Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel. ++43-316-873-7907, Fax. ++43-316-873-7910;
e-mail: stigler@tugraz.at, Url: www.iee.tugraz.at;

1.6.3 „Real- und nominalwirtschaftliche Modellierung von Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft“

Christian Grabner, Heinz Stigler (TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit der Modellierung der real- und nominalwirtschaftlichen Bereiche von Unternehmensmodellen als Teile eines umfassenden Modells der europäischen Elektrizitätswirtschaft. Deren Modell soll einen wesentlichen Beitrag zur Entwicklung von Spielregeln für die europäische Elektrizitätswirtschaft liefern. Dabei wird im Unterschied zu bisherigen Ansätzen, die europäische Elektrizitätswirtschaft durch einzelne Betriebswirtschaften (Unternehmen) abgebildet, die in Summe die volkswirtschaftlichen Auswirkungen widerspiegeln.

Die Arbeit beschäftigt sich vorerst mit einer Analyse der technischen, wirtschaftlichen, unternehmensrechtlichen und politischen Randbedingungen, welche die Aktivitätsfelder von Unternehmen beeinflussen. Im Anschluss daran wird mit mehreren schematischen Abbildungen das Unternehmen im Spannungsfeld zwischen externer Regulierung und dem Markt dargestellt und die Auswirkungen auf die nominalwirtschaftliche Sphäre dargestellt. Zudem werden Möglichkeiten der Entscheidungsvorbereitung und der Schaffung zukünftiger Erfolgspotenziale für Elektrizitätsunternehmen behandelt.

Einen weiteren Schwerpunkt stellt die Darstellung der internen Ablauforganisation von Elektrizitätsunternehmen unter Berücksichtigung von Randbedingungen dar. Es wird dabei besonders auf eine Anpassung der Kundenbedarfsstruktur an die eigene Erzeugungsstruktur und die damit verbundenen Tätigkeiten Bezug genommen. Abschließend erfolgt eine Analyse der Auswirkungen eines Kraftwerksbaus auf die Ertragslage und damit der Wettbewerbsposition des Unternehmens.

Keywords: Unternehmensmodelle, Elektrizitätswirtschaft, Regulierung, Kraftwerksbau, Preis- und Absatzaktivitäten

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE), TU GRAZ;
Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel. ++43-316-873-7907, Fax. ++43-316-873-7910;
e-mail: christian.grabner@tugraz.at, Url: www.iee.tugraz.at

1.6.4 „Konzeption und Entwicklung eines Datenbankmodells zur Integration von Energiebedarf, Energieaufbringung und Energietransport des europäischen Energiesystems“

**Hannes Wornig, Udo Bachhiesl, Christoph Huber, Heinz Stigler
(TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹**

Im Zuge der Konzeption und ersten Realisierungen einer umfassenden real- und nominalwirtschaftlichen Modellierung des europäischen Energiesystems am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz trat mit fortschreitender Entwicklung immer mehr das Erfordernis nach einer zentralen und umfassenden Datenhaltung auf. Um die großen und stark miteinander verbundenen Datenmengen konsistent und redundanzfrei verwalten zu können, ergab sich die Notwendigkeit einer Modellierung der Daten nach modernen Gesichtspunkten der Informationstechnologie. Der Entwurf des Datenbankmodells erfolgte unter dem Gesichtspunkt der Normalisierung der Daten, um einerseits Redundanzen (identische, mehrfach gespeicherte Informationen) zu verringern und Anomalien (einander widersprechende Informationen) in der Datenhaltung zu verhindern. Dies führt neben der Vereinfachung der Wartung auch zu einer Gewährleistung der konsistenten Haltung der zu Grunde liegenden Daten. Das Ergebnis dieser Arbeit ist ein relationales Datenbankmodell für die Energiebedarfsdeckung, für den Energietransport und für die Energieunternehmen zur Integration in das Gesamtmodell des europäischen Energiesystems.

Entsprechend den logischen Zugehörigkeiten der Daten sind im Datenbankmodell die sie repräsentierenden Relationen (Tabellen) in fünf verschiedenen Regionen eingeteilt (vgl. auch die Abbildung auf der folgenden Seite):

- der Energietransport,
- der Energiebedarf,
- die Energieaufbringung,
- die Energieunternehmen und
- die Globalen Parameter.

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation; Inffeldgasse 18, 8010 Graz;
Tel.: +43 (0) 316 873 - 7901, e-mail: IEE@TUGraz.at, Url: <http://www.IEE.TUGraz.at/>;

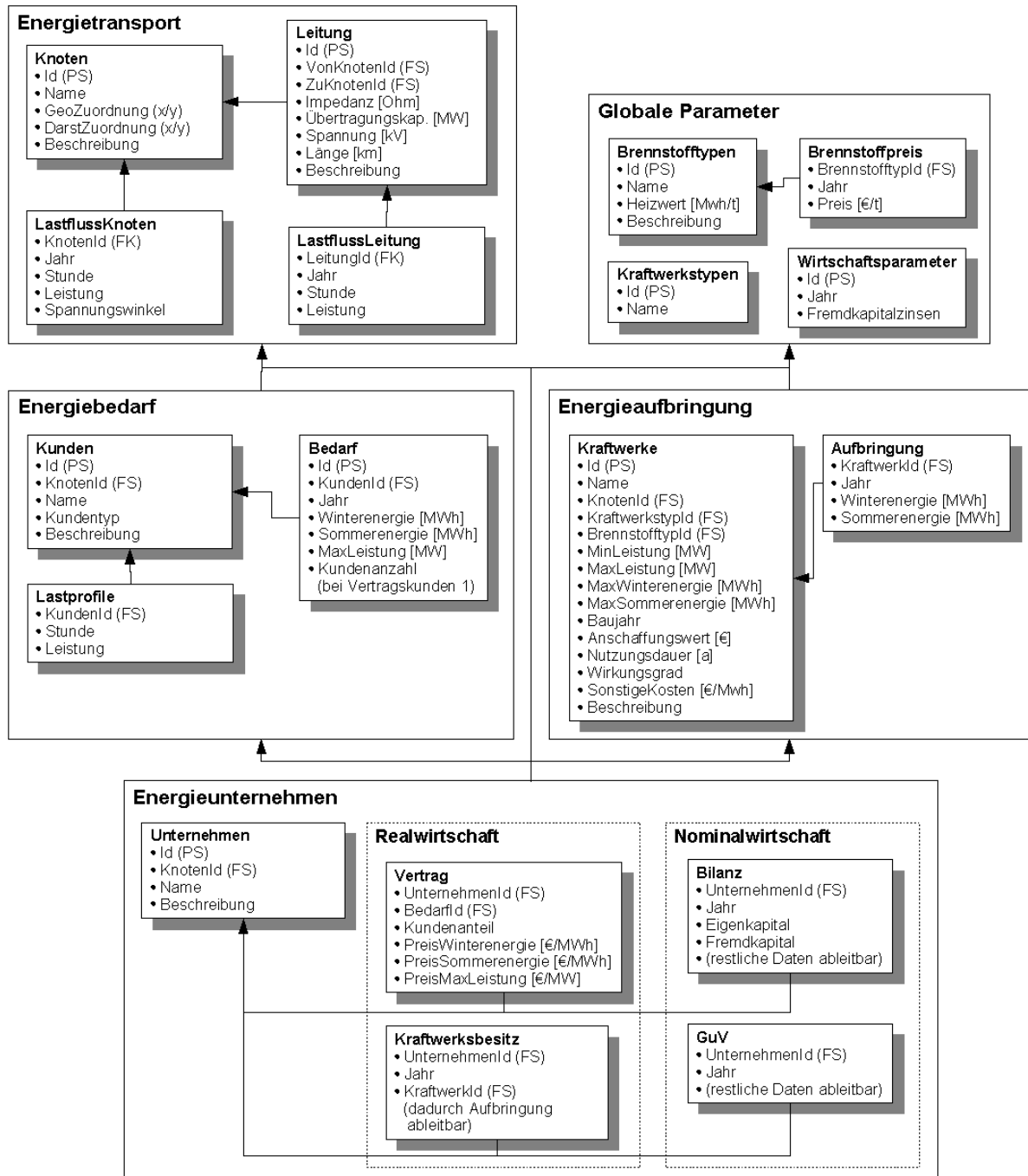


Abbildung: Datenbankmodell (schematisch)

Alle fünf Regionen sind der Art miteinander verbunden, so dass jeweils zumindest eine Relation aus einer Region durch einen Fremdschlüssel von mindestens einer Relation aus mindestens einer anderen Region abhängig ist. Die Fremdschlüssel sind in dem oben dargestellten schematischen Datenbankmodell durch die Abkürzung FS gekennzeichnet. Diese tiefe Verknüpfung der Relationen untereinander resultiert hauptsächlich aus der Einhaltung der mindestens dritten Normalform des Datenbankmodells und der damit einhergehenden Diversifizierung von Relationen und der Atomisierung von deren Attributen. Dies ist aber im Interesse der Redundanzfreiheit, Datenkonsistenz und Wartbarkeit unvermeidbar.

2 STREAM B: KLIMASCHUTZ

2.1 CO₂-Abtrennung und -Speicherung (Session B3)

2.1.1 „Umweltauswirkungen von CO₂-Abtrennung und -Speicherung als Komponente einer ganzheitlichen Technikbewertung“

**Jewgeni Nazarko*, Wilhelm Kuckshinrichs, A. Schreiber, Petra Zapp
(Forschungszentrum Jülich GmbH/Systemforschung und
Technologische Entwicklung)¹**

Technologien zur CO₂-Abtrennung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS) gewinnen zunehmend an Bedeutung im Kontext von steigendem Energiebedarf und dessen Deckung durch fossil befeuerte Kraftwerke und von Verpflichtungen der EU-Staaten zur Reduktion der Treibhausgase im Rahmen internationaler Vereinbarungen. Neben Maßnahmen wie Wirkungsgradsteigerung der Kraftwerke oder Energieeinsparung bei Verbrauchern hat auch CO₂-Abtrennung und -Speicherung ein Potenzial.

In der Verfahrensführung eines Kraftwerks wird CO₂-Abtrennung nach der Integration des CO₂-Abtrennungsprozesses in drei Konzepte unterteilt:

- Vorgeschaltete Abtrennung (Pre-combustion capture): CO₂-Abscheidung aus Synthesegasen der Kohlevergasung mit und ohne CO-Shift;
- Nachgeschaltete Abtrennung (Post-combustion capture): CO₂-Abscheidung aus dem Rauchgas;
- Sauerstoffverbrennung (Oxyfuel): CO₂-Erfassung aus der Verbrennung mit reinem O₂.

Für den Transport von CO₂ vom Abscheide- zum Speicherstandort werden CO₂-Pipeline, CO₂-Tanker und auch CO₂-Tanklastwagen in Betracht gezogen.

Für die Speicherung von CO₂ in geologische Formationen werden in Europa folgende Konzepte verfolgt:

- Leere Öl- und Gaslagerstätten bzw. in Betrieb befindliche Öllagerstätten, ggf. mit der Steigerung der Ölproduktion (Enhanced Oil Recovery, EOR);
- Abgebaute oder nichtabbauwürdige Kohleflöze, ggf. mit dem Austrieb von Methan (Enhanced Coal-bed Methane, ECBM);
- Tiefe salzhaltige Aquifere.

Aus der Kombinatorik der alternativen Konzepte der CO₂-Abtrennung, der jeweiligen Abtrennungsoptionen und Transportverfahren sowie der denkbaren Speicherungsoptionen ergeben sich theoretisch eine Vielzahl von Technologierouten, für die in zahlreichen Forschungsprojekten Technikkomponenten entwickelt werden. Die Realisierungschancen verschiedener Routen hängen neben den notwendigen technischen Voraussetzungen von länderspezifischen und energiewirtschaftlichen Aspekten ab. Forschungsprojekte in Deutschland zur Abtrennung von CO₂ konzentrieren sich z.B. auf die Entwicklung von Membranen. Hinsichtlich der Speicherung werden für Deutschland z.B. ausgeförderte Gas- und Ölfelder oder saline Aquifere in Betracht gezogen.

¹ Forschungszentrum Jülich, Systemanalyse und Technologische Entwicklung;
D-52425 Jülich; Tel: 02461-613590, Fax: 02461-612540;
e-mail: j.nazarko@fz-juelich.de, Url: <http://www.fz-juelich.de/ste>;

Neben Forschung und Entwicklung der Technologien zur CO₂-Minderung stehen bisher Analysen zur Abschätzung der technischen Potentiale und der wirtschaftlichen, gesellschaftlichen und politischen Aspekte im Vordergrund. Eine ganzheitliche Technikbewertung erfordert aber zusätzlich eine Analyse und Bewertung der Umweltauswirkungen. Diese wird derzeit noch vermisst.

Die CO₂-Rückhaltung aus fossil befeuerten Kraftwerken kann neben der gewünschten Entlastung der Atmosphäre unerwünschte Umweltauswirkungen mit sich bringen. Mögliche Umweltauswirkungen resultieren aus:

- Herstellung und Entsorgung von Anlagen
- Betrieb von Anlagen, hier insbesondere hoher Eigenstrombedarf für CO₂-Abscheidung
- Herstellung und Entsorgung von Hilfs- und Betriebsstoffen
- Leckagen mit Freisetzung von CO₂ aus Transport und Speicherung
- Nutzung und Verunreinigung von Speicherreservoirien.

Der Beitrag analysiert qualitativ die Quellen der Umweltinanspruchnahme durch die CO₂-Rückhaltung aus einem Steinkohlekraftwerk für das Beispiel MEA-Wäsche und stellt diese in den Zusammenhang einer ganzheitlichen Technikbewertung. Die Analyse der Umweltauswirkungen basiert methodisch auf den Anforderungen einer Ökobilanz (Life Cycle Assessment, LCA) nach ISO 14040 ff.

Die Methode der Ökobilanz erlaubt eine Analyse, ob durch die CO₂-Rückhaltung und -Speicherung beispielsweise eine Verlagerung der ökologischen Probleme von einem Umweltmedium (hier CO₂ in der Atmosphäre mit dem entsprechenden Treibhauseffekt) in ein anderes Umweltmedium (z.B. Grundwasser und dessen Versauerung durch eintretendes CO₂) oder ob nur eine zeitliche Verlagerung des CO₂-Problems stattfindet.

Die Ergebnisse der Ökobilanzierung geben Entscheidungsträgern aus Politik und Wirtschaft wichtige

Anhaltspunkte für eine Analyse dieser technischen Klimaschutzmaßnahme im Rahmen einer ganzheitlichen Bewertung.

2.1.2 „Wirtschaftliche Betrachtung der CO₂-Abspaltung bei fossilen Kraftwerken“

Matthias Kummer (Austrian Energy & Environment AG)¹

Zwei Drittel der weltweiten Stromerzeugung werden durch fossile Brennstoffe gedeckt. Die Überalterung von bestehenden Anlagen zur Energieerzeugung sowie der stetig steigende Energiebedarf machen umfangreiche Investitionen vor allem in den europäischen Kraftwerkspark notwendig. In der EU werden für die nächsten 15 bis 20 Jahre ein Zusatzbedarf an Kraftwerkskapazität von 100 GW und ein Ersatzbedarf von 200 GW erwartet. Die Energiepolitik steht neben dem steigenden Energiebedarf vor weiteren teils globalen Herausforderungen. Anfang 2005 ist das Kyoto-Protokoll in Kraft getreten, worin sich die EU verpflichtet hat, ihre Treibhausgas-Emissionen während der Jahre 2008 bis 2012 um acht Prozent gegenüber dem Niveau von 1990 zu verringern. Auch der weiterhin hohe Grad an Luftverschmutzung durch unbehandelte Abgase in den neuen bzw. zukünftigen Mitgliedsländern ist ein Thema, dem man sich stellen muss.

Handlungsbedarf besteht vor allem in der Entwicklung neuer Technologien, welche hinsichtlich Wirkungsgrad, Umweltverträglichkeit und Zuverlässigkeit Maßstäbe in der Energiebereitstellung setzen. Erneuerbaren Energieträgern gehört mit Sicherheit die Zukunft, jedoch sind konventionelle Kraftwerke mit ihren relativ niedrigen Energieerzeugungskosten in absehbarer Zeit nicht vollständig zu ersetzen. Aus diesen Gründen setzt die weltweite Forschung und Entwicklung vermehrt auf Konzepte, um den Kohlendioxid-Ausstoß bei der Verfeuerung fossiler Brennstoffe zu verringern bzw. zu vermeiden. Es gibt drei technische Lösungsansätze, welche als Erfolg versprechend gelten. Zum einen könnte das gesamte Verbrennungsgas nach der Verbrennung komprimiert und eingelagert werden. Eine andere Möglichkeit wäre, das Kohlendioxid schon vor der Verbrennung durch chemische Reaktionen vom Brennstoff zu trennen. Ein drittes Verfahren zielt darauf ab, die Verbrennung mit reinem Sauerstoff statt mit Luft durchzuführen. Der hohe Stickstoffgehalt der Abgase wird dadurch deutlich verringert. Übrig bleibt ein sehr hoher Anteil an Kohlendioxid, welches dann nur noch verdichtet und verwertet werden muss.

Bei all diesen Ansätzen zur CO₂-Trennung ist man im Weiteren mit der Frage konfrontiert, wie Transport und Endlagerung/Speicherung des Kohlendioxids kostengünstig gewährleistet werden können. Dabei werden mehrere Möglichkeiten in Betracht gezogen. Als wahrscheinlichste Varianten des Transportes gelten dabei unterirdisch verlegte Pipelines sowie CO₂-Tanker. Hinsichtlich Endlagerung des Treibhausgases werden die geologische Speicherung und die ozeanische Speicherung als zukunftssträchtige Möglichkeiten eingeschätzt. Eine sehr weit erprobte und gewinnbringende Verwendung des Kohlendioxids ist „Enhanced Oil Recovery“ (EOR), ein Verfahren, bei dem das CO₂ zur Erhöhung der Förderrate ins Erdölfeld gepresst wird.

Die Tatsache, dass durch diese neuen Technologien mit Wirkungsgradeinbußen zu rechnen ist, führt beim Bau und Betrieb von fossilen Kraftwerken zu teils beträchtlichen Mehrkosten. Höhere Energieerzeugungskosten schlagen sich wiederum auf den Verbraucherpreis nieder. Um Aussagen bzw. Vergleiche über die Wirtschaftlichkeit von fossilen Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung treffen zu können, werden die zusätzlich anfallenden Kosten auf bestimmte Größen wie erzeugte Energie (kWh) oder abgeschiedene/vermiedene CO₂-Mengen bezogen. Eine unumgängliche Voraussetzung, dass diese Anlagen, abgesehen von der Kombination mit EOR, konkurrenzfähig betrieben werden können, ist ein funktionierender Handel mit CO₂-Emissionszertifikaten bzw. ein entsprechender Marktpreis für eine Tonne an Kohlendioxid. Ausreichend hohe Erlöse zur Deckung der Kosten sind erst dann vorhanden, wenn der Preis für eine Tonne CO₂ zumindest den Wert von 25 Euro erreicht hat. Laut Ansicht vieler Experten könnten die ersten kommerziellen Kraftwerke mit einer Abscheidung des Kohlendioxids bereits um das Jahr 2020 in Betrieb gehen.

¹ Austrian Energy & Environment AG; Waagner-Biro-Platz 1, A-8074 Raaba/Graz
Tel.: +43/316/501-442, Fax: +43/316/501-750, Matthias.Kummer@aee.co.at, www.aee.co.at;

2.1.3 „Geologische CO₂-Speicherung als Klimaschutzmaßnahme in Österreich?“

Margit Kapfer (Denkstatt Umweltberatung und -management GmbH)¹

In der vorliegenden Arbeit wird die Option der geologischen Speicherung von Kohlendioxid (CO₂) als Klimaschutzmaßnahme für Österreich untersucht.

Unter geologischer Speicherung versteht man das Abtrennen von CO₂ aus dem Abgasstrom von Kraftwerken oder energieintensiven Industrieunternehmen. Dieses Treibhausgas wird in der Folge komprimiert und per Pipeline zu einem Erdgaslagerfeld geleitet, wo es in erschöpfte Felder endgelagert wird.

In Österreich gibt es mehrere solcher leergeförderte Erdgasfelder und auch eine Anzahl an Industrieunternehmen bzw. Kraftwerken, die in der Nähe dieser gelegen sind und die auch die entsprechende Menge an Kohlendioxid produzieren.

Für die Bearbeitung des Themas sind drei Beispiele aus der energieintensiven Industrie und zwei theoretische Kraftwerksprojekte ausgewählt worden. Diese fünf Varianten werden weiters mit jeweils zwei verschiedenen Optionen des Transports und der Einleitung in Gaslagerstätten (ist vorhanden Infrastruktur nutzbar oder nicht) kombiniert.

Dazu werden zwei unterschiedliche und sich ergänzende Fragestellungen betrachtet: zum einen die ökologische Sinnhaftigkeit der vorgestellten Projekte, zum anderen deren Wirtschaftlichkeit.

Die erste Frage wird mittels einer Energie- und Kohlenstoffbilanzierung (Full Carbon Accounting), die auch indirekte Effekte wie die Bereitstellung von Hilfsenergie und menschlicher Arbeitskraft berücksichtigt, beantwortet.

Die zweite Frage wird anhand von Investitionsrechnungsverfahren mittels Kapitalwertmethode und der Berechnung des internen Zinssatzes bearbeitet. Weiters werden die gesamten absoluten und spezifischen Kosten der Projekte ausgerechnet, um die Ergebnisse vergleichbar mit Literaturangaben zu machen. Die Wirtschaftlichkeit der Projekte wird in Relation zu den Preisen für Emissionszertifikate gesetzt.

Die Ergebnisse zeigen, dass einige der Projekte unter Berücksichtigung spezifischer Rahmenbedingungen (etwa lange Nutzungsdauer der Projekte) wirtschaftlich interessant sind. Als Haupteinflussgröße wird die Menge an verpressbarem CO₂ diskutiert. Zu berücksichtigen sind jedoch die Mengen an CO₂, die erst durch das Projekt entstehen und damit den Gesamtnutzen schmälern.

Keywords:

Geologische CO₂-Speicherung, Österreich, ökonomische Bewertung, Energiebilanz

¹ Denkstatt Umweltberatung und -management GmbH; Hütteldorferstraße 63-65, 1150 Wien; Tel.: 01/786 89 00; e-mail: Margit.Kapfer@denkstatt.at, Url: <http://www.denkstatt.at>;

2.2 Auswirkungen von Klimaschutzmaßnahmen (Session B4)

2.2.1 „Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen von Modernisierungen im Kraftwerkspark der Länder der EU-25 unter einem Post-Kyoto Regime“

Robert Küster, Marcel Zürn, Ingo Ellersdorfer (Uni-Stuttgart/IER)¹

1. Motivation und zentrale Fragestellung

Der europäische Elektrizitätserzeugungssektor steht in den kommenden 20 bis 30 Jahren vor einem starken Erneuerungs- und Erweiterungsbedarf. Damit einher gehen Investitionen in neue effizientere Kraftwerke unterschiedlichster Erzeugungstechnologien in allen Mitgliedsländern der EU. Bis 2030 müssen in den EU-15 75 % der im Jahre 2001 installierten Kapazität ersetzt werden. In den neuen Mitgliedsländern liegt der Anteil etwas höher. Darüber hinaus fallen Kapazitätserweiterungen bei zunehmender Stromnachfrage, dem Kernenergieausstieg und zur Erhaltung der Versorgungssicherheit bei umfangreicher fluktuierender Einspeisung aus erneuerbaren Energien an. Dementsprechend schätzt die Europäische Kommission den Investitionsbedarf in den nächsten 25 Jahren auf etwa 700 GW bzw. 1.2 Billionen €.

Zusätzliche Anreize, in effizientere Kraftwerkstechnologien zu investieren, bestehen je nach vorherrschenden CO₂-Zertifikatspreisen. Die Erwartungen, im Rahmen des Klimaschutzbeitrags technologische Entwicklungsprozesse und Modernisierungsanstrengungen insbesondere im Umwandlungssektor zu forcieren, sind dementsprechend hoch, was u. a. auf der COP 11, in der Strategie für eine erfolgreiche Bekämpfung der globalen Klimaänderung von der Kommission der Europäischen Gemeinschaften der EU und im Vision Statement des Asia-Pacific Partnership on Clean Development and Climate hervorgehoben wird. Die klimapolitische Bedeutung von Innovationen im Elektrizitätssektor gilt umso mehr, als dass die im Kyoto Protokoll gesetzten und im EU Burden Sharing spezifizierten Klimagasreduktionsziele von den meisten Ländern der EU-15 zum Teil drastisch verfehlt werden. Ausnahmen in den EU-15 stellen dabei Deutschland, Frankreich, Großbritannien und Schweden dar. Eine Einhaltung des gemeinsamen Reduktionsziels von 8 % gegenüber den Emissionen von 1990 ist damit eher unwahrscheinlich, wobei die bisherigen gemeinsamen Reduktionserfolge der EU-25 zudem größtenteils auf den Hot-Air Beitrag der neuen EU-Mitgliedsländer zurück zu führen sind.

Vor dem Hintergrund der notwendigen Kraftwerksparkinvestitionen und im Kontext zu den anstehenden Verhandlungen über die Weiterentwicklung der globalen Klimaschutzziele untersucht der Beitrag die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen von Modernisierungen im Elektrizitätserzeugungssektor unter einem CO₂-Reduktionsregime auf die Staaten der EU-25. Unter besonderer Berücksichtigung der länderspezifischen Modernisierungspotenziale im europäischen Kraftwerkspark lassen sich die Effekte auf die Wirtschaftsentwicklung, den Stromsektor sowie die CO₂-Zertifikatspreise und damit die Kosten einer langfristigen Emissionsbegrenzung in den europäischen Volkswirtschaften quantifizieren. So wird analysiert, inwieweit die anstehenden Kraftwerksparkmodernisierungen zur Erreichung der Klimaschutzziele beitragen können.

2. Methodik

Für die quantitative Analyse wird das globale angewandte allgemeine Gleichgewichtsmodell NEWAGE-W genutzt. NEWAGE-W ist ein hoch aufgelöstes dynamisches, multiregionales und multisektorales Modell der Weltwirtschaft, das u.a. die Staaten der EU-25 einzeln abbildet und damit länderbezogene Untersuchungen alternativer energie- und umweltpolitischer Maßnahmen zulässt. Durch den totalanalytischen Ansatz werden alle regionalen und sektoralen Rückkopplungseffekte der

¹ Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart; Heßbrühlstr. 49a, 70565 Stuttgart, Deutschland, Tel.: +49 (0)711 7806123, rk@ier.uni-stuttgart.de, www.ier.uni-stuttgart.de;

Produktions-, Investitions- und Konsumententscheidungen modellendogen erfasst. Die aktuelle Version des Modells mit insgesamt 46 Staaten bzw. Regionen nutzt die GTAP Datenbasis in der Version 6 von 2005. Bei einer fünfjährigen zeitlichen Auflösung hat das Modell einen Zeithorizont bis 2030.

Da für die Analyse klimapolitischer Fragestellungen die Modellierung des Umwandlungssektors von zentraler Bedeutung ist, wurde die Top-Down Struktur des Modells um die technologieorientierte Abbildung der länderspezifischen Kraftwerksparks erweitert. Insgesamt sind 16 Kraftwerkstechnologien für die Elektrizitätserzeugung dynamisch modelliert, wobei neben den konventionellen fossilen Kraftwerken auch Kernkraftwerke sowie verschiedene Erzeugungstechnologien im Bereich der erneuerbaren Energien erfasst sind. Die technologieorientierte Abbildung des Elektrizitätssektors erlaubt damit einerseits die Integration energieträger- oder technologiespezifischer Politikmaßnahmen (z.B. Kernenergieausstieg, EEG) in das Modell und andererseits die Modellierung der technologiebezogenen Modernisierungspotenziale in den einzelnen Ländern. Da sich die nationalen Kraftwerksparks auf ungleichem technologischen Stand befinden und damit zeitlich differenziertem Erneuerungsbedarf unterliegen, werden die länderspezifischen Sterbekurven der EU-25 berechnet. Diese Spezifikationen erlauben es, länderspezifische Modernisierungspotenziale in der numerischen Analyse zu berücksichtigen.

3. Exemplarische Ergebnisse

In einem Business as Usual Szenario (BaU) werden die Kyoto Ziele, das Burden Sharing sowie der CO₂-Zertifikatehandel in Europa angenommen und der vereinbarte Kernenergieausstieg in den jeweiligen Ländern berücksichtigt. Für die Post-Kyoto Phase nach 2012 wird als Weiterführung der internationalen Klimaschutzanstrengungen ein Regime unterstellt, bei dem die Kyoto Ziele gegenüber den Emissionen von 1990 auf dem Stand von 2012 konstant gehalten werden. Dem BaU wird ein Modernisierungsszenario gegenübergestellt, in dem für nukleare und fossil befeuerte Referenzkraftwerke technologiespezifische Wirkungsgradsteigerungen zwischen 3 und 6 %-Punkten, verteilt auf den Zeitraum von 2010 bis 2030, angenommen werden.

Eine Nutzung der vorhandenen Modernisierungspotenziale im europäischen Kraftwerkspark führt in der EU-25 zu einer leichten Steigerung des Bruttoinlandsproduktes. Dies gilt insbesondere für Länder mit einer Erzeugungsstruktur, die durch den Einsatz derjenigen Technologien gekennzeichnet ist, für die hohe Effizienzverbesserungen zu erwarten sind. Neben den Auswirkungen auf das Bruttoinlandsprodukt lassen sich auch die Änderungen der gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrt anhand des auf dem Hicks-Equivalent-Income-Variation beruhenden Indikators der untersuchten Modernisierungsprozesse in der EU quantifizieren. Danach nimmt die Wohlfahrt im Vergleich zum BaU in den Ländern der EU-25 durch einen effizienteren Primärenergieeinsatz in der Elektrizitätserzeugung zu. Die detaillierte Analyse der technologieorientierten Entwicklung des Kraftwerksparks zeigt, dass beispielsweise in einzelnen Ländern der Gaseinsatz in der Elektrizitätserzeugung auf Grund der Wirkungsgradsteigerung stark zunimmt, während der Einsatz von erneuerbaren Energien im Vergleich zum BaU Szenario sinkt. Die Realisierung der Modernisierungspotenziale verringert für alle Länder den CO₂-Zertifikatspreis. Allerdings ist dieser Preiseffekt vergleichsweise gering, u. a. weil die höhere Wirtschaftlichkeit effizienterer Kraftwerke die Nachfrage nach fossilen Brennstoffen und Zertifikaten stimuliert. Je nachdem welcher Effekt überwiegt, entwickeln sich die Emissionen innerhalb der Länder unterschiedlich. Insgesamt lassen sich leichte effizienzinduzierte CO₂-Emissionsminderungen in der EU-25 feststellen.

Die vorläufigen Ergebnisse zeigen, dass die Nutzung der Modernisierungspotenziale des Kraftwerksparks positive Effekte auf die CO₂-Emissionen und die gesamtwirtschaftliche Entwicklung hat. Auf Grund der beschränkten gesamtwirtschaftlichen Bedeutung der Elektrizitätserzeugung in den einzelnen Ländern sind diese Effekte zwar vergleichsweise gering. Es wird aber deutlich, dass die Modernisierung des europäischen Kraftwerksparks in den kommenden 20 bis 30 Jahren ein geeignetes Mittel darstellt, die Kosten zukünftiger klimapolitischer Ziele zu senken.

Die Autoren danken der Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg für die finanzielle Unterstützung der Untersuchung.

2.2.2 „Einfluss von CO₂-Obergrenzen auf die Stromerzeugung in Osteuropa“

John Sinner, Michael Haslinger, Christine Materazzi-Wagner (Verbundplan)¹

Seit 1. Januar 2005 besteht das EU Emissionshandelssystem (EU ETS), welches auf sektorspezifische Obergrenzen für CO₂ Emissionen basiert. EU-Mitgliedstaaten haben nationale Allokationspläne (NAPs) erarbeitet, welche Emissionsallokationen unter Industriesektoren aufteilen, und betroffenen Industriebetrieben europaweit handelbare Emissionszertifikate ausstellen. Die Allokationen basieren auf den Emissionsverminderungen zu welchen sich die Staaten unter dem Kyoto Protokoll verpflichtet haben. Durch ihre europaweite Handelbarkeit erhalten Emissionszertifikate einen Wert, der die Aktivitätskosten der verschiedenen Sektoren beeinflusst. Durch die Homogenität des CO₂ Marktes beeinflusst das EU ETS Entscheidungen in den betroffenen Sektoren sowohl in West- als auch in Osteuropa.

Neue EU Mitgliedstaaten in Osteuropa haben in der Regel weniger strenge Reduktionsverpflichtungen im Rahmen des Kyoto Protokolls, wodurch die jeweiligen Regierungen geneigt sind, großzügigere Mengen von Emissionszertifikaten zuzuteilen.

Nach ersten Beobachtungen scheint die Durchführung von CO₂-Kosten zum Strompreis in osteuropäischen Ländern bis dato weit unter hundert Prozent zu liegen.

Es scheint, dass viele westeuropäische Staaten ihre Kyoto Emissionsziele nicht alleine durch nationale Maßnahmen erreichen werden. Durch die bestehende Nachfrage an Zertifikaten in Westeuropa wird sich mit großer Wahrscheinlichkeit ein konstanter Fluss von Zertifikaten von Ost- nach Westeuropa bilden.

Mittelfristig ist mit zunehmendem Druck auch auf die osteuropäische Industrie und Energiewirtschaft im Hinblick auf CO₂ Effizienz zu rechnen. Eine mögliche Beschleunigung könnte sogar noch dadurch eintreten, dass mittlerweile in den westeuropäischen Ländern offen die Möglichkeit einer Benchmarkregelung als Basis für die Allokation von Emissionszertifikaten diskutiert wird.

Im Allgemeinen kann durch die zu erwartende Reduktion der Allokationsmenge und den abnehmenden Möglichkeiten zur Implementierung von Effizienzmaßnahmen auf der Angebotsseite von einem tendenziell steigendem CO₂ Preis ausgegangen werden.

Der volle Durchschlag von CO₂ in diesen Märkten würde fast zu einer Verdoppelung von Marktpreisen führen.

In einem voll liberalisierten Markt würde eine solche Entwicklung Preissignale setzen, bestehende Kohlekraftwerke vom Netz zu nehmen und frühzeitig durch neue, weniger CO₂-intensive Kraftwerke zu ersetzen. Also Optionen bieten hier in erster Linie Erdgaskraftwerke, Atomkraftwerke und erneuerbare Energien an.

Dem Argument der Wirtschaftlichkeit gegenüber stehen soziale Berücksichtigungen. Schließung von Kohlekraftwerken bedeutete verminderte Nachfrage an einheimischer Kohle, was wiederum zu erhöhter Arbeitslosigkeit führen könnte.

Um die politischen Konsequenzen eines vollen Durchschlags von CO₂ Preisen auf Strommärkte mittelfristig zu mindern sind als Übergangslösung regulatorische Eingriffe in diese Märkte durchaus nicht von der Hand zu weisen, zum Beispiel in der Form eines maximal erlaubten Prozentsatzes der Durchführung von CO₂ Kosten auf Strompreise.

Solche Eingriffe mögen zwar teilweise im Konflikt mit Liberalisierungsprozessen stehen, sind aber als Übergangslösungen sicher der Alternative zu bevorzugen, einheimische Kohleerzeugung direkt zu fördern, da diese in direkten Konflikt mit sowohl der EU-Wettbewerbspolitik steht, und auch langfristigen Zielen der Klimaschutzpolitik schaden würde.

Aus derzeitiger Sicht wird dieser Trend mindestens bis 2012, dem Ende der Kyoto Verpflichtungsperiode und der zweiten Phase des EUETS anhalten, bzw. im Falle einer Kyoto Nachfolgeregelung bis zu dem Zeitpunkt, an dem die osteuropäischen Staaten einen vergleichbaren Industrialisierungsgrad erreicht haben.

¹ Verbundplan GmbH, Laaer-Berg-Strasse 43, A-1100 Wien; Tel: +43 50313 54896, Fax: +43 50313 165; e-mail: john.sinner@verbundplan.at, Url: www.verbundplan.com;

2.2.3 „Klimaschutzmaßnahmen in Österreich – Analyse aus Sicht eines Energieversorgungsunternehmens“

Stefan Stallinger (Energie AG Oberösterreich und Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹

Zentrale Fragestellung

Nach dem Beginn der Liberalisierung der Energiemärkte sind die Energieversorgungsunternehmen in Europa mit einer neuen Herausforderung, der strategischen Neuausrichtung der Stromerzeugung im Umfeld politischer Klimaschutzmaßnahmen, konfrontiert. Die Betroffenheit der E-Wirtschaft - als wesentlicher Emittent von CO₂ - führt dazu, dass die nationale Klimaschutzpolitik einen wesentlichen Aspekt der Strategiefindung darstellt. Die Auswirkungen von politischen Klimaschutzmaßnahmen auf die Unternehmen und national unterschiedlichen Zugänge werden die Entscheidungsfindung für Kraftwerksprojekte mitbeeinflussen.

Methodische Vorgangsweise

In einer kritischen Analyse der politischen Rahmenbedingungen und Perspektiven werden die neuen Herausforderungen diskutiert. Im Zentrum stehen dabei die Ausgangslage und die Optionen der Kohle- und Gasverstromung in Österreich in Hinblick auf die künftige Stromaufbringungsstruktur und die Neuaufgabe der Klimastrategie, sowie Potenziale der CO₂-Vermeidung und die Rolle der flexiblen Instrumente JI und CDM, als eine Möglichkeit der Zertifikatsbeschaffung.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Problematik von politisch vereinbarten Klimaschutzmaßnahmen liegt in der Effizienz, der Aufteilung und den Auswirkungen der CO₂-Reduktionsansätze. Durch die Darstellung der Systemzusammenhänge werden Lenkungsmaßnahmen hinterfragt und kosten- sowie umwelteffiziente Lösungswege aufgezeigt. Aus den nationalstaatlichen klimapolitischen Ansätzen in den EU-Mitgliedsstaaten ergibt sich eine Veränderung der Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen. Die Ausgestaltung des Emissionshandelssystems, insbesondere der Zuteilung von kostenfreien Zertifikaten, stellt einen wettbewerbsrelevanten Faktor für die österreichische Elektrizitätswirtschaft dar.

¹ Energie AG und Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
8010 Graz, Infeldgasse 18, Tel: 0732 9000 3284 / Fax: 0732 9000 53284
e-mail: Stefan.Stallinger@energieag.at;

2.2.4 „Interaktive Beratungen führen zu CO2 Einsparungen in privaten Haushalten“

Johannes Hengstenberg (co2online gemeinnützige GmbH)¹

Die gemeinnützige co2online GmbH ist Projekt- und Ideenträger der Klimaschutzkampagne, die vom Bundesumweltministerium gefördert wird. Die zentrale Idee dabei ist: Klimaschutz durch effiziente Energieeinsparung. Neben konventionellen Kommunikationsmitteln wie Print, Funk und Fernsehen wird auch das Internet und dessen große Reichweite genutzt. Die Kampagne ist dabei besonders kosteneffizient und nutzt Multiplikatoren, die das Anliegen der Kampagne, den Ausstoß an CO₂ zu senken, weiter tragen.

1. Inhalt und Methodik

Mit wirkungsvollen Werkzeugen wie interaktiven Online-Ratgebern und kommunalen Heizspiegeln motiviert co2online Haushalte, Handel und Gewerbe, sich aktiv am Klimaschutz zu beteiligen – und dabei Geld zu sparen! Ein wesentlicher Bestandteil dabei sind Multiplikatoren wie Kommunen, Verbände, Hersteller, Dienstleister in Wirtschaft und Handwerk, Bildungseinrichtungen und Akteure im Klimaschutz. Besonders wichtige Partner sind Medien, die Inhalte der Kampagne aufgreifen und verbreiten sowie Betreiber von Internetportalen, die sich das Online-Beratungsangebot zu Eigen machen und ihren Nutzern als Beitrag zum Geldsparen und Klimaschutz kostenlos anbieten.

1.1 Online-Beratungen

Sechs Online-Ratgeber bieten schnelle und kompetente Beratung. Der „**HeizCheck**“ bewertet Heizkosten und Heizenergieverbrauch eines Gebäudes. Der „**Modernisierungsratgeber**“ prüft die Wirtschaftlichkeit von Modernisierungsmaßnahmen, der „**Förderratgeber**“ findet örtlich verfügbare Fördermittel, und der Ratgeber „**Heizkosten im Neubau**“ hilft bei der Wahl emissionsarmer und kostengünstiger Heizsysteme. Alle enthalten nützliche Hinweise zu Fördermitteln sowie Adressen von Mieter- und Hauseigentümer-vereinen, Energie- und Verbraucherberatungen, Ökostromanbietern sowie Handwerkern vor Ort. Der „**Pumpencheck**“ berät zu einem großen Stromverbraucher in Ein- und Zweifamilienhäusern, der Umwälz- und Zirkulationspumpe, die das warme Heizungs- bzw. Trinkwasser transportieren. Ein weiterer Ratgeber ist das „**BestPractice Archiv**“, das gelungene Beispiele von energiesparenden Modernisierungsmaßnahmen bei Gebäuden zeigt. Hausbesitzer, die ihr Haus modernisieren wollen, finden hier viele Anregungen. Den Erfolg der Modernisierungen dokumentieren eingesparte Kilowattstunden und CO₂-Menge. Kontaktdaten der beteiligten Planer, Architekten und Firmen bieten die Möglichkeit, sich dort weitergehend beraten zu lassen.

1.2 Heizspiegel und schriftliche Heizgutachten

In 36 Großstädten, darunter Aachen, Dortmund, Dresden und München gibt es kommunale Heizspiegel. Sie erlauben, die eigenen Heizkosten und den Heizenergieverbrauch mit denen anderer Wohngebäude in der Region zu vergleichen. Jedem Heizspiegel liegen statistische Daten aus der jeweiligen Kommune zugrunde. Die Heizspiegel-Faltblätter der Klimaschutzkampagne werden kostenlos von Kommunen, Mietervereinen oder Eigentümer-Organisationen verteilt. Eigentümer und Mieter können so die eigenen Heizkosten bewerten. Für Gebäude mit erhöhtem und extrem hohem Verbrauch bietet die Klimaschutzkampagne zusätzlich kostenlose Gutachten an. Sie informieren detailliert auf zwölf Seiten über den Heizenergieverbrauch, die Heizkosten und vor allem auch die finanziellen Aspekte der wärmetechnischen Modernisierung des Gebäudes und verweisen die Eigentümer und Bewohner an örtliche Akteure (Handwerk, Energieberatung, Förderung, Finanzierung). Mieter erhalten – falls Handlungsbedarf erkennbar ist - zusätzlich eine fachliche Stellungnahme zur Übergabe an den Hauseigentümer bzw. die Hausverwaltung, um den Impuls weiterzuleiten.

¹ Referent: Dr. Johannes D. Hengstenberg Geschäftsführer co2online gGmbH
Kontakt: Steffi Saueracker, Tel: 030 / 767685-25, Fax: 030 / 767685-11,
e-mail: steffi.saueracker@klima-sucht-schutz.de;

2. Ergebnisse und Evaluation

Die Kampagne dokumentiert seit Beginn regelmäßig den Fortschritt ihrer Projekte. Mengenziele für jedes Projekt dienen der Orientierung und gewährleisten, dass Abweichungen und Verbesserungspotenziale erkannt werden. Grafisch aufbereitet werden jede Woche die Nutzung der Online-Ratgeber, die Anfragen und der Versand von Heizgutachten, die Berichterstattung in den Medien, die Besucherzahlen auf den Homepages und viele weitere Daten, die aus den Online-Ratgebern generiert werden.

2.1 Online-Beratungen (Stand 26. Januar 2006)

Wöchentlich werden je nach Jahreszeit 10.000-15.000 Online-Beratungen durchgeführt (Abb.1). Es wurden über 600.000 Online-Beratungen seit Kampagnenstart (1. Juli 2004) mit mehr als 600 Partnerportalen erzielt.

2.1.1 Modernisierungsratgeber

Seit Beginn der Klimaschutzkampagne nutzten 45.000 Personen den interaktiven Modernisierungsratgeber. Befragt wurden im Dezember 2005 und Januar 2006 325 Nutzer, denen der Ratgeber

eine Modernisierung des untersuchten Gebäudes auf jeden Fall empfohlen hatte. Die derzeitige Auswertung ist im Folgenden zusammengefasst:

91 % der Befragten geben an, dass sie nach Nutzung des Ratgebers wärmetechnische Verbesserungen an ihrem Gebäude durchgeführt haben oder noch durchführen werden.

Die Hochrechnung der von den Befragten benannten wärmetechnischen Verbesserungsmaßnahmen auf alle Gebäude ergibt einen Umsatz für Handwerk und Industrie von etwa 635 Millionen € bzw. von 24.000 € je Gebäude.

8,5 % nennen den Modernisierungsratgeber ausschlaggebend für die Entscheidung zur wärmetechnischen Modernisierung (24 % stimmen ganz oder teilweise zu), wodurch ein Umsatz von 54 Mio. € (152 Mio. € ganz oder teilweise) ursächlich und zusätzlich generiert wurde. Dem entsprechen etwa 765 Personenjahre (2.150 ganz oder teilweise) Beschäftigung in Handwerk und Industrie.

60.500 t CO₂-Minderung pro Jahr durch (durchgeführte + geplante) Modernisierungsmaßnahmen wurden berechnet. Bei 8,5 % (bzw. 24 %, s. o.) direkter Wirkung des Modernisierungsratgebers bewirkt er eine CO₂-Minderung von jährlich etwa 5.100 t (14.500 t). Bei 20 Jahren wirtschaftlich / technischer Lebensdauer der erneuerten Bauteile ergibt dies eine CO₂-Minderung um 102.000 t (290.000 t), verteilt über die nächsten 20 Jahre.

2.1.2 Geplante Evaluation

Das Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie prüft diese ersten Ergebnisse der Evaluation des Modernisierungsratgebers hinsichtlich des angestoßenen Handwerkerumsatzes, des Beschäftigungspotentials und der CO₂-Reduzierung, die durch die Nutzung des Modernisierungsratgebers erreicht wurden.

Auf <http://www.klima-sucht-schutz.de/statistik1.0.html> ist die aktuelle Evaluation einsehbar.

2.2 Heizspiegel und schriftliche Heizgutachten

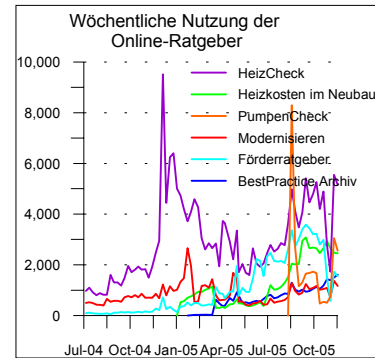


Abb. 1: Wöchentliche Nutzung der

Das Kampagnenziel von 8.000 Gutachten bis Februar 2006 ist bereits im Dezember 2005 erreicht worden. Die aktuelle Heizspiegel-Evaluation ist im folgenden Abschnitt zusammengefasst.

Es wurden 2161 Fragebögen an Personen versendet, die zwischen 1995 und 2004 ein Heizspiegel-Gutachten erhalten haben. 444 Fragebögen also 20,5 % wurden beantwortet zurückgeschickt.

2.2.1 Weitergegebener Impuls und Modernisierungspotenzial

So haben beispielsweise 69,7 % der Mieter das Gutachten an ihre Vermieter weitergegeben. Von den Vermietern reagierten immerhin über 27 % positiv auf das Gutachten. Für 86,7 % der Gebäude empfahl das Heizspiegel-Gutachten eine Modernisierung. In Reaktion darauf kam es bei 27,2 % zu Modernisierungen an den Gebäuden, bei 17,2 % sind Maßnahmen geplant.

2.2.2 Handwerker-Umsatz und Beschäftigungspotenzial

In Tabelle 1 sind die berechneten Zahlen für den Handwerkerumsatz, das Beschäftigungspotenzial und die CO₂-Reduzierung zusammengefasst. Dabei ergibt sich für die bis Februar 2006 geplanten 8.000 Heizspiegel-Gutachten ein Handwerksumsatz für Modernisierungsmaßnahmen von 184 Millionen Euro und ein Beschäftigungspotenzial von 2.452 Personenjahren.

Anzahl Heiz-Gutachten	Handwerkerumsatz [Mill. Euro]	Beschäftigungspotenzial [Personenjahre]	CO ₂ -Reduzierung [Tonnen/Jahr]
444	10	136	1.779
2.161	48,9	664	8.656
8.000	184	2.452	32.043

Tab. 1: Übersicht über den bei der Evaluation ermittelten Handwerkerumsatz, das Beschäftigungspotenzial, sowie die CO₂-Reduzierung. Als Berechnungsgrundlagen dienen die eingereichten 444 Fragebögen.

2.2.3 CO₂-Minderung und Kosteneffizienz

Die Gesamtkosten des Heizspiegelprojektes betragen 1 Mill. Euro, bezogen auf die angestoßenen Umsätze im Handwerk von insgesamt 184 Mill. Euro betragen die „sales cost“ für die Leistungen des Handwerks bei der wärmetechnischen Gebäudesanierung im Heizspiegelprojekt also etwa 0,5 % vom Umsatz. Die CO₂-Emissionsreduzierung liegt für die zurückgeschickten 444 Gutachten bei 1.779 Tonnen/Jahr, hochgerechnet auf 8.000 Gutachten bei 32.043 Tonnen/Jahr (siehe Tabelle 1).

Diese ersten Evaluationen bestätigen die Wirksamkeit auch für Mieter und für Beschäftigung durch erhöhte Modernisierungsnachfrage. Zusätzlich verdeutlichen sie das Einsparungspotenzial an CO₂ sowie die wirtschaftlichen Impulse für das Handwerk, die wir mit unseren Instrumenten erzielen können.

3 STREAM C:

SICHERE ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNG

3.1 Versorgungssicherheit und Markt (Session C1)

3.1.1 „Die Versorgungssicherheit bei Strom und Gas im österreichischen und europäischen Rechtsrahmen – Derzeitiger Stand, geplante bzw. erforderliche Regelungen“

Norbert Achleitner (Land Oberösterreich/Abteilung Gewerbe)

A) Einleitung- Versorgungssicherheit allgemein:

Richtlinie für den Elektrizitätsbinnenmarkt vom 19. Dezember 1996

- **Aus den Erwägungsgründen und Bestimmungen dieser Richtlinie:**

Der Gedanke der Versorgungssicherheit ist in dieser Richtlinie bereits sehr eingehend festgehalten: zB. " Die Auflage gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen kann erforderlich sein, um Versorgungssicherheit sowie Verbraucher und Umweltschutz zu gewährleisten die der freie Wettbewerb allein nicht unbedingt garantieren kann.

Zwei Schwerpunkte der derzeitigen Versorgungssicherheitsdiskussion:

- die nicht mehr ausgewogene örtliche Verteilung des Kraftwerkseinsatzes
- Aufrechterhaltung des sicheren Betriebes bzw. weiteren Ausbaues der Übertragungs- und Verteilernetze

B) Rechtsetzungsakte der europäischen Gemeinschaft für den Energiebinnenmarkt und damit auch für die Versorgungssicherheit bei Strom und Gas

- **Der erste Rechtsrahmen für den Energie-Binnenmarkt**
Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 96/92 EG vom 19.12.1996
- **Erneuerbare Energieträger im Strom-Binnenmarkt**
Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern im Elektrizitätsbinnenmarkt RL 2001/77/EG vom 17.9.2001
- **Die "Beschleunigungs"/"Revisions"-Richtlinien**
Die Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG sowie die Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG.
- **Weiters geplante oder bereits bestehende Rechtssetzungsakte der Europäischen Union**
 - Die Erdgas-Sicherheitsrichtlinie**
Richtlinie über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung 2004/67/EG vom 26. 4. 2004
ABI. Nr. L 127 vom 29.4.2004, gemäß Art. 11 ist die Richtlinie bis 19.5.2006 umzusetzen

Die Kraft-Wärme-Kopplungs-Richtlinie

Richtlinie 2004/8/EWG vom 11.2.2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt

ABl. Nr. L52 vom 21.2.2004, gemäß Art. 15 ist die Richtlinie bis 21.2.2006 umzusetzen

- **Grünbuch Versorgungssicherheit**

Grünbuch: "Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit aus dem Jahr 2000"

- **Versorgungssicherheit als Gegenstand der Revisionsrichtlinien**

- **Versorgungssicherheitspaket der Kommission vom 10.12.2003**

vorgeschlagenes legislatives Paket der europäischen Kommission zur langfristigen Sicherstellung der europäischen Elektrizitäts- und Gasversorgung

C) PROJEKTE UND LEGISTISCHE MAßNAHMEN FÜR DIE VERSORUNGSSICHERHEIT IN ÖSTERREICH

- **Das Projekt "Versorgungssicherheit und –qualität" für den Elektrizitätsbereich**

Die Energie-Control GmbH hat im Oktober 2001 das Projekt "Versorgungssicherheit und –qualität" gestartet.

- **Das Energielenkungsgesetz**

Die Geltungsdauer des Energielenkungsgesetzes 1982 i.d.g.F. ist mit 31. Dezember 2006 befristet.

Beim Energielenkungsgesetz kommen Lenkungsmaßnahmen nur dann in Frage, wenn eine Krise vorliegt, die Störungen keine saisonalen Verknappungserscheinungen darstellen oder durch marktkonforme Maßnahmen nicht, nicht rechtzeitig oder nur mit unverhältnismäßigen Mitteln abgewendet oder behoben werden können. Diese Lenkungsmaßnahmen durch Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit bedürfen darüber hinaus der Zustimmung des Hauptausschusses des Nationalrates.

In den letzten zwei Jahren hat sich daher bei der Diskussion dieses Themas bei der Energie-sektion und bei der E-Control gezeigt, dass ein besonderer Schwerpunkt den Maßnahmen vor der "Krise", also den Maßnahmen zur Abwendung der Krise, zukommen wird.

- **Gesetzespaket zur Sicherung der Versorgung mit Strom und Gas (Energieversorgungssicherheitsgesetz 2006)**

Insgesamt sind sechs Gesetzes aus dem Energiebereich von einer Novellierung betroffen. (derzeit im Begutachtungsverfahren) Das sind das Elektrizitätswirtschafts und –organisations-gesetz, das Gaswirtschaftsgesetz, das Energielenkungsgesetz, das Erdöl-Bevorratungs- und Meldegesetz, das Energie-Regulierungsbehördengesetz sowie das Bundesgesetz gegen den Unlauteren Wettbewerb.

- **Versorgungssicherheit im Landesrecht: (Ausführungsgesetze zum EIWOG)**

Tagung der Landesenergierechtsexperten am 7/8 November in Pörschach (Kärnten) mit dem Generalthema "Versorgungssicherheit":

Folgende Vorschläge wurden erarbeitet (in den Ausführungsgesetzen der Bundesländer sind diese Vorschläge nur zum Teil umgesetzt):

- Festlegung technischer Mindestanforderungen für Hochspannungsanlagen durch Verordnung, die bei der Errichtung, der Herstellung, dem Betrieb und der Erhaltung von Netzen einzuhalten sind.
- Vorschreibung langfristiger Planungen für den Netzausbau, um den sicheren und leistungsfähigen Betrieb, den koordinierten Ausbau und die Interoperabilität des Verbundsystems sicherzustellen.
- Vorschreibung des (n-1)-Kriteriums bei der Errichtung, beim Betrieb und der Erhaltung sämtlicher Netze.

- Anordnung von Maßnahmen durch Verordnung oder Bescheid an Übertragungs- oder Verteilungsnetzbetreiber, Bilanzgruppenverantwortliche und Betreiber von Stromerzeugungsanlagen zur Sicherstellung der Versorgung, wenn die sonstigen Maßnahmen nicht ausreichen.
- Verpflichtung, das Netz so zu errichten und zu erhalten, dass es bei Ausfall eines Teiles des Verteilernetzes oder einer Erzeugungsanlage in der Regel möglich ist, die daraus resultierenden Versorgungsunterbrechungen durch Umschaltmaßnahmen zu beenden.
- Verpflichtung, die zu langfristigen Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage nach Verteilung von Elektrizität zu befriedigen erforderlichen technischen Voraussetzungen sicherzustellen.
- Verpflichtung, der Verteilernetzbetreiber, der Behörde ein Wartungs- und Instandhaltungskonzept vorzulegen, welches Vorkehrungen zur Gewährleistung der gesetzlichen vorgeschriebenen Verpflichtungen zu enthalten hat.

Von diesen Vorschlägen sind im **Oö. EIWOG 2006** (am 1. Februar 2006 in Kraft getreten) bereits folgende Bestimmungen umgesetzt.

- Technische Mindeststandards
- Langfristige Planungen der Netzbetreiber
- (n-1)-Kriterium und (n-1)-Sicherheit in Übertragungs- und Verteilernetzen
- Stand der Technik
- Anordnung von Maßnahmen durch Verordnung oder Bescheid
- Engpassmanagement
- Qualität der Netze und langfristige Planung der Ausbaumaßnahmen gewährleisten die Versorgungssicherheit in Österreich

3.1.2 „Versorgungssicherheit: Ursachen von Energieversorgungskrisen als Ansatzpunkte für eine effiziente Problemlösung“

Johannes Böske* (Uni-Münster/Lehrstuhl für Volkswirtschaftstheorie)¹

Die Funktionsfähigkeit einer modernen Volkswirtschaft ist ohne die Bereitstellung von Nutzenergie nicht zu gewährleisten. Energie ist innerhalb der verschiedenen Produktionsprozesse von Gütern und Dienstleistungen, die der Bedürfnisbefriedigung dienen, zwar nur ein Inputfaktor unter vielen, allerdings ist ein Produktionsprozess ohne Energie nicht möglich. Jede Beeinflussung von Masse und Energie, sei dies eine Umformung oder ein Transport, ist ohne Energie nicht darstellbar. Die physische Verfügbarkeit von Energie ist daher neben der Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit Ziel jeder Energiepolitik.

Nachdem dieser originäre Bereich der Energiewirtschaft in den 90'ziger Jahren von Umwelt-, Wettbewerbs- und Regulierungsaspekten in den Hintergrund gedrückt worden war, ist der Aspekt der Versorgungssicherheit in den letzten Jahren wieder verstärkt in den Mittelpunkt der politischen und energiewirtschaftlichen Diskussion gerückt worden. Zurückzuführen ist dies auf Ereignisse, die die Sicherheit der bestehenden Energieversorgung in Frage stellen. Zum einen ist dies die Häufung von größeren Blackouts in der Elektrizitätswirtschaft zu Beginn dieses Jahrzehnts, die zum Teil mit der auf Wettbewerb abzielenden neuen Regulierung und Umstrukturierung der Elektrizitätswirtschaft in Zusammenhang gebracht wird. Zum anderen führen die Ereignisse des 11. Septembers 2001 und die damit einhergehenden Reaktionen der USA zu einer erhöhten Unsicherheit bezüglich der Verfügbarkeit von Energiequellen des Nahen Ostens für die Industrienationen, wie sie seit den Ölkrisen der 70'er Jahre nicht mehr zu beobachten war. Die Importabhängigkeit, insbesondere die von Erdöllieferungen, wurde somit erneut Gegenstand der politischen Debatte. Weiterhin führt der stark anziehende Energiebedarf Chinas zu unerwarteten Nachfrage- und Preissteigerungen.

In der Vergangenheit kam es auf den unterschiedlichen Energiemärkten zu Versorgungskrisen, die erheblichen Einfluss auf die betroffenen Volkswirtschaften ausübten. Ziel dieses Beitrages ist es, die diesen Versorgungskrisen zugrunde liegenden Ursachen herauszuarbeiten und zu kategorisieren, um dadurch die Ansatzpunkte für effiziente Maßnahmen zur Sicherung der Versorgungssicherheit umfassend aufzeigen zu können. Betrachtet werden Versorgungskrisen auf dem Elektrizitätsmarkt, dem Ölmarkt und dem Gasmarkt. Die unterschiedlichen Versorgungskrisen werden dabei insbesondere in Hinblick auf Gemeinsamkeiten analysiert, wobei nach grundlegenden Ursachen, dem tatsächlichen „Auslösern“ und verstärkenden Faktoren der Krise unterschieden wird.

Es wird aufgezeigt, dass den behandelten Versorgungskrisen gemein ist, dass die Angebotsseite in Knappheitszeiten durch eine sehr geringe Preiselastizität gekennzeichnet ist. Im Gegensatz zu anderen Märkten zeichnen sich die betrachteten Energiemärkte durch untypische Angebotsfunktionen aus. Preissignale haben auf Energiemärkten, insbesondere in Abhängigkeit von dem betrachteten Zeitraum, nur bedingt Auswirkungen auf die Angebotsmengen. Diese geringe Reaktion der Angebotsseite auf Preissignale, die das Steuerungsinstrument einer Marktwirtschaft sind, wird als Ursache von Versorgungskrisen ausgewiesen. Voraussetzung für eine Versorgungskrise ist demnach eine geringe Preiselastizität des Angebotes. Die „Auslöser“ für Versorgungskrisen können hingegen

¹ Lehrstuhl für Volkswirtschaftstheorie, Westfälische Wilhelms-Universität Münster, Universitätsstraße 14-16, 48143 Münster, Deutschland;
Tel. +49 (0)251 83 22844, Fax +49 (0)251 83 22
e-mail: 15jobo@wiwi.uni-muenster.de,
Url: http://www.wiwi.uni-muenster.de/~15/organisation/organisation_boeske.php;

sowohl auf Angebots-, als auch auf Nachfrageseite liegen. In jedem Fall verursachen die „Auslöser“ eine unerwartete Variation der Nachfrage- oder Angebotsmengen. Diese führen aufgrund der geringen Preiselastizität des Angebotes dazu, dass trotz steigender Preise keine (wesentlichen) zusätzlichen Mengen angeboten werden. Die Folgen müssen daher auf der Nachfrageseite aufgefangen werden, was in Abhängigkeit von der Preiselastizität der Nachfrage zu erheblichen Preissteigerungen führen kann. Die starken Preisreaktionen und die daraus resultierenden Folgen für eine Volkswirtschaft begründen die Diskussion zur Versorgungssicherheit.

Es lassen sich aus den betrachteten Versorgungskrisen Ansatzpunkte für Maßnahmen zur Sicherung von Versorgungssicherheit herleiten. Zum einen können die zugrunde liegenden Ursachen für die geringe Preiselastizität des Angebotes verringert werden. Zum anderen kann die Wahrscheinlichkeit des Eintritts plötzlicher Variationen von Angebot und Nachfrage beeinflusst werden. Weiterhin besteht die Möglichkeit, die Auswirkungen einer Versorgungskrise durch Einflussnahme auf der Nachfrageseite zu beschränken.

3.1.3 „Ein makroökonomischer Bewertungsansatz zu den Kosten eines Stromausfalls im österreichischen Versorgungsnetz“

Markus Bliem (IHS Kärnten)¹

So offensichtlich ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit bzw. Versorgungsqualität im öffentlichen Stromnetz eine große wirtschaftliche und gesellschaftliche Bedeutung hat, so schwierig ist es in der Praxis, der Versorgungssicherheit einen ökonomischen Wert zuzuweisen. Ein Bewertungsproblem ergibt sich daraus, dass die Versorgungssicherheit keinen Marktpreis hat bzw. es keinen Markt gibt an dem Stromunterbrechungen gehandelt werden. Aus ökonomischer Sicht liegt ein Optimum an Versorgungssicherheit dann vor, wenn der Grenznutzen eines höheren Sicherheitsniveaus den Grenzkosten für Maßnahmen zur Hebung der Versorgungssicherheit entspricht. Das heißt, wenn die Zahlungsbereitschaft der Stromkonsumenten für ein höheres Sicherheitsniveau gleich den Grenzkosten ist. Ziel des Beitrages ist es, auf Basis von Daten der amtlichen Statistik eine makroökonomische Bewertung des Werts der Versorgungssicherheit bzw. der Kosten eines einstündigen Stromausfalls für Österreich durchzuführen. Eine makroökonomische Betrachtung eignet sich dafür eine grobe Untergrenze für Blackout-Kosten abzuschätzen, auch wenn einige direkte Kosten (beispielsweise Anlaufzeiten im Produktionsbetrieb) sowie indirekte Folgekosten nur unzureichend berücksichtigt werden können. Ebenso können keine sog. „non-use values“ in die Schätzung eingezogen werden.

Vor allem in Nordamerika wurden in den letzten Jahren zahlreiche Untersuchungen zu den Kosten eines Blackouts im Elektrizitätsbereich gemacht. Wenngleich die veröffentlichten Studien relativ große methodische Unterschiede aufweisen und auch hinsichtlich der ermittelten Kosten zu abweichenden Ergebnissen gelangen, zeigen alle Untersuchungen grundsätzlich, dass ein Blackout enorme volkswirtschaftliche Kosten verursacht (Eto, J., 2001). Die Kosten eines Stromausfalls hängen von einer Vielzahl von Variablen (Tageszeit, Unterbrechungsdauer, Vorhersehbarkeit etc.) ab und variiert stark zwischen den einzelnen Konsumenten (Privathaushalte, Industrie oder Gewerbetunden). Eine weitere Unterscheidung kann auch zwischen direkten (Produktionsunterbrechungen, Schäden an Einrichtungen, Verlust an Freizeit etc.) und indirekten Kosten (Kosten für öffentliche Gesundheit, Kriminalität etc.) gemacht werden. Stromausfälle können im Bereich der Wirtschaft zu Unterbrechungen im Arbeits- und Produktionsprozess führen und somit Kosten verursachen. Im Gegensatz dazu machen im Haushaltsbereich materielle Schäden nur einen geringen Teil der Gesamtkosten aus. Vielmehr entstehen immaterielle Kosten beispielsweise durch den Verlust von Freizeit (-aktivitäten).

Ausgangsbasis für die makroökonomische Bewertung der Kosten eines Stromausfalls ist die Berechnung des Werts einer nicht gelieferten kWh Strom (Value of Lost Load). Dabei wird der Stromverbrauch (kWh) in Verhältnis zur Wertschöpfung der einzelnen Wirtschaftssektoren gesetzt. Ergänzt wird diese Analyse um den ökonomischen ‚Wert der Freizeit‘. Dieser entspricht dem Nutzen den ein Individuum aus der Freizeit erhält. Dieser lässt sich zwar nicht direkt messen, entspricht jedoch im Optimum den Opportunitätskosten der Arbeit (Becker, 1965). Oder anders ausgedrückt, die Kosten einer Stunde Freizeit entsprechen dem Einkommen, das man in einer zusätzlichen Stunde Erwerbstätigkeit verdienen könnte. Die Opportunitätskosten einer Stunde Freizeit sind somit dem Reallohn gleichzusetzen. Die Bewertung der Freizeit erfolgt mit Hilfe von Daten zur Zeitverwendungserhebung sowie der Arbeitskostenerhebung. Ausgehend von einem durchschnittlich verfügbaren Zeitbudget von 89,6 Stunden pro Woche sowie einem durchschnittlichen Reallohn von € 12,6 pro Stunde kann der Wert der Freizeit in Österreich in einem Jahr mit rd. € 480 Mrd. abgeschätzt werden. Eine Reihung der Freizeitaktivitäten im weiteren Sinne zeigt, dass jene Aktivitäten die am meisten Zeit in Anspruch nehmen zugleich auch zumindest partiell vom Stromkonsum abhängig sind. Aus diesem Grund erscheint es realistisch anzunehmen, dass ein Stromausfall die Freizeitaktivitäten zumindest teilweise einschränken wird. In den Berechnungen wird deshalb mit einer Substitutionsmöglichkeit von Freizeitaktivitäten von 50 Prozent gerechnet.

¹ Institut für Höhere Studien Kärnten, Domgasse 3, 9020 Klagenfurt, Austria, Tel. +43 463 592 150-18
e-mail: bliem@carinthia.ihs.ac.at, www.carinthia.ihs.ac.at;

Die Ergebnisse zeigen, dass der VOLL um ein Vielfaches (ca. 6 bis 10-fache) höher als der Endverbraucherpreis ist und in keinem direkten Bezug zu diesem steht. Für Österreich beträgt der VOLL rd. € 8,6 pro kWh und er variiert stark zwischen den Wirtschaftssektoren, den Bundesländern und der betrachteten Tageszeit. Den absolut höchsten VOLL hat der Sektor Bauwesen mit über € 42 pro kWh. Im Bereich der privaten Haushalte ist der VOLL mit € 16 pro kWh, bedingt durch den Verlust von Freizeit, ebenfalls auf einem hohen Niveau. Die ermittelten Werte decken sich weitgehend mit den kürzlich für die Niederlande veröffentlichten VOLL-Werten (de Nooij, M., Bijvoet, C., Koopmans, C. 2005). Mit Hilfe von Daten zum Lastverlauf können Schätzungen zu den Kosten eines Stromausfalls durchgeführt werden. Die Kosten eines einstündigen Stromausfalls an einem Wochentag (in der Zeit von 7 bis 20 Uhr) betragen für Österreich rd. € 60 Mio. pro Stunde. Da sich die österreichischen Bundesländer hinsichtlich ihrer wirtschaftlichen Struktur deutlich unterscheiden, lässt sich für den VOLL ein bundeslandspezifischer Wert errechnen. Den höchsten Wert erreicht der VOLL in der Bundeshauptstadt Wien mit 13,5 €/kWh. Der Grund dafür ist die relativ hohe Wirtschaftskraft der Bundeshauptstadt und ein sehr hoher Dienstleistungsanteil. Die Stromintensität des Dienstleistungssektors liegt zudem wesentlich unter dem anderer Sektoren.

3.1.4 „Netzengpässe, Marktmacht und -konzentration als Hindernisse für effektiven Wettbewerb im europäischen Strommarkt“

Nenad Keseric (TU-Wien/Energy Economics Group)¹
Marcelo Sagan (Université Paris/ SUPELEC & GRJM)²

Einleitung

Das wichtigste Ziel der EU-Strompolitik ist es, durch einen wettbewerbsmäßig organisierten und integrierten europäischen Strommarkt niedrige Strompreise für die gesamte Wirtschaft zu schaffen.

Der heutige Strommarkt in Europa zeichnet sich durch eine hohe Marktkonzentration aus, wo die entstehenden Großerzeuger strategisch agieren können und durch die beschränkten Netzkapazitäten die Nutzung von billigeren Erzeugungseinheiten verhindern können.

In einem perfekt funktionierenden Wettbewerb bieten die Erzeugungsunternehmen produzierte Energie zu Grenzkosten und der Strompreis entsteht in einem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage. In einem imperfekten Markt haben die großen Erzeuger Marktmacht und können dieses ausüben um Engpässe im Netz zu verursachen und ihre Profite zu maximieren. Die Engpässe im Übertragungsnetz führen zur Marktsegmentierung und zu erhöhten Netzkosten für das Engpassmanagement.

Dies führt dazu dass die Strompreise steigen und der Markt nicht die erwartete Effizienz und ein wirtschaftliches Optimum erreicht.

Zentrale Fragestellung

Die zentrale Fragestellung dieses Beitrags lautet: Welchen Einfluss haben die Netzengpässe zwischen einzelnen Ländern, Marktmacht und -konzentration auf den Wettbewerb und die Entwicklung der Strompreise?

Das andere Problem das noch nicht ganz gelöst ist, ist die Zuweisung der Netzkapazitäten an den Grenzen. Die Europäische Übertragungssystembetreibervereinigung ETSO hat sich auf eine gemeinsame Definition der Übertragungskapazitäten für internationale Stromlieferungen geeinigt. In einem liberalisierten Markt verfügen die einzelnen ÜNB's nur über Netzdaten für das eigene Versorgungsgebiet. Deswegen sind die Methoden für die Berechnung der verfügbaren Übertragungsnetzkapazitäten (Available Transmission Capacity- ATC) regional abhängig und unterschiedlich. Die so definierten verfügbaren Übertragungsnetzkapazitäten werden in der Regel niedriger eingesetzt weil sie nicht nur von den technischen Eigenschaften des Systems abhängig sind sondern auch von verschiedenen Vereinfachungen betreffend Wirtschaftlichkeit und Sicherheit.

Zur Beantwortung dieser komplexen Fragen welche Marktstrukturen und Rahmenbedingungen für einen effizienten europaschen Wettbewerbsmarkt notwendig sind, wurde ein völlig neuer methodischer Ansatz angewendet.

Methodik

Um den Einfluss von wichtigsten Parametern auf Strompreis qualitativ und quantitativ zu bestimmen wurde ein techno-ökonomisches Simulationsmodell entwickelt, welches das Verhalten aller Marktteilnehmer in einem unperfekten Markt mit Netzengpässen simuliert.

Im Unterschied zu den früheren Modellansätzen und Versuchen, basiert dieses Modell auf einem komplett neuen Ansatz, der in der Literatur als „Agent-Based Modeling and Simulation“ (ABMS) bekannt ist. Die Teilnehmer am Markt (Erzeugungsunternehmen) werden durch einen Agenten dargestellt. Die Agenten sind sehr aktiv am Markt und „lernen“ mit der Zeit die beste Strategie zu entwickeln, um den Gewinn am Großhandelsmarkt zu maximieren.

¹ Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, TU Wien, Gusshausstrasse 25/373-2, 1040 Wien;

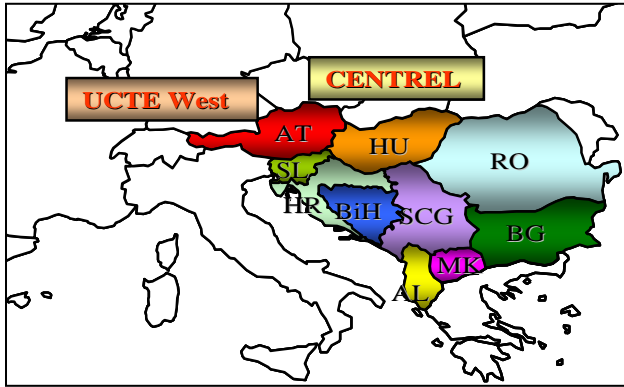
Tel: +43-1-58801-37363, Fax: +43-1-58801-37397; e-mail: keseric@eeg.tuwien.ac.at

² SUPELEC & GRJM, Faculté Jean-Monnet, Université Paris Sud, Paris XI, France ;

Fallstudien

Im Oktober 2005 in Athen wurde der Vertrag zur Gründung der Energiegemeinschaft Südosteuropa unterzeichnet. Die EU und südosteuropäische Partner – Kroatien, Bosnien und Herzegowina, Serbien, Montenegro, die ehemalige jugoslawische Republik Mazedonien, Albanien, Rumänien, Bulgarien und Kosovo – haben damit den Rechtsrahmen für einen integrierten Energiemarkt geschaffen.

Der Zusammenschluss der regionalen Teilnetze der west- und südosteuropäischen Länder eröffnete neue Perspektiven für den Stromhandel mit den Ländern aus Südosteuropa.



In diesem Beitrag werden die Energiesysteme und Übertragungsnetze zwischen den Ländern in Südosteuropa, Österreich und Ungarn (als Verbindung zur west Europa und CENTREL) abgebildet und genau analysiert. Das Netzmodell ist im Matlab als ein Gleichstrom-Netzmodell für die Lastflussanalyse (*DC OPF-Optimal Power Flow*) implementiert. Die Preisentwicklungen werden in Abhängigkeit von den Übertragungsnetzkapazitäten, Marktstruktur und Marktkonzentration der in verschiedenen Szenarien untersucht und dargestellt.

Ergebnisse

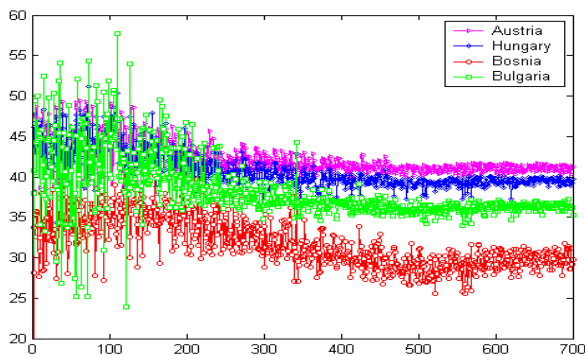
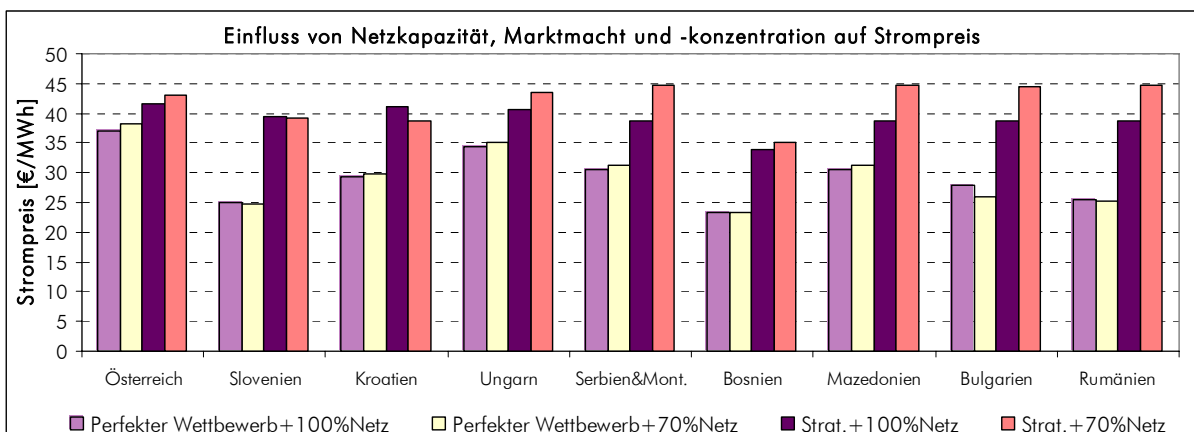


Abbildung zeigt die Entwicklung der Entscheidungsprozesse für die Angebote am Markt und die erzielten strategischen Strompreise. Im Modell wird die Reaktion der Agenten auf Änderung der Netzkapazitäten analysiert. Es werden zuerst die Verbindungsleitungen mit 70% der Netzkapazitäten (NTC) angenommen und dann mit 100% der Kapazitäten. So wird dargestellt welchen Einfluss die Beschränkung von Netzkapazität auf die Strompreise hat. Ein Szenario mit Netzausbau wird auch untersucht.



Die Simulationen können die Antwort auf die folgende Frage geben: Wie würde sich in der Zukunft der Stromaustausch zwischen EU-Mitgliedsstaaten entwickeln wenn neue Erzeugungs- und Netzkapazitäten gebaut werden oder sich Marktstrukturen und Marktkonzentration wegen der EU-Erweiterung ändern?

Zunächst könnte das Modell als Prognose-tool für die Preisentwicklungen am Balkan benutzt werden um neue Investitionen und deren Auswirkungen auf die Entwicklung der Strompreise zu analysieren. Die Preisentwicklungen können in Abhängigkeit von Übertragungsnetzkapazitäten und Marktstruktur wie z.B. Gründung der Österreichischen Stromlösung (ÖSL), Privatisierung der Erzeugungsunternehmen in Südost Europa in verschiedenen Szenarien untersucht werden.

3.1.5 „Divergierende regulatorische, politische, ökologische und ökonomische Rahmenbedingungen als Risiken notwendiger Investitionsentscheidungen in der Energiewirtschaft“

Dieter Meyer, Gerhard Christiner (Verbund – APG)¹

Die leitungsgebundene Energiewirtschaft in Österreich sowie in Europa erlebt seit Beginn der Liberalisierung einen massiven Veränderungsprozess. Es handelt sich dabei nicht bloß um ein langsames Abgehen bzw. Verändern von bestehenden Regeln, sondern um einen grundlegenden Paradigmenwechsel, welcher kurzfristig sowohl für die Akteure, also die Energiewirtschaft selbst, sondern auch für die Energiepolitik und somit die Nationalstaaten bzw. die Europäische Union eine große Herausforderung schafft.

Der liberalisierte Markt erfordert insgesamt eine Vielzahl neuer Spielregeln, damit Erzeuger, Netzbetreiber, Händler sowie Kunden in Interaktion treten können, wobei gleichzeitig die Systemstabilität gewährleistet bleiben muß. Von politischer Seite sind dazu vor allem saubere und klare Spielregeln bzw. ein gesicherter Ordnungsrahmen zu schaffen, welcher den Akteuren ein möglichst marktwirtschaftliches Agieren ermöglicht. Die Frage inwieweit hier der Staat regulierend eingreifen soll bzw. muß gilt es „ständig neu“ zu hinterfragen.

Bei der Regulierung des Netzbereichs geht es primär darum, den Marktakteuren einen ungehinderten, kostengünstigen Zugang zum Strommarkt zu ermöglichen. Hier erscheint der Zugang über anreizorientierte Regulierungsansätze mit längerfristigen Regulierungsperioden besser geeignet entsprechende Effizienzpotentiale bei Netzbetreibern zu heben, als dies bei der Kostenregulierung der Fall ist. Zusätzlich müßte dieser Zugang die Möglichkeit sicherstellen, mit einer „schlanken“ Regulierungsbehörde das Auslangen zu finden. Derzeit besteht die Gefahr der Überregulierung, was sowohl auf die Marktentwicklung, aber auch auf die Investitionsbereitschaft der Netzbetreiber hemmend wirkt.

Mit der Abschaffung der Versorgungsmonopole gilt im Energiesektor das Prinzip des Wettbewerbs, wobei sich die Preise ausschließlich über den Markt bilden. Bestehende Kraftwerke stehen mit Ihren Grenzkosten im Wettbewerb, wobei sich die Frage auftut, inwieweit hinreichende Anreize entstehen, rechtzeitig in neue Kraftwerke und Netzanlagen zu investieren. Derzeit sind bereits – wenn auch kurzfristige – massive Preisausschläge zu bemerken, welche auch den Neubau von Kraftwerken wieder rechtfertigen würden. Investitionsentscheidungen im Energiesektor sind jedoch im Vergleich zu anderen Industriesektoren sehr kapitalintensiv und ergeben weiters eine sehr langfristige Kapitalbindung. Die damit einhergehende langfristige Amortisationsdauer der Anlagen stellt an die betriebswirtschaftliche Kalkulation mit der Auswahl risikogerechter Kalkulationszinssätze unter Berücksichtigung der Marktentwicklung sehr hohe Anforderungen.

Zusätzliche Risiken ergeben sich, wenn der Staat in den Erzeugungsmarkt eingreift und bestimmte Erzeugungsoptionen mit Vorrang ausstattet wie dies derzeit in Österreich aber auch großen Teilen Europas der Fall ist. So wird die Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern sowie Kraft Wärme Kopplung explizit gefördert. Andererseits lässt die geplante Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie wesentliche Einbusen in der Erzeugung aus bereits bestehenden Wasserkraftwerken erkennen. Hier ist neben der Frage eines zukünftigen, eher wettbewerblich ausgestalteten Fördermodells auch der volkswirtschaftliche Nutzen der bestehenden Modelle zu hinterfragen.

Es ist heute unbestritten, dass in den kommenden Jahren umfangreiche Investitionen in den Kraftwerkspark als auch die europäischen Netze zu tätigen sein werden. Die Stabilität bzw. die Kalkulierbarkeit der regulatorischen, politischen, ökologischen und ökonomischen Rahmenbedingungen sind in der Risikobetrachtung für Investitionsentscheidungen wesentliche Entscheidungsvariablen. Unklare Rahmenbedingungen in den genannten Bereichen wie sie heute in Österreich sehr stark ausgeprägt sind, erschweren bzw. verhindern geplante und bereits dringend notwendige Investitionen.

¹ VERBUND - Austrian Power Grid AG;
1010 Wien, Am Hof 6a; e-mail: Dieter.Meyer@verbund.at, Url: <http://www.apg.at>;

3.2 Erdgas und Wasserstoff (Session C3)

3.2.1 „The European Natural Gas Sector until 2025 – Which Role for Russia and LNG? An Application of the GASMOD Model“

**Franziska Holz*, (DIW – German Institute for Economic Research)¹
Christian von Hirschhausen (TU Dresden)²**

Natural gas supply to Europe is of utmost importance both for the European countries, and for current suppliers in the increasingly globalized markets. This paper proposes an application of the GASMOD model. GASMOD is a numerical simulation model of the European natural gas sector, where imports to Europe and wholesale trade within Europe are represented as a two-stage game. The market situation can be modeled as perfect competition, Cournot competition or cartel on either of the two stages which enables us to simulate different market situations such as a successive oligopoly, a liberalized European market, an export cartel, etc. The model includes 17 importing regions and 13 exporters where we distinguish pipeline and LNG (Liquefied Natural Gas) supplies. We take into account infrastructure capacities since these can be an important limitation to natural gas trade.

In this paper we use the GASMOD model to investigate the role of Russia and the role of LNG for the European market until 2025. Russia is considered as an important supplier to Europe, and current projects like the North European Pipeline through the Baltic Sea and the development of a field in the Barents Sea (Shtokman) support this idea. However, natural gas production in Russia is relatively cost-intensive (mainly because of unfavorable climate conditions), and the currently exploited fields are reaching depletion within the next years, forcing to bring on stream new fields with even higher costs of production. In addition, producers in Russia are faced with a domestic market where the regulated price still is lower than the (long-run) marginal costs of production, which reduced the attractiveness of the Russian natural gas sectors for investors in the production and transport infrastructure.

In contrast, the LNG business is experiencing an increasing interest of investors in capacities at all stages of the value-added chain (liquefaction, shipping, regasification). Moreover, LNG costs have declined substantially in the last years and some further cost reductions can still be expected (e.g. economies of scale in liquefaction). This has led to a shift in the structure of relative costs in the natural gas sector. LNG trade has also led to a globalization of natural gas markets, which in turn favors the development of competition.

We propose to study the outcome of these changes on the European natural gas trade. Our results show that market forces lead to a diversification of European natural gas supplies. They confirm the deterioration of the Russian position on the European market, accompanied by increasing imports from LNG exporters (from North Africa, the Middle East, West Africa, and the Caribbean). LNG import (regasification) capacities could become a bottleneck in Europe, whereas export capacities (LNG and pipeline) are largely sufficient to meet the rising demand for natural gas in Europe.

Keywords: natural gas, strategic behavior, non-linear optimization, Europe

¹ DIW Berlin, Königin-Luise-Str. 5, 14195 Berlin; e-mail: fholz@diw.de, Url: www.diw.de;

² TU Dresden, Lehrstuhl für Energiewirtschaft, 01062 Dresden;
e-mail: cvh@mailbox.tu-dresden.de, Url: www.ee2.biz;

3.2.2 „Die aktuelle und zukünftige Bedeutung der Erdgasversorgung in Europa“

**Nicole Cadek*, Udo Bachhiesl
(TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹**

Aktueller Stand

Durch den steigenden Erdgaskonsum in Europa und die schwindenden europäischen Erdgasreserven ist es notwendig, nicht nur die bestehende Erdgasinfrastruktur aufrecht zu erhalten und zusätzliche Transportinfrastruktur zu schaffen, sondern auch umfassende Vereinbarungen beim Transport von Erdgas zu treffen. Der Bezug von Erdgas verlangt über eine nationale Regelung hinaus einheitliche Rahmenbedingungen auf Ebene der Europäischen Union. Durch den steigenden Importanteil aus Regionen außerhalb der EU besteht Handelsbedarf über die Grenzen der Europäischen Union hinaus.

Folgende Aussagen über die aktuelle Situation am europäischen Erdgasmarkt sind zusammenfassend zu treffen:

- Erdgasimport zu vier Fünftel per Pipeline
- prognostizierter Anstieg der Importabhängigkeit
- Konzentration großer Anbieter, kaum Chancen auf eine Etablierung für neue Anbieter

Die Importsituation der europäischen Länder variiert sehr stark, wobei der Transport per Pipeline bei weitem überwiegt. Durch das Schwinden der europäischen Erdgasreserven wird die Importabhängigkeit weiter steigen. Um der steigenden Importabhängigkeit entgegen zu wirken wird stärker in europäische Lagerstätten und neue Bezugsquellen außerhalb Europas investiert. Bei den Marktteilnehmern ist ein Trend zur Vertikalen Integration zu bemerken, wodurch der Wettbewerb am Markt stärker werden wird. Die vorwiegend üblichen langfristigen Lieferverträge der am Markt etablierten Unternehmen verschärfen die Wettbewerbssituation zusätzlich.

Verbesserungen

Eine vollständige Implementierung der Erdgasrichtlinie 2003/55/EC ist bis 2007 vorgesehen, wodurch alle Marktteilnehmer freien Zugang entlang der Wertschöpfungskette garantiert wird. Ein weiteres Ziel ist die Erhöhung der am Spotmarkt gehandelten Erdgasmengen, sowie der Schaffung eines LNG-Spotmarktes. Durch den Mengenausgleich auf Spotmärkten und eine sinnvolle Kombination von kurz- und langfristigen Verträgen soll den Endkunden ein stabiler und kalkulierbarer Erdgaspreis verrechnet werden können. Erdgasspeicher unterstützen die Versorgungssicherheit und wirken sich positiv auf den Erdgashandel aus. Die Notwendigkeit für den Speicherausbau wurde von der Europäischen Union erkannt, weshalb diverse neue Speicher bzw. Speicherausbauten unterstützt werden.

Verbesserungen am europäischen Erdgasmarkt zielen vor allem auf folgende Bereiche:

- Freier Zugang zu allen Bereichen entlang der Wertschöpfungskette
- Etablieren eines Erdgas-Spotmarktes
- Stabiler und kalkulierbarer Erdgaspreis für Endkunden

Die regulierenden Maßnahmen der Europäischen Union werden im Bewusstsein einer notwendigen Diversifikation der Bezugsquellen und mit dem Hauptaugenmerk auf die Erdgasversorgungssicherheit getroffen.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation; Inffeldgasse 18, 8010 Graz; Tel: +43 (0) 316 873 7900, Fax: Tel: +43 (0) 316 873 7910; e-mail: nicole.cadek@uni-graz.at, Url: www.IEE.TUGraz.at;

Versorgungssicherheit

Zu den Kernpunkten einer funktionierenden und stabilen Energiepolitik zählt die Versorgungssicherheit. Sie betrifft vorweg die Wahl der Energieträger und muss entlang der gesamten Wertschöpfungskette realisiert werden. Ziel ist es verlässliche Energielieferungen für den Endkunden zu gewährleisten. Am freien Markt ist es Aufgabe des Staates geeignete Rahmenbedingungen zu schaffen.

Durch die Änderungen in Folge der Erdgasrichtlinie, bei der die gesamte Wertschöpfungskette gesteuert werden muss, erweitert sich der Handelsbedarf auf internationale Ebene. Vor allem durch den höheren Importanteil der Erdgaswirtschaft im Vergleich zum Strommarkt ist eine umfassende Betrachtung notwendig. Die damit verbundenen Risiken können nur durch eine geopolitische Betrachtung minimiert werden.

Der Versorgungssicherheit muss über die gesamte Wertschöpfungskette gewährleistet werden, insbesondere durch:

- Gute und stabile Beziehungen zu den erdgasproduzierenden Ländern
- Gesetzliche Rahmenbedingungen um Investitionen zu fördern
- Wartung und Ausbau der europäischen Transportwege und Erdgasspeicher
- Diversifikation der Bezugsquellen

Nicht zuletzt ist auf ein gutes und stabiles Investitionsklima zu achten. Durch ein ausgewogenes Verhältnis von kurz- und langfristigen Verträgen und einer Erhöhung der Erdgashandelsmengen soll den hohen Risiken anfänglicher Investitionskosten entgegen gewirkt werden. Erdgasspeicher unterstützen die Versorgungssicherheit und wirken sich positiv auf den Erdgashandel aus. Die Notwendigkeit für den Speicherausbau wurde von der Europäischen Union erkannt, weshalb diverse neue Speicher bzw. Speicherausbauten unterstützt werden. Um der steigenden Importabhängigkeit entgegen zu wirken wird stärker in technologisch schwer bzw. teuer zu erschließende europäische Lagerstätten investiert. Eine stärkere Diversifikation der Bezugsquellen kann durch Importe von Nord-Afrika und dem Kaspischen Raum erreicht werden. LNG bietet eine weitere Diversifikationsmöglichkeit. Die künftige Bedeutung von LNG für Europa scheint durch ein gut ausgebautes Erdgasnetz und weitere Ausbauprojekte nur durch einen steigenden Marktpreis für Energie möglich.

3.2.3 „Economics of the LNG Value Chain and Corporate Strategies – Determinants of Vertical Integration“

Sophia Rüster, Anne Neumann (Dresden University of Technology/Chair of Energy Economics)¹

World primary energy demand is expected to rise by 52% until the end of 2030 under the current situation with natural gas accounting for 30% of the increase (IEA, 2005). European natural gas import dependency will strongly depend on Middle East and North African countries. Transporting liquefied natural gas (LNG) from (remote) producing to consuming regions in Europe, North America and Asia is a viable option to diversify the portfolio of energy sources as well as suppliers and thus increase the security of supply. Therefore, bulky investments in asset specific infrastructure remain a crucial issue. During the last five years 46 billion cubic meters (bcm) regasification capacity started operation worldwide (11.3% of today's capacity), until 2010 another 140 bcm will come on stream (35% of today's capacity). The ongoing process of liberalization in Continental Europe requires fundamental changes in organizational behavior of market participants. Increasing competition within Europe as well as with other consuming regions for the homogeneous product natural gas puts traditional players in the business under pressure. Global oil producing companies heavily engage in the production, liquefaction, transport, and regasification of LNG. Former European monopolists of natural gas are facing their traditional markets at stake by the intrusion of oil companies. Additionally, functioning short-term trade with an increasing traded volume at a number of places enhances truly competitive market patterns. The largest part of the LNG value chain margin migrates downstream. Several case studies (e.g. Iniss, 2004) focusing on the Atlantic Basin indicate that the coexistence of long- and short-term trading activities is increasingly accompanied by vertical integration in the LNG industry.

In earlier work, Neumann and Hirschhausen (2004) have shown that liberalization leads to shorter contract duration and more short term trading. Dailami and Hauswald (2005) show that the financing structure for LNG liquefaction projects is closely related to the downstream contract structure. We place ourselves in the continuation of this literature by analyzing the determinants of vertical integration in the LNG industry from the perspective of transaction cost economics (see Coase, 1937; Williamson, 1975; Klein, Crawford, Alchian, 1978). Transaction characteristics (asset specificity, uncertainty, complexity and frequency) are exogenously defined. Our hypothesis is that increasing transaction costs along the chain lead to a higher degree of vertical integration. We derive proxy variables - the independent variables - by using explicit project data on several LNG projects – both importing and exporting – in the Atlantic Basin. The data set has been collected from various sources and includes detailed information on investment costs, capacities, ownership structure, etc. for more than 35 projects. Vertical integration - the dependent variable - is defined in the form of a continuous measure as the share of value added in stages over which market participants have control, and total value added (see Barrera-Rey, 1995; Burattoni, et al. 2005). We test the hypotheses of higher transaction costs having a positive impact on the degree of vertical integration using standard Tobit regressions.

Our preliminary findings suggest that vertical integration in exporting projects exceeds vertical integration in importing projects. This is due to higher investment costs and resulting higher asset specificity on the one hand, and the larger degree of uncertainty in exporting countries (in a lot of cases developing countries) on the other hand. We expect that exporting players control the mid-stream stage transportation in more cases than importing players. This leaves the following points for discussion: Is vertical integration necessary to secure LNG infrastructure investments in liberalized European markets? What should be the strategy of European natural gas and electricity companies?

Keywords: liquefied natural gas, vertical integration, LNG value chain, corporate strategies, liberalization

¹ Dresden University of Technology, Department of Business Management and Economics, Chair of Energy Economics; D – 01069 Dresden, Germany;
Tel: +49-(0)351-463-39771, Fax: +49-(0)351-463-39763;
e-mail: sophia.ruester@mailbox.tu-dresden.de, Url: www.ee2.biz;

3.2.4 „ Analysis of the regional development of a hydrogen infrastructure using a German energy system model supported by a Geographic Information System (GIS) ”

Michael Ball, Philipp Seydel*, Martin Wietschel (Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung)¹

Due to the high oil and gas prices and environmental concern during the last years, the different energy systems are being forced to close ranks. The scarcity of resources such as biofuels leads to increasing competition between the power sector, the heating sector and the transport sector. A projected increase in global energy demand, the economic and geopolitical implications of future shortcomings in the supply of oil and natural gas, and consequently concerns about energy supply security have recently put the discussion about hydrogen as a future energy carrier back on the agenda. Of all the alternative fuels presently being discussed with respect to meeting the long-term demand for automotive fuels, hydrogen seems particularly promising. Currently, strategies for the implementation of a hydrogen economy are being developed in the EU, the USA and Japan. If hydrogen turns out to be the future fuel, then the connection between the electricity, heating and transport energy demand will be even closer than it is at present due to the wide range of potential hydrogen feedstocks.

The *MOREHyS*² model, developed by Fraunhofer ISI in cooperation with DFIU, is a bottom-up, mixed-integer, linear optimisation model with exogenous demand for electricity, heat and hydrogen. The model determines the minimum cost of production and new investments given some constraints for each year such as maximum emission levels or regional limitations for generation capacities, e.g. of wind or hydropower, which might affect the current energy mix. The objective function used for the optimisation is cost minimisation for the whole region each year (myopic approach). For the structure of *MOREHyS*, see Figure 1.

Infrastructure costs for the transport and distribution of hydrogen are partially determined by the topological characteristics of the considered regions, while production costs for hydrogen are often site-specific. In order to take these “real world” costs into account in the analysis of a hydrogen-based transport system, *MOREHyS* is linked to a GIS (Geographic Information System). The GIS is used for the estimation of the costs of different hydrogen transport modes (trailer, pipeline, etc.) for selected geographical areas and production technologies (e.g. hydrogen production from wind-offshore parks in northern Germany). This is done by taking into account aspects such as characteristics of the terrain (urban, mountainous, along major roads) or relative distances between production sites and demand centres. The GIS provides cost data for the transport matrix used in the energy system model.

As hydrogen production has to compete for the same primary energy carriers as conventional heat and electricity generation, the model assesses the resulting impact on the national energy mix and the subsequent consequences for electricity utilities. This includes, for example, the potential utilisation of power plants for hydrogen production (especially IGCCs), the effects of an increased demand for natural gas on its price development (taken into account by means of cost-potential curves) and capacity constraints of gas pipelines. A further aspect is the availability and long-term relevance of renewable energies for the production of hydrogen via electrolysis compared to the conventional feed-in of electricity. In addition, the economic and environmental impacts of integrating hydrogen production and distribution into the German energy system are assessed, such as the impact on CO₂ emissions and primary energy consumption.

¹ Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research (Fraunhofer ISI), Breslauer Str. 48, 76139 Karlsruhe, Germany, Phone +49 721/6809-352, e-mail: philipp.seydel@isi.fraunhofer.de, www.isi.fraunhofer.de;

² *MOREHyS* (Model for Optimisation of Regional Hydrogen Supply); ongoing research at the University of Karlsruhe: “Integration of a H₂ economy into the German energy system”;

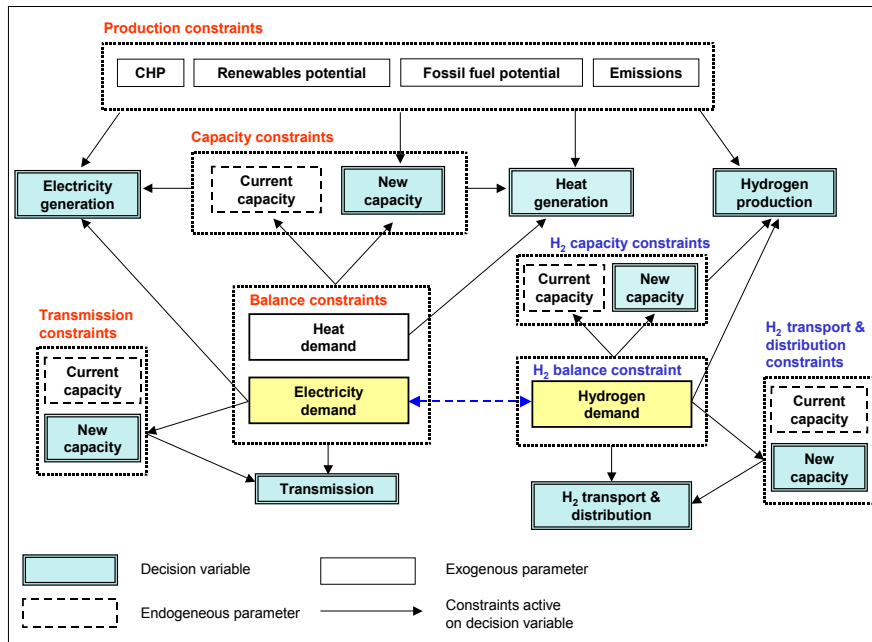


Figure 1: Simplified structure of *MOREHyS*

The *MOREHyS* will be presented in an updated version with a link to the GIS (Geographic Information System) via a database so that the regional results generated by *MOREHyS* can be analysed and presented in a graphical way (see Figure 2). First results are shown in Figures 3 for Germany in 2030.

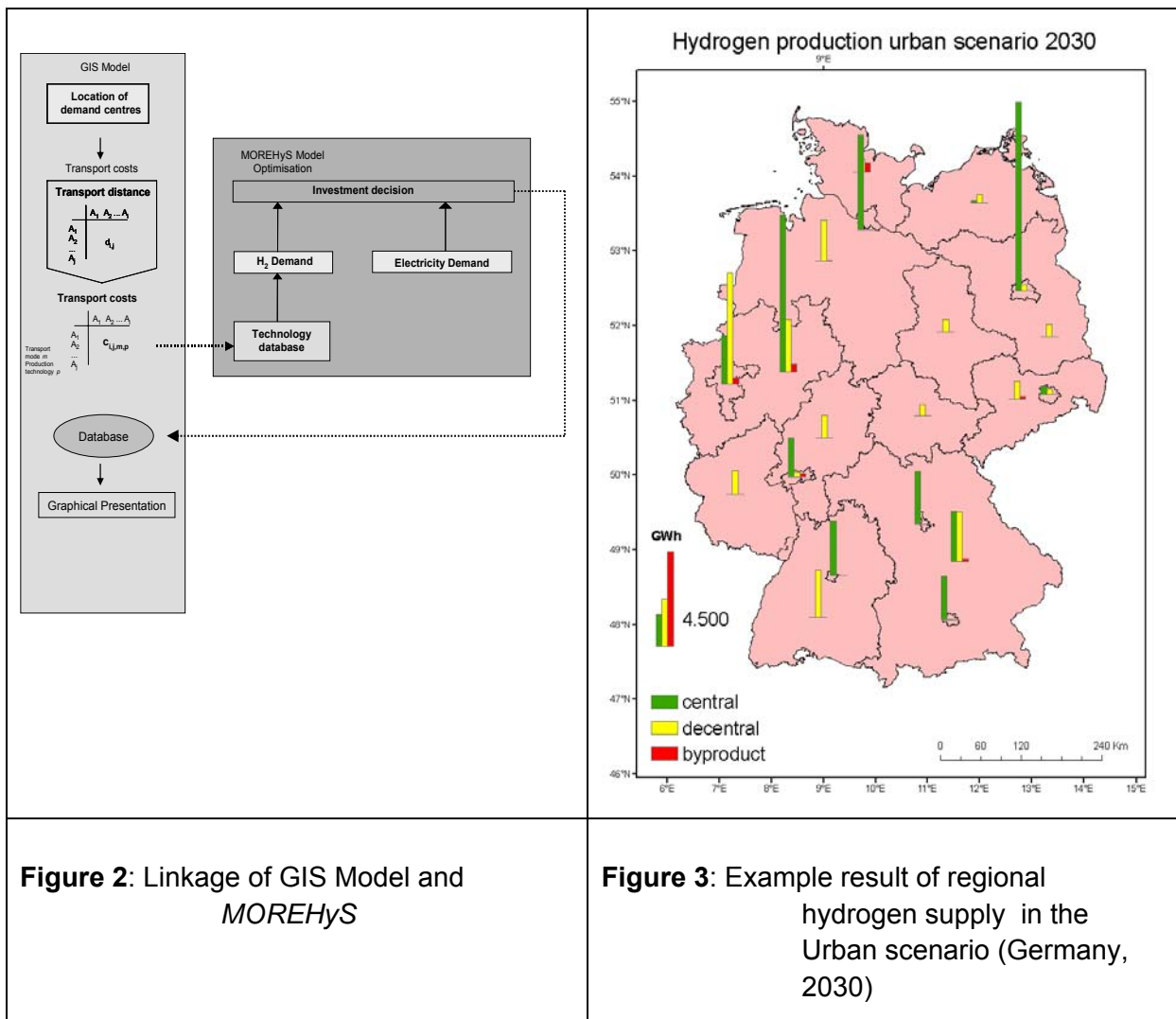


Figure 2: Linkage of GIS Model and *MOREHyS*

Figure 3: Example result of regional hydrogen supply in the Urban scenario (Germany, 2030)

3.3 Konventionelle Kraftwerke (Session C4)

3.3.1 „Der Weg zu sauberen und effizienten, fossil befeuerten Kraftwerken“

Bettina Bergauer-Culver, Thomas Spörker (Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit/Sektion Energie und Bergbau)¹

Der Weltenergiebedarf wird nach Schätzung der Internationalen Energieagentur[1] im Jahr 2030 um 60 % höher sein als im Jahr 2002. Eine noch stärkere Steigerung, nämlich über 70 % wird für den weltweiten Bedarf an elektrischer Energie erwartet. Derzeit stammen 60 % der weltweit erzeugten elektrischen Energie aus fossilen Energieträgern.

In Europa ist ab dem Jahr 2010 mit einem erheblichen Ersatz- und Neubaubedarf im Kraftwerkssektor zu rechnen, da in großem Umfang Anlagen aus den 60er und 70er Jahren des vorigen Jahrhunderts ersetzt werden müssen. Bis 2030 wird ein Ersatzbedarf an neu zu errichtender Kraftwerksleistung für Europa von etwa 550 GW erwartet. Weltweit wird Markt für Kraftwerke bis 2030 auf 3600 Milliarden Euro geschätzt[2].

Ein Teil davon wird durch den Umstieg auf erneuerbare Energie gedeckt werden können, jedoch werden die fossilen Energieträger in den nächsten Jahrzehnten noch eine bedeutende Rolle spielen. So wird beispielsweise bis 2030 weltweit mit Investitionen von etwa 1450 Milliarden Euro für Kohlekraftwerke gerechnet. Für diese Übergangszeit ist es das Ziel, die fossilen Energieträger mit maximaler Effizienz und möglichst geringen CO₂-Emissionen zu nutzen.

Um diesen Anforderungen und den internationalen Verpflichtungen zur Reduktion der Schadstoffemissionen gerecht zu werden, müssen große Anstrengungen auf nationaler und internationaler Ebene von Forschung und Industrie unternommen werden:

- In den letzten Jahren ist international ein steigender Aktivitätslevel bei den so genannten "Zero Emission Technologies (ZETs)" zu beobachten. Die USA haben ZETs und "Carbon Capture and Sequestration (CCS)" klare Prioritäten eingeräumt und insbesondere im Forschungs- und Entwicklungsbereich entsprechende Programme lanciert. In Europa sind vor allem Deutschland mit dem COORETEC - Konzept (CO₂-Reduktions-Technologien) und England mit dem "Cleaner Fossil Fuels Programme" die treibenden Kräfte für entsprechende Technologieprogramme.
- Österreich (Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit und AFI Austrian Fenco Initiative) nimmt am ERA-NET Projekt FENCO (Fossil Energy Coalition) teil, das aus dem vom 6. Forschungsrahmenprogramm der europäischen Kommission gefördert wird. Thema dieses ERA-NETs ist: "Promotion of an Integrated European and National Research & Development Initiative for Fossil Energy Technologies towards Zero Emission Power Plant".
- Österreich ist in der Technologieplattform „Zero Emission Fossil Fuel Power Plants“ vertreten. Die Europäischen Technologieplattformen sind eine neue, von der Wirtschaft selbst in Zusammenarbeit mit der Europäischen Kommission getragene Initiative. Sie sollen eine wichtige Rolle bei der Mobilisierung der europäischen Ressourcen im Bereich Forschung, technologische Entwicklung und Innovation darstellen, indem sie Hauptakteure (Industrie, nationale und europäische Verwaltung, Universitäten und Forschungszentren, Finanzierungsbereich, KMU und Verbraucher) an einen Tisch bringen.
- In Österreich betragen die Forschungsausgaben im Jahr 2004 aus öffentlicher Hand für fossile Energieträger ca. € 450 000,-, davon 60% für Öl und Gas und 40% für Kohle. Der von der

¹ Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Sektion Energie und Bergbau
1015 Wien, Schwarzenbergplatz 1; Tel. +43-1-71100-3060; e-mail: zeff@bmwa.gv.at;

Industrie finanzierte Austrian Fossil Fuel Fond hatte 2005 ein Förderbudget von € 80 000,- zur Verfügung.

- Die Abscheidung und Speicherung von CO₂ ist eine der internationalen Forschungsprioritäten. Zu diesem Thema werden zur Zeit im Projekt CASTOR (CO₂ von der Abtrennung zur Lagerung – CO₂ from capture to storage) des 6. EU-Rahmenprogramms mit österreichischer Beteiligung neue Möglichkeiten und Technologien für die Sequestrierung von CO₂ untersucht und Methoden zur Quantifizierung und Minimierung von Risiken und Unsicherheiten entwickelt.
- Das theoretische Potential von möglichen CO₂-Lagerstätten in Österreich wird in der Literatur mit etwa 400 Mio. t CO₂ beziffert. Als mögliche Lagerstätten wären dabei genannt: Höflein, Schönkirchen, Reyersdorf, Atzbach Schwanenstadt und Voitsdorf.¹
- Vom technischen Standpunkt aus ist die CO₂ Abtrennung und Speicherung prinzipiell machbar. Bezüglich der Kosten findet sich in der Literatur eine Bandbreite von 50-115 €/t CO₂. Es gibt jedoch noch eine Reihe ungeklärter rechtlicher und sicherheitstechnischer Fragen. Eine genaue Abschätzung der Risiken fehlt noch weitgehend.

Mit den aufgezählten Initiativen soll ein Einblick in die zahlreichen Aktivitäten auf nationaler, europäischer und internationaler Ebene gegeben werden, die zum Ziel haben, entsprechende Forschung und Technologieentwicklung für effiziente, emissionsarme, fossil befeuerte Kraftwerken voranzutreiben.

[1] World Energy Outlook 2004 ; International Energy Agency; 9 Rue de la Fédération; 75739 Paris Cedex 15; France

[2] <http://www.belfastdave.co.uk/pclean/strategy.pdf> [30.1.2006]

¹ Scharf Claudia, <http://www.energyagency.at/publ/pdf/en3-04.pdf> [30.1.2006]

3.3.2 „Bottom-up Modellierung des österreichischen Kraftwerksparks“

Andreas Veigl, Martin Schweighofer (Austrian Energy Agency)¹

Fragestellung

Die österreichische Elektrizitätswirtschaft war im Jahr 2005 unter anderem geprägt von Diskussionen rund um eine Evaluierung und Neufestlegung der österreichischen Klimastrategie und nachfolgend der Entwicklung eines neuen Allokationsplans im Rahmen des europäischen Emissionshandels.

Darüber hinaus steht der Sektor im Spannungsfeld zwischen den Auswirkungen der Strommarktöffnung, den Bewegungen auf den Brennstoffmärkten, der steigenden Ökostromproduktion und, insbesondere in Österreich, den erwarteten Effekten der Wasserrahmen-Richtlinie auf die Stromerzeugung in Wasserkraftwerken.

Diese Rahmenbedingungen gaben den Ausschlag, ein geeignetes Bottom-up Modell auszuwählen und zu implementieren, um verschiedene Fragestellungen hinsichtlich der weiteren Entwicklung der Stromerzeugung in Österreich abbilden und diskutieren zu können.

Methodik

Anhand eines Kriterienkatalogs wurde eine Modellauswahl durchgeführt, die zur Entscheidung für das Modell Balmorel führte. Die Zielfunktion dieses linearen Optimierungsmodells mit myopischem Ansatz besteht in der Minimierung der Systemkosten (Gesamtkosten der Energieerzeugung und Neuinvestitionen) für jedes Jahr im Betrachtungszeitraum.

Eine der Stärken dieses Modells liegt in der guten Darstellbarkeit von KWK-Anlagen, der Kraftwerkspark wird in einer Art und Weise optimiert, dass sowohl ein gegebener Strom- als auch ein (Fern-)Wärmebedarf kostenminimal gedeckt wird. Dazu können im Modell fragestellungsbezogen verschiedene geografische oder zeitliche Auflösungen des Strom- und Wärmebedarfs vorgegeben werden. Neben den technischen und ökonomischen Daten der verschiedenen Erzeugungsoptionen sind Brennstoffpreise, die Ausgestaltung der Emissionspolitiken und die Nachfrage nach Fernwärme wesentliche Einflussparameter.

Das beschriebene Modell fand eine erste Anwendung in einem Projekt über die Entwicklung des österreichischen Kraftwerksparks und seine CO₂-Emissionen. Basisjahr für die Untersuchungen war das Jahr 2003, für welches der bestehende Kraftwerkspark in geclusterter Form abgebildet wurde. Für die Weiterentwicklung des Kraftwerksparks bis 2020 wurde ein Katalog möglicher Neuanlagen erarbeitet, auf Basis dessen der optimale Kapazitätszubau durch das Modell erfolgte. Die Auswirkungen der Wasserrahmenrichtlinie sowie die Entwicklung der Ökostromproduktion wurden exogen eingepreist.

Ergebnisse und Ausblick

Im Rahmen des Beitrags werden die Möglichkeiten des Modells Balmorel beschrieben und ein Anwendungsfall mit zwei Ergebnisszenarien dargestellt. Anschließend werden Möglichkeiten zu einer Weiterentwicklung des Modells und seiner Implementierung aufgezeigt.

Keywords: Stromerzeugung, Kraftwerkspark, CO₂-Emissionen, Energiemodelle, Szenarien

¹ Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, Otto-Bauer-Gasse 6, A 1060 Wien, Tel.: +43 1 586 15 24-0, Fax: +43 1 586 15 24-40, office@energyagency.at, www.energyagency.at;

3.3.3 „Mögliche Kraftwerksausbaupfade für Österreich bis 2050 – ein Optimierungsmodell“

Thomas Karl Schuster (Wien Energie - Stromnetz GmbH)¹

Die europäische Energiewirtschaft befindet sich seit mehr als zehn Jahren in einer nachhaltigen Veränderungsphase. Seitens der Gesetzgeber werden verschärfte Umweltschutzbestimmungen verordnet, der Preis für fossile Primärenergien steigt stetig an. Zahlreiche Kraftwerke werden daher außer Betrieb genommen. Dem steht jedoch die Steigerungsrate des Verbrauches an elektrischer Energie von 2,0 - 2,5% p.a. in den alten beziehungsweise von 2,5 - 4,0 % p.a. in den neuen EU Ländern gegenüber. Unter den oben genannten Voraussetzungen wurde ein Entscheidungsunterstützende Modell mittels der Gemischt-Ganzzahligen Linearen Programmierung (GGLP) auf Basis langfristiger Szenariotechnik, am Beispiel Österreich entwickelt.

Als Basismodell dient ein rein thermisches Erzeugungssystem, welches in der Literatur sehr häufig angegeben wird und der Kostenminimierung als Zielfunktion genügt. Dieses fiktive System weist eine sehr einfache Handhabung in der Formulierung und der Problemstellung auf. Diese Formulierung erlaubt eine relativ einfache Erweiterung mit neuen Modellkomponenten. Darüber hinaus lassen sich die wesentlichen Verhaltensweisen des Gesamtmodells gut studieren. Dieses einfache Modell wird modular durch Wasserkraftwerke, Photovoltaikanlagen, Windanlagen, Brennstoffzellen, Spotmarkt, sowie Import/Export für langfristige Szenariorechnungen erweitert. Auf Grund der anwachsenden Modellgröße wurde es notwendig Entwicklungsschritte, beginnend mit der von Belgari entwickelten Z-substitute Methode über die improved Z-substitute Methode /1/, /2/, /3/, /4/ bis hin zur Benders Dekompositions Methode /5/, /6/, /7/ durchzuführen.

In drei Hauptszenarien, welche sich jeweils in fünf Unterszenarien gliedern, wird gezeigt, mit welchen Kraftwerkstypen sowohl die Verbraucherleistung als auch die elektrische Energie gedeckt werden kann und es werden Investitions- und Betriebskosten berechnet. Um auch einen Vergleich der Szenarien aus Sicht eines Verbrauchers zu erhalten, werden die Stromgestehungskosten der Szenarien ermittelt und gegenüber gestellt. Die möglichst genaue Abbildung des Energiesystems, bestehend aus thermischen Kraftwerken, Wasserkraftwerken, Photovoltaikanlagen, Windanlagen, Brennstoffzellen, Spotmarkt, sowie Import/Export für langfristige Szenariorechnungen, liefert richtungweisende Ausbaupfade für die untersuchten Kraftwerkstypen.

Der Betrachtungszeitraum beträgt 40 Jahre, beginnend mit dem Jahr 2010. Der Startzeitpunkt 2010 wird gewählt, um eine Vorlaufzeit für Planung und Behördenverfahren zu berücksichtigen.

Der Vergleich des Referenzszenarios, das die herkömmliche angewendete Kraftwerksausbauplanung beschreibt, mit dem präferenzierten Ausbauplanungsmodell, welches sich durch einen Erzeugungsmix von konventionellen Kraftwerken und mindestens zehn Prozent erneuerbaren Energieerzeugern charakterisieren lässt, zeigt, dass die monetäre Differenz 89 Mrd. € beträgt, um zu einem nachhaltigen Stromerzeugungssystem zu gelangen. Eine Reduzierung des Luftschadstoffausstoßes ist ebenfalls die Folge.

Eine deutliche Kostensteigerung ist bei Ausbauplanungsansätzen ausschließlich auf Basis erneuerbarer Energieerzeuger gegenüber dem Referenzszenario zu beobachten (752 Mrd. € bzw. 777 Mrd. €). Diese Steigerung basiert auf den höheren Investitionskosten der erneuerbaren Energieerzeuger und der hohen Anzahl der benötigten neuen Kraftwerke zur Deckung der Verbraucherleistung und –energie. Der Ausstoß der Luftschadstoffe wird um ein vielfaches reduziert.

Bereits ab 2013 liegen die Stromgestehungskosten so hoch, dass die Endkunden, entsprechend den der Untersuchung zugrunde liegenden Annahmen, nicht mehr bereit sind, diese zu finanzieren (siehe Diagramm 1).

¹ Wien Energie – Stromnetz GmbH, Mariannengasse 4-6, A-1090 Wien;
Tel.: +43/1/90190/91210, Fax: +43/1/90190/91299;
e-mail: thomas.schuster@wienenergie-stromnetz.at;

Das Ergebnis der Kraftwerksausbauplanungsoptimierung zeigt, dass ein Übergang von der derzeitigen Ausbaupolitik auf ein Konzept, welches ausschließlich auf erneuerbaren Energieträgern basiert, NICHT finanzierbar ist.

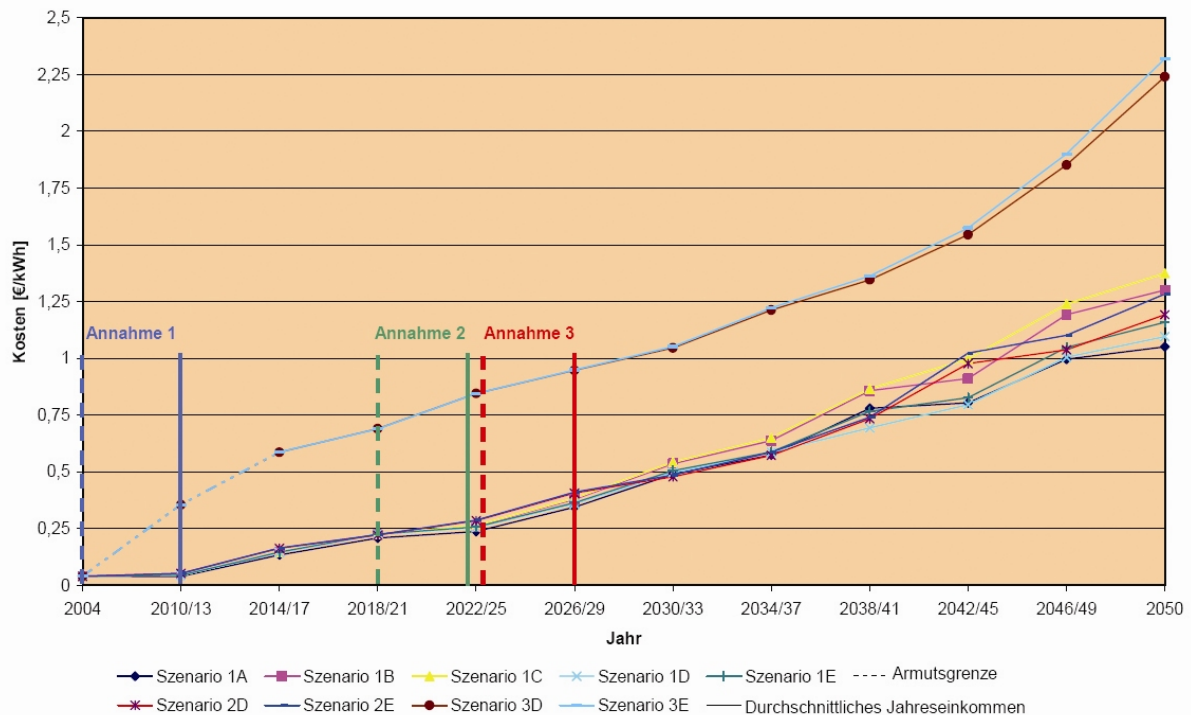


Diagramm 1: Stromgestehungskosten und Bereitschaft der Kunden 3% (5%), 15% und 30% ihres Einkommens für Strom aufzubringen

Im vorliegenden Kraftwerksausbauplanungsmodell sind zusätzliche Investitionen für Netzausbau beziehungsweise Netzrestrukturierung und Instandhaltung, sowie die Möglichkeiten zum Anschluss an das Übertragungs- oder Verteilernetz nicht berücksichtigt. Weiters finden die Abbau- und Entsorgungskosten von Kraftwerken sowie Lager- beziehungsweise Entsorgungskosten für strahlendes Material keine Implementierung im Modell (ist im Falle Österreich nicht von Relevanz). Das Modell ist jedoch geeignet, die oben genannten Punkte durch entsprechende Erweiterungen zu berücksichtigen und können in weiteren Untersuchungen hinzugefügt werden.

Das vorliegende Modell ist geeignet, in den zukünftigen Entscheidungsprozess für Energiesysteme /8/ auf regionaler politischer Ebene /9/ eingefügt zu werden.

Literatur

/1/ G. Coté, M. A. Laughton, Decomposition techniques in power system planning: the Benders partitioning method, April 1979, IPC Business Press

/2/ F. Belgari, Application of mathematical programming techniques in electrical power system planning, PhD Thesis, University of London 1972

/3/ D. Anderson, Models for determining least-cost investments in electricity supply /4/ F. Belgari, M. A. Laughton, Model building with particular reference to power system planning

/5/ T. J. K. Stidsen, Benders Decomposition Algorithm, Lecture script, 26. February 2004

/6/ A. Sarkar, Benders' Decomposition, University at Buffalo, Department of Industrial Engineering

/7/ N. Alguacil, A. J. Conejo, Multiperiod Optimal Power Flow Using Benders Decomposition, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No.1, February 2000

/8/ P. G. Harhammer, Rechnergestützte Energiewirtschaft, Vorlesungsunterlagen, TU Wien, 1994

/9/ A. Reuter, Optimale energiewirtschaftliche Entscheidungen auf regionaler Ebene, Vortrag, EVN Forum, Oktober 2005

3.3.4 „Das 800-MW-Gas- und Dampfturbinen-Kombinationskraftwerksprojekt Mellach: "Beste verfügbare Gasturbinentechnik für thermische Kraftwerksneubauten"

Martin Hochfellner, Josef Tauschitz (Verbund-Austrian Thermal Power)¹

Vor dem Hintergrund eines zunehmenden Energiebedarfs in Österreich, kombiniert mit CO₂-Reduktionszielen sowie der Schließung alter unrentabler Kraftwerkseinheiten (St. Andrä, Zeltweg etc.) hat der VERBUND-Konzern im Jahr 2003 beschlossen, mit der Planung und Umweltverträglichkeitsuntersuchung einer 800-MW-GuD-Anlage im Süden Österreichs zu beginnen.

Um im liberalisierten Markt bestehen zu können und weiters den Schadstoff-Reduktionsvorgaben Genüge zu tun, ist die Anwendung der besten verfügbaren Technologien (Best Available Technology), kurz BAT, für den Bau neuer Kraftwerksblöcke unabdingbar.

Die Haupt- und Wirkungsgrad bestimmende Komponente in Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken (GuD-Kraftwerk) ist die Gasturbine. Die Entwicklung und Weiterentwicklung dieser Maschinen erfolgen fast ausschließlich durch die Hersteller. Der Kraftwerksplaner hat in der Regel nur die Möglichkeit, aus einer Auswahl standardisierter Typen die seinen Bedürfnissen am besten entsprechende Maschine auszuwählen.

Durch die Wahl der Gasturbine und deren Abgasdaten werden auch die Dampfparameter des nachgeschalteten Dampfprozesses in engen Grenzen festgelegt. Demgemäß sind GuD-Anlagen insgesamt weitgehend standardisierte Kraftwerke, welche von den Herstellern im Gesamtpaket angeboten werden. Dies unterscheidet GuD-Anlagen wesentlich von konventionellen Dampfkraftwerken, welche nach wie vor einen größeren Gestaltungsspielraum zur Anpassung an die jeweiligen standortspezifischen Anforderungen zulassen.

Der Vortrag behandelt zum einen aus der Sicht des Anwenders, also aus der Sicht eines potentiellen Käufers einer GuD-Anlage, die Fragestellung, was derzeit als beste verfügbare Technik im Bereich von GuD-Anlagen gilt.

Zum anderen gilt es, das derzeitige Umfeld für Kraftwerksneubauten in Österreich zu beleuchten. Dieses Umfeld wird charakterisiert durch folgende Ausgangsbedingungen:

- voll liberalisierter Strommarkt
- Überalterung des bestehenden thermischen Kraftwerksparks
- Schließung von unrentablen Erzeugungseinheiten
- Jährliche Zunahme des Energiebedarfes von ca. 2,3 % in Österreich

Neben diesen ökonomischen und energiewirtschaftlichen Umfeldbedingungen bestehen weitere Anforderungen, welche durch die Umweltgesetzgebung bestimmt werden. Hier muß vor allem strengen CO₂- und Luftschadstoff-Reduktionsvorgaben Genüge getan werden.

Den Abschluß bildet eine Kurzvorstellung des Projektes Mellach, wobei auf die Umweltverträglichkeitserklärung (UVE) und Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP), aber auch auf Standortwahl, Leistungsdaten und den Terminablauf eingegangen wird.

¹ VERBUND–Austrian Thermal Power GmbH & Co KG, Ankerstraße 6, A-8054 Graz,
Tel: 0043(0)50313-38925, Fax: 0043(0)50313-38909;
e-mail: Martin.hochfellner@verbund.at;

3.3.5 „Wasserkraft unter neuen Rahmenbedingungen“

Otto Pirker (VERBUND – Austrian Hydro Power AG)¹

Die Rahmenbedingungen für die Wasserkraft haben sich in den letzten Jahrzehnt mehrfach geändert. Auswirkungen auf den Bestand und neue Projekte.

Fragen der Wirtschaftlichkeit

- Liberalisierung
- Preisentwicklungen am Strommarkt
- Fragen der Versorgungssicherheit

Umweltfragen

- Erneuerbare Ziele (RES)
- Umweltrichtlinien
- Letzter Stand der Umsetzung der EU-WRRL

► Entwicklungschancen der Wasserkraft – steigende Bedeutung für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke (Projekte, Gerlos II, Limberg, Hochalmsee) , kleine und mittlere Laufkraftwerke wahrscheinlich jedoch noch immer an der Grenze der Wirtschaftlichkeit. Problem – Verschlechterungsverbot der EU-WRRL.

¹ Verbund-AHP, Am Hof 6a, 1010 Wien; Tel: +43 (0) 1 53113 50408, Fax: +43 (0) 1 53113 150408; e-mail: otto.pirker@verbund.at, Url: www.verbund.at;

3.3.6 „Projektrisiken und deren Finanzierbarkeit“

Erich Kiedl, Dieter Schimana (MARSH Austria GmbH)¹

Viele Investitionen in der Industrie werden zu mindest teilweise kreditfinanziert. Zunehmend wird dabei auch das Instrument der reinen Projektfinanzierung genutzt.

Damit nach einem Schaden an der finanzierten Anlage die Kreditraten gesichert sind, darf durch einen solchen Schaden nicht die Zahlungsfähigkeit verloren gehen. Ein guter Versicherungsschutz mindert dieses Risiko. Durch Sicherungsübereignung oder Sicherungsschein stellt der Kreditgeber zudem sicher, dass er im Schadenfall oder bei einem Prämienrückstand informiert wird. Er behält sich Schadenauszahlungen direkt an den Kunden vor und muss bei einer eventuellen Kündigung des Versicherungsvertrages vorher um Erlaubnis gefragt werden.

Bereits bei der Planung einer Neuinvestition können Fehler unterlaufen, welche die Investition insgesamt infrage stellen können. Die allgemeine Erfahrung zeigt, je komplexer Anlagen und je genauer sie unter Berücksichtigung aller Parameter - auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten - ausgelegt sind, desto größer ist das Risiko, dass diese Anlagen auch für den Betroffenen große Schäden hervorrufen. Insofern ist von Beginn an ein entsprechendes Risk Management erforderlich.

- Wann entstehen Risiken?
- Was kann geschädigt werden?
- Wer hat die Risiken zu tragen?
- Welche Schadenabwehr ist möglich?
- Welche Versicherungen sind zu berücksichtigen?
- Wer sollte versichern?
- Wie sollte versichert werden?

In dieser Arbeit wird auf einige Versicherungen eingegangen. Es hat sich gezeigt, dass sowohl Anlagenbauer als auch Bauherren und Betreiber solcher Anlagen gerne auf externe Spezialisten zurückgreifen. Die tätigen, großen Versicherungsmakler unterhalten eigene Ingenieurstäbe für derartige Fragestellungen.

Zu beachten sind aber die Grenzen des Marktes. Nicht jedes unternehmerische Risiko ist auch auf Versicherungen zu übertragen, weshalb, z. B. in Lieferverträgen, Risiken nicht in der Hoffnung übernommen werden sollten, diese stets auf eine Versicherung abwälzen zu können.

¹ Marsh Austria GmbH, Grabenstraße 231, 8045 Graz;
Tel. +43 (316) 679 422 – 12, Fax, +43 (316) 679 422 – 23; e-mail: Erich.Kiedl@marsh.com;

3.4 Elektrizitätspreise und Kraftwerkseinsatz (Session C2)

3.4.1 „Preisbildung in liberalisierten Elektrizitätsmärkten unter besonderer Berücksichtigung des Emissionshandels“

Christian Redl*, Reinhard Haas, Nenad Keseric (TU-Wien/Energy Economics Group)¹

Seit der Liberalisierung des europäischen Elektrizitätssektors ist eine hohe Volatilität der Strompreise an den Handelsplätzen zu beobachten. Im Jahr 2005 sind zudem die Preise an den meisten Strombörsen stark gestiegen – für eine korrekte Analyse der Strompreisentwicklung und der Identifikation unterschiedlicher Einflussparameter ist eine Modellierung des Preisbildungsprozesses erforderlich. Die Preise für Emissionszertifikate stellen einen neuen Einflussparameter dar, da das europäische Emissionshandelssystem – ein Eckpfeiler der europäischen Klimapolitik zur Erreichung der Kyoto-Ziele – auch den Energiesektor umfasst. In der vorliegenden Arbeit werden neben der Vorstellung unterschiedlicher Ansätze zur Preismodellierung die Auswirkungen des Emissionshandelssystems auf die Elektrizitätspreise dargestellt.

Methodik

In der folgenden Arbeit werden zunächst unterschiedliche in der Literatur vertretene Ansätze zur Preismodellierung vorgestellt und klassifiziert. Aufbauend auf einer Analyse diverser Großhandelsmärkte wird die Anwendung aggregierter und fundamentaler Modelle am Beispiel der Auswirkungen des europäischen Emissionshandelssystems auf die Energiepreise dargestellt. In der Literatur werden drei große Gruppen von Preismodellen unterschieden:

- Stochastische Preismodelle: Diese Gruppe von Modellen erklärt die Preisentwicklung durch die Preise selbst, wobei die beobachteten Zeitreihen als Realisationen stochastischer Prozesse dargestellt werden.
- Fundamentalmodelle: Die Erklärung der Preise erfolgt durch Angebots- und Nachfragefunktionen wobei zwischen perfektem Wettbewerb – der Marktpreis ergibt sich zu den kurzfristigen Grenzkosten – oder einem Monopol – der Preis ergibt sich durch Gleichsetzen von Grenzerlös und Grenzkosten – unterschieden werden kann. Da allerdings beide Ausprägungen in der Realität in reiner Form selten anzutreffen sind, muss die tatsächliche Marktstruktur in einem geeigneten Modellierungsansatz abgebildet werden.
- Aggregierte Modelle: Hier erfolgt mittels eines ökonometrischen Modellansatzes eine quantitative Analyse des Einflusses verschiedener Faktoren auf den Strompreis (z.B. unterschiedliche Faktorpreise, Verbrauch, Verfügbarkeit etc.).

Ergebnisse

Zentrales Ziel der Liberalisierung des europäischen Energiesektors war die Einführung von Wettbewerb sowie die Schaffung eines einheitlichen Strommarktes. Die Aufspaltung des europäischen Strommarktes in unterschiedliche Preiszonen zeigt allerdings eine noch unvollständige Marktintegration (siehe Abbildung 1).

¹ Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, TU Wien, Gusshausstrasse 25/373-2, 1040 Wien, Tel. +43-1-58801-37361; e-mail: redl@eeg.tuwien.ac.at, Url: www.eeg.tuwien.ac.at;

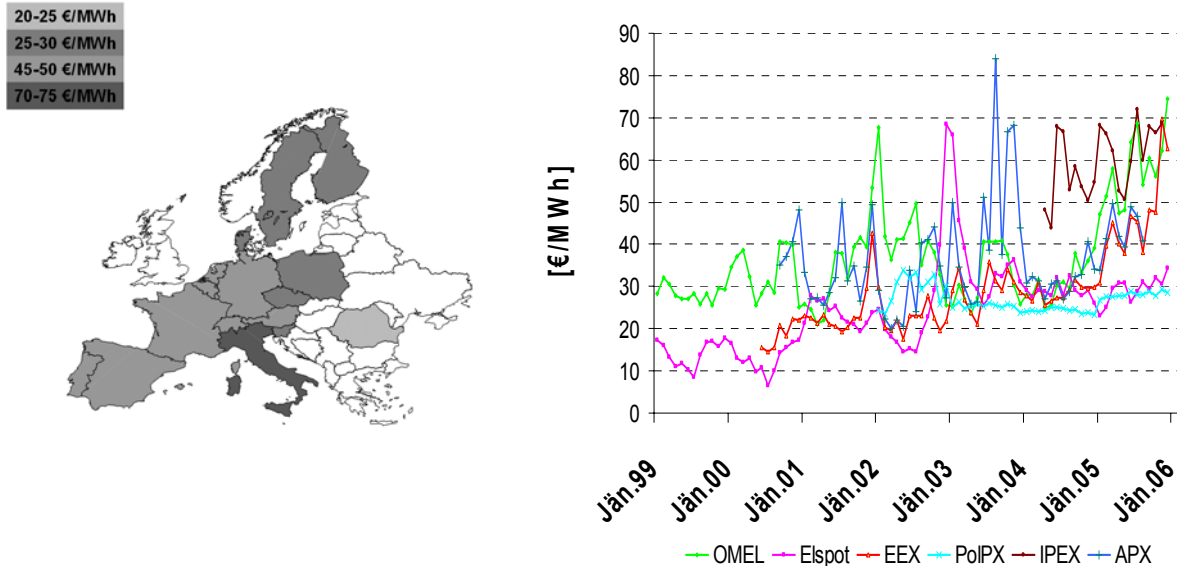


Abbildung 1. Europäische Großhandelspreiszonen im Juli 2005 in €/MWh (links) sowie historische Entwicklung der monatlichen Spotpreise an europäischen Strombörsen (rechts); Quellen: Diverse Strombörsen

Durch die Einführung des Emissionshandels ist eine weitere preisbeeinflussende Größe hinzugekommen. Die Zertifikate mussten gemäß EU-Direktive zu mindestens 95% gratis ausgegeben werden. Tatsächlich haben sich die meisten Mitgliedsstaaten entschlossen die Emissionsberechtigungen zu 100% gratis zuzuteilen. Die Unternehmen können die Zertifikate zur Deckung ihrer CO₂-Emissionen verwenden oder am Markt veräußern. Somit stellen diese Opportunitätskosten dar und finden Eingang in die Preiskalkulation. Aufgrund der Gratiszuteilung führt die Berücksichtigung der Zertifikate als Opportunitätskosten zu *Windfall Profits* der Erzeuger.

Mit Hilfe eines ökonometrischen Modells konnte der große Einfluss der Zertifikatspreise auf die Strompreise abgebildet werden. Die Ergebnisse zeigen für den Baseloadjahreskontrakt 2006 eine Korrelation von 0,9, die Preiselastizität beträgt 0,26. Dieses Ergebnis deckt sich mit den im Jahr 2005 beobachteten Preiserhöhungen.

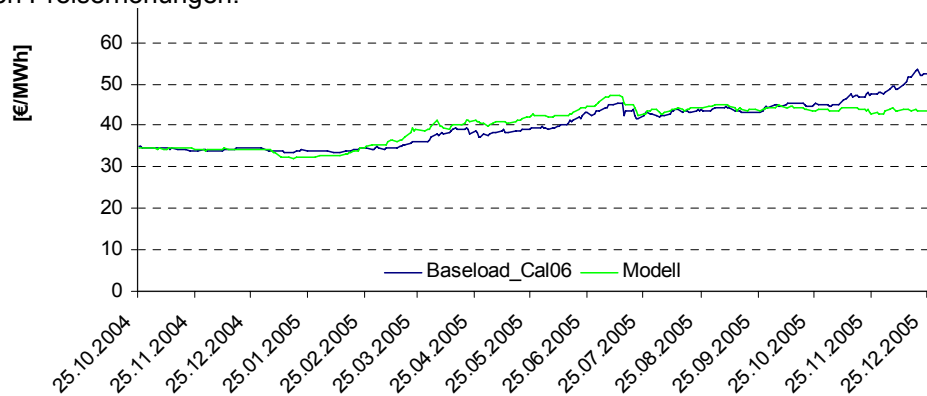


Abbildung 2. Tatsächlicher Baseloadpreis an der EEX und Werte des ökonometrischen Modells;

Quelle: EEX, eigene Berechnungen

Die Zusatzkosten der Stromerzeugung wurden mit Hilfe eines fundamentalen Grenzkostenansatzes ermittelt. Ein Preisniveau von 25 €/t CO₂ verdoppelt die Erzeugungskosten kohlebefuerter Kraftwerke, die Kosten von GuD-Anlagen steigen um ein Drittel.

3.4.2 „Agent-based simulation for the German electricity markets - An analysis of the German spot market prices in the year 2001“

Frank Sensfuß* (Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung)¹,
Massimo Genoese* (Universität Karlsruhe/Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion)

The German electricity sector has undergone considerable changes throughout the past few years. Main developments are the liberalisation of electricity markets, the evolving European CO₂ emissions trading scheme and the promotion of renewable electricity generation. Policy makers and market players have to deal with new aspects like market power, bounded rationality and the appearance of fluctuating energy sources. In the given environment the complex interactions between different markets and environmental policy instruments like CO₂ emission trading become an issue of increasing importance. A promising and novel approach for the scientific analysis of these new developments is the field of agent-based simulation. This paper presents a first version of the agent-based simulation platform PowerACE for the simulation of the German electricity sector. In a case study the PowerACE model is used to simulate the development of market prices on the German spot market in the year 2001. In order to analyse the capabilities of the model the results are compared to the official spot market results of the LPX (EEX) in the year 2001. In a second step an algorithm for the integration of start-up cost is presented and applied to the simulation.

The PowerACE simulation platform simulates important players within the electricity sector as computational agents. Among these are agents representing consumers, utilities, renewable agents, grid operators, government agents and market operators. Some players like utilities are simulated using several computational agents representing different functions within the company like trading or generation. An overview of the main agents involved in the simulation is given in Figure 2.

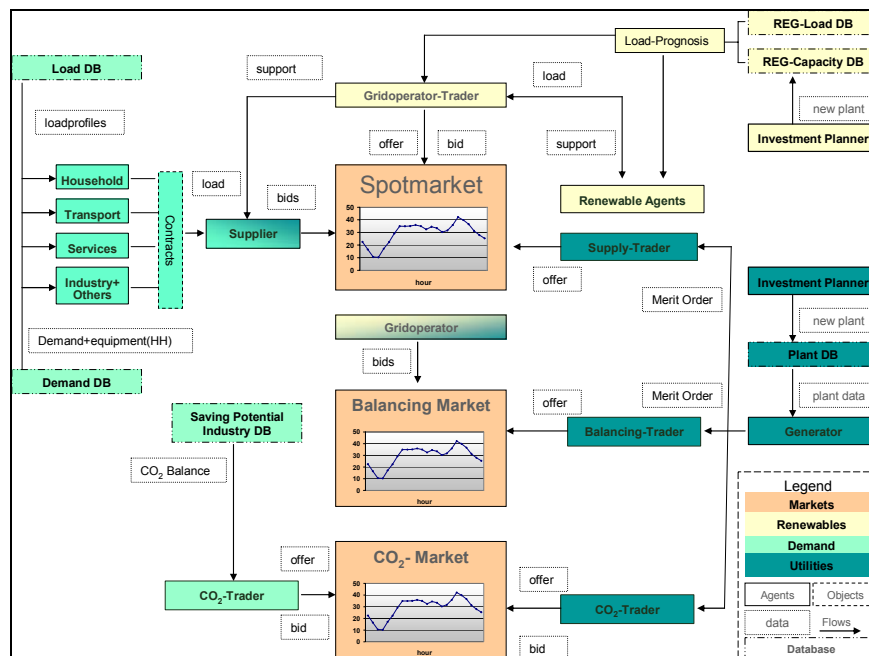


Figure 2 Structure of PowerACE

In general the simulation platform can be categorized in four modules dealing with markets, electricity demand, utilities and renewable electricity generation. This paper seeks to analyse the capability of the model to simulate spot market prices in order to provide an adequate basis for future analysis. Therefore a central part of the simulation is to provide realistic data on the electricity demand,

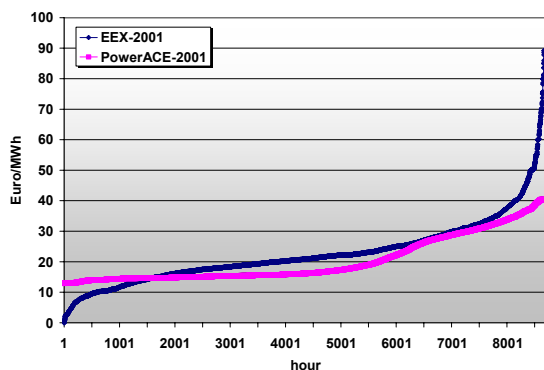
¹ Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research, Breslauer Str. 48, 76139 Karlsruhe, Tel.: +49(0)721/6809-133; e-mail: frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de <http://www.isi.fhg.de/e/index.htm>;

renewable electricity generation and the stock of power plants in Germany. In order to provide an adequate dataset the PowerACE simulation platform is linked to models generating realistic hourly load profiles for electricity demand and renewable electricity generation.

In a case study the model is applied to simulate spot market prices in the year 2001 which has been selected due to the availability of detailed load data on renewable electricity generation and electricity demand. The basic simulation is structured as follows. The entire German electricity generation and demand is traded on the spot market on hourly basis. Electricity generation companies bid their merit order curves based on the variable electricity generation cost of their power plants. Unit commitment constraints like cost concerning the warm up times of power plants are integrated in a second simulation run. A random generator is used to integrate scheduled and unscheduled plant outages. Electricity demand is represented by suppliers which purchase electricity and sell it to consumers. In the given simulation the suppliers are modelled as price takers with inelastic electricity demand.

A first comparison between the time series of hourly prices of the German spot market in 2001 and the average simulated prices of 20 simulation runs with the PowerACE model and the developed algorithm for the integration of start-up cost shows a low correlation and a considerable underestimation of the annual average price. However, a closer look the actual spot market prices in 2001 shows that market prices of up to 998 Euro/MWh are reached which indicate extensive gaming on the market during few hours throughout the year. In order to reduce these effects 53 hours with market prices above 90 Euro are excluded from further analysis. The correlation between both time-series rises to ca. 0.713 and the average underestimation of the market prices reaches 2.3 Euro/MWh. A comparison of both time series as ordered curves is given in Figure 3. The correlation shows that the underlying datasets concerning electricity demand, renewable electricity generation and power plant portfolio are adequate to provide a basis for the analysis of market developments. Besides the underestimation of peak market prices two other phenomena can be discovered. In times of low demand actual market prices can fall below the simulated generation cost expected by the PowerACE model. Possible explanations of this effect are that generation companies want to keep their plant online due to technical restrictions or the occurrence of trading errors. Another aspect is the fact the model results fail to explain the volatility of market prices on the weekend. This aspect needs further investigation in order to improve the model. Possible explanations could be low liquidity on the market or preferred scheduling of plant maintenance on the weekend leading to a considerable reduction in the available capacity.

Figure 3 Comparison of ordered market curves for the year 2001 (filtered)



	EEX (filtered)	PowerACE (filtered)
Ø-Price(€/MWh)	22.76	20.46
Min-Price(€/MWh)	0	12,82
Max-Price(€/MWh)	89.19	50.66
Standard-deviation	10.83	7.61

(Prices provided by European Energy Exchange [EEX], 2005)

In general it can be stated that the developed simulation-platform is capable to produce results which show considerable correlation with the price development of the German spot market which indicates that the market is still driven to significant extend by fundamental data like marginal cost of generation units. However the general tendency of the PowerACE model to underestimate market prices shows that utilities are capable to reach market prices above marginal cost, especially in hours of peak demand. Future work will be directed to the integration of these aspects.

3.4.3 „Das Planungssystem des Verbunds – Ein Modellkonzept zur nachhaltigen Bewirtschaftung eines hydraulisch dominierten Kraftwerksparks“

Robert Spolwind, Klaus Hebenstreit, Martin Bachhiesl, Johann Precht (VERBUND – Einsatzoptimierung Wasserkraft)¹

Bedingt durch die topographische Lage nimmt die Energieerzeugung aus Wasserkraft in Österreich eine zentrale und bedeutende Rolle ein. Der Verbund ist der größte österreichische Stromerzeuger und Stromhändler, in seinem Erzeugungsportfolio findet sich im Vergleich zu seinen nationalen und internationalen Mitbewerbern ein überproportional hoher Prozentsatz an erneuerbarer Energie aus Wasserkraft. Mit den 106 in Betrieb befindlichen Wasserkraftwerken und einem Regelarbeitsvermögen von etwa 25 Terrawattstunden (TWh) wird die Rolle der Wasserkraftnutzung für den Konzern deutlich. Laufkraftwerke, Lauf-Schwelkraftwerke und Speicherkraftwerke bilden den Wasserkraftwerkspark des Verbund, hierzu kommen verschiedene Bezugsrechte. Etwa 80% des Wasserkraft – Regelarbeitsvermögens stammen im weiteren Sinn aus Lauf- und Laufschnelkraftwerkeerzeugung, die Bedeutung der nicht oder nur wenig verlagerbaren Energiemengen in der Gesamtaufbringung des gesamten Kraftwerksparkes wird somit deutlich. Die Verfügbarkeit dieses großen Potentials folgt im wesentlichen dem natürlichen Abflußangebot der genutzten Fließgewässersysteme. Optimiert wird die Erzeugungsportfolio durch den gezielten Einsatz der Speicherkraftwerke mit ihren im Jahreszyklus verlagerbaren Energiemengen und durch Zukauf von Energie an Spotmärkten.

Der liberalisierte Strommarkt erfordert durch hohen Wettbewerbsdruck und den resultierenden Anspruch hoher Flexibilität in Energieaufbringung und Handel die Entwicklung akkurater Planungswerkzeuge, der wasserkraftdominierte Asset - Park des Verbund erfordert außerdem Modelle zur bestmöglichen Abschätzung des zu erwartenden Dargebots. Diese Anforderungen wurden im Verbund durch die Entwicklung eines modular konzipiertes Energy Decision Support System (EDSS) gelöst. Ein integraler Bestandteil dieses Systems stellen die Zuflußvorhersage und die daraus abgeleitete Leistungsvorhersage dar. Verschiedene Prognosemodelle ermöglichen Vorhersagehorizonte von bis zu 96 Stunden. Eine optimierte Gesamtvariante (SAMBA) bewertet die Akkuranz der Einzelmodelle aus ihrer historischen Prognosegüte und bietet dem Endbenutzer ein Einzelergebnis als optimierte Kombination verschiedener Modelle für ausgewählte Prognosepegel. Die aus SAMBA generierte Optimalvariante der Zuflußvorhersage wird für die Berechnung von Leistungsvorhersagen der modellierten Flußsysteme herangezogen.

Es werden die Grundprinzipien der verschiedenen Vorhersagemodelle beschrieben und ausgewählte Ergebnisse und deren Planungsrelevanz dargestellt. Mögliche methodische Modellverbesserungen werden ebenfalls diskutiert. Ein Fallbeispiel zeigt die energiewirtschaftliche Bedeutung der Prognosen anhand des Jahrhunderthochwassers im August 2002, ein weiteres Fallbeispiel zeigt Ergebnisse des Hochwasserereignisses vom August 2005. In beiden Fällen kann eine signifikante Abnahme der verfügbaren Leistung der Donaukraftwerkskette beobachtet werden. Der Leistungsabfall konnte in beiden Fallbeispielen bereits mehrere Tage vor Eintritt des Ereignisses abgeschätzt werden. Durch zeitgerechtes Agieren können prognostizierte Erzeugungseinbußen durch Spotmarktzukäufe substituiert werden.

Das optimale Verhalten am Marktplatz wird nun im Zusammenspiel von Planungsmodulen verschiedener Diskretisierungen, verschiedener Planungshorizonte und unterschiedlicher Modellstrategien modelliert. Dies wird durch eine Kombination aus Aspekten der Jahresplanung, der beschriebenen Zuflußvorhersagesysteme und der Bedarfs- und Spotpreisprognosen erreicht.

Der wesentliche Freiheitsgrad der Jahresplanung ist die Bewirtschaftung der Jahresspeicher in Abhängigkeit von der Marktentwicklung und der Jahresprognose der Speicherzuflüsse. Die Unsicherheiten der möglichen Entwicklung der Spotpreissituation und der Zuflußentwicklung werden

¹ Einsatzoptimierung Wasserkraft (SEW), Verbund / Österreichische Elektrizitätswirtschafts-AG
Am Hof 6A, 1010 Wien, Tel.: +43 (0) 50313 52742, e-mail: Robert.Spolwind@verbund.at,
Url: www.verbund.at;

im Modul SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming) als stochastische Szenarienkombination modelliert. Das Ergebnis steht als Schattenpreis für jede modellierte Speichergruppe zur Verfügung.

Die Bedarfsprognose für den kommenden Tag wird mittels Vergleichstagsanalyse ermittelt. Ebenso erfolgt die Abschätzung des Spotmarktpreises mittels Vergleichstagsanalyse unter Berücksichtigung sämtlicher verfügbarer, marktrelevanter Informationen wie großflächiger Windprognosen oder Temperaturprognosen.

Die ganzheitliche Strategiefindung kann, bedingt durch die Strukturvielfalt aller zu berücksichtigenden Parameter, nur in einer komplexen Optimierungsumgebung erfolgen. Dieses System muß bei Berücksichtigung der hohen Komplexität für den Endbenutzer jederzeit nachvollziehbare, täglich verlässlich verfügbare Ergebnisse liefern. Dieser Aspekt wird im Verbund durch die Siemens-Modellgruppe TOS (Trade Optimisation Scheduler) und HTC (Hydro Thermal Coordinator) gelöst. Zielfunktionen der Modelle sind erlösoptimale Handelsstrategien (TOS) und kostenminimierter Einsatz der verfügbaren Kraftwerksgruppen (HTC).

Mittels der integrierten Planungslandschaft wird sichergestellt, daß der Kraftwerkseinsatz nach streng nachvollziehbaren Strategien im Sinne der Gesamtstrategie erfolgt, die Ergebnisse der Zuflußvorhersagen, die in unterschiedlicher Modellkomplexität vorliegen, in optimaler Form Verwendung finden und resultierend optimale Handelsstrategien zur Anwendung kommen. Nur durch den integralen Planungsansatz kann das Konzernoptimum erreicht und ein komplexer, hydraulisch dominierter Kraftwerkspark nachhaltig, verantwortungsvoll, aber auch ergebnisoptimal bewirtschaftet werden.

3.4.4 „Hydro-Thermal Optimal Scheduling Using Decomposition Approach“

Cherry Yuen, (ABB Schweiz), Gertrud Rossa (TU-Graz)

The study focuses on the long-term scheduling problem of hydro-thermal energy resources in big systems. The challenge of such problems is the size of the optimization problem, mainly caused by the stochastic nature of certain exogeneous variables, such as water inflow, energy demand, etc. However, such problems also naturally involve multiple stages, e.g. twelve months in a year. For planning purposes, one needs to work out the optimal usage of different resources in the system, so that the total cost over the whole study period, e.g. one year, is minimized. The multi-stage problem, with various scenarios to represent the possible combinations of values of the stochastic exogeneous variables, can be formulated as one linear-programming (LP) problem. However, depending on the available LP solver and the processing power of the computer, the so-formulated problem can take a very long time to solve, even for a commercial solver. In some cases, due to excessive memory requirements, the problem cannot even be solved. For example, in a big system with several hundred reservoirs and a hundred scenarios, that can result in a LP problem with a million variables and number of constraints in the same magnitude.

To overcome this, one can decompose the problem into multiple single-stage subproblems, each of them is much smaller than the original problem and is therefore much faster to solve. The principle is well-known and is called Benders Decomposition. The information in between stages is transmitted from one stage to another by the use of Benders Cuts. These Benders Cuts form a convex piecewise linear function which represents the approximated future cost function, which is added to the single-stage subproblem so that the present cost can be optimized with the consideration of the future stages. Despite of slow convergence for certain cases, this approach has proven to be performing satisfactorily.

In the stochastic decomposition approach, a set of scenarios are used for stochastic optimization to obtain the optimal solution. These scenarios are generated using Monte Carlo simulations. The results so obtained are better than those obtained when an averaged scenario based on all the scenarios is fed in a deterministic formulation. The stochastic future cost function is also a piecewise linear function which is a weighted average representation of the Benders Cuts of all the scenarios. The results based on several numerical examples are illustrated in the presentation.

3.4.5 „Die Planung des künftigen Kraftwerkseinsatzes bei ungewissen Preiserwartungen – tatsächliche Realisierung der Erlöse am Markt“

Erwin Mair (Energie-AG Oberösterreich und Lehrbeauftragter am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz) ¹

Eine gute Prognose der Kraftwerkseinsätze sowie der aus dem Verkauf der Stromerzeugung realisierbaren Erlöse ist für Erzeugungsunternehmen unabdingbare Voraussetzung einer erfolgreichen Geschäftstätigkeit. Angesichts der schwierigen Prognostizierbarkeit zukünftiger Marktpreise kommt den Planungsinstrumenten zur Simulation unterschiedlicher Preisszenarien eine hohe Bedeutung zu. Die Beschaffung von Brennstoffen sowie die optimale Bewirtschaftung von CO₂-Zertifikaten, beide ebenfalls mit im Laufe der Zeit schwankenden Marktpreisen, stehen in unmittelbarem Zusammenhang mit dem optimalen Kraftwerkseinsatz zur Erzielung maximaler Erträge.

In integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit Stromerzeugung, Handel und Vertrieb ergibt sich der optimale Kraftwerkseinsatz in gleicher Weise aus den Marktpreisen, jedoch wird die handelsseitige Bewirtschaftung der Stromerzeugung als Teil eines integrierten Risikomanagements bestimmt.

Die Mittelfristplanung mit einem zeitlichen Fokus bis zu 5 Jahren dient vor allem der Ergebnisplanung der Unternehmen sowie der Ressourcenplanung. Über eine dezidierte Bewirtschaftung der Anlagen am Terminmarkt können zudem in der Planung die geplanten Kraftwerkseinsätze sowie die sich daraus ergebenden Erträge in fixierbare und offene getrennt werden. Dies ermöglicht ein gezieltes Risikomanagement mit bereits in der Planung berücksichtigten Risikopositionen.

Die Kurzfristplanung dient der Optimierung der Anlageneinsätze auf Basis der im Spotmarkt gegebenen aktuellen Preissituation. Dabei sind neben den betrieblichen Rahmenbedingungen wie etwa Wasserführung bei Wasserkraftwerken auch die aktuellen Preise für CO₂-Zertifikate bei thermischen Kraftwerksanlagen sowie Einschränkungen aus Kraft-Wärme-Kopplung relevant. Die mittlerweile entwickelten liquiden Börsenplätze haben eine wesentliche Rolle bei der Optimierung des Kraftwerkseinsatzes übernommen und die historische Zielfunktion der optimierten Deckung einer prognostizierten Lastkurve abgelöst.

Inwieweit flexibel einsetzbare Kraftwerksanlagen am Terminmarkt, Spotmarkt oder auch am Ausgleichsenergiemarkt eingesetzt werden, hängt sowohl von der relativen Preiserwartung auf diesen Märkten zueinander als auch von den unternehmerischen Erfordernissen hinsichtlich langfristig gesicherter Erträge ab. Insbesondere die zukünftigen Korrelationen zwischen Spotmarktpreisen und Terminmarktpreisen sind mit markttypischen Unsicherheiten behaftet.

Der Vergleich der letztendlich realisierten Kraftwerkserzeugung mit den geplanten Mengen sowie die tatsächlich erzielten Erlöse am Markt gegenüber den prognostizierten führt zu interessanten Informationen über die Ursachen der Abweichungen. Nur eine strukturierte und systematische Planung unter Nutzung von komplexen Kraftwerkseinsatzmodellen führt letztendlich dazu, dass die Planung zu einem entscheidungsunterstützenden Instrument wird und damit die Steuerung der Unternehmen hinsichtlich Ressourcenbedarf und Ergebnis ermöglicht.

¹ Prokurist Energie AG OÖ, GF e&t EnergiehandelsgmbH

4 STREAM D:

ENERGIEEFFIZIENZ UND ENERGIESPAREN

4.1 Technische Energieinnovationen (Plenum 3)

4.1.1 „Wirkungsgrad von PKW-Fahrzeugantrieben – ein vielschichtiges Optimierungsproblem!“

Peter Prenninger (AVL List GmbH)¹

Plenar-Vortrag: Thematisch dem Kapitel 4.3 "Verkehr" (Session D4) zugeordnet

4.1.2 „Gebäude und Energie“

Brian Cody (TU Graz/Institut für Gebäude und Energie)²

Plenar-Vortrag: Thematisch dem Kapitel 4.2 "Gebäude" (Session D1) zugeordnet

4.1.3 „Übersichtsvortrag: Technische Innovationen und ihr Beitrag zum effizienteren Netzbetrieb“

Lothar Fickert (TU Graz/Institut für Elektrische Anlagen)³

Plenar-Vortrag: Thematisch dem Kapitel 5.3 "Verteilnetze-technisch" (Session E1) zugeordnet

4.1.4 „Der Weg zu sauberen und effizienten, fossil befeuerten Kraftwerken“

Bettina Bergauer-Culver, Thomas Spörker (Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit/Sektion Energie und Bergbau)⁴

Plenar-Vortrag: Thematisch dem Kapitel 3.3 "Konventionelle Kraftwerke" (Session C1) zugeordnet

4.1.5 „Energieversorgung – Stromversorgung – Ökostromentwicklung“

Christian Schönbauer (E-Control GmbH)⁵

Plenar-Vortrag: Thematisch dem Kapitel 6.2 "Förderung erneuerbarer Energie" (Session F4) zugeordnet

¹ AVL List GmbH, Hans List Platz 1, A-8020 Graz, +43 316 787 1484, e-mail: peter.prenninger@avl.com, Url: www.avl.com;

² Institut für Gebäude und Energie, TU Graz, Rechbauerstrasse 12, A 8010 Graz; Tel: 0043 316 873 4751, e-mail: brian.cody@tugraz.at, Url: www.ige.tugraz.at;

³ Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz Tel: +43 (0) 316 873 7551, Fax.: +43 (0)316 873 7553;

e-mail: mailto:lothar.fickert@tugraz.at, Url: http://www.ifea.tugraz.at;

⁴ Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Sektion Energie und Bergbau 1015 Wien, Schwarzenbergplatz 1; Tel. +43-1-71100-3060; e-mail: zeff@bmwa.gv.at;

⁵ Energie-Control GmbH, Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien; Tel: +43-1-24724-707, Fax: +43-1-24724-900 e-mail: Christian.Schoenbauer@e-control.at, Url: www.e-control.at

4.2 Gebäude (Session D1)

4.2.1 „Gebäude und Energie“

Brian Cody (TU Graz/Institut für Gebäude und Energie)¹

Die Energiefrage ist zweifellos das größte Problem, dem wir heute gegenüber stehen. Der Anteil des Weltenergieverbrauches, welcher auf Gebäude **direkt** zurückzuführen ist, beträgt ca. 50 %. Berücksichtigt man noch den Anteil, welchen Gebäude in den restlichen 50 % (Verkehr und Industrie) **indirekt** verursachen, ist der Gesamtanteil weit höher. Die Lösung dieses Problems wird nur bedingt im Erschließen von neuen Energiequellen – ob regenerativ oder nicht – bzw. in der Optimierung von technischen Anlagen in Gebäuden gefunden werden können. Beide Ansätze sind wichtig. Weitaus wichtiger jedoch ist es, den Energiebedarf zu senken. Auch hier wird das nicht mit einer Herabsetzung des Lebensstandards in den entwickelten Ländern oder mit einem Verzicht auf eine Angleichung des Lebensstandards in den Entwicklungsländern einhergehen können. Der Vortrag bietet einen Überblick über das Thema des durch Städte und insbesondere Gebäude verursachten Energieverbrauches und zeigt auf, welche Beiträge durch den Städtebau und die Architektur erbracht werden können. Nach einer einleitenden Einführung in das Thema wird die Arbeit am Institut für Gebäude und Energie - insbesondere im Bereich der Forschung - vorgestellt. Diese gliedert sich in Forschungsprojekte, welche vom städtebaulichen Bereich bis hin zur Entwicklung von neuen Konzepten für die Lüftung von Gebäuden reichen. Die Ergebnisse der folgenden laufenden Forschungsprojekte werden kurz vorgestellt:

- Energy Efficient Ventilation of Office Buildings
- Double Skin Building Envelopes and their impact on the HVAC Systems and Energy Efficiency of Buildings
- Form Follows Energy – Building Energy Performance and Architecture
- The Role of Tall Buildings in the Sustainability of European Cities

Zum Abschluss des Vortrages werden anhand einiger Projekte aus der Praxis Prinzipien zur Maximierung der Energieeffizienz im Entwurf von Gebäuden vorgestellt; u.a. anhand des Konzeptes für die neue Hauptverwaltung der Europäischen Zentralbank in Frankfurt.

Keywords: Gebäude, Architektur, Städtebau, Energieeffizienz, Energieverbrauch

¹ Institut für Gebäude und Energie, TU Graz, Rechbauerstrasse 12, A 8010 Graz;
Tel: 0043 316 873 4751, e-mail: brian.cody@tugraz.at, Url: www.ige.tugraz.at;

4.2.2 „Auswirkungen des Entwicklung des österreichischen Wohngebäudebestandes auf Treibhausgasemissionen und Energieverbrauch – Ergebnisse eines multidimensionalen Simulationsmodelles“

Ernst Schriefl, Reinhard Haas (TU-Wien/EEG)¹

Ein großes Potential an Treibhausgas- und Energieverbrauchsreduktion liegt in der thermisch-energetischen Verbesserung des Gebäudebestands. Diesem Bereich wird daher auch große Bedeutung in der Klimaschutzpolitik eingeräumt, wovon auch die Österreichische Klimaschutzstrategie Zeugnis gibt.

Die Implementierung von Klimaschutzmaßnahmen sollte die Gesellschaft bzw. das Energiesystem in Richtung eines optimalen Pfades lenken, wobei verschiedene Optimierungskriterien von Relevanz sein können. Grundsätzlich besteht die Identifikation eines optimalen Pfades in einer Auswahl von Technologien bzw. Maßnahmen, die ein günstiges Kosten-Nutzen-Verhältnis aufweisen, wobei Kosten und Nutzen nicht notwendigerweise in einem rein monetären Sinn zu sehen sind.

Gesellschaftlich relevante Optimierungsziele bestehen beispielsweise darin,

- die sozialen Kosten (Summe von monetären und externen Kosten)
- die Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen

zu minimieren.

Mit Hilfe eines im Rahmen eines FWF-Projektes entwickelten Simulationsmodells ist es möglich, den Einfluss dieser Optimierungsziele auf die Energiedienstleistungsbereiche Versorgung mit Raumwärme und Warmwasser im österreichischen Wohngebäudebestand in einer dynamischen Perspektive bis 2020 oder darüber hinaus zu analysieren. Die Ergebnisse bei Anwendung oben genannter Ziele können mit dem Ziel „minimiere monetäre Kosten“ kontrastiert werden, womit der Entscheidungsprozess eines im engen ökonomischen Sinn rational entscheidenden Konsumenten abgebildet wird.

Das Modell basiert auf einer in hohem Maß disaggregierten Abbildung des österreichischen Gebäudebestands. Dieser wird zunächst in 30 Gebäudeklassen (definiert durch Alter und Größe der Gebäude) abgebildet, welche wiederum in mehrere Gebäudesegmente, die eine bestimmte Kombination von Heiz- und Warmwassersystem repräsentieren, unterteilt werden, wobei sich eine Gesamtanzahl von über 800 Gebäudesegmenten ergibt. Jedes Gebäudesegment wird einem jährlichen Entscheidungsverfahren unterworfen, bei dem die Möglichkeit besteht, aus einer breiten Palette an Technologien bzw. Maßnahmen (neue Heiz-/Warmwassersysteme, Dämmung verschiedener Bauteile, Fenstertausch) auszuwählen. Neubauten sind nicht in den Berechnungen inkludiert.

Ausgewählt wird die Maßnahme, die die geringsten Gesamtaufwendungen (Annuität plus laufender Betrieb) im Sinne von Kosten oder Emissionen verursacht, wobei eine Investition nur dann erfolgt, falls die Gesamtaufwendungen der Investition geringer sind als die laufenden Aufwendungen bzw. falls die Lebensdauer eines Systems / Bauteils überschritten wird. Dieser Basialgorithmus wird durch einige Restriktionen beschränkt, beispielsweise hinsichtlich der Verfügbarkeit von Biomasse-Ressourcen oder der Berücksichtigung maximaler Austauschraten.

Energiepolitische Instrumente wie Förderungen oder Steuern können definiert und deren Einfluss untersucht werden. Der Simulationshorizont reicht bis zum Jahr 2020, kann aber optional ausgedehnt werden.

Unter Annahme eines „Baseline-Szenarios“ werden im Fall „minimiere monetäre Kosten“ die jährlichen Emissionen von Treibhausgasen um ca. 33% reduziert (Vergleich 2020 – 2002), daher kann diese Zahl als ökonomisch realisierbares Potential angesehen werden. Weitere Reduktionen sind bei Anwendung der Ziele „minimiere soziale Kosten“ und „minimiere Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen“ möglich, allerdings zu stark differierenden Kosten für die zusätzlich eingesparten Treibhausgasemissionen. Die Kosten für jede zusätzliche eingesparte Tonne CO₂-

¹ Energy Economics Group, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Technische Universität Wien, Gußhausstraße 25-29/373-2, 1040 Wien; Tel: +43 1 58801/37337; e-mail: schriefl@eeg.tuwien.ac.at, Url: www.eeg.tuwien.ac.at;

Äquivalent im Vergleich zum Szenario „minimiere monetäre Kosten“ sind für den Fall „minimiere soziale Kosten“ um den Faktor 3.85 niedriger als bei Anwendung des Ziels „minimiere Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen“.

In jedem Simulationsfall unter Preisannahmen des Baseline-Szenarios erfolgt ein massiver Wechsel weg von Ölheizungen, außer bei „minimiere monetäre Kosten“ gibt es auch einen geringer ausgeprägten Trend weg vom Erdgas. Dies deutet darauf hin, dass zur Zeit vorherrschende Energiepreisrelationen mit moderat ansteigender Tendenz Anreiz genug für diesen Energieträgerwechsel bei nüchterner ökonomischer Kalkulation sein sollten. Die Bedeutung von Fernwärme und Biomasse-Energieträgern (Pellets, Hackschnitzel) wächst.

Die Modellresultate lassen erkennen, dass es möglich ist, durch Förderungen die Energieversorgung im Wohngebäudebereich in Richtung gesellschaftlich optimaler Pfade zu lenken. Es existiert jedoch ein deutlicher Trade-Off zwischen Effizienz (Verhältnis von eingesparten Treibhausgasemissionen zum Gesamtvolumen an von der öffentlichen Hand gewährten Geldmitteln) und Effektivität (Gesamtvolumen an eingesparten Treibhausgasemissionen) verschiedener Fördermodelle. Je niedriger das Preisniveau, desto höher liegen tendenziell die Effizienzen von Förderungen, das resultierende Niveau an Treibhausgasemissionen bleibt jedoch höher, da auch das Ausgangsniveau höher ist.

4.2.3 „Die österreichischen Haushalte und ihr Strombedarf Eine Bottom-Up-Analyse“

Harald Proidl*, Martin Schweighofer (Austrian Energy Agency)¹

Im Rahmen eines Projekts hat die Österreichische Energieagentur mittels einer Bottom-Up-Analyse die Erzeugung von elektrischer Energie der EVUs in Österreich bis zum Jahr 2020 abgeschätzt [1]. Die Nachfrage nach elektrischer Energie wurde dabei nicht exogen übernommen, sondern im Rahmen eines eigenen Modells bis 2020 abgeschätzt. Die nachfrageseitige Modellierung erfolgte für die Haushalte, die Industrie und den Bereich der öffentlichen und privaten Dienstleistungen. Der Stromverbrauch der österreichischen Haushalte wurde Bottom-Up modelliert. Ziel war es, die Anwendungsbereiche für elektrische Energie in den Haushalten zu identifizieren und diesen Anwendungsbereichen Geräte zuzuordnen, um so den gesamten Stromverbrauch abzuschätzen. Für die Prognose bis 2020 wurden weiters technologische Entwicklungen (Energieverbrauch von Geräten), sozioökonomische Variablen (BIP, Wohnfläche, etc.) und Marktdaten (Preise für Geräte, Marktsättigung, Marktdurchdringung, etc.) herangezogen. Zur Modellierung wurde das Softwaretool LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning system) verwendet.

Die Nachfrageanalyse beruht auf zwei verschiedenen Szenarien. Neben einem Baselineszenario wurde auch ein Effizienzzenario entwickelt, in dessen Rahmen Einsparpotenziale beim Stromverbrauch in den österreichischen Haushalten berücksichtigt wurden. Diese Einsparpotenziale beziehen sich im wesentlichen auf den Bereich der Geräte (Küchen- und Haushaltegeräte, Büro- und Unterhaltungselektronik) sowie auf die Beleuchtung. Die Einsparpotenziale wurden unter dem Gesichtspunkt von realistischen und marktfähigen Kriterien quantifiziert.

Im Baselineszenario ergab sich im Zeitraum von 2003 bis 2020 ein Anstieg der Stromnachfrage der Haushalte von rund 15 TWh auf knapp 19 TWh (+24,4 %). Dabei zeigte sich deutlich, dass der Effekt der Marktdurchdringung von energieeffizienteren Geräten zunehmend von höheren Ausstattungsgraden, steigender Wohnfläche, etc., überkompensiert wird.

Im Rahmen des Effizienzzenarios ergab sich im selben Zeitraum ein Anstieg von rund 15 TWh auf rund 17 TWh. Dabei hat sich gezeigt, dass sich durch den verstärkten Einsatz von Instrumentarien (Beratung, Schulung, Kampagnen, Förderungen, etc.) der steigende Trend der Nachfrage nach elektrischer Energie zumindest abschwächen lässt.

[1] vgl. Schweighofer M., Veigl A. „Bottom-Up-Modellierung des österreichischen Kraftwerksparks“, 2006

¹ Austrian Energy Agency; Otto-Bauer-Gasse 6 , 1060 Wien; Tel: +43-1-586 15 24-80
e-mail: harald.proidl@energyagency.at, Url: www.energyagency.at;

4.2.4 „Die EU-Richtlinie 2002/91/EG über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden“

Wolfgang Streicher, Thomas Eiper (TU Graz/Institut für Wärmetechnik)¹

Durch die EU-Gebäuderichtlinie wird die Gesamtenergieeffizienz eines Gebäudes bewertet. Diese setzt sich aus dem Gesamtenergiebedarf für Heizung, Lüftung, Kühlung, Trinkwarmwasser, Be- und Entfeuchtung sowie Beleuchtung zusammen. Neben dem Gebäude an sich, wie es bisher im Bereich der Wohngebäude der Fall war, wird in Zukunft auch die Bewertung der Haustechnik (Pumpen, Ventilatoren, ect.) sowie die Wirkungsgrade der Wärme- und Kälteerzeuger für Wohn- und Nichtwohngebäude berücksichtigt. Die Ausstellung von Energieausweisen mit all diesen Elementen soll den Energiebedarf von Gebäuden in die Bewertung von Immobilien einfließen lassen. Der vorliegende Beitrag beinhaltet die Intentionen und den derzeitigen Stand der Umsetzung der EU-Gebäuderichtlinie in Österreich in Hinblick auf die in Entwicklung befindlichen Berechnungsverfahren und die gesetzliche Situation und zeigt einen ersten ausgestellten Energieausweis für das EU-Kommissionsgebäude „Berlaymont“ in Brüssel.

Keywords:

Energiebedarf, Gebäude, EU-Richtlinie, Österreich

¹ TU Graz, Institut für Wärmetechnik; Tel: +43-316-873-7306, Fax: +43-316-873-7305; e-mail: w.streicher@tugraz.at, thomas.eiper@tugraz.at; Url: www.iwt.tugraz.at;

4.2.5 „Die Zukunft der Energieversorgung am Beispiel des Raumwärmemarktes“

Christian Ulrich, Martin Reichard (IWO-Österreich)¹

Entwicklung der Energiemärkte

Der Weltenergieverbrauch steigt bis 2030 um ca. 60%, wobei diese Entwicklung durch Gegensteuern (z.B. durch effizientere Energienutzung) gebremst werden kann.

Neben dem Bevölkerungswachstum ist auch der Nachholbedarf der so genannten Entwicklungsländer ein stark treibender Faktor für den höheren Energiebedarf.

Auch 2030 werden laut einer Studie des EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln) noch 4/5 des Weltenergieverbrauchs von fossilen Energieträgern gedeckt werden. Demnach legen die sonstigen Energieträger zwar in absoluten Zahlen zu, im Verhältnis sinkt der Anteil aber von rund 20% im Jahr 2002 auf 18% im Jahr 2030.

Da praktisch kein Energieträger in unbegrenzter Menge vorhanden ist, muss unser Hauptaugenmerk auf dem sparsamen und sorgsamem Umgang mit dem wertvollen Gut „Energie“ liegen.

Im Raumwärmemarkt muss hier in erster Linie die Bedarfsreduktion und in zweiter Linie die effiziente Energiebereitstellung angesprochen werden.

Da alle Reduktionsmaßnahmen ohne Komfortverzicht durchführbar sein sollen, kann hier ein sehr gut wärmegeprägtes Haus mit intelligenter Regeltechnik und einer hoch effizienten Wärmebereitstellung als zukunftssicheres Konzept gelten.

Energieträger im Vergleich

Für die Wärmebereitstellung werden in Österreich neben Erdgas (28,5% der Haushalte) und Heizöl (28,2% der Haushalte) noch Fernwärme (17,0% der Haushalte), Holz (14,3% der Haushalte), elektrischer Strom (7,2% der Haushalte), Kohle (2,0% der Haushalte) und sonstiges verwendet.

Je nach eingesetztem Energieträger ergibt sich ein sehr unterschiedlicher Schadstoffausstoß, der die Gesundheit der Bevölkerung maßgeblich beeinträchtigen kann. Hier ist künftig gerade bei Energieträgern, die auf Grund ihrer inhomogenen Zusammensetzung und der verwendeten Umwandlungstechnologie noch keine optimalen Emissionsfaktoren erreichen ein erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf gegeben.

Wie überall, so auch hier in Graz – als stark Feinstaub geplagte Stadt – sollte die Wahl des optimalen Energieträgers zur Raumwärmeerzeugung unter Berücksichtigung der für die Bevölkerung relevanten Schadstofffraktionen getroffen werden und da haben gerade Heizöl und Erdgas noch sehr gute Karten.

Optimierung des Systems Ölheizung

Kombinationen von Öl-Brennwertgeräten mit thermischen Solaranlagen und optimierten Brennstoffen (Heizöl Extraleicht schwefelarm), in entsprechend wärmegeprägten Häusern, tragen ganz wesentlich zu einem effizienten und die Ressourcen schonenden Umgang mit dem knappen Gut „Energie“ bei.

Durch die schadstoffarme Verbrennung wird auch die mögliche Gesundheitsgefährdung der Bevölkerung weiter minimiert.

¹ IWO-Österreich, Institut für wirtschaftliche Ölheizung; A - 1030 Wien, Reisnerstraße 3/7;
Tel: 0043 (0) 1 710 68 99-31, Fax: 0043 (0) 1 710 68 98;
e-mail: christian.ulrich@iwo-austria.at, Url: www.iwo-austria.at;

4.2.6 „Energieeffizienzkriterien in der Wohnbauförderung der Länder“

Wolfgang Amann (Institut für Immobilien, Bauen und Wohnen)¹

Das österreichische Modell der Wohnbauförderung zeigt insgesamt hohe Effizienz, unter anderem hinsichtlich Maßnahmen zur Energieeinsparung in Neubau und Sanierung. Der Autor erläutert die Wirkungsweise der Wohnbauförderung und stellt die bundesländerweise unterschiedlichen Ansätze und Modelle vor. Im Detail diskutiert er die Entwicklung und Wirkungsweisen von komplexen Punktesystemen zur ökologischen Beurteilung von Baumaßnahmen und wägt Zielgenauigkeit mit Marktdurchdringung ab.

¹ IIBW – Institut für Immobilien, Bauen und Wohnen GmbH; A-1190 Wien, Eichendorffgasse 4/8; Tel: +43 1 968 60 08; e-mail: amann@iibw.at; Url: www.iibw.at

4.3 Verkehr (Session D4)

4.3.1 „Wirkungsgrad von PKW-Fahrzeugantrieben – ein vielschichtiges Optimierungsproblem!“

Peter Prenninger (AVL List GmbH)¹

Randbedingungen für die Entwicklung zukünftiger PKW Antriebe

Der zunehmende Energieverbrauch des Straßenverkehrs und die damit verbundenen CO₂-Emissionen wurden weltweit als sehr relevante Problematik erkannt. Die europäische Fahrzeugindustrie hat sich freiwillig verpflichtet, bis 2008 die mittlere CO₂-Emission von PKW's bis auf 140 g/km abzusenken. Es ist klar erkennbar, dass dieses Ziel bei unveränderten Trends nicht erreicht werden kann.

In diesem Zusammenhang werden nun alternative, CO₂-neutrale Energiequellen für den Verkehr als Alternativen diskutiert. Speziell Biomasse als BTL (Bio mass To Liquid) und Wasserstoff (wohl auf Basis von Atomenergie) könnten eine Entlastung der CO₂-Bilanz ermöglichen. Ob damit aber auch eine Steigerung des Transportwirkungsgrades erreicht wird, hängt nicht nur vom Antrieb selbst sondern in besonderem Maß von der Kraftstoffherstellung und Verteilung ab. Als weiterer Teilaspekt müssen indirekte Auswirkungen auf die Fahrzeuge, z.B. das Volumen und die Masse des Kraftstoffspeichers berücksichtigt werden. Kohlenwasserstoffe stellen dabei nach wie vor die beste Speicherform dar – selbst Wasserstoff kann bei chemischer Bindung an Kohlenstoff mit einer 50% höheren Dichte gespeichert werden als in flüssigem Zustand bei –253 Grad Celsius!

Daneben müssen Fahrzeugantriebe auch in Zukunft allen gesetzlichen Anforderungen und Markterfordernissen gerecht werden. Auf den Antrieb selbst bezogen stellen sich die Fragen: Können mit Ottomotoren zukünftige CO₂-Emissionsbeschränkungen erreicht werden? Kann der Dieselmotor alle Emissionsvorschriften einhalten? Ist der Brennstoffzellenantrieb wirklich so effizient?

Verbesserungspotenziale von Otto- und Dieselmotoren

Im Fall des Ottomotors kann ganz klar festgestellt werden, dass in jüngster Vergangenheit unter entscheidender Mitwirkung von AVL neue Motorkonzepte entwickelt wurden, die sich durch drosselfreie Laststeuerung und wesentlich effizientere Verbrennungsvorgänge auszeichnen. Vollvariable hydraulische oder elektromotorische Ventilsteuerung, Direkteinspritzung und Hochaufladung ermöglichen es, Motortechnologien jeweils speziell auf bestimmte Anwendungen hin zu optimieren. Dadurch können Steigerungen des Motorwirkungsgrades – in den relevanten Lastbereichen – um bis zu 25% erreicht werden. Verbesserte Verbrennungsvorgänge (homogene Benzin-Selbstzündungsverfahren) erlauben gleichzeitig Absenkungen der limitierten Schadstoffemissionen.

Der Prinzip-bedingt hocheffiziente Dieselmotor, dessen Gütegrad (d.h. der Vergleich zum bestmöglichen idealen Motorprozeß) heute in bestimmten Kennfeldbereichen 85% erreicht, muss hingegen hinsichtlich einer Reduktion der Motorrohmission weiterentwickelt werden. Hierfür wurden von AVL neue „alternative Brennverfahren“ entwickelt, die sowohl die NO_x- als auch Rußbildungsvorgänge weitgehend vermeiden. Entscheidend für den realen Fahrzeugeinsatz ist die Nutzung modernster Regelungsverfahren – Closed Loop Regelungen des Verbrennungsvorganges, sodass die Emissionsvorteile auch während der transienten Betriebsphasen erreicht werden. Bei AVL konnten damit Absenkungen der kritischen Motoremissionen NO_x- und Partikel im Bereich von 85-90% erreicht werden. Es kann also festgehalten werden, dass auch der Dieselmotor durch eine Kombination von Maßnahmen zukünftige Randbedingungen für PKW Antriebe erfüllen wird können.

¹ AVL List GmbH, Hans List Platz 1, A-8020 Graz, +43 316 787 1484, e-mail: peter.prenninger@avl.com, Url: www.avl.com;

Wirkungsgradverbesserungen durch Hybrid- und Brennstoffzelleantrieb

Der Hybridantrieb bietet dann Vorteile gegenüber einem konventionellen Antrieb, wenn entweder Verluste (Bremsenergie) rückgewonnen oder ungünstige Betriebszustände des Antriebs (Teillast) vermieden werden können. Diese Vorteile (je nach Konfiguration einer Hybridantriebes mit Verbrennungskraftmaschine) im Bereich von 5-20% müssen die Nachteile (höheres Gewicht) überkompensieren und zu einem Mehrwert für den Konsumenten führen (ROI innerhalb der Lebensdauer). Dieser Mehrwert kann aber auch durch Bereitstellung neuer Komfortfunktionen (Zugkraftunterbrechungsfreie Schaltvorgänge, Standklimatisierung) erreicht werden. Einige Hybridfahrzeuge wurden erfolgreich in den Markt eingeführt. Besonders kritisch sind in diesem Zusammenhang die Herstellkosten. Von AVL wurde daher mit dem Demonstrationsfahrzeug ECO TARGET™ ein Hybridkonzept entwickelt, das modular in einen konventionellen Antrieb integriert werden kann und sich durch eine minimal-notwendige Hybridisierung auszeichnet. So konnte auf große und teure Batterien zu Gunsten von Superkondensatoren verzichtet werden. Die Mehrkosten des Hybridantriebes (3-Zylinder Dieselmotor mit 10kW E-Maschine und automatisierten Schaltgetriebe), der im Bauraum des zuvor konventionellen 4-Zylinder Dieselmotors mit Handschaltung untergebracht wurde, belaufen sich auf ca. 40% des Basisantriebes. Berücksichtigt man die Mehrkosten für ein Automatikgetriebe, so stellt sich dieses Konzept wesentlich kostengünstiger als derzeitige Serienlösungen dar!

Auch im Fall des Brennstoffzellenantriebes ist eine Hybridisierung (Parallelschaltung von Brennstoffzelle und Batterie) von wesentlichem Vorteil: einerseits kann durch die Rückgewinnung der Bremsenergie der Energieverbrauch gesenkt (auf Grund der leistungsstarken E-Maschinen besser als beim VKM-Hybrid!) und andererseits können Leistungsspitzen von der Batterie übernommen werden. Das Brennstoffzellensystem kann damit kleiner und kostengünstiger dimensioniert und die Lebensdauer durch Vermeidung kritischer Betriebszustände verlängert werden.

Vergleichende Bewertung unterschiedlicher PKW-Antriebe und deren Auswirkung auf den „Transportwirkungsgrad“

Berücksichtigt man sowohl die Wirkungsgradpotenziale der diskutierten konventionellen und alternativen Antriebe wie auch die Wirkungsgrade der Kraftstoffherstellung und -bereitstellung, so zeigen sowohl der Diesel-Hybridantrieb als auch der Wasserstoff(CG-H₂)-Brennstoffzellen-Hybridantrieb zukünftige Potenziale im Bereich von 35%, was beinahe eine Verdopplung gegenüber den heutigen Werten darstellt. Andere „künstliche“, auf Biomasse basierte Kraftstoffe weisen größere Umwandlungsverluste auf und beeinflussen daher in dieser Betrachtung das Endergebnis negativ. Da aber dabei global betrachtet kein zusätzliches CO₂ produziert wird, muß die Bewertung nun hinsichtlich der größeren umgewälzten Blindleistungen und der damit verbundenen Ressourcen und Kosten erfolgen.

Im Gegensatz zu einer reinen Wirkungsgradbetrachtung schneidet daher ein Hybridantrieb mit Verbrennungskraftmaschine, die mit einem auf Biomasse-basierten Kraftstoff (Biogas) betrieben wird, sowohl hinsichtlich technischer Realisierbarkeit, Kosten und Gesamt-Öko-Bilanz sehr gut, wenn nicht am besten ab.

Als abschließende Gedanken zu den Untersuchungen zum „Transportwirkungsgrad“ muß festgehalten werden, daß alle Wirkungsgradverbesserungen in der Vergangenheit letztlich durch Steigerungen des Verkehrsaufkommens „überkompensiert“ wurden, d.h. die verkehrsbedingten CO₂-Emissionen sind absolut gestiegen. Auch hat sich der Verkehrsfluß verschlechtert, sodaß nun der gesetzliche Fahrzyklus die (traurige) Realität des Stop-and-Go Verkehrs normiert. Alleine durch Vermeidung eines häufigen Beschleunigens und Bremsens könnten bis zu 20% des Kraftstoffverbrauches eingespart werden.

Und letztlich gilt es zu beachten, daß auf Grund steigender Komfort- und Sicherheitsanforderungen die mittleren Fahrzeugmassen kontinuierlich ansteigen, wodurch die CO₂-Emissionen mit Schnitt pro zusätzlicher 100 kg Fahrzeuggewicht um ca. 10 g CO₂/km ansteigen. Eine umfassende Optimierung eines PKW-Antriebes (und der damit verbundenen Aufwände) sollte daher immer vor dem Hintergrund des gesamten Fahrzeugkonzeptes sowie des realen Einsatzprofils eines PKW gesehen werden!

4.3.2 „Energy saving potential of cars with an optimised powertrain compared to conventional cars“

Andreas Jörg, Dierk Schröder (TU-München/Lehrstuhl für Elektrische Antriebssysteme)¹

The optimised powertrain of the Technical University of Munich

At the Technical University of Munich a new powertrain is under development. It consists of a conventional combustion engine (CE), a continuous variable transmission (CVT), an electrical motor and a stack of double layer capacitors (UltraCap).

Why using an UltraCap instead of a battery?

Former hybrid car solutions included large and heavy weight batteries to drive certain distances like e.g. in cities without the usage of the CE. Today smaller batteries with less capacity and less weight or UltraCaps are used as electrical energy storage devices (EESD). These solutions only provide energy for very short distances like a few stop and go cycles. Former hybrid solutions had the target to drive longer distances like e.g. within a city without emissions. Because of an improved exhaust aftertreatment, emission problems are mitigated and recently fuel saving requirements and acceptance by the customer are important. So a small weight of EESD is aspired. The advantages of UltraCaps are the small equivalent series resistor (ESR) and the high power density resulting from this. This means there are fewer losses while storing or delivering power to or from the UltraCap thus higher efficiency of the whole powertrain can be achieved. Besides the costs for UltraCaps are less than for high power batteries.

Operating strategy for hybrid cars

For a conventional car with manual gear the operating strategy for detecting the fuel consumption for standard cycles are strictly defined, whereas with automated gears the inbuilt operating strategy is used. The operating strategy of a hybrid car has a great influence on the fuel consumption, and there are different methods and approaches to do this.

On the one hand there are offline optimisation methods like linear or nonlinear programming. These methods take the whole cycle information or terrain information into consideration and calculate the minimal possible fuel consumption. These methods can only be used, if the whole driving cycle is known, but in real time operation the future is unknown. Nevertheless offline methods can be used to detect the theoretical minimum and to get a reference for comparison with an online method.

On the other hand there are various approaches for real time operation of a hybrid car, e.g. loss minimization, fuzzy logic, neural networks or knowledge based methods are employed. The target of an optimized operation of a hybrid car should be minimal fuel consumption of course. But also driving pleasure and customer friendly requirements have to be taken into account. The main problem, that has to be solved within an online optimization, is the energy management of the EESD. By using as much information as available, like GPS, terrain and traffic information the energy management and therewith also the efficiency can be improved, so the target to reach the over all efficiency of the offline optimisation can be converged.

¹ Institute of Elektrical Drive Systems, Technical University of Munich; Arcisstr. 21, 80333 München, Germany, Tel: +49 89 289 28451; e-mail: andreas.joerg@tum.de, Url: <http://www.eat.ei.tum.de>;

Fuel savings potential of parallel hybrid cars

There are two main points for improving the fuel consumption of a hybrid car compared to a conventional car. The first one is to avoid operating the CE in inefficient points. A CVT gives the possibility to meet this requirement for middle and high power demands. For low power demands (e.g. for a constant speed of 30km/h only about 3kW of power is needed) the efficiency of the CE is very poor. In such situations the over all efficiency can be improved by cyclic operation of the CE.

The second point is the recuperation of the kinetic energy during the breaking period. With using smaller EESD, the demand for optimized managing the state of charge aggravates vastly. On the one hand the EESD should be charged as much as possible at standstill to provide enough energy for the next acceleration period. Furthermore the efficiency of the EESD ascends with rising state of charge. On the other hand there should always be capacity inside the EESD to save as much breaking energy as possible during deceleration. The usable energy during breaking is depending on different nonlinear and time variant influences like e.g. the maximum power of the electrical motor or the rate of deceleration.

To estimate the savings potential of a hybrid car compared to a conventional car simulations for each car with different driving cycles are used to calculate the fuel consumption. To get comparable results, the level of details for the simulations should be the same. By comparing the simulation results for the conventional car with results given by the manufacturer the model could be verified.

Results

Within this paper the possible fuel savings potential of a hybrid car compared to a conventional car will be shown. An analytical method to calculate equivalent specific fuel consumption for a hybrid car driving with cyclic operation will be shown. The energy that can be saved by regenerating breaking energy will be analysed. The estimations will be verified by simulation results for a conventional car and a hybrid car. Furthermore an outlook of fuel savings potential for different scenarios is exposed.

Acknowledgement

This Project is funded by the Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG), within the program Transferbereich 38, "Optimierter Antriebsstrang".

Keywords: hybrid car, CVT, continuous variable transmission, double layer capacitor, UltraCap, operating strategy, fuel saving, fuel consumption, cyclic operation

4.3.3 „Der optimierte Antriebsstrang für PKW“

Jens Schlurmann*, Dierk Schröder (TU-München/Lehrstuhl für Elektrische Antriebssysteme)¹

Motivation

Derzeit wird der ganz überwiegende Teil des Weltenergiebedarfs mit fossilen Energieträgern gedeckt. Allerdings sind die Vorräte an diesen Energieträgern nicht unerschöpflich. Da nicht zu erwarten ist, dass in naher Zukunft eine Energiequelle erschlossen wird, die den Energiebedarf dauerhaft decken kann, muss man versuchen mit der verfügbaren Energie so sparsam wie möglich umzugehen. Ein nennenswerter Teil des Energieverbrauchs findet im Verkehr statt. Daher ist dort ein sinnvoller Ansatzpunkt für Einsparungen.

Eine Möglichkeit den Kraftstoffverbrauch von Kraftfahrzeugen zu reduzieren ist, wie beim optimierten Antriebsstrang der Einsatz von Hybridantriebssträngen. Dabei werden in der Regel ein Verbrennungs- und ein Elektromotor kombiniert mit dem Ziel die Vorteile dieser beiden Motorenarten zu nutzen. Die wesentlichen Einsparmöglichkeiten, die sich bei Einsatz eines Parallelhybridantriebsstrangs, das heißt eines Antriebsstranges, bei dem beide Motoren auf den Abtrieb wirken können, eröffnen, sind im Folgenden erläutert.

Einspareffekte

Durch die Tatsache, dass ein Elektromotor auch stets als Generator genutzt werden kann, ist es möglich, die kinetische Energie beim Bremsen wieder zum Aufladen des elektrischen Energiespeichers zu nutzen (Rekuperation) und beispielsweise für eine anschließende Beschleunigung wieder zu verwenden.

Außerdem hängt der spezifische Kraftstoffverbrauch eines Verbrennungsmotors stark von dessen Betriebspunkt ab. In der Regel sind Betriebspunkte mit geringer Leistungsanforderung, die aber bei Konstantfahrt mit geringer bis mittlerer Geschwindigkeit und damit häufig auftreten, besonders ineffizient. Ein Hybridantriebsstrang ermöglicht es, diese Betriebspunkte des Verbrennungsmotors zu vermeiden und stattdessen für diese Fahrsituationen den Elektromotor zu nutzen. Für längere Phasen geringer Leistungsanforderung können abwechselnd der Elektromotor und der Verbrennungsmotor zum Antrieb genutzt werden (Taktbetrieb). Während der Zeitabschnitte, in denen der Verbrennungsmotor läuft, wird er durch den generatorisch arbeitenden Elektromotor zusätzlich belastet (Lastpunktanhebung), wodurch er in einem günstigeren Arbeitspunkt betrieben werden kann. Die gespeicherte elektrische Energie kann dann für die folgende Phase elektrischen Antriebs benutzt werden.

Ein weiterer Spareffekt, der durch einen Parallelhybridantrieb realisiert werden kann, ist bei gleichem Beschleunigungsvermögen einen kleineren und damit sparsameren Verbrennungsmotor einsetzen zu können (Down-Sizing), denn Beschleunigungsvorgänge können durch den Elektromotor unterstützt werden (Boost-Betrieb). Ebenfalls aufgrund der Möglichkeit mit dem Elektromotor zu Boosten, ist es möglich den Verbrennungsmotor bei niedrigerer Drehzahl und damit in einem verbrauchsärmeren Betriebspunkt zu betreiben, ohne an Spontanität einzubüßen. In einem konventionellen Antriebsstrang mit automatisiertem Getriebe gibt es stets den Zielkonflikt, dass einerseits eine niedrige Drehzahl des Verbrennungsmotors angestrebt werden sollte, um den Verbrauch gering zu halten. Andererseits hat dies zur Folge, dass die Reaktion auf einen Beschleunigungswunsch des Fahrers verzögert erfolgt, da der Motor erst in einen Bereich höherer Drehzahl beschleunigt werden muss, wo er die volle Leistung entfalten kann. In einem Hybridantriebsstrang kann diese Verzögerung durch eine sofortige Momentenerhöhung des Elektromotors abgemildert werden.

¹ Lehrstuhl für Elektrische Antriebssysteme, Technische Universität München; Arcisstr. 21, D-80333 München; Tel: +49 (0) 89 289 – 23544
e-mail: jens.schlurmann@tum.de, Url: www.eat.ei.tum.de;

Umsetzung

Der optimierte Antriebsstrang nutzt diese Möglichkeiten konsequent, indem er basierend auf einem Opel Vectra mit modernem Dieselmotor einen Mild-Hybrid-Antriebsstrang mit einem speziellen Getriebe mit kontinuierlich verstellbarer Übersetzung kombiniert.

Batterien als Energiespeicher für den elektrischen Antrieb haben den Nachteil, dass sie groß, schwer und teuer sind, sowie eine eingeschränkte Lebensdauer besitzen. Ein neuer Ansatz sind Kondensatoren mit großer Kapazität, sog. Doppelschichtkondensatoren oder UltraCaps. Diese können zwar weniger Energie speichern als gleich große Batterien, können aber mit einer wesentlich höheren Leistung gel- und entladen werden, besitzen einen höheren Wirkungsgrad und eine längerer Lebensdauer als Batterien. Damit sind sie als Kurzzeitspeicher für den elektrischen Antrieb eines Hybridfahrzeugs gut geeignet. Daher kommt im optimierten Antriebsstrang diese Art von Energiespeicher zum Einsatz.

Weiterer wesentlicher Bestandteil ist ein speziell entwickeltes Getriebe mit kontinuierlich verstellbarer Übersetzung (CVT). Durch eine externe Beschaltung mit Kupplungen wird der Übersetzungsbereich des eigentlichen Kettenwandlers erweitert. Dadurch kann der Verbrennungsmotor auch bei höheren Geschwindigkeiten noch in einem effizienten Bereich niedriger Drehzahl betrieben werden. Eine weitere Möglichkeit, die das Getriebe bietet, ist die Möglichkeit des Schwungstarts. Dabei wird der Schwungradeneffekt sich drehender Massen dazu genutzt um kurzzeitig ein hohes Moment zur Verfügung zu stellen. Dieses wird dazu genutzt, den Verbrennungsmotor sehr schnell und vibrationsarm zu starten, was insbesondere um eine Akzeptanz des Taktbetriebs zu erreichen unbedingt erforderlich ist.

Die entscheidende Voraussetzung für den komfortablen Betrieb des optimierten Antriebsstrangs ist ein effizientes Antriebsstrangmanagement. Während des normalen Betriebs mit Elektromotor gibt es zwei Momentenquellen, nämlich den Elektromotor selbst und das Getriebe durch den Schwungradeneffekt. Im Betrieb mit Verbrennungsmotor kommt dieser als dritte Momentenquelle hinzu. Aufgabe des Antriebsstrang-Managements ist es, die Momentenquellen so anzusteuern, dass am Abtrieb stets genau das vom Fahrer gewünschte Moment auftritt, auch während Änderungen der internen Betriebsweise des Antriebsstrangs. Es sind dabei eine Vielzahl von Nebenbedingungen zu beachten. So gilt für jedes der Momente eine Beschränkung. Eine besondere Schwierigkeit liegt im Schwungstart des Verbrennungsmotors. Trägt dieser während des Startvorgangs über die schlupfende Kupplung noch negatives Moment in den Antriebsstrang ein, verschwindet diese Momentensenke sobald der Motor läuft, beziehungsweise ist auf das Schlepptomente des Verbrennungsmotors beschränkt. Im optimierten Antriebsstrang kommt eine Kombination aus Zustandsautomat, der zwischen den verschiedenen diskreten Stellungen im Antriebsstrang umschaltet und Steuerungen für jeden dieser Zustände zum Einsatz. Aufgrund der Verzögerungen im System, sei es im Ansprechverhalten des Verbrennungsmotors oder der Getriebesensoren, ist es notwendig eine gesteuerte Lösung einzusetzen und die Verzögerungen zu berücksichtigen.

Die Vorgaben für die Energieeffizienz müssen aus einer Betriebsstrategie, oder wie für den optimierten Antriebsstrang geplant mittels einer Online-Optimierung berechnet werden.

Das konventionelle 12V-Bordnetz wird über einen DC-DC-Wandler aus den Doppelschichtkondensatoren des elektrischen Traktionsantriebs mit versorgt. Dadurch kann neben dem Anlasser auch die Lichtmaschine entfallen. Dies trägt neben der relativ kleinen Dimensionierung des Elektroantriebs und der Wahl des Energiespeichers dazu bei, dass das Mehrgewicht gegenüber einem Fahrzeug mit konventionellem Antriebsstrang gering ausfällt und auch die Mehrkosten, die bei einer Serienproduktion entstehen würden, im Rahmen bleiben. Dadurch ist dieses Konzept geeignet durch breiten Einsatz einen wirkungsvollen Beitrag zur Reduktion des Weltenergieverbrauchs zu leisten.

Förderungshinweis

Diese Arbeit wird von der Deutschen Forschungsgemeinschaft im Rahmen des Transferbereichs 38 „Optimierter Antriebsstrang“ gefördert.

4.3.4 „Innovationen bei Treibstoffen der Zukunft“

Gerfried Jungmeier, Kurt Könighofer, Josef Spitzer (Joanneum Research)¹

Der Transportsektor trägt mit den heute üblichen Treibstoffen derzeit 20 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr (35%) zu den österreichischen Treibhausgas-Emissionen bei, wobei in den letzten 10 Jahren die Zunahme 60% war. Die Importabhängigkeit in diesem Sektor ist sehr hoch. Daher sind Innovationen in Richtung „Treibstoffe der Zukunft“ notwendig, die nachhaltig erzeugt und genutzt werden können. Ausgelöst durch die „EU-Biotreibstoff-Richtlinie“, die den verstärkten Einsatz von neuen Treibstoffen im Transportsektor fordert, wurde die österreichische Kraftstoffverordnung beschlossen, die folgende steigende Anteile von Biotreibstoffen vorsieht: 2,5% (2005) - 4,3% (2007) - 5,75% (2008). Im EU-Grünbuch werden auch Zielwerte für Erdgas von 2% (2010) – 10% (2020) und Wasserstoff 5% (2020) angeführt.

Diese Rahmenbedingungen waren ausschlaggebend, im Rahmen der „Steirischen Initiative für Treibstoffe der Zukunft“ die Innovationen bei Treibstoffen der Zukunft zu analysieren. Die in Abbildung 1 dargestellten Treibstoffe der Zukunft wurden im Vergleich zu Benzin und Diesel hinsichtlich unterschiedlicher Aspekte in Zusammenarbeit mit Institutionen aus der Forschung, Wirtschaft und Verwaltung beurteilt, um zukünftige Optionen und deren Innovationspotentiale aufzuzeigen (Abbildung 2).

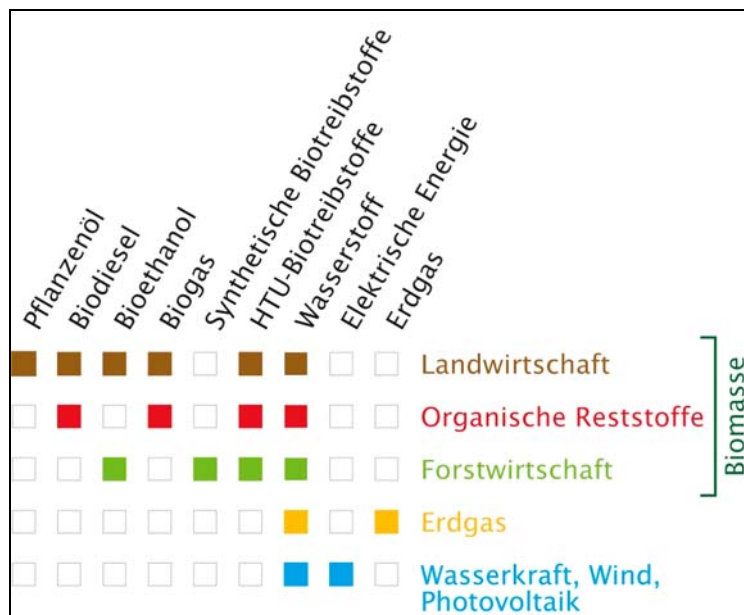


Abbildung 1: Treibstoffe der Zukunft und deren Rohstoff- bzw. Energiequellen

¹ JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH/Institut für Energieforschung, Elisabethstrasse 5, A-8010 Graz, 0316/876 1324, e-mail: kurt.koenighofer@joanneum.at, Url: www.joanneum.at/ief;

Treibstoff	Nutzung bestehender Infrastruktur	Entwicklungsstand		Umwelt		Kilometerkosten
		Treibstoff-erzeugung	Fahrzeuge	Treibhausgas-Emissionen	Lokale Emissionen	
Pflanzenöl	-	o	-	+	-	o ⁸
Biodiesel	o	o	o	+	+	o ⁸
Bioethanol	o ²	o ⁴	o	+ ⁵	+	-
Biogas	-	o	o	+ ⁶	+	-
Synthetische Biotreibstoffe	o ³	-	o	+	+	-
HTU-Bio-treibstoff	o	--	o	+	+	-
Wasserstoff ¹	--	-	--	++	++	--
Elektrische Energie ¹	-	o	-	++	++	+
Erdgas	-	o	o	o ⁷	+	o ⁸

Anmerkungen: 1) Strom bzw. Wasserstoff aus den erneuerbaren Energiequellen
Wasserkraft, Wind, Photovoltaik und Biomasse

2) Ab E85 sind eine eigene Tankstelleninfrastruktur und Fahrzeuge erforderlich.

3) Für DME ist eine eigene Infrastruktur erforderlich.

4) Bioethanol aus Holz: »-«

5) Bioethanol aus stärkehaltigen Pflanzen mit fossiler Prozessenergie: »o«

6) Biogas aus Gülle: »++«

7) Erdgas als fossiler Energieträger hat etwas geringere Treibhausgas-Emissionen als Diesel und Benzin.

8) Bei Befreiung von der Mineralölsteuer

Legende: ++ ... viel besser | + ... besser | o ... gleich | - ... schlechter | -- ... viel schlechter

Abbildung 2: Bewertung der Treibstoffe der Zukunft im Vergleich zu Benzin und Diesel im Jahr 2005
Als Ergebnis der Analysen wurden bisher folgende weiterführende Projekte initiiert:

- „Informationsplattform Wasserstoff“ in Kooperation mit Hydrogen Center Austria (HyCentA) im Auftrag des BMVIT
- Szenarien für Treibstoffe der Zukunft in Österreich bis zum Jahr 2020 im Auftrag des BMLFUW
- Machbarkeitsstudie „Zentrum für Biotreibstoffe in der Steiermark“ für synthetische Biotreibstoffe (z.B. FT-Diesel), Holz-Bioethanol bzw. HTU-Biotreibstoff (HydroThermal Upgrading) im Auftrag des Landes Steiermark
- „Transportation Biofuels Platform Österreich“ in Kooperation mit der TU-Wien und FJ-BLT Wieselburg im Auftrag des BMVIT

Die „Steirische Initiative für Treibstoffe der Zukunft“ wird vom Zukunftsfonds Steiermark gefördert.
Weitere Informationen unter: www.joanneum.at/ief/treibstoffederzukunft

4.3.5 „Tierfettmethylester als Kraftstoff für Verbrennungsmotoren“

Nils Winthuis*, M. Rauber, W. Ruß, R. Meyer-Pittroff (TU München/
Lehrstuhl für Energie- und Umwelttechnik der Lebensmittelindustrie)¹

Grundsätzlich werden Tierfette nach Ihrer Herkunft in Fette aus Schlachtnebenprodukten, aus Schlachtabfällen und aus Tierkörpern unterschieden. Interessant für die energetische Verwertung sind hierbei die letzten beiden Kategorien, da diese unter die Regelung des Tierkörperbeseitigungsgesetzes fallen. Diese Fette werden daher zu technischen Fetten verarbeitet, deren jährliches Aufkommen 2004 bei 234 kt lag. Einen Überblick gibt Tabelle 1.

Jahr	Masse an Tierfett [kt/a]
1998	279
2000	330
2002	221
2004	234

Tabelle 1: Überblick über das jährliche Aufkommen an Tierfett in Deutschland [1]

Infolge der BSE-Krise ist das Verfüttern von Tierfetten in Deutschland seit dem 01.12.2000 verboten. Daraus resultiert, dass die Tierfette derzeit entweder in der chemischen Industrie eingesetzt werden, oder in dafür zugelassenen Verbrennungsanlagen entsorgt werden. Die Verwendung solcher Tierfette bietet sich in Schwerölfeuerungen, also Kraftwerk- oder Industriefeuerungen, an. Da sich die Tierfette nicht wesentlich von Schweröl hinsichtlich Viskosität, Schadstoffgehalt und Heizwert unterscheiden, kann die Anlieferung, Lagerung und Beschickung analog zu Schweröl erfolgen. Bisher sind dabei keine negativen Einflüsse auf das Emissions- und Verbrennungsverhalten zu erkennen. [2-4]

Um hier eine Energieeffizienzerhöhung zu erreichen ist es notwendig und sinnvoll, Tierfette in Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung einzusetzen. Hier bieten sich große, langsamlaufende Dieselmotoren an, die unter anderem im Schiffsbau verwendet werden. Eine Einsatzmöglichkeit für umgeestertes Tierfett bieten schnelllaufende Seriidieselmotoren, die auf den Einsatz von Mineralöl optimiert sind. Wie bei Pflanzenölen auch, wird bei der Umesterung von Tierfett der dreiwertige Alkohol Glycerin gegen den einwertigen Alkohol Methanol getauscht. Daraus entstehen Glycerin und Fettsäuremethylester als Reaktionsprodukte. Abbildung 3 veranschaulicht die Reaktion. [5]

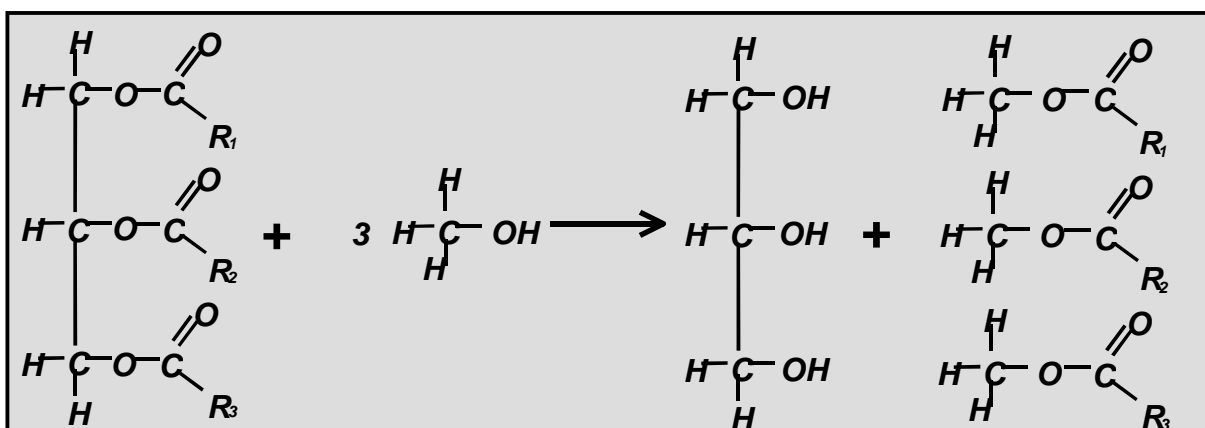


Abbildung 3: Umesterung von Triglyceriden

¹ Technische Universität München, Lehrstuhl für Energie- und Umwelttechnik der Lebensmittelindustrie; Weihenstephaner Steig 22 85350 Freising, Germany; Tel.: 08161 / 71 – 41 97, Fax: 08161 / 71 – 44 15; e-mail: winthuis@wzw.tum.de, Url: <http://www.wzw.tum.de/blm/leu/>;

Da die Fettsäuremethylester eine deutlich niedrigere Viskosität als die reinen Fette aufweisen, eignen sie sich für den Einsatz in marktüblichen Dieselmotoren. Um schnelllaufenden Motoren mit anderen Kraftstoffen zu betreiben, gibt es generell drei Möglichkeiten:

- die Anfertigung von Spezialmotoren,
- der Umbau von Serienmotoren und
- die Anpassung der Kraftstoffe an den Motor.

Die Stoffeigenschaften von umgeesterten Tierfetten sind ähnlich wie die Eigenschaften von Biodiesel. Dies musste allerdings erst untersucht werden, da die Zusammensetzung der Tierfette eine andere ist, als die von reinen Pflanzenölen. So tritt bei Tierfetten ein ganz anderes Begleitstoffspektrum auf. Aus diesem Grund wurde dieser Kraftstoff im Prüfstand mit Blockheizkraftwerk und Abgasanalytik hinsichtlich des Abgasemissionsverhaltens genauer untersucht. Dabei wurde festgestellt, dass die Verwendung von Fettsäuremethylestern aus Tierfett als Kraftstoff keine prinzipiellen Nachteile gegenüber Dieselmotoren ergeben. Dies ermöglicht grundsätzlich den Einsatz in serienmäßigen Dieselmotoren. Die Kohlenmonoxidemissionen und den Gehalt an Stickoxiden im Rauchgas stellt Abbildung 4 dar.

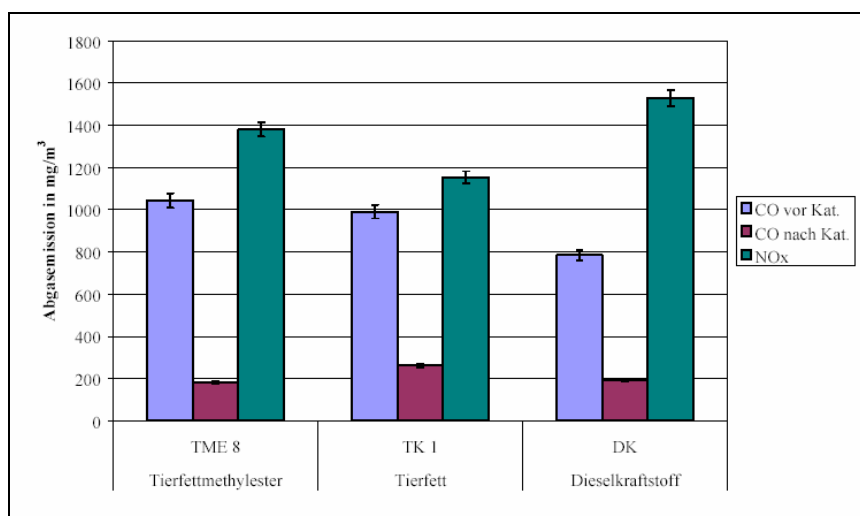


Abbildung 4: Abgasemissionen bei Tierfett und Tierfettmethylester als Kraftstoff

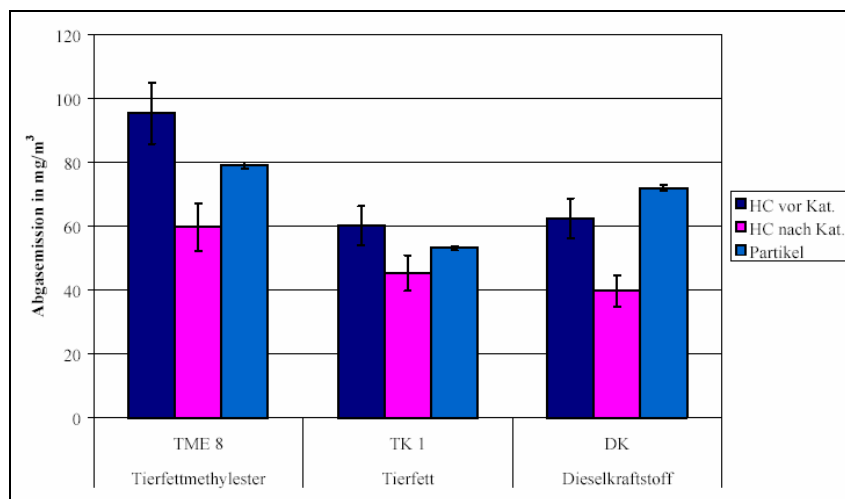


Abbildung 5: Kohlenwasserstoff- und Partikelemissionen bei Kraftstoffen aus Tierfett

Beim Einsatz von Tierfettmethylestern wurden überwiegend günstigere Abgaswerte erhalten als beim Einsatz von Dieselmotorkraftstoff. Bei der Betrachtung der limitierten Abgaskomponenten wurde festgestellt, dass die Emissionen von Stickoxiden, Kohlenwasserstoffen und Rußpartikeln niedriger sind als bei Dieselmotorkraftstoff. Abbildung 5 gibt einen Überblick über die Partikelkonzentration und den Kohlenwasserstoffgehalt im Abgas.

„Öko-Wasserstoff und Brennstoffzellen im Verkehr“

Amela Ajanovic, Reinhard Haas, Nebojsa Nakicenovic (TU-Wien/Energy Economics Group)¹

Motivation

Die Einführung von Öko-Wasserstoff und Brennstoffzellen im Verkehr könnte eine Schlüsselrolle bei der Bekämpfung von Umweltproblemen haben. Ein wesentlicher Beweggrund neben Reduktion der Schadstoffe und Einschränkung der globalen Erwärmung ist auch die Verringerung der Öl-Abhängigkeit. Viele Autohersteller haben Prototypen von Wasserstoff-Fahrzeugen mit Brennstoffzellen entwickelt. Diese Brennstoffzellen-Fahrzeuge werden weltweit bereits getestet.

In diesem Beitrag werden wirtschaftliche Aspekte von Öko-Wasserstoff sowie mobile Anwendungen von Wasserstoff als Treibstoff in Brennstoffzellen-Fahrzeugen in einem dynamischen Kontext bis Jahr 2050 analysiert.

Methodische Vorgangsweise

Da Wasserstoff ein Sekundärenergieträger ist, muss er zuerst erzeugt werden. In der Vision einer emissionsfreien und nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft sollten für die Wasserstoffherzeugung erneuerbare Energiequellen eingesetzt werden.

Die hier betrachteten Technologien für die Öko-Wasserstoffherzeugung sind Elektrolyse mit Strom aus Windkraft, Wasserkraft und Photovoltaik, Biomassevergasung und Biogas- und Erdgas-Dampfreformierung. Erdgas-Dampfreformierung wird als Referenztechnologie angenommen, weil Wasserstoff heutzutage noch zu etwa 50% aus Erdgas erzeugt wird. Die Gesamtkosten der Wasserstoffbereitstellung beim Endverbraucher ergeben sich aus der Summe aller anfallenden Kosten in der Wasserstoffkette, bzw. als Summe der Kosten für Wasserstoffherzeugung, -aufbereitung, -verteilung, -speicherung und -abgabe.

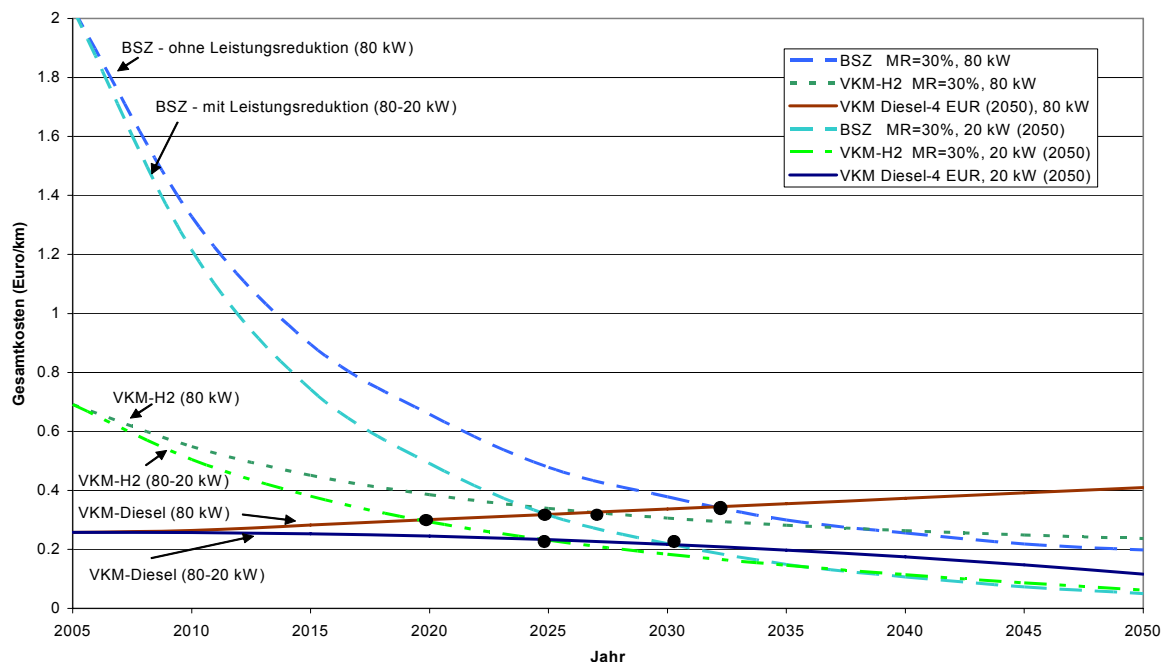


Abbildung 1: Gesamtkosten pro gefahrenem km von Brennstoffzellenfahrzeugen (BSZ) und Wasserstoff-Verbrennungskraftmotor (VKM-H2) Fahrzeugen – Beispiel mit Diesel-Preissteigerung auf 4 Euro bis zum Jahr 2050, mit jährlichen Steigerungsraten der Marktdurchdringung (MR) von 30% und der Lernrate von 20%, und mit Reduktion von Fahrzeugleistung von 80 kW auf 20 kW bis zum Jahr 2050

Ausgehend vom heutigen Stand werden durch Variation der Lernrate und Marktwachstumsrate die Zukunftsperspektiven der Kostenentwicklung von Öko-Wasserstoff für den Einsatz im Bereich der

¹ Energy Economics Group, Technische Universität Wien; Gußhausstraße 27-29/373-2, A-1040 Wien, Austria; Tel: +431/58801-37364, Fax: +431/58801-37397; e-mail: ajanovic@eeg.tuwien.ac.at;

Mobilität analysiert. Es ist von Bedeutung, Zielkosten und dazu notwendige Mindestmengen zu bestimmen. Ab wann Wasserstoff als Treibstoff interessant sein könnte, hängt in erste Linie vom Preis der Wasserstoff-Fahrzeuge ab. Je billiger Wasserstoff-Fahrzeuge werden, desto schneller werden diese Fahrzeuge auf dem Markt konkurrenzfähig werden.

Die Gesamtkosten für die Mobilität in Euro pro gefahrenem km in Abhängigkeit von der Leistungsreduktion von den Wasserstoff-Fahrzeugen sind in Abbildung 1 dargestellt. Die Leistungsreduktion verringert die Gesamtkosten pro km und könnte deswegen die Konkurrenzfähigkeit von Wasserstoff-Fahrzeugen beschleunigen.

Es gibt eine große Bandbreite von BSZ-Fahrzeug-Prototypen. Die unterscheiden sich grundsätzlich nach der Höchstgeschwindigkeit, dem verwendeten Treibstoff (Gas- oder Flüssig-Wasserstoff), der Leistung, der maximalen Reichweite und der Zahl der Sitzplätze. Die wichtige Frage ist, ob ein Wasserstoff-System im Verkehr auf dem gleichen Energiedienstleistungsniveau wie heute bereitgestellt werden kann. Einige Autohersteller arbeiten schon in Richtung Reduktion von Gewicht, Verbrauch und Leistung.

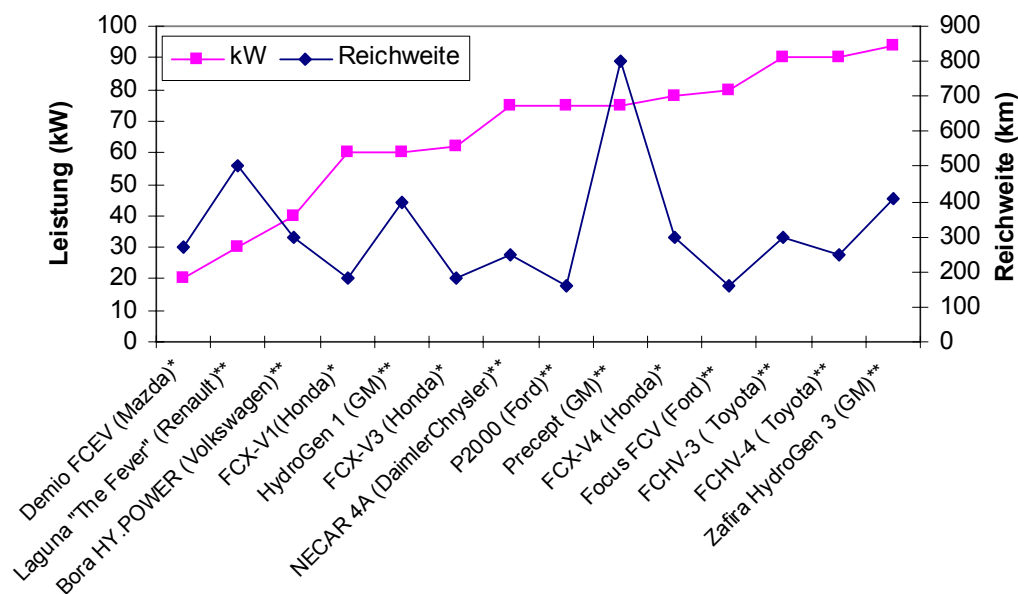


Abbildung 2: Leistung und Reichweite von Brennstoffzellenfahrzeugen (* Fahrzeuge für 4 Passagiere, ** Fahrzeuge für 5 Passagiere)

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Wasserstoff kann in allen Brennstoffzellen-Typen als Brennstoff eingesetzt werden, wobei sich aufgrund der hohen Leistungsdichte und der geringen Betriebstemperaturen die PEM (Polymer-Elektrolyt-Membran) Brennstoffzelle am besten für den Einsatz in Fahrzeugen eignet. BSZ-Fahrzeuge werden nur dann Nullemissionsautos sein, wenn der Treibstoff (Wasserstoff) aus regenerativen Quellen hergestellt wird.

Erste Einsatzgebiete von Wasserstoff-Fahrzeugen sind Flotten, (z.B. öffentliche Verkehr, Post-, Taxi-, Zustellfahrzeuge usw.) wo die Fahrzeuge täglich in ihr Depot zurückkommen und dort betankt werden können. Für die breitere Anwendung von BSZ-Fahrzeugen ist eine flächendeckende Wasserstoffinfrastruktur erforderlich.

Da die Kosten für die Brennstoffzellen noch immer sehr hoch sind, ist eine rasche Steigerung der Marktanteile von Brennstoffzellenfahrzeugen mit Wasserstoff nicht zu erwarten. Als Alternative zur Brennstoffzelle könnten die wesentlich billigeren Wasserstoff-Verbrennungskraftmotor-Fahrzeuge schneller an Bedeutung gewinnen.

Eine drastische Verknappung von Erdöl und Erdgas könnten aber die Markteinführung von Öko-Wasserstoff-Fahrzeugen beschleunigen. Die Innovationsdynamik im Fahrzeugbau könnte verstärkt in Richtung Reduktion von Gewicht, Verbrauch und Leistung gehen. Reduktion der Leistung von BSZ-Fahrzeugen könnte einen großen Beitrag bei Markteinführung leisten.

4.4 Energieeffizienzmaßnahmen (Session D2)

4.4.1 „Der Beitrag elektrischer Maschinen und Antriebe zur Einsparung von Energie“

**Hansjörg Köfler
(TU Graz/Institut für Elektrische Antriebe und Maschinen)¹**

Die Erzeugung und Umwandlung elektrische Energie findet auch heute noch weitgehend in elektrischen Maschinen statt. Diese Systembausteine unserer modernen Welt, die viele Annehmlichkeiten des industriellen und täglichen Lebens erst ermöglichen, haben schon eine beachtliche Entwicklung hinter sich gebracht und sind dennoch nicht fertig entwickelt. Der Vortrag wird Einblick in elektrische Maschinen und Antriebe in Verbindung mit der effizienten Aufbringung von elektrischer Energie und dem effizienten Verbrauch dieser Energie geben und damit auf ein Mittel zur Bewältigung der „Krisenhaften“ Entwicklung des Energiepreises hinweisen. Es werden daher in logischer Abfolge zuerst Generatoren und dann den Motoren behandelt. Da beide in vielen Bereichen ihr volles Potential heute in Verbindung mit Stromrichtern entfalten, wird auch auf diese Seite der elektrischen Antriebstechnik eingegangen.

¹ Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Hansjörg Köfler ist Leiter der Organisationseinheit „Institut für elektrische Maschinen und Antriebe“ (ab 2007 „Institut für elektrische Antriebe und Maschinen“ an der technischen Universität Graz, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Postanschrift: TUG Inst. EMA (431) Kopernikusgasse 24, A-8010 Graz, e-mail: Koefler@EMA.tugraz.a;

4.4.2 „Realisierung innovativer Energiekonzepte in der Papier- und Zellstoffindustrie“

Wolfgang Posch, Jürgen Kepplinger (Montanuniversität Leoben/Department Wirtschafts- und Betriebswissenschaften)¹

1. Inhalt

Eine der wesentlichen Hürden für die nicht erfolgende Umsetzung wirtschaftlich relevanter, innovativer Energiekonzepte ist – neben anderen hier nicht weiter zu betrachtenden Barrieren – das herrschende Informationsdefizit bezüglich bereits existierender Lösungskonzepte. Als einer der wesentlichen Gründe hierfür kann die Tatsache gelten, dass Energiemanagement von Industrieunternehmen im Vergleich zu Produktion oder Vertrieb nicht als Kernaufgabe betrachtet wird und daher nicht die entsprechenden Ressourcen zur Verfügung stehen, um die sich rasant entwickelnden Energiespartechnologien im Auge zu behalten und umzusetzen.

Ein wesentlicher Schritt zur Überwindung dieser Hürde ist die Implementierung eines institutionalisierten Energieinnovationsmanagements, das das auf unterschiedliche Marktteilnehmer wie Technologielieferanten, Forschungsinstitutionen, etc. verteilte Wissen über energieeffiziente Technologien und Prozesse internalisiert, einem unternehmensinternen Selektionsprozess und der anschließenden Umsetzung zuführt.

Dieser Beitrag stellt die Entwicklung eines anwendungsorientierten Konzepts eines solchen Energieinnovationsmanagements und die Umsetzung am Beispiel einer Papierfabrik dar. Neben den konzeptionellen Ecksteinen wird vor allem auch auf jene Aspekte eingegangen, die für eine erfolgreiche Implementierung von besonderer Relevanz sind.

2. Methodik

Die Vorgehensmethodik gliedert sich in die 4 Teilbereiche normative Positionierung, strategische Konzipierung, Umsetzung und Institutionalisierung.

Im Rahmen der normativen Positionierung wird das Nutzenpotenzial des Energiemanagements für das Unternehmen festgelegt und die Frage beantwortet, wie attraktiv Energiemanagement für das betreffende Unternehmen unter den herrschenden Bedingungen ist. Als Entscheidungshilfe dient auf dieser Ebene die Energiepotenzialmatrix, die eine Einschätzung des Unternehmens entlang der beiden Achsen Energieattraktivität und Risiko erlaubt. Die möglichen resultierenden Rahmennormstrategien reichen von „Good Housekeeping“ bei geringer Attraktivität und geringem Risikoausmaß der eingesetzten Energie bis hin zu einem ausgeprägten Energiemanagement, das bei hoher Attraktivität und hohem Risikoausmaß umfangreiche Projektinvestitionen bei der Umsetzung innovativer Energiekonzepte beinhaltet.

Den Kern der strategischen Konzipierung stellt der sog. Energieinnovationsraum dar. Mit seiner Hilfe werden die für die jeweilige Firma relevanten Anwendungsbereiche für Energieinnovationen definiert. Der Energieinnovationsraum resultiert aus den drei Dimensionen Produktionsprozess, betriebliche Energiewertschöpfungskette und Technologie- bzw. Prozessplattformen zur Energieeinsparung. Die relevanten Technologie- bzw. Prozessplattformen werden branchenspezifisch festgelegt. Unter Heranziehung dieser Systematisierung können Informationen über innovative Energiekonzepte einerseits gezielt bei den Marktteilnehmern nachgefragt werden und andererseits auch so in einer Datenbank abgelegt werden, dass sie problemspezifisch abrufbar sind. Als besonders erfolgskritisch ist hier die Zugänglichkeit und die einfache Bedienbarkeit dieser Datenbank einzustufen, da sie nur dann in ausreichendem Maße mit Informationen befüllt wird.

Die Umsetzung und Implementierung des Energieinnovationsmanagements erfolgt durch die Gestaltung und Verankerung eines Energieinnovationsprozesses im Unternehmen. Wenn im Unternehmen bereits ein genereller Innovationsprozess existiert, bietet sich eine Einbindung des Energieinnovationsprozesses an, ansonsten ist dieser als Einzelprozess festzulegen und im Unternehmen einzubetten. Die wesentlichen Elemente dieses Prozesses sind die Ideengenerierung,

¹ Department Wirtschafts- und Betriebswissenschaften, Montanuniversität Leoben, Franz Josef Straße 18, A-8700 Leoben, Tel.: 03842 402 6005, Fax: 03842 402 6002, wolfgang.posch@wbw.unileoben.ac.at, <http://wbw.unileoben.ac.at>;

das Ideenmonitoring, die Projekttestphase und die abschließende Realisierungs- oder Roll Out Phase. Am Ende jeder dieser Phasen ist ein Filter vorgesehen, der nicht geeignete Ideen aussiebt. Am Ende der Ideengenerierung steht die Systematik des Energieinnovationsraums als erster Filter, am Ende des Ideenmonitorings ist es die von Experten beispielsweise im Rahmen eines Energieinnovationsmeetings festgestellte technisch-organisatorische Realisierbarkeit des vorgeschlagenen Konzepts und am Ende der Projekttestphase, die zur detaillierten Ausarbeitung und Wirtschaftlichkeitsüberprüfung dient, steht die Investitionsfreigabe als letzte Hürde vor der tatsächlichen Umsetzung des Energieprojekts.

Besondere Bedeutung kommt schließlich auch der Institutionalisierung des Energieinnovationsmanagements zu, damit es nicht nach anfänglichen Erfolgen wieder in der Versenkung verschwindet. Dies erfordert sowohl eine organisatorische Verankerung dieses Themas (z. B. in Form eines regelmäßigen Energie- oder Innovationsausschuss) als auch die bereits angesprochene IT-Unterstützung.

3. Ergebnisse

Als Ergebnis verfügt das Unternehmen über ein Energieinnovationsmanagement, das folgende erfolgskritische Eigenschaften aufweist:

- **Überwindung der Informationsdefizithürde:** Steigerung der Transparenz des existierenden Marktes für Energiespartetechnologien durch die Schaffung einer für alle Unternehmensmitarbeiter zugänglichen Datenbank, in der die an den unterschiedlichsten Stellen gewonnenen und vorhandenen Informationen über innovative Energiekonzepte systematisch abgelegt werden
- **Vertikale und horizontale Integration im Unternehmen:** Vertikale Integration durch die Herleitung der strategischen Grundausrichtung des Innovationskonzepts aus der normativen Ebene und horizontale Integration durch die Einbindung des Energieinnovationsprozesses in das Unternehmen und die organisatorische Verankerung in einem unternehmensübergreifenden Ausschuss
- **Nachhaltige Institutionalisierung:** Gewährleistung der nachhaltigen Institutionalisierung durch die EDV-Abbildung des Innovationsprozesses, die organisatorische Verankerung und vor allem auch die Existenz eines „Energieinnovationschampions“

Im konkreten Beispiel der Papierfirma ist der beschriebene Prozess zur Implementierung eines Energieinnovationsmanagements bereits vollständig umgesetzt und wird auf Access-Basis informationstechnisch unterstützt. Aufgrund eines bereits bestehenden generellen Innovationsprozesses sind auch die ersten Schritte zur Institutionalisierung bereits erfolgreich gesetzt worden.

4. Ausgewählte Literatur

Goldemberg, J. et al. (Hrsg.) (2000): World Energy Assessment, New York: United Nations Development Programme, United Nations Department of Economic and Social Affairs, World Energy Council.

Mueller, R.K., Deschamps, J.-P. (1987): Die Herausforderung Innovation, in: Arthur D. Little International (Hrsg.): Management der Geschäfte von morgen, 2. Aufl., Wiesbaden, Gabler.

Posch, W., (2005): Sustainable Energy Management, in: Baumgartner, R. et al (Hrsg.): Wertsteigerung durch Nachhaltigkeit, München: Hampp Verlag.

Steger, U., et al. (2005): Sustainable Development and Innovation in the Energy Sector, Berlin: Springer Verlag.

4.4.3 „Detaillierte messtechnische Analysen - eine sichere Basis für bedarfsseitige Energieeffizienzmaßnahmen“

Peter Sattler, Claus Weberstorfer*, Kurt Krautgartner (Sattler Energie Consulting GmbH)¹

Ausgangssituation

Heute werden im Rahmen von Energiespar- und Klimaschutzprogrammen immer wieder große Einsparungen angestrebt, die aber nur in Einzelfällen tatsächlich erreicht und realisiert werden. Erfolgreiche Umsetzungen werden in der Praxis dann erreicht, wenn der Energieverbrauch, vermeidbare Verluste oder gar Verschwendung von den verantwortlichen Personen tatsächlich erkannt werden können und eine plausible Lösung angegeben werden kann. Das bedeutet gleichzeitig, dass eine detaillierte messtechnische Erfassung und eine nachvollziehbare visuelle Darstellung der betrieblichen Energiesituation die Basis für jede Maßnahmensetzung darstellt.

Vorgangsweise

Dabei steht das Verfahren und die Idee der Vielkanaligen Lastganganalyse im Vordergrund, die es ermöglicht, den Verantwortlichen in den Betrieben die folgenden interessierenden Fragen zu beantworten:

- Was sind die Energiefresser?
- Wann sind welche Verbraucher am Netz?
- Welche Verbraucher sind für das Basisband verantwortlich, welche eher für die Spitzenlast?
- Welche Verbraucher laufen unnötig über längere Zeiten im Leerlauf?
- Welche Tätigkeiten haben welchen Einfluss auf den Energieverbrauch?
- Wo gibt es Verbräuche, obwohl man keine erwarten würde?
- Welche Verbräuche können verringert, vielleicht sogar vermieden werden?

Das vorliegende Paper zeigt eine Vielzahl von überzeugenden und überraschenden Ergebnissen, die vor allem durch den Einsatz verschiedener Mess- und Visualisierungssysteme realisiert werden konnten. Darüber hinaus wird es durch ein konsequentes Monitoring der Verbräuche möglich, die Einsparergebnisse zu evaluieren und nachträglich eine Feinjustierung verschiedener Parameter durchzuführen.

Vorteile, Nutzen

Der Nutzen der Vielkanaligen Lastganganalyse ist für die verschiedenen Beteiligten ein unterschiedlicher:

Dem Endverbraucher werden - nachdem dieses Monitoring klar aufzeigt wie die Energieverbräuche im Betrieb sind - blinde Flecken aufgezeigt. Betriebsblindheit wird quasi aufgehoben und er kann ganz klar sehen, was seine Mitarbeiter in den einzelnen Bereichen mit der Energie tun. Damit hat er auch eine gute Grundlage für Maßnahmen, kann selbst auf Basis dieser Informationen Überlegungen anstellen, welche Maßnahmen sinnvoll und möglich sind und hat konkrete Fakten für eine Wirtschaftlichkeitsberechnung und Entscheidungsgrundlage für die Argumentation gegenüber dem Vorgesetzten.

Für den Consulter ist die Vielkanalige Lastganganalyse deswegen sehr wichtig, weil es ihn in die Lage versetzt, Dinge sichtbar zu machen und zu sehen, die sonst verborgen blieben. In vielen Fällen ist es so, dass man im Gespräch mit dem Kunden von diesem mit voller Überzeugung erfährt, wie effizient Energie eingesetzt wird. Tatsächlich ist die Realität eine andere. Man könnte das dem Kunden nie aufzeigen, wenn man nicht die entsprechende Messtechnik hätte, die schwarz auf weiß belegt, wie die Energie tatsächlich verwendet wird. Somit ist die Vielkanalige Lastganganalyse für uns ein Hilfsmittel mit dem wir zielgenau Energieverschwendung sichtbar machen können und auch zielgenau Maßnahmen angeben können.

Der Nutzen für die Volkswirtschaft besteht darin, dass man -ähnlich einer Gesundenuntersuchung für den Menschen - mit dem Vielkanaligen Lastgang-Monitoring die Möglichkeit hat, einen Betrieb quasi zu durchleuchten und konkrete „Gesundungsvorschläge“ zu machen. Das bringt der Volkswirtschaft ähnlich den Vorteilen einer gesunden Bevölkerung, Vorteile einer energietechnisch gesunden Wirtschaft.

¹ sattler energie consulting GmbH, Marktplatz 4, A - 4810 gmunden, tel. 07612/73799-13, Email: office@energie-consulting.at; www.energie-consulting.at;

4.4.4 „Innovation senkt Energiekosten“

Christoph Malzer*, Josef Bärnthaler, Johannes Fresner, Markus Möller (STENUM GmbH)¹

Abstract:

Die Ölpreise steigen und mit ihnen die Kosten für Gas und Strom. Es ist Zeit, etwas zur Senkung der betrieblichen Energiekosten zu tun. Wir haben in den letzten Jahren gemeinsam mit über 800 Betrieben gezeigt, dass es trotz steigender Energiepreise nicht sehr schwierig war, die Kosten für Energie um 10, 15, oder 20% zu senken.

Basis einer erfolgreichen Senkung der Energiekosten im produzierenden Betrieb, für die Heizung der Produktionshalle oder im Büro sind:

- eine systematische Energieanalyse zur Erfassung der wesentlichen Energieströme und der Kosten
- ein einfaches Energiecontrolling auf der Basis einer übersichtlichen Zahl von spezifischen Kennzahlen
- Optimierung der Auslastung und bedarfsgerechte Regelung großer Energieverbraucher
- Prozesstechnische Optimierung großer Verbraucher und optimierte Auswahl der Komponenten

Ein Überblick über erfolgversprechende Ansatzpunkte in Kesselanlagen, im Dampfsystem, bei Kälteanlagen, im Druckluftsystem und bei der Beleuchtung wird in Checklistenform gegeben.

Einige erfolgreiche Beispiele von Grazer Betrieben werden präsentiert. Die Beispiele umfassen die Optimierung der Temperaturregelung und der Isolation der Glashäuser in einem großen Grazer Gartenbaubetrieb (Reduktion des Heizenergieeinsatzes um 25%), eine Brauerei (Reduktion des Heizenergieverbrauches um 40%), eine Stahlhütte (Reduktion des Energieverbrauches um 15%), ein mechanischer Fertigungsbetrieb (Reduktion des Energieverbrauches zur Hallenheizung um 30%), sowie mehrere Restaurationsbetriebe (Reduktion des Stromverbrauches durch verbesserte Auslastung der Anlagen um 20%). Alle umgesetzten Maßnahmen waren für die betroffenen Betriebe wirtschaftlich.

Solche und viele ähnliche Beispiele mehr zeigen, dass auch heute noch beträchtliches Potential zur Reduktion des Energieeinsatzes in Gewerbe und Industrie besteht, das durch Energieanalyse, systemische Optimierung und Energiemanagement genutzt werden kann.

Keywords:

Energieoptimierung, Energieeffizienz, Energiemanagement

¹ Geidorfgürtel 21, A-8010 Graz, +43 316 367156-0, c.malzer@stenum.at, www.stenum.at;

4.5 Power-Demand-Side-Management (Session D3)

4.5.1 „Verbraucherseitiges Spitzenlastmanagement zur Optimierung des Gesamtsystems von Erzeugern und Verbrauchern“

**Christoph Gutschi, Heinz Stigler
(TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹**

In den nächsten Jahren ist in Europa eine kontinuierliche Abnahme der Kraftwerkskapazitäten zu erwarten, da zunehmend alte Kraftwerke außer Betrieb genommen werden müssen. Zugleich steigt der Stromverbrauch jährlich um ca. 1,4 %. Es wäre bei Weiterführung des derzeitigen Trends spätestens im Jahr 2012 mit Versorgungsengpässen in Spitzenlastzeiten zu rechnen. Um die zukünftige Stromversorgung zu sichern, ist daher der Bau neuer Erzeugungskapazitäten erforderlich, was hohe Investitionskosten in der Elektrizitätswirtschaft erfordert. Laut Berechnungen der Eurelectric sowie der International Energy Agency (IEA) besteht bis zum Jahr 2030 für Europa (EU15) ein Bedarf an neuer Kraftwerkskapazität von rund 520 – 610 GW, etwa die Hälfte davon ist durch Stilllegungen alter Kraftwerke bedingt. Der für den Bau dieser Erzeugungskapazitäten notwendige Investitionsbedarf wird auf 500 – 600 Mrd. € geschätzt.

Ein Teil dieser notwendigen Kraftwerkskapazitäten wird zur Abdeckung von Jahreslastspitzen benötigt. Diese Lastspitzen treten nur an wenigen Tagen im Jahr auf, die dafür erforderlichen Erzeugungskapazitäten verursachen daher besonders hohe Kosten pro erzeugter Energieeinheit. Aus diesem Grund stellt sich die Frage, ob durch Power Demand Side Management (P-DSM) die zusätzlich notwendige Kraftwerkskapazität verringert werden kann. Die Kosten für Maßnahmen zum Spitzenlastmanagement müssen dazu den Kosten eines Kraftwerksneubaus gegenübergestellt werden. Idealerweise ist ein ökonomisches Gleichgewicht zwischen Kraftwerksneubau und P-DSM-Maßnahmen zu suchen, welches die minimalen Kosten für die zukünftige Stromversorgung mit sich bringt. Von diesem Optimum profitieren sowohl die Elektrizitätsunternehmen wegen der geringeren notwendigen Investitionen als auch die Stromkunden durch niedrigere Preise.

Die vorliegende Arbeit behandelt einige leicht umsetzbare Potenziale für verbraucherseitige Spitzenlastabsenkung durch P-DSM. Der Schwerpunkt liegt im industriellen Bereich, da hier mit geringen Investitionen bereits hohe Effekte erzielt werden können. Diese Arbeit zeigt einige dieser Potenziale auf, um in der Elektrizitätswirtschaft und der Industrie das Bewusstsein für die beiderseitigen Vorteile des verbraucherseitigen Spitzenlastmanagements zu wecken.

Der Arbeit beschreibt die derzeitige Situation der Stromversorgung in Österreich, insbesondere hinsichtlich der winterlichen Spitzenlast. Es werden Möglichkeiten diskutiert, wie man verbraucherseitig diese Spitzenlast reduzieren könnte, ohne dass dadurch hohe Kosten verursacht werden. In diesem Zusammenhang wird das Konzept des Energiedienstleistungsspeichers (EDLS) vorgestellt. Durch den gezielten Einsatz von EDLS besteht im industriellen Sektor eine elegante und kostengünstige Möglichkeit zur Spitzenlastreduktion, ohne dass die betriebliche Wertschöpfung dadurch beeinflusst wird. Anhand von detaillierten Fallbeispielen aus der Zement- und Papierindustrie wird der

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz, Inffeldgasse 18 8010 Graz; Tel: +43 (0) 316 873 7906, Fax: 43 (0) 316 873 7910; e-mail: christoph.gutschi@tugraz.at, Url: www.IEE.tugraz.at;

praktische Einsatz des EDLS für das Spitzenlastmanagement demonstriert. Daneben werden weitere Potenziale für EDLS in der Industrie aufgezeigt.

Weiters werden im Beitrag die Industriekunden eines österreichischen Elektrizitätsunternehmens anhand ihrer Stromverbrauchsdaten auf Potenziale für Spitzenlastmanagement untersucht. Schließlich erfolgt eine systematische Analyse der österreichischen Wirtschaftszweige anhand statistischer Daten. Potenziale zur Umsetzung von verbraucherseitigem Spitzenlastmanagement bestehen insbesondere in den Branchen mit hohem Stromkostenanteil. Gemäß der unteren Abbildung sind dies die Branchen Papier und Pappe, Eisen und Stahl, Bergbau, Steine und Erden, Chemie, NE-Metalle und Gießereindustrie.

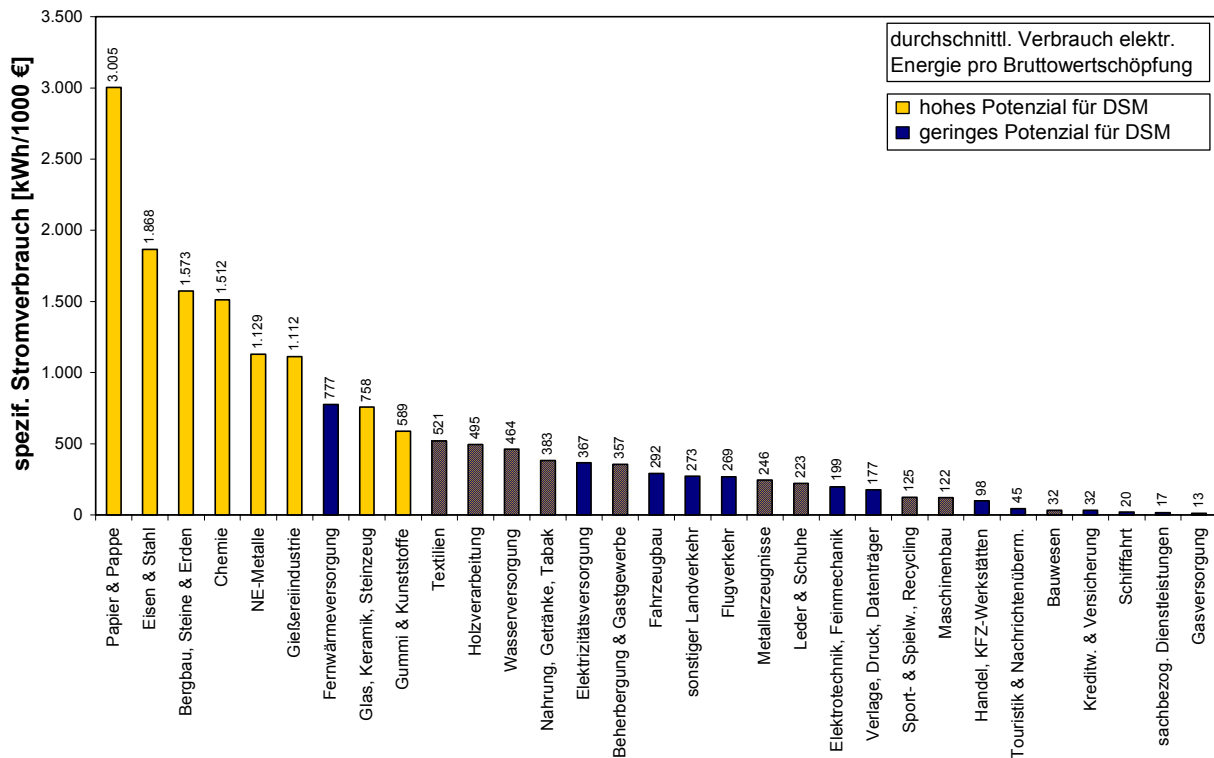


Abbildung: Abschätzung der Stromintensität österreichischer Wirtschaftszweige für das Jahr 2002, basierend auf Zahlen der Statistik Austria

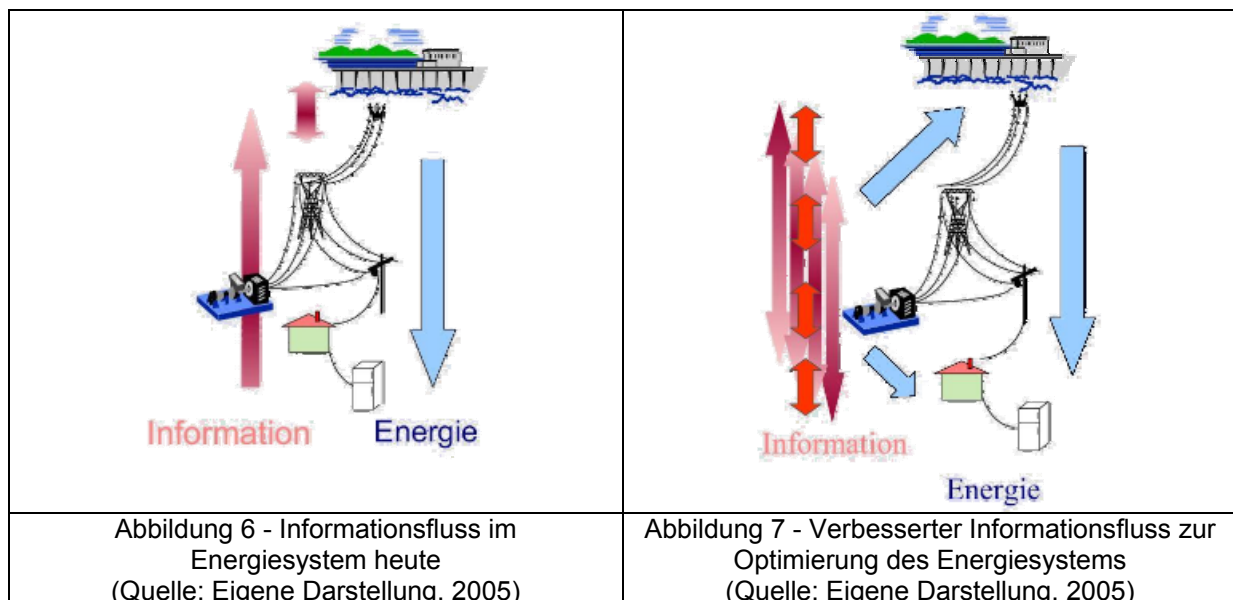
Es wird gezeigt, dass durch verbraucherseitiges Spitzenlastmanagement eine Effizienzsteigerung des Elektrizitätssystems erreicht werden kann. Besondere Vorteile ergeben sich für die durchführenden Elektrizitätsunternehmen durch geringere Aufbringungskosten sowie für die teilnehmenden Industriebetriebe durch niedrigere Stromtarife. Schlussendlich wird durch die zu erwartende Effizienzsteigerung die gesamte Volkswirtschaft bis hin zu den Haushaltskunden profitieren.

4.5.2 „Integral Resource Optimization Network“

Manfred Weihs¹, Helmut Bruckner^{*2}, Brigitte Lorenz¹, Peter Palensky¹
(TU-Wien/Institut für Computertechnik, Sonnenplatz Großschönau GmbH)

Aktuelle Situation

Im derzeitigen Energiesystem, das im Wesentlichen auf zentraler Erzeugung und dezentralem, unkoordiniertem Verbrauch basiert, spielt der Austausch von Informationen zwischen den einzelnen Erzeugern und Verbrauchern eine eher untergeordnete Rolle. Die stattfindenden Informationsflüsse sind weder einheitlich noch sind alle relevanten Teilnehmer überhaupt in ausreichendem Maße eingebunden. So beschränkt sich die Datenerfassung im Kundenbereich auf jährlich abgelesene Zählerwerte, im besten Fall werden Lastspitzen- bzw. Lastgangszähler verwendet. Bidirektionale Kommunikation findet dabei – vom Versorger aus gesehen – üblicherweise nur bis zu den Umspannwerken statt (Abbildung 6).



Optimierungsansatz IRON

Nicht zuletzt durch die Zunahme an kleinen, dezentralen Erzeugern, aber auch in Hinblick auf das drohende Erreichen der Kapazitätsgrenzen von Erzeugung und Netz spielt Kommunikation eine immer wichtigere Rolle. Durch Informationsaustausch zwischen den Teilnehmern im Energie-Netz sind Optimierungen wie das koordinierte Verschieben von Lasten, der gezielte Einsatz von virtuellen Speichern oder die Anpassung von lokalem Verbrauch an lokale Erzeugung möglich. Das langfristige Ziel ist die Entwicklung und der möglichst breite Einsatz einer hochverteilten kommunikationstechnischen Infrastruktur zur Ausschöpfung bisher brachliegender Optimierungspotenziale im Bereich der Ressource „elektrische Energie“ (Abbildung 7).

Der Weg dazu führt über die kommunikationstechnische Erschließung zweier bis jetzt in den Informationsaustausch im Elektrizitätssystem nicht eingebundenen Teilnehmer, „intelligenter“ Verbraucher und „virtueller“ Energiespeicher. Intelligente Verbraucher sind Maschinen und Geräte, die zum

¹ TU Wien, Institut für Computertechnik, Gusshausstraße 27-29/384, 1040 Wien;
Tel: +43 1 58801 38440, e-mail: weihs@ict.tuwien.ac.at bzw. lorenz@ict.tuwien.ac.at bzw. palensky@ict.tuwien.ac.at, Url: <http://www.ict.tuwien.ac.at>;

² Sonnenplatz Großschönau GmbH, Harmannsteinerstraße 120, 3922 Großschönau;
Tel: +43 2815 77270 11; e-mail: h.bruckner@sonnenplatz.at, Url: <http://www.sonnenplatz.at>;

Teil wissen, welchen Energieverbrauch sie in der näheren Zukunft verursachen werden. Maschinen, die ein deterministisches Programm ausführen (z. B. eine Waschmaschine, ein geplanter Fertigungsprozess etc.) sind in der Lage, besonders exakte Verbrauchsprognosen abzugeben, andere können zumindest statistische Aussagen machen. „Virtuelle“ Energiespeicher sind Verbraucher, die, basierend auf trägen Prozessen (Wärme, Massebewegungen, etc.), in der Lage sind, Energie für eine gewisse Zeit vorzuhalten. Beispiele dafür sind Kühlgeräte, Klimaanlage, Heizplatten und Pumpen. Neben diesen Objekten fallen auch verschiebbare Prozesse, welche auf den Gesamtbetrieb kaum Auswirkungen haben, in diese Kategorie.

Die erwähnten Endverbrauchsgeräte werden mit einer „IRON-Box“ ausgestattet, einem einfachen, eingebetteten Informations- und Steuerungsmodul. Dieses mit Sensoren und lokaler „Intelligenz“ bestückte Modul ist sich der lokalen Lastverschiebungs- und Speichermöglichkeiten des Geräts bewusst (durch Parametrierung oder Lernen). Durch eine Vernetzung der einzelnen Module untereinander kann das vorhandene Wissen gezielt ausgetauscht und genutzt werden. Die ausgetauschten Informationen bilden die Basis für Optimierungsalgorithmen zur Koordinierung des Betriebs der einzelnen Verbraucher. Es entsteht ein intelligentes, sich selbst organisierendes Kollektiv von Lasten und Speichern. Wo immer schon Steuerungen vorhanden sind, soll die neue Infrastruktur unterstützend angebunden werden. Sie erhöht die im Elektrizitätssystem vorhandene Dichte und Qualität an zeitnahen Informationen und bildet die Grundlage für optimierende Entscheidungen.

Aktueller Projektstand und Ausblick

Eine Grundlagenstudie, die im Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ im Impulsprogramm „Nachhaltig wirtschaften“ des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT) gefördert wurde, befasste sich mit der Ermittlung der unterschiedlichen Anforderungen sowie mit einer grundsätzlichen Analyse und Bewertung der Möglichkeiten der geplanten Infrastruktur aus technologischer, wirtschaftlicher und organisatorischer Sicht. Die Studie zeigt auch auf, in welchem der prinzipiell möglichen Einsatzbereiche die Markteinstiegschancen am größten sind und wo der Einstiegspunkt in eine marktwirtschaftliche Umsetzung dieses Systems liegt.

In dem ebenfalls im Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ geförderten Folgeprojekt wird diese Idee gemeinsam mit relevanten Partnern weiterverfolgt. In Zusammenarbeit mit einem Energieversorgungsunternehmen sowie einer seit Jahren an nachhaltigen, zukunftssträchtigen Energiesystemen stark interessierten und in diesem Bereich auch aktiv engagierten Kommune ist die Ausarbeitung eines detaillierten Konzepts für eine Palette an neuen, innovativen Dienstleistungen zur Steigerung der Energieeffizienz auf Basis der beschriebenen technischen Infrastruktur geplant. Es soll ein Dienstleistungskonzept, bestehend aus einem Marktmodell und einem darauf abgestimmten Infrastruktur-Modell, erarbeitet werden. Mittelfristiges Ziel ist es, in einem Feldversuch detaillierte technische, wirtschaftliche und organisatorische Daten zur erfolgreichen Umsetzbarkeit des Systems zu sammeln.

4.5.3 „Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung zur Integration dezentraler und fluktuierender Erzeuger“

David Nestle*, Christian Bendel

(Institut für Solare Energieversorgungstechnik - ISET)¹

Einleitung

Windkraft und Photovoltaik haben ein enormes Potenzial zur elektrischen Stromerzeugung in Europa beizutragen. Für Deutschland allein, das in Bezug auf den Gesamtverbrauch weder bei der direkten Solareinstrahlung noch hinsichtlich des Windpotenzials besonders bevorzugt ist, werden die praktisch realisierbaren Potenziale jeweils auf mindestens 30 bis 40 % der Stromerzeugung geschätzt. Zugleich ist die Erhöhung des Anteils erneuerbarer und dezentraler elektrischer Energieerzeuger erklärtes Ziel der Europäischen Union. Der bereits begonnene Ausbau erneuerbarer elektrischer Energieerzeuger wird also fortgesetzt werden und durch steigende Preise für fossile Energieträger sowie Vorgaben zur Reduktion der Emissionen von Kohlenstoffdioxid noch forciert.

Wind- und Solarkraftwerke passen sich in ihrer Leistung dem Primärenergieangebot an und können nur abgeregelt werden. Daher stellt der zeitgenaue Abgleich von Erzeugung und Verbrauch eine wichtige und anspruchsvolle Aufgabe beim Betrieb eines Netzes mit hohem Anteil solcher Erzeuger. Das hier vorgestellte Konzept zur Integration von Lasten und Erzeugern der Niederspannungsversorgung in die Netzregelung kann in Zukunft ganz wesentlich zu dieser Aufgabe beitragen.

Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch

Durch Ausgleichseffekte der Wind- und Solarstromerzeugung innerhalb eines großen Gebietes lassen sich Einsparungen an Speicher- und Regelaufwand erzielen. Industrielle Prozesse bieten ebenfalls noch Potenzial, klassisches Last- und Demand-Side-Management auszubauen. Wenn zugleich konventionelle Kraftwerkskapazität eingespart werden sollen, müssen aber weitere Potenziale zur Netzregelung aktiviert werden. Angesichts der Tatsache, dass ca. 50% des elektrischen Energie-

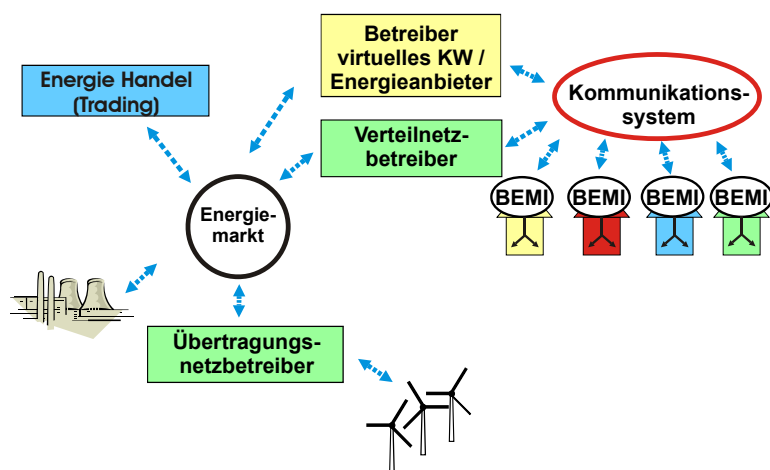


Abbildung 1: Kommunikation und Handel im liberalisierten Strommarkt mit Integration verteilter Erzeugung

verbrauchs in Deutschland in der Niederspannungsversorgung stattfindet, wird durch ein Energiemanagement in diesem Bereich die Voraussetzung geschaffen, durch fluktuierende Erzeugung wie Photovoltaik tatsächlich konventionelle Kraftwerke zu ersetzen und bei weiterem Ausbau erneuerbarer Erzeuger die Netzstabilität zu sichern.

Die Einbeziehung der gewaltigen Zahl von Einzelanlagen in der Niederspannungsversorgung bei jeweils unabhängigen Kunden erfordert ein effizientes Kommunikations- und Handelssystem zwischen den Markt-

teilnehmern des liberalisierten Strommarktes (Abb. 1). Ein wesentlicher Aspekt des wirtschaftlichen Energiemanagements ist auf dem liberalisierten Strommarkt die Berücksichtigung der Stromkosten, die sich aufgrund eines ständig notwendigen Ausgleichs der schwankenden Erzeugung und der schwankenden Last dynamisch verhalten. Strompreise, welche den variablen Grenzkosten der Stromerzeugung entsprechen, sind aus Allokationstheoretischer Sichtweise volkswirtschaftlich effizient. Das gilt grundsätzlich auch für die Niederspannungsversorgung. Obwohl der Kunde in seiner Reaktion auf den vorgegebenen Preis frei ist, lässt sich durch statistische Mittelung und Prognose die Gesamtreaktion der Kunden eines Versorgungsgebietes sehr genau im Voraus berechnen. Dadurch

¹ Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET)

e.V., Königstor 59, D-34119 Kassel, Tel.: ++49-561-7294-234, Fax: ++49-561-7294-200, e-mail: dnestle@iset.uni-kassel.de, Url: <http://www.iset.uni-kassel.de>;

wird ein für den Kunden flexibles, für den Netzbetreiber und Energieanbieter verlässliches Instrument geschaffen.

Strategie und Lösungsansatz

Schon heute ist der Netzanschlusspunkt, der durch den Zählerschrank gegeben ist, als technische und juristische Grenze zwischen dem öffentlichen Netz und dem Gebäudenetz definiert. Diese Grenze bleibt im Konzept des Bidirektionalen Energiemanagement Interface (BEMI) erhalten und wird durch eine intelligente Kommunikationsschnittstelle erweitert (Abb. 2). Dadurch können alle Komponenten, die für ein solches Energiemanagement notwendig sind, wie Rechnerkern, Lastgangzähler und Kommunikationsschnittstellen in den Netzanschlusspunkt integriert werden. Die am Energiemanagement beteiligten Partner erhalten dann im Rahmen ihrer vertraglichen Rechte Zugriff auf diese Komponenten.

Das BEMI schafft durch seinen modularen Aufbau eine Erweiterbarkeit hinsichtlich Funktion und Leistungsfähigkeit. Eine durchgängig standardisierte Kommunikation auf Basis des Kommunikationsprotokolls nach IEC 61850 wird gegenwärtig erarbeitet.

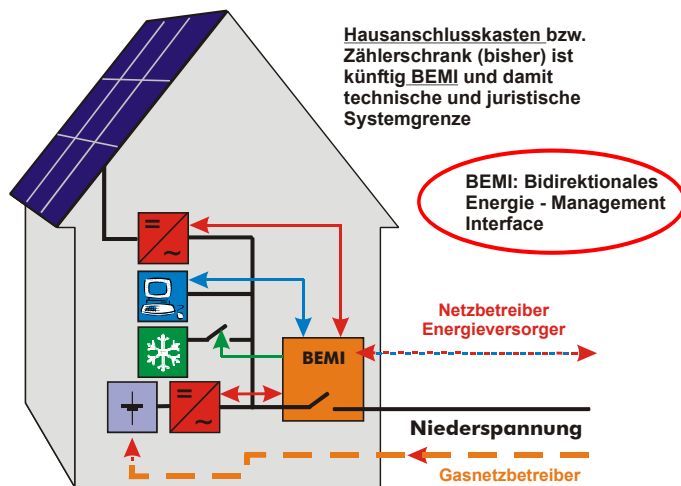


Bild 2: BEMI als Energie- und Kommunikationsschnittstelle

Das BEMI empfängt von einer zentralen Leitstelle bestimmte Vorgaben als zentrale Information, z.B. das Preisprofil für den Folgetag. Auf Basis dieser Information, den Bedürfnissen der Nutzer des Gebäudes und der Parameter der angeschlossenen Erzeuger und Verbraucher berechnet dann der Optimierer im Rechnerkern den optimalen Einsatzplan für alle angeschlossenen Geräte. Diese können vom Anschlussbetreiber nach Bedarf modifiziert/aktualisiert werden. Auf diese Weise entscheidet das BEMI auf Basis dezentraler Informationen vom Netzanschlusspunkt und zentraler Informationen von der Leitstelle (Netzbetreiber). Es ist keine Online-Kommunikation erforderlich (Kostenreduktion). Über ein Bedien-

display können Informationen abgefragt und Modifikationen an Einsatzplänen und Parametern vorgenommen werden.

Zusammenfassung

Durch die Beibehaltung und Nutzung der vorhandenen technischen und juristischen Schnittstelle zwischen öffentlichem Netz und Kunde sowie durch das Prinzip „dezentrale Entscheidung auf Basis zentraler Information“ schafft BEMI eine Plattform, auf der Erzeuger und Verbraucher in der Niederspannungsversorgung zur Integration von Erzeugern mit schwankender Verfügbarkeit wesentlich beitragen können.

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben (Projekt DINAR) wurde mit Mitteln des deutschen Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit unter Förderkennzeichen 0329900D gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren. An dem Projekt unter Leitung des Instituts für Solare Energietechnik (ISET) und der EUS GmbH, Dortmund, beteiligen sich außerdem 17 Industriepartner.

5 **STREAM E:**

VERBUND- UND VERTEILNETZE

5.1 Verbundnetz – Engpassmanagement (Session E3)

5.1.1 „Beherrschung von Leitungsausfällen durch intelligentes Regelzonenmanagement“

Hans Glavitsch (ETH Zürich)¹

1. Einleitung und Problemstellung

Das Engpassmanagement hat sich im engvermaschten Netz mit mehreren Transmission System Operators (TSOs), die selbständig agieren, als problematisch erwiesen. Die Netzausfälle der jüngsten Zeit zeugen davon. Überlastete Stromkreise in einer Regelzone, die einem TSO zugeordnet ist, können durch Transite, die von elektrisch weit entfernten Einspeisungen und Lasten bedingt sind, verursacht werden. Die Schwierigkeit besteht dann darin, dass bei Ausfall eines Stromkreises die Überlast auf benachbarten Stromkreisen nicht ohne weiteres in der betroffenen Regelzone beseitigt werden kann. Dabei wird vorausgesetzt, dass wohl ein Engpassmanagement eingesetzt wird, dass aber mit Überlasten gerechnet und eine Abhilfe nach Eintritt des Ausfalls als möglich erachtet wird, was aber nicht unbedingt der Fall sein muss. Der TSO müsste jedoch eine schnell wirkende Abhilfemaßnahme zur Verfügung haben, die vornehmlich automatisch eingreift. Die historische Entwicklung der Hard- und Software in Netzleitstellen hat gezeigt, dass man den manuellen Eingriffen (man-in-the-loop) den Vorzug gegeben hat. Inzwischen hat sich jedoch erwiesen, dass zur Beherrschung von Störungen weiterreichende Maßnahmen erforderlich sind. FACTS-Elemente und Quertransformatoren sind in diesem Zusammenhang diskutiert und auch für die Korrektur von Lastflüssen eingesetzt worden. Im hochvermaschten Netz ist ihre Wirkung jedoch begrenzt, da parallele Flüsse in Nachbarzonen (loop flows) den korrektiven Effekt wieder kompensieren. Einen wesentlichen Schritt zu einem höheren Automatisierungsgrad hat man mit der Einführung des Konzepts WACS, d.h. wide area control system gemacht, bei dem Auswirkungen von Störungen über weite Bereiche des Netzes erfasst und Gegenmaßnahmen automatisch umgesetzt werden. Nach den jüngsten Berichten sind es im Wesentlichen korrektive Schaltmaßnahmen, die zum Einsatz kommen. Das Wichtige dabei ist, dass man sich damit in Richtung einer weitergehenden Automatisierung bewegt.

Mit der Frequenz-Leistungsregelung=Netz-(Sekundär-)regelung (FLR) besteht bereits ein automatisches System für den Ausgleich der Zu- und Abflüsse der Regelzonen und der Frequenzhaltung. In der herkömmlichen Art werden dabei die Summenleistungen der Regelzonen und die Frequenz geregelt. Bei Ausfall eines grenzüberschreitenden Stromkreises bleibt die Summenleistung der grenzüberschreitenden Flüsse erhalten und die Frequenz-Leistungsregelung trägt korrektiv zu einer Entlastung eines benachbarten Stromkreises nichts bei. Bei entsprechender Regelreserve könnte jedoch die Sekundärregelung in nützlicher Frist (Größenordnung 15 Minuten, nach UCTE) eine substantielle Entlastung bewirken. Im Beitrag werden die Möglichkeiten der Korrektur von grenzüberschreitenden Flüssen durch eine Modifikation des Eingriffs der Sekundärregelung aufgezeigt. Es wird von der klassischen Funktionsweise der FLR ausgegangen. Dazu wird ein System von 5 Regelzonen, siehe Fig. 1, betrachtet, dessen Messkonzept und logische Verarbeitung der Signale modifiziert wird. Davon werden Eingriffe in die Sollwerte und Partizipationsfaktoren abgeleitet. Die Auswirkungen von Ausfällen von grenzüberschreitenden Stromkreisen und die Wirkung auf gefährdete benachbarte Stromkreise werden sodann demonstriert und diskutiert.

¹ Eidgenössische Technische Hochschule ETH Zentrum CH 8092 Zürich
Tel. +4156/282 16 58, Fax. +4144/6321252 haglav@bluewin.ch, www.eeh.ee.ethz.ch/psl;

2. Mögliche Korrekturmaßnahmen generell

Bevor auf die modifizierte Sekundärregelung eingegangen wird, werden in einer Übersicht verschiedene Konzepte einer Korrektur von Lastflüssen dargelegt und auf ihre Eignung zur Entlastung von Stromkreisen überprüft. Einbezogen werden die HGÜ-Kurzkupplung, Quertransformatoren, FACTS-Elemente, Lastabwurf und Sollbruchstellen. Das WACS wird als messtechnische Struktur und als Beispiel für eine erweiterte Automatisierung angeführt.

3. Funktionsweise der Frequenz-Leistungsregelung

Die Einhaltung der Summenleistungen und der Netzfrequenz in einem zusammenhängenden System von Regelzonen wird anhand der Systemgleichungen (Ist- und Sollwerte, Parameter) dargelegt. Das System reagiert so, dass bei konsistenten Sollwerten in allen Regelzonen die Summenleistungen und die Netzfrequenz im Stationärszustand exakt eingehalten (geregelt) werden. Bei Generatorausfall oder Laständerungen werden die Regelgrößen eingehalten und zwar unabhängig von der Einstellung der Partizipationsfaktoren, solange keine Begrenzungen erreicht werden. Die Übergabeleistungen werden aufgrund von Lieferverträgen zwischen Händlern in den Regelzonen zusammengesetzt.

4. Modifikation der Funktionsweise

Ausgehend vom Schwachpunkt des herkömmlichen Konzepts, dass bei Ausfall eines grenzüberschreitenden Stromkreises die Regelung korrektiv im Sinne einer Entlastung anderer Stromkreise nicht reagiert, wird die gezielte Erfassung von kritischen Stromkreisen vorgesehen. Eine logische Verarbeitung der Messungen ist darauf ausgerichtet, überlastete Stromkreise zu detektieren. Lage und Richtung des Flusses werden erfasst und daraus werden eine Korrektur des Sollwerts der Austauschleistung und damit ein Sollwert für eine Korrektur der internen Regelleistung (einschließlich einer Umverteilung) oder für andere geeignete Maßnahmen errechnet. Die Korrektur, d.h. ihre Wirkung ist abhängig von der Lage der Regelzone innerhalb des Gesamtsystems und der Möglichkeiten innerhalb der Regelzone. Die Korrektur hat Auswirkungen auf das Gesamtsystem, da die Regelungen der übrigen Regelzonen nach wie vor aktiv sind. Diese lassen sich anhand der Systemgleichungen bestimmen, wie anhand der folgenden Beispiele gezeigt wird.

5. Fallbeispiele

Anhand der 5 zusammenhängenden Regelzonen in Fig. 1 werden einige Fälle von Eingriffen in die Netzregelung bei Überlastungen von grenzüberschreitenden Stromkreisen demonstriert. Bei den Regelzonen A, B und D soll es sich um relativ große Netze mit installierten Leistungen in der Größenordnung von 75 GW handeln, wogegen für die Regelzonen C und E Leistungen im Bereich von 10 GW vorausgesetzt werden. Die Frequenzcharakteristiken (MW/Hz) sind entsprechend. Die Austauschleistungen (Soll) sind wie folgt: A 2000 MW, B 3000 MW, C 1500 MW, D -6000 MW, E -500 MW. Sollfrequenz = 50.00 Hz (negative Leistung bedeutet Last=Bezug).

Fall 1: Zwischen Regelzone C und D ist eine Überlastung von 300 MW (ein Stromkreis) eingetreten. Um diese zu vermindern, wurde aufgrund einer Simulationsrechnung festgestellt, dass der Bezug insgesamt um 1000 MW reduziert werden muss. Die entsprechende Logik verstellt den Sollwert der Regelung in der Zone D um 1000 MW (Erhöhung, Summenleistung Verminderung)). Die Netzregelung im gesamten System reagiert wie folgt: A 1613 MW, B 2652 MW, C 1461 MW, D -5192 MW, E -534 MW. Der Istwert des Bezugs von D hat sich um 808 MW gesenkt, was dem Ziel relativ nahe kommt. Der kritische Stromkreis wird damit entlastet. Von Bedeutung ist, dass die leistungsstarken Zonen (A und B) einen wesentlichen Beitrag zur Verminderung des grenzüberschreitenden Flusses liefern. Setzt man voraus, dass die Regelzone C ihren Sollwert ebenso anpasst, wobei in diesem Fall eine Reduktion der Erzeugung erforderlich ist, so wird der grenzüberschreitende Fluss weiter vermindert. Für den Fall C 1000 MW (statt 1500 MW) ergeben sich für A 1806 MW, B 2826 MW, C 980 MW, D -5095, E -517 MW. Die Verminderung beträgt 905 MW.

Fall 2: Gegenüber der Regelzone E ist eine Überlast aufgetreten und als Gegenmaßnahme ist eine Erhöhung des Sollwertes der Erzeugung um 500 MW erforderlich. Die Netzregelung insgesamt reagiert wie folgt: A 1806 MW, B 2826 MW, C 1480 MW, D -6096 MW, E -17 MW. Die Verminderung der Übergabeleistung beträgt 483 MW, wobei der kritische Stromkreis entlastet wird, und es kann wieder festgestellt werden, dass die leistungsstarken Regelzonen wesentliche Beiträge liefern. Würde die Regelzone C ihren Sollwert ebenso um 500 MW reagieren, so sinkt die Übergabeleistung auf Null, es bleiben jedoch loop flows. Wird in der Regelzone C allein der Sollwert um 500 MW reduziert, so

folgt die Übergabeleistung in Summe wohl um den Betrag von 481 MW. Da es sich aber um eine eingebettete Zone (4 Grenzen) handelt, ist der Effekt auf die Stromkreise nach E gering. In diesem Fall zeigt eine detaillierte Lastflussrechnung die Auswirkung auf die grenzüberschreitenden Leitungsflüsse.

Im Übrigen werden für einige wichtige Fälle detaillierte Ergebnisse für die Leitungsflüsse der grenzüberschreitenden Stromkreise unter Annahme von konzentrierten Knoten und Leitungsreaktanzen ermittelt.

6. Diskussion

Es wird schließlich klargelegt, dass die gezeigte Vorgehensweise nur dann erfolgreich sein kann, wenn in den betroffenen Regelzonen die notwendige Regelreserve vorhanden ist. Statt einer Erhöhung der Regelleistung kann auch ein Lastabwurf vorgesehen werden. Wenn nun die Regelzonen D und E betrachtet werden, so ist zu erkennen, dass diese in den vorgegebenen Fällen Leistung beziehen und auf die Sicherheit der grenzüberschreitenden Stromkreise angewiesen sind. Wie eingangs angeführt wurde, ist ein Engpassmanagement vorausgesetzt, das den Einfachausfall abdecken soll. Für die Sicherheit der Versorgung in D und E ist es jedoch erforderlich, dass auch die Überlastung nach einem Ausfall vermindert werden kann. Dann ist ein Vorhalten einer Regelreserve notwendig.

Die Maßnahme ist regeltechnisch mit einem geringen Aufwand verbunden und liefert einen Beitrag zur Entlastung in jedem Fall, auch wenn die volle Regelreserve nicht vorhanden sein sollte. Von großer Bedeutung ist die Wirkung auf die Regelzonen mit hoher Leistung und zwar wird dies durch den Frequenzanstieg im gesamten Netz bewirkt. Die hohen Frequenzcharakteristiken (MW/Hz) dieser Zonen führen zu einer Verminderung ihrer Regelleistungen. Im Strommarkt mit Transiten, die sich elektrisch über weite Entfernungen erstrecken, ist dies gerade erwünscht. Ebenso von Bedeutung ist der automatische Eingriff als Modifikation der Sekundärregelung. Eine gezielte Wirkung auf einzelne Flüsse kann durch eine modifizierte Einstellung der Partizipationsfaktoren der Regelung erreicht werden.

Kernpunkt ist, dass eine Regelreserve vorhanden oder ein Lastabwurf (Pumpleistung) vorgesehen ist. Ohne das Vorhalten einer entsprechenden Regelreserve ist die Sicherstellung der Versorgung illusorisch.

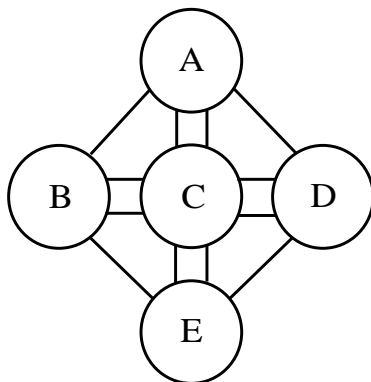


Fig. 1 Schema von 5 Regelzonen (Verbundnetz)

Literatur

- [1] H. Asal et al: Development in Power-Frequency Characteristic and Droop of the UCPTC/CENTREL Power System and Proposals for new Recommendations for Primary Control
CIGRE Report 39-115 Session 1998
- [2] Carson W. Taylor et al; Reducing blackout risk by wide-area control (WACS): adding a new layer of defense
Proc. 16th Power Systems Computation Conference
Liege, Belgium August 22-26, 2005

5.1.2 „Der effiziente Umgang mit den Verbindungsleitungen zwischen den EU-Staaten als wichtiger Erfolgsfaktor für einen integrierten Strommarkt“

Manfred Tragner (FH-Joanneum/Infrastrukturwirtschaft)¹

Das Ziel eines wettbewerbsmäßig organisierten, funktionierenden Energiemarktes in der EU wurde bisher nur teilweise erreicht. Die Bestrebungen der EU gehen daher in die Richtung, dass in den einzelnen Mitgliedsstaaten die Vorgaben der Richtlinien und Verordnungen vollständig umgesetzt werden, damit den Unternehmen und Privathaushalten zuverlässige Elektrizitäts- und Erdgasdienstleistungen zu annehmbaren Preisen zur Verfügung gestellt werden.

Von der EU wird die nach wie vor bestehende, unzureichende Integration der nationalen Märkte als das wichtigste Manko gesehen. Ein Schlüsselindikator dafür ist der trotz steigender Tendenz zu geringe Umfang des grenzüberschreitenden Energiehandels, der zwischen vielen Mitgliedsstaaten auf zu geringe Netzkapazitäten zurück zu führen ist und zu entsprechenden Engpässen auf diesen Verbindungskapazitäten führt. Verschärfend kommt noch dazu, dass es mit steigenden Energieflüssen über die Staatsgrenzen zu weiteren und längeren Engpasssituationen an den Verbindungsleitungen kommt. Um daher die Ziele der EU-Energiemarktliberalisierung zu erreichen, sind einerseits effiziente Engpassmanagementmethoden und andererseits Anreize für die Beseitigung der Netzengpässe erforderlich.

In diesem Beitrag wird ein Überblick über die Ist-Situation des Elektrizitätsbinnenmarktes in der EU gegeben und die zu beseitigenden Netzengpässe aufgezeigt. Die verschiedenen Möglichkeiten des Engpassmanagement werden besprochen und Vor- und Nachteile an Hand von Beispielen veranschaulicht. Zusätzlich werden Möglichkeiten zur Schaffung von Anreizen zur Beseitigung von Engpässen auf Verbindungsleitungen diskutiert.

Grundsätzlich belegen Modellrechnungen, dass die Versteigerung der Verbindungsleitungskapazitäten unter den derzeitigen Marktbedingungen die beste Form der Zuteilung verfügbarer Netzkapazitäten darstellt und auf Leitungen mit Engpässen einen diskriminierungsfreien Netzzugang sicherstellt. Zusätzlich ist aber die Einführung von Anreizen zur Investition in Leitungen mit Engpässen anzustreben, um langfristig einen EU-weit integrierten Elektrizitätsmarkt zu schaffen.

¹ Infrastrukturwirtschaft/FH-Joanneum, Werk-VI-Straße 46, 8605 Kapfenberg;
Tel: +43 3862 33600 6312;
e-mail: manfred.tragner@fh-joanneum.at, Url: www.infrastrukturwirtschaft.at;

5.1.3 „Auswirkungen stochastisch fluktuierender Stromeinspeisung auf das deutsche Stromversorgungsnetz“

**Gunnar Bärwaldt*, Michael Kurrat (TU-Braunschweig/
Institut für Hochspannungstechnik und elektrische Energieanlagen)¹**

Die Erzeugung elektrischer Energie erfolgt traditionell nachfrageorientiert. Das heißt, es wird in jedem Augenblick gerade so viel Primärenergie eingesetzt, dass die daraus erzeugte elektrische Energie der momentanen Nachfrage aller Verbraucher entspricht. Durch die zunehmende Nutzung natürlicher Quellen wie Sonne und insbesondere Wind verändert sich dieses Grundprinzip dahingehend, dass nunmehr Strom erzeugt wird, wenn der „Rohstoff“ (Sonne oder Wind) zur Verfügung steht. Im vorliegenden Beitrag werden die Probleme wachsender Windstromeinspeisung in Deutschland thematisiert und Lösungsansätze aufgezeigt.

Entwicklung der Förderung erneuerbarer Energieträger in Deutschland

Seit Einführung der gesetzlichen Förderung erneuerbarer Energien ist in Deutschland ein rasantes Wachstum der Stromerzeugung aus Windenergieanlagen zu beobachten. Mitte der 1990er Jahre begegneten deutsche Energieversorgungsunternehmen den stochastisch einspeisenden Erzeugern noch recht gelassen. Bei 605 MW installierter Windleistung (etwa 0,5 % der in Deutschland installierten elektrischen Kraftwerksleistung) wurde 1994 wenig über mögliche kritische Rückwirkungen auf das Versorgungsnetz diskutiert. Doch schon zehn Jahre später vervielfachte sich die installierte Windenergie auf 16.629 MW. Die erzeugte elektrische Energie macht gut 5 % der nationalen Erzeugung aus und zog damit 2004 erstmals an der aus Wasserkraft erzeugten elektrischen Energie vorbei.

Mit diesem vom Gesetzgeber gewünschten massiven Ausbau der Windkraftanlagen nehmen neben den ökologischen positiven Effekten gleichsam auch die negativen Konsequenzen für Kraftwerk- und Netzbetreiber zu.

Probleme

So ist durch die fluktuierende Windstromeinspeisung ein Anstieg der von konventionellen Kraftwerken bereitzustellenden Energie zu beobachten.

1. Ohne Berücksichtigung von Windstromeinspeisungen mussten die Netzbetreiber in Deutschland am 24.12.2004 in einem elfstündigen Zeitraum 13 GW an zusätzlicher Leistung bereitstellen. Im gleichen Zeitraum sank die Windenergieeinspeisung um 7 GW. Es folgten hier die beiden kritischen Situationen (Schwachlast-Starkwind und Starklast-Schwachwind) dicht aufeinander. Konventionelle Kraftwerke mussten in dieser Zeit auch die ungeplant ausgebliebenen 7 GW bereitstellen.
2. Die Netzstruktur im Nordosten Deutschlands determiniert ein weiteres Problem. Dort sind nur wenige Hochspannungsleitungen erforderlich, um die dünn besiedelten Regionen mit elektrischer Energie zu versorgen. Gerade in diesem Gebiet wurde jedoch die Windenergieerzeugung in der Vergangenheit stark ausgebaut, so dass es in Zeiten von Starkwind zu einem Überangebot an elektrischer Energie kommen kann.
3. Der Transport überschüssiger Energie von einer Region in eine andere mit höherem Strombedarf ist nicht durch Landesgrenzen limitiert. Auch Deutschlands direkte Nachbarn bekommen schon jetzt die windbedingten Schwankungen im Stromnetz zu spüren und sind an einer Lösung der Problematik interessiert.

Lösungsstrategien

¹ Technische Universität Braunschweig, Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen, Schleinitzstr. 23, 38106 Braunschweig, Germany, Tel.: 0531/391-7739, E-Mail: g.baerwaldt@tu-bs.de, www.htee.tu-bs.de;

Eine Möglichkeit Netzengpässe zu vermeiden besteht in erster Linie im Ausbau der Netze, wobei der Genehmigungsprozess neuer Freileitungen in Deutschland etwa zehn Jahre benötigen kann. Um Engpässe dennoch vermeiden zu können, hat der Netzbetreiber die Möglichkeit, vom EEG geförderte Anlagen vom Netz zu nehmen, wenn es die momentane Erzeugungssituation erfordert. Diese Maßnahme schützt zwar das Netz vor Überschreitung der Übertragungskapazität, folgt aber nicht dem Grundgedanken des EEG, das darauf abzielt, möglichst viel Erneuerbare Energie in das Versorgungsnetz zu integrieren.

Das erforderliche Regelvolumen ließe sich nur dann reduzieren, wenn es gelingt, die Stromerzeugung oder -nachfrage signifikant zu beeinflussen oder aber elektrische Energie verlustarm zu speichern. Mit diesen Konzepten wäre es möglich, die konventionelle Stromerzeugung hinsichtlich der Regelaufgabe zu entlasten. In Zeiten zu denen der Wind stark bläst oder der Verbrauch niedrig ist würde entweder elektrische Energie gespeichert oder der Verbrauch in nachfrageschwache oder windreiche Zeiten verlagert.

Für den Einsatz neuer Speichertechnologien sind die Kenngrößen Kapazität, Leistung, Wirkungsgrad und vor allem Dynamik zu bestimmen. Ferner muss der Betrieb eines Speichersystems auch wirtschaftlich lohnend sein. Über eine Veränderung der Gesetzgebung muss an dieser Stelle intensiv diskutiert werden. Dabei soll eine energiebezogene Förderung erhalten werden, wobei jedoch die Höhe der Förderung von der Qualität oder „Netzfrendlichkeit“ der erzeugten Energie abhängen sollte.

Zusammenfassung

Angesichts knapper werdender fossiler Brennstoffe und steigender Energiepreise muss es das Ziel sein, ein Konzept zur ökonomisch und ökologisch sinnvollen Integration von Erneuerbaren Energien zu entwickeln. Die strategisch zentrale Bedeutung dieser Energieträger für die Energieversorgung der Zukunft muss künftig noch deutlicher in die sachliche Diskussion einfließen. Dabei darf nicht unberücksichtigt bleiben, dass mittelfristig eine EU-Richtlinie zur Förderung Erneuerbarer Energien die Randbedingungen für nationale Gesetze vorgeben wird.

Wenngleich Netzbetreiber funktionierende Lösungskonzepte für die aktuelle Problematik einsetzen, wird sich die Situation fortan weiter verschärfen. Es müssen zusätzliche Freileitungsstrassen in den (dünn besiedelten) Küstenregionen errichtet werden, um die auf hoher See gewonnene elektrische Energie von der Küste in die Verbraucherzentren transportieren zu können.

Bei der Formulierung der Gesetzestexte war es bislang nicht primäres Interesse des Gesetzgebers, die aus regenerativen Quellen gewonnene elektrische Energie näher zu spezifizieren. Vielmehr ging es um die Höhe und Dauer der Förderung sowie die festgeschriebene Degression. In der Praxis hat sich jedoch herausgestellt, dass vor allem stochastische Fluktuationen der Windenergieeinspeisung Probleme im Netzbetrieb nach sich ziehen. Im Rahmen der erneuten Novellierung des EEG 2008 besteht die Chance, die Systematik der Förderung zu erweitern und den Problemen der Wind- und Solarenergieeinspeisung gerecht zu werden. Die Förderung Erneuerbarer Energie könnte in Zukunft möglicherweise auf netzorientierte Einspeisung ausgerichtet sein.

5.1.4 „Effects of German Wind Power Generation on North-West European Network Congestion – A Numerical Analysis Using Nodal Pricing“

Karen Freund*, Till Jeske, Ina Rumiantseva*, Hannes Weigt* (Dresden University of Technology/Department of Business Management and Economics)¹

Wind power is the fastest growing energy generation sector in Germany, as risk and profit are easily calculated due to fixed feed in tariffs according to German energy sector legislation. In the past, wind power generation was decentralized and thus impacts on the grid in terms of congestion problems played only a minor role. However, considering a further expansion of onshore and, more importantly, projected construction of considerable offshore capacities, the question arises whether the existing grid is still capable of reliably securing energy supply.

German wind power capacities are mostly located in Northern parts of Germany while major demand centres are concentrated in the South. Due to power distribution through the entire European integrated network (UCTE grid) according to relative line impedances, Germany's neighbours to the North West, namely Benelux countries, are affected by unintended but inevitable cross-border flows congesting their grids. With the intended expansion of off shore wind capacities in the German North Sea, this problem is bound to aggravate. Based on different scenarios of German wind power expansion within the next decades, which were developed by DENA (German Energy Agency), we assess the impact of the integration of additional wind power capacities on the existing grid, focusing on effects on Benelux countries.

Scientific analysis so far is scarce: DENA (2005) has made an assessment of the costs of wind power expansion to the year 2015, but only took into account the domestic situation. Leuthold et al. (2005) have studied the impact of a nodal pricing system on electricity flows from wind power within the German grid. Our paper extends the latter analysis beyond the German borders: we carry out economic simulations of relevant parts of the UCTE high voltage grid using GAMS software. By providing grid topology data (including line transmission capacities and line impedances) as well as demand and supply data, power flows within the grid are determined. Power flow simulation is based on a simplified model of a fixed UCTE grid topology, which includes all lines and nodes, but ignores topology variation through switching. Load flows are calculated within the DC load flow model (Schweppe, Caramanis, Tabors, Bohn, 1988, Stigler and Todem, 2005), i.e. neglecting reactive power flows. Nodal reference demand is based on annual power demand per country which is assigned to provinces relative to provincial GDP. Demand curves are defined by reference demand and an assumed demand elasticity of 0.25. Supply is constrained by generating capacities of power plants which charge constant marginal production costs for their energy output.

We model a nodal pricing system as a welfare maximizing approach, assuming perfect markets without exercise of market power by players. The nodal pricing system allows for implicit pricing of line capacity sending price signals to consumers and producers. In a first step, the feasibility of the former German stand alone model under nodal pricing is evaluated by extending the previously existing model beyond the German borders, now including Denmark, Benelux, France, Austria and Switzerland. It is shown that prices in the stand alone model are overestimated in South-Western Germany, most likely due to the neglect of exchange capacity with France. In contrast, prices in Lower Saxony (North-Western Germany) are underestimated, because the stand alone model does not take into account congestion occurring in the Netherlands that inhibit North-South power flows within Germany. In a second step, the extension of German wind capacity (off shore in the North and Baltic Sea, on shore in the whole country) as well as a minor grid extension are modelled. As expected, prices in Northern Germany and Denmark decrease due to cheap local wind power production. Results also show that in case of high wind power production even the expanded grid is overloaded

¹ Dresden University of Technology, Department of Business Management and Economics, Chair of Energy Economics; D – 01069 Dresden, Germany; Tel: +49-(0)351-463-39764, Fax: +49-(0)351-463-39763; e-mail: karen.freund@mailbox.tu-dresden.de, Url: www.ee2.biz;

near the shore. Additionally, the northern part of the Netherlands has to face rising prices due to German grid congestion, while the rest of Benelux profits from cheap wind power capacity. At last, we study the impact of mainly northern wind and mainly southern water power production under today's grid and power generation conditions. As one might expect, the northern areas profit mainly from lower prices in times of high wind power production and, analogously, Alpine countries and Southern Germany see lower prices when there is much water power production. Due to constrained line capacities, these advantages are local and lead to increasing price differences between Northern and Southern parts of the country especially in times of no wind and much water power production or vice versa.

5.1.5 „Engpassmanagementmethoden im europäischen Kontext“

**Christian Todem, Gerhard Christiner, Wolfgang Haimbl, Hans Hatz,
Johannes Hierzer, Florian Leuthold*
(VERBUND – Austrian Power Grid AG)¹**

Die Verordnung (EG) 1228/2003 (EU, 2003) der Europäischen Union (EU) regelt die Rahmenbedingungen für grenzüberschreitende Transaktionen im Elektrizitätssektor. Die Verordnung folgt den allgemeinen Bestrebungen der EU, auch den Sektor Elektrizitätswirtschaft wirtschaftlich als einen integrierten Binnenmarkt zu begreifen und die nötigen Rahmenbedingungen zu schaffen bzw. zu spezifizieren. Das vorliegende Paper gibt, vor dem Hintergrund der angeführten Entwicklungen, einen Überblick über die Entwicklung hin zu grenzüberschreitenden Engpassmanagement-Methoden, von aktuell bilateralen Verträgen zu lastflussbasierten multilateralen, koordinierten Auktionen. Anschließend werden die Anreizwirkungen verschiedener Allokationsmechanismen für Auktionserlöse analysiert und deren Auswirkungen aufgezeigt. Dabei finden sich Hinweise, dass die von der ETSO (2001) vorgeschlagenen Methoden zu Fehlanreizen führen können.

¹ VERBUND - Austrian Power Grid AG;
1010 Wien, Am Hof 6a; Tel: +43(0)1-53113-52283, Fax: + 43 1 53113 – 53219;
e-mail: Christian.Todem@verbund.at, Url: <http://www.apg.at>;

5.1.6 „Marktbasiertes Engpassmanagement im europäischen Verbundnetz“

Martin Rohrböck (VERBUND - Austrian Power Grid AG)¹

Mit der EU-Richtlinie 1996/92 [4] wurde in der Europäischen Union die Grundlage für die Liberalisierung des Elektrizitätsmarkts gelegt. In der Europäischen Union wurde erkannt, dass trotz der Richtlinien das Ziel einer im Wettbewerb stehenden Elektrizitätswirtschaft in Europa noch nicht erreicht wurde. Um die Liberalisierungsbemühungen in den einzelnen Mitgliedsländern zu beschleunigen, hat die Europäische Union im Jahr 2003 die Richtlinie 2003/54 [3] erlassen. Neben der Beschleunigung und Harmonisierung der Liberalisierung in den einzelnen Mitgliedsstaaten hat sich die Europäische Union auch zum Ziel gesetzt, den grenzüberschreitenden Energiehandel in der Europäischen Union zu erleichtern.

Für die Schaffung eines europaweiten Energiemarkts sind die Übertragungsnetze von entscheidender Bedeutung. Schon frühzeitig wurde in Europa erkannt, dass durch den Zusammenschluss der nationalen Übertragungsnetze zum Europäischen Verbundnetz sehr viele Vorteile zu erzielen sind. Das kontinentaleuropäische Verbundnetz ist aber nicht für einen uneingeschränkten grenzüberschreitenden Energiehandel ausgelegt. Daher gibt es an vielen Stellen des europäischen Übertragungsnetzes Engpässe, die den grenzüberschreitenden Stromhandel im neuen Umfeld des liberalisierten Elektrizitätsmarkts beeinträchtigen. Die Verordnung 1228/2003 [5] des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel fordert ab 1. Juli 2004 den Einsatz von marktbasierter, diskriminierungsfreier, transparenter Engpassmanagementmethoden. Im Anhang der Verordnung werden mit so genannten Guidelines [2] die politischen Vorgaben präzisiert. Aktuell befindet sich die Diskussion um eine Neugestaltung der Guidelines zum Thema Engpassmanagement in seiner Endphase und voraussichtlich wird die Guideline im Jahres 2006 beschlossen.

Das funktionsfähige europäische Verbundnetz hat eine zentrale Bedeutung für die Schaffung des internen europäischen Elektrizitätsmarkts (Internal Electricity Market - IEM) und das Energieversorgungssystem stellt die technischen und physikalischen Rahmenbedingungen für die Schaffung des internen europäischen Elektrizitätsmarkts (Internal Electricity Market - IEM) dar. Im kontinentaleuropäischen Verbundnetz treten Engpässe auf, die durch verschiedene Methoden und Modelle beherrscht und bewirtschaftet werden. Das aktuell angewendete Modell umfasst vier Teilprozesse – Bestimmung der verfügbaren Übertragungskapazität, Kapazitätsvergabe, Engpassprognose und optional die Engpassentlastung. Das zur Zeit praktizierte Engpassmanagementmodell weist einige Schwachstellen auf [6]. Insbesondere das Verfahren zur Kapazitätsbestimmung ist unpräzise und bildet die physikalischen Gegebenheiten nur mangelhaft ab. Einige Verfahren der Kapazitätsvergabe entsprechen nicht den politischen Vorgaben eines marktbasierter Engpassmanagementmodells. Die Engpassprognose wird nach der Kapazitätsvergabe durchgeführt. Die in diesem Teilprozess erkannten Probleme können nur mehr durch physikalische Maßnahmen im Schritt Engpassentlastung behoben werden, um die Sicherheit des europäischen Verbundnetzes wieder zu gewährleisten. Die Reduktion der Übertragungskapazität und somit eine Beschränkung des grenzüberschreitenden Energieaustausches sind nicht mehr möglich, da den Stromhändlern die Durchführung von grenzüberschreitenden Programmlieferungen bereits verbindlich zugesagt wurde.

Die Analyse des Ist-Zustands ergibt, dass das aktuell verwendete Engpassmanagementmodell überarbeitet und angepasst werden muss, um den politischen und technischen Vorgaben gerecht zu werden [6]. Aus technischer Sicht ergibt sich die Forderung, dass das Engpassmanagement nicht in von einander abgesetzten Teilprozessen, sondern als ein integrierter Prozess abgewickelt werden sollte. Dies bedeutet, dass die Zulassung von Exporten oder Importen gekoppelt an den zu erwartenden Lastfluss im europäischen Verbundnetz zu bestimmen ist. Dadurch können bereits bei der Genehmigung von Exporten und Importen durch den Regelzonenführer die erwartete Netzsituation und mögliche Gegenmaßnahmen bestimmt werden.

¹ VERBUND - Austrian Power Grid AG, Fachgruppe Hauptschaltleitung;
1010 Wien, Am Hof 6a; Tel: +43 1 53113-53261, Fax: + 43 1 53113 – 53219;
e-mail: Martin.Rohrboeck@verbund.at, Url: <http://www.apg.at>;

In anderen Erdteilen wurden ebenfalls bereits Energiemärkte liberalisiert. Insbesondere in den USA wurden verschiedene Marktmodelle entwickelt, die auch Engpassmanagementmodelle in das Design des Elektrizitätsmarkts integriert haben [8]. In den späten 80er und Anfang der 90er Jahre wurden am Massachusetts Institute of Technology (MIT) und an der Harvard University das „Nodal Pricing“ entwickelt [7]. Unter Berücksichtigung der technischen Gegebenheiten des Elektrizitätssystems werden mit diesem Modell, unter Einbeziehung der Angebotspreise der Erzeuger, die Preise in den einzelnen Netzknoten bestimmt und damit implizit der optimale Energieaustausch zwischen Regelzonen ermittelt. Dieses System wird heute in einigen US-amerikanischen Elektrizitätsmärkten wie zum Beispiel im Pennsylvania-New Jersey Maryland Market (PJM-Market) oder vom New York Independent System Operator angewendet.

Ein weiteres Engpassmanagementmodell basiert ebenfalls auf einer lastflussbasierten Methode. Bei dieser Methode werden Netzknoten zu einer Zone zusammengefasst. Die physikalische Wirkung eines Energieaustauschs zweier Zonen auf das Gesamtsystem wird mittels Faktoren abgebildet. Die Faktoren werden als Power Transfer Distribution Factors (PTDF) bezeichnet und zu einer Matrix zusammengefasst [1]. Durch eine Koordination bei der Vergabe von Übertragungskapazität von mehreren Zonen einer Region kommt es zu einer besseren physikalischen Abschätzung der Nutzung der Übertragungskapazität für den grenzüberschreitenden Stromhandel. Dieses Modell wird in einigen Elektrizitätsmärkten der USA eingesetzt und auch in Europa gibt es bereits Überlegungen, dieses Modell in Südosteuropa einzuführen.

Die neuen Modelle für das Engpassmanagement müssen in die bestehenden europäischen Märkte integriert werden. Auf Grund der zur Zeit nur national ausgeprägten Elektrizitätsmärkte ist es noch ein langer Weg bis zu einem internen europäischen Elektrizitätsmarkt. Über die Zwischenstufe von regionalen Teilmärkten muss versucht werden, die Märkte zu harmonisieren und ihre Regeln aufeinander abzustimmen. Teil dieser Harmonisierung stellt auch das Engpassmanagement dar. Die Marktregeln in diesen harmonisierten Regionalmärkten müssen das eng vermaschte Übertragungsnetz berücksichtigen und aus den bereits vorhandenen Erfahrungen anderer liberalisierter Elektrizitätsmärkte ein lastflussbasiertes Modell für das Engpassmanagement einführen.

Quellenverzeichnis

- [1] CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und –technik GmbH; Frontier Economics Limited: *Analysis of Cross-Border Congestion Management Methods for the EU Internal Electricity Market*, Final Report, June 2004
- [2] ERGEG: *ERGEG Proposal of the Amendments to the EC Draft Congestion Management Guidelines of 01. September 2004*, ERGEG Proposal 2nd May 2005, Online im Internet: URL: <http://www.ergeg.org> [Stand: 3. May 2005]
- [3] Europäisches Parlament und Europäischer Rat: *Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG*, 26. 6. 2003
- [4] Europäisches Parlament und Europäischer Rat: *Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt*, 19.12. 1996
- [5] Europäisches Parlament und Europäischer Rat: *Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingung für den grenzüberschreitenden Stromhandel*, 26. Juni 2003
- [6] Rohrböck, M.: *Engpassmanagement im kontinentaleuropäischen Verbundnetz*, Master Thesis, Krems, 2005.
- [7] Schweppe, F.C.; Caramanis, M.C. et al.: *Spot Pricing of Electricity*, Kluwer Academic Publishers, Boston/Dordrecht/London, 1997.
- [8] Stigler, H.; Todem, Chr. et al.: *Marktbasiertes Engpassmanagement*, Studie, Graz, 21. April 2004

5.1.7 „Einbau von Phasenschiebertransformatoren zum Schutz des hoch belasteten Übertragungsnetzes von Verbund-Austrian Power Grid - Notfallmaßnahme zur Überbrückung der Zeit bis zum 380-kV-Ringschluss“

Andrea Dummer, Gerhard Christiner, Martin Fürhacker, Klemens Reich, Günter Mika (VERBUND - Austrian Power Grid AG)¹

Mit der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes sind die Anforderungen an die Übertragungsnetze stark angestiegen. Die umgesetzten Marktmodelle sowie die Regelungen für Importe und Exporte berücksichtigen Begrenzungen, die durch die vorhandene Netzinfrastruktur gegeben sind, nur ungenügend. Damit kommt es zu hohen Leitungsbelastungen und teilweise zu Verletzungen der vorgeschriebenen Sicherheitsgrenzen (d.h. zu Engpässen). Um die Versorgungssicherheit dennoch zu gewährleisten ist kurzfristig die Umsetzung von Gegenmaßnahmen (Engpassmanagementmaßnahmen) möglich. Langfristig ist jedenfalls ein bedarfsorientierter Netzausbau anzustreben. Aufgrund der begrenzten Wirksamkeit von kurzfristigen kraftwerksseitigen Maßnahmen und langen Realisierungszeiten von Netzausbauprojekten werden zusätzliche Maßnahmen zur Erhöhung der Netzsicherheit benötigt. Hierbei kommt dem Einsatz von lastflusssteuernden Elementen eine steigende Bedeutung zu.

Im vorliegenden Artikel wird ausgehend von der Theorie der Wirklastflusssteuerung die Wirkungsweise von Phasenschiebertransformatoren dargestellt. Im Gegensatz zu einem Querregeltransformator kann mit einem symmetrischen Phasenschiebertransformator der Wirklastfluss fast unabhängig von der Spannung bzw. dem Blindlastfluss beeinflusst werden. Die Wirkungsweise eines symmetrischen Phasenschiebertransformators wird anhand eines Prinzipschaltbildes sowie anhand von Zeigerdiagrammen erklärt.

Nach einer kurzen Darstellung der angespannten Netzsituation im Übertragungsnetz von APG sowie der Notwendigkeit von Notmaßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird die Wirkung bzw. der Nutzen der geplanten Phasenschiebertransformatoren in den Umspannwerken Tauern, Ernsthofen und Ternitz sowie der geplante Einsatz dargelegt. Weiters werden Überlegungen zur Spezifikation angeführt. In einer abschließenden Betrachtung werden die kritischen Aspekte, d.h. die Grenzen des möglichen Einsatzes sowie die begrenzte Wirksamkeit zur Erhöhung der Versorgungssicherheit der Phasenschiebertransformatoren beleuchtet.

¹ VERBUND - Austrian Power Grid AG, 1010 Wien, Am Hof 6a;
Tel: +43 1 53113-53261, Fax: + 43 1 53113 – 53219;
e-mail: Andrea.Dummer@verbund.at, Url: <http://www.apg.at>;

5.2 Verteilnetz - Marktmodell (Session E4)

5.2.1 „Neue Rahmenbedingungen durch das Regulierungsmodell für Netztarife und mögliche Auswirkungen auf die Versorgungsqualität aus der Sicht eines städtischen Betreibers“

Karl Derler (Linz Strom GmbH)¹

Ab 1.1.2006 werden die Systemnutzungstarife für Betreiber von Verteilernetzen auf Basis des neuen Regulierungsmodells festgelegt. Dabei werden von der Regulierungsbehörde in Abhängigkeit von Effizienzkennzahlen Zielvorgaben für die Netzkosten jedes Netzbetreibers festgelegt. Die Tarife werden in den nächsten Jahren, abhängig von den Effizienzwerten im erheblichen Ausmaß abgesenkt. Daher sind die Netzbetreiber gezwungen, ihre Kosten zu senken. Diese Kostensenkung kann eine Qualitätsverminderung zur Folge haben. Im derzeitigen Regulierungsmodell fehlen Qualitätsfaktoren vollständig. Es ist daher zu befürchten, dass auch in Österreich, ähnlich wie in Ländern mit sehr langer Regulierungstradition, infolge fehlender Investitionsanreize die Betriebsmittel überaltern und daher die Versorgungsqualität sinkt. Die Netzbetreiber fordern die Einführung einer Qualitätsregulierung, die Investitionsanreize schafft und die Erhaltung der Versorgungsqualität in Österreich ermöglicht.

Was bestimmt die Qualität der Versorgung?

Die Qualität der Versorgung wird von verschiedenen Parametern bestimmt. In der Europeanorm EN 50160 werden Vorgaben für die Spannungsqualität wie z.B.: Höhe der Versorgungsspannung, Oberschwingungsgehalt, schnelle und langsame Spannungsänderungen getroffen. Anzahl und Dauer von Versorgungsunterbrechungen, die länger als drei Minuten dauern werden in der Ausfalls- und Störungsstatistik der E-Control GmbH erfasst. Derzeit gibt es noch keine rechtlich bindenden Vorgaben über die angemessene Dauer von Versorgungsunterbrechungen bzw. die maximale Dauer der Wiederinbetriebnahme von ausgefallenen Netzteilen. Für die Servicequalität von Netzbetreibern werden in den Sonstigen Marktregeln bzw. den Allgemeinen Vertragsbedingungen Mindeststandards für die Reaktionszeit auf Anfragen bzw. die Qualität von Auskünften festgelegt.

Benchmarking und Regulierungsmodell:

Ab 1.1.2006 werden die Systemnutzungstarife für Netzbetreiber auf Basis eines neuen Regulierungsmodells festgelegt. Dafür wurde von der Regulierungsbehörde ein Effizienzvergleich (Benchmarking) unter 21 Netzbetreibern in Österreich durchgeführt. Leistungsgrößen der Netzbetreiber wurden den Kosten des Netzbetriebes gegenübergestellt. In Österreich sind dies die Netzhöchstlast, differenziert nach Netzebenen sowie eine künstlich geschaffene Variable, die Modellnetzlänge. Diese Modellnetzlänge soll nach Ansicht der Regulierungsbehörde die Struktur des Versorgungsgebietes vollständig abbilden und wird aus der Anzahl der Anschlüsse und der Fläche eines Versorgungsteilgebietes errechnet.

Aus der Sicht eines städtischen Netzbetreibers weist die Benchmarkingmethode der E-Control zahlreiche Unzulänglichkeiten auf. So unterschätzt die Modellnetzlänge die tatsächlich kostentreibende reale Netzlänge in Ballungsräumen. Außerdem wird nicht zwischen Freileitungs- und Kabelnetzen unterschieden. Für einen städtischen Netzbetreiber bedeutet dies jedoch eine doppelte Benachteiligung im Benchmarking: erstens wird die Leistungsgröße Modellnetzlänge im Vergleich zu ländlichen Netzbetreibern unterschätzt und zweitens werden die Mehrkosten teurer städtischer Kabelnetze nicht berücksichtigt. Ebenfalls nicht berücksichtigt wurden Kostenunterschiede aufgrund unterschiedlicher Philosophien beim Netzanschluss oder aufgrund unterschiedlicher Altersstrukturen.

¹ DI Dr. Karl Derler, LINZ STROM Netz GmbH, Fichtenstraße 7, 4021 Linz, Tel.: 0732/3400/3113, E-Mail: K.derler@linzag.at, Web: www.linzag.at;

Abhängig von den individuell ermittelten Effizienzwerten werden für die Netzbetreiber Abschläge auf die Systemnutzungstarife festgelegt. Diese betragen zwischen 15,6 % und 44,3% in den nächsten acht Jahren. Die Kostensteigerung der Netzbetreiber erfolgt durch eine jährliche Inflationsanpassung, sowie durch Berücksichtigung von Mehrkosten für Netzerweiterungen im Ausmaß der halben prozentuellen Mengensteigerung.

Spannungsfeld Kostensenkung – Bereitstellung eines zuverlässigen Netzes:

Durch die regulatorischen Vorgaben sind die Netzbetreiber verpflichtet, Kostensenkungsmaßnahmen durchzuführen. Andererseits sind die Netzbetreiber zur Bereitstellung eines sicheren und zuverlässigen Netzes gesetzlich verpflichtet. Die Reduktion des Instandhaltungsaufwandes oder des Personals zur Behebung von Störungen, reduziert zwar die Kosten des Netzbetreibers, hat jedoch Auswirkungen auf die Versorgungsqualität. Kostensenkungen können auch durch die Reduktion des Investitionsvolumens erreicht werden, allerdings führt dies zu einer Überalterung der Netzbetriebsmittel und damit zu einer Verschlechterung der Versorgungsqualität. Eine von einigen Netzbetreibern beauftragte Studie belegt, dass durch Verlängerung der Nutzungsdauer von Betriebsmitteln die Netzkosten nur beschränkt gesenkt werden können, gleichzeitig erhöht sich die Ausfallwahrscheinlichkeit erheblich. In Ländern mit langer Regulierungstradition kann dieser Effekt bereits beobachtet werden: so wurde beispielsweise in den USA oder in Großbritannien die Erneuerung der Netze lange verzögert, sodass die bestehenden Betriebsmittel sehr störanfällig wurden. Zur Behebung der zahlreichen Störungen wird ein im Vergleich zu österreichischen Netzbetreibern hoher Personalstand als „Krisenfeuerwehr“ gehalten.

Qualitätsregulierung als Ausweg

Die Netzbetreiber in Österreich haben das Ziel, die im internationalen Vergleich hohe Versorgungsqualität aufrecht zu erhalten. Besonders in städtischen Netzen ist die Versorgungsqualität aufgrund des hohen Verkabelungsgrades und der Möglichkeit zur Ersatzversorgung über Ringverbindungen sehr hoch. Dafür mussten jedoch Vorleistungen in Form von Investitionen erbracht werden. Diese Investitionen führten zu höheren Netzkosten und damit zu einem schlechteren Abschneiden beim Benchmarking. Andererseits benötigen Netzbetreiber mit niedrigen Kosten und niedriger Versorgungsqualität Anreize für Investitionen zur Erhöhung der Qualität. Da die Qualitätskennzahlen nur sehr langsam auf Änderungen der Investitionstätigkeit reagieren, ist für eine ausgewogene Qualitätsregulierung vor allem die Schaffung von Investitionsanreizen erforderlich. Investitionsanreize können einerseits durch die Berücksichtigung der Altersstruktur sowie der strukturellen Unterschiede (z.B. teure Kabelnetze in der Stadt) beim Benchmarking sowie andererseits durch Erhöhung der Eigenkapitalverzinsung erzielt werden. Für die Qualitätsregulierung schlagen wir die Festlegung von Sollanforderungen für die Versorgungsqualität für jeden Netzbetreiber vor, Kosten zur Erfüllung dieser Anforderungen sind den Netzbetreibern im Zuge der Tarifierung zu ersetzen. Über ein symmetrisches Bonus/Malus-System sollen Verbesserungen der Qualität zu einer Erhöhung und Verschlechterungen zu einer Absenkung der Kostenbasis führen.

5.2.2 „Neues Marktmodell für Verteilernetze“

Gabriele Plattner*, Werner Spitzl (Wien Energie – Stromnetz GmbH)¹

Die Liberalisierung des Strommarktes und insbesondere das Unbundling – also die Trennung der Energieverteilung von -produktion und -vertrieb – haben den Gesetzen des Marktes gehorchend dazu geführt, dass die Investitionen in die Netze dramatisch abgesunken sind. Bei Anhalten dieses Zustandes mangelnder Investitionsanreize wird die Versorgungssicherheit nachhaltig gefährdet, wie dies an der Entwicklung der Strommärkte in den skandinavischen Ländern deutlich zu erkennen ist. Die Auswirkungen der verordneten Netztarifsenkungen spiegelten sich bereits wenige Jahre später in einer Erhöhung der Nichtverfügbarkeit und nachhaltiger Substanzschädigung wider.

Unser Ziel muss es sein, aus den Erfahrungen anderer Länder zu lernen und dieser auch uns drohenden Entwicklung entgegenzuwirken. In der vorliegenden Ausarbeitung wird ein Weg aufgezeigt, wie für Netzbetreiber ein Anreiz geschaffen werden kann, wieder in die Qualität der Netze zu investieren, indem sie selbst zum Nutznießer ihrer erfolgreichen Bestrebungen zur Wiedererlangung der früheren Versorgungsqualität werden. Das Geschäftsmodell verlagert das Risiko einer Versorgungsunterbrechung vom Kunden, der diese nicht beeinflussen, sondern nur zur Kenntnis nehmen kann, zum Netzbetreiber. In diesem Geschäftsmodell wird dem Kunden bei Versorgungsunterbrechungen der entstandene Schaden entsprechend einem Versicherungsmodell ersetzt. Eine Reduktion der Unterbrechungszeiten vermindert die Schadenersatzzahlungen für den Netzbetreiber und den Schaden beim Kunden. Mittelfristig kann der Erfolg durch Senkung des Risikoanteils an den Netztarifen an den Kunden weitergegeben werden.

Stichworte: Versorgungssicherheit, Risikomanagement, Störungsstatistik, Anreizregulierung, Verteilnetzmanagement.

Nach einer Analyse des Istzustandes wird die wahrscheinliche Entwicklung von sicherheitsrelevanten Beobachtungsgrößen in Abhängigkeit von der eingeschlagenen Reinvestitions- und Instandhaltungsstrategie qualitativ erläutert. Es wird dabei zwischen technischen und nicht-technischen Qualitätskriterien unterschieden sowie die Bedeutung gemeinwirtschaftlicher Betrachtungen herausgearbeitet.

Die Qualität des Produktes Elektrizität hat drei Hauptaspekte:

1. die vom Kunden wahrgenommene Servicequalität, welche sich durch Reaktionszeiten auf Anfragen, Termintreue, verständliche Kommunikation und entgegenkommende Behandlung äußert
2. die Verfügbarkeit des Produktes, gemessen an international vereinbarten Kennzahlen wie Ausfallhäufigkeit, Ausfalldauer und Ausfallwahrscheinlichkeit
3. die Spannungsqualität, welche durch Kurvenform, Oberwellengehalt, Toleranzband für die Spannungshöhe u. dgl. in der Europeanorm EN50160 beschrieben ist und die Voraussetzung für das Funktionieren der Elektrogeräte ist.

Zudem sind in manchen EU-Ländern Service Levels definiert, die beispielsweise die Reaktionszeiten zur Behebung von Störungen angeben und bei Nichteinhaltung eine finanzielle Entschädigung des Kunden vorsehen.

Versorgungsqualität ist Lebensqualität und diese wird international ebenfalls verglichen, so beispielsweise in einem Städteranking der britischen Forschungsgruppe Economist Intelligence Unit (EIU), welche Wien weltweit zu den Städten mit der höchsten Lebensqualität zählt. Führend ist die kanadische Stadt Vancouver, den zweiten Platz teilen sich ex aequo Wien, Melbourne und Genf. Bewertet wurden in 127 Städten die Lebensbedingungen hinsichtlich Verfügbarkeit von Waren und Services, geringer persönlicher Risiken und einer effizienten Infrastruktur. Lebensqualität setzt eine exzellente Stromversorgung voraus.

¹ WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH, Mariannengasse 4-6, A-1095 Wien; Tel. 01-90190-90020, bzw. Tel. 01-90190-91200, Fax 01-90190-91299; e-mail: gabriele.plattner@wienenergie.at, werner.spitzl@wienenergie-stromnetz.at, Url: www.wienenergie-stromnetz.at;

Ein wesentlicher Sicherheitsfaktor der Stromversorgung ist die Kapazitätsreserve in den elektrischen Anlagen. Da es sich bei diesen Anlagen um sehr langlebige Wirtschaftsgüter handelt, müssen sie bezüglich Belastbarkeit auf weit in der Zukunft liegende zu erwartende Belastungen ausgelegt werden. Weiters müssen sie in der Lage sein, die elektrische Energie nicht nur in der Richtung von der hohen zur niedrigeren Spannungsebene zu transportieren, sondern auch umgekehrt dezentrale Einspeisung von regenerativen Energieerzeugungsanlagen im vorgegebenen Spannungstoleranzband transportieren können. Die Integration dieser erneuerbaren Energiespender stellt neuartige Herausforderungen für Verteilernetzbetreiber dar, welche daher auch neue Lösungsansätze erfordern. Die Bildung virtueller Kraftwerke durch informationstechnische Vernetzung und vor allem der steuerbare Verbrauch der wetterbedingt zufällig anfallenden Energieeinspeisung ist ein vielversprechender Weg zu mehr Energieeffizienz.

Netzbetreiber waren es schon in Zeiten, als sie noch integraler Bestandteil eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens waren, gewöhnt, in einem Spannungsfeld widerstrebender Ziele zu agieren. Zugleich billig, sicher und umweltbewusst zu versorgen, bedurfte einer klaren Willenserklärung des Eigentümers, und der bekannte sich im Fall der Stadt Wien zu sicherer und umweltbewusster Elektrizitätsversorgung. Noch haben es die Kunden kaum wahrgenommen, dass das Elektrizitätsversorgungsunternehmen und der Netzbetreiber zwei unterschiedliche Unternehmen mit diametral entgegengesetzten Interessen sind. In der Produktion von Elektrizität bestimmen Angebot und Nachfrage den Preis. Kraftwerke werden dann gebaut, wenn sie sich rentieren. Netzbetreiber sind Monopolbetriebe. Die Netze werden so ausgebaut, wie es die Netztarife gestatten. Die Regulierungsbehörde setzt die Netztarife fest und bestimmt damit langfristig das mögliche Sicherheitsniveau. Dieser einfache Zusammenhang wird von Lobbyisten bewusst negiert, indem sie geringere Netzgebühren fordern, wenn ein Energieproduzent auf Grund gestiegener Weltmarktpreise für Erdöl und Erdgas seine Abgabepreise erhöht – so als ob Autos billiger verkauft werden müssten, wenn Benzin und Diesel teurer werden.

Gewerbe und Industrie wissen die Versorgungsqualität sehr wohl zu schätzen, Haushaltskunden setzen sie voraus. Für Haushaltskunden rangiert der Wunsch nach Versorgungszuverlässigkeit nach wie vor an oberster Stelle vor dem Preis. Da die Preise aber real langfristig gesunken sind, ist die Preiselastizität, also ihre Auswirkung auf das Verbrauchsverhalten zu vernachlässigen. Die Abhängigkeit von Elektrizität ist insbesondere in Ballungszentren so hoch, dass die Kunden auch wesentlich mehr für eine sichere Versorgung zu zahlen bereit wären. Der verordnete Sparkurs der Netzbetreiber führt zum Aufzehren der Reserven und geht voll zu Lasten der nachfolgenden Generation, die die veralteten und schlecht gewarteten Anlagen wieder sanieren wird müssen.

Die Zusammenhänge zwischen Investitions- und Instandhaltungstätigkeit sind nicht nur einleuchtend, sondern durch eine ganze Reihe von Studien auch quantitativ nachgewiesen. Eine marktkonforme Trendwende setzt ein neues Geschäftsmodell voraus. Nicht die Androhung von Pönalezahlung oder Lizenzentzug, sondern ausschließlich die Chance auf wirtschaftlichen Erfolg ist geeignet, wieder einen angemessenen und finanzierbaren Sicherheitslevel in der Stromversorgung zu erreichen.

Versorgungssicherheit im Netzbereich erreicht man dadurch, dass der Netzbetreiber an hoher Sicherheit verdienen kann. Wenn es gelingt, das Ausfallrisiko vom Kunden zum Netzbetreiber zu verlagern, indem der Netzbetreiber für die den Kunden entstandenen Schäden haftet, kann ein optimaler Zustand erreicht werden. Kunden können nur einen marginalen Einfluss auf die Versorgungsqualität nehmen, indem sie ausschließlich vorschriftsmäßige Geräte betreiben. Der Netzbetreiber kann ganz gezielt das Netz so gestalten, dass mittelfristig Ausfallhäufigkeit und Ausfalldauer gewünschten Zielwerten entsprechen, wenn auch mit einer örtlich und zeitlich starken Streuung.

Die Übernahme des Ausfallrisikos durch den Netzbetreiber muss gründlich vorbereitet werden. Es genügt nicht, die Risiken zu identifizieren, ihre Eintretenswahrscheinlichkeit zu erforschen und die Schadenshöhen zu ermitteln. Es müssen vor allem die unterschiedlichen Wirkungen von Steuerungsmaßnahmen in Modellen simuliert werden – und zwar in durch Modellierung des jeweiligen konkreten Netzes. Es muss klar sein, welche Risiken durch welche Maßnahmen gesteuert werden. Die WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH arbeitet an einem Datenmodell für das Risikomanagement in elektrischen Verteilnetzen. Bis zum systematischen praktischen Einsatz liegt noch viel Arbeit vor uns, aber es lohnt sich, in die Erreichung dieser Ziele zu investieren: Optimale Nutzung der Assets – Energie- und Informationstransport über das Verteilnetz – Netzbetrieb als rentables Geschäft.

5.2.3 „Technische und organisatorische Regeln für den Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen an Netzen - was ist (wird) neu?“

Alfons Haber, Tahir Kapetanovic (E-Control GmbH)¹

Die vorgestellten, von der Energie-Control in Zusammenarbeit mit dem Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs überarbeiteten, neuen technischen Regeln gelten für alle Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie, wenn diese parallel mit öffentlichen Nieder- oder Mittelspannungsnetzen betrieben werden können.

Diese Bestimmungen gelten beim Anschluss von Erzeugungsanlagen an ein im Eigentum des Netzbetreibers stehendes Netz (z.B. internes Netz eines Industrieunternehmens) oder eine eigene Transformatorstation sinngemäß. Hinsichtlich Photovoltaikanlagen ist auch ÖVE/ÖNORM E 2750 [17] zu beachten.

Die Betriebsweise der Erzeugungsanlage einschließlich deren Entkopplung vom Netz des Netzbetreibers muss so konzipiert sein, dass sowohl die Aufgaben des Netzbetreibers gegenüber Netzbenutzern als auch die Sicherheit des Betriebes der Erzeugungsanlage gewährleistet ist. Dabei gilt der Grundsatz, dass der Parallelbetrieb der Erzeugungsanlage mit dem Netz einerseits im Falle einer Netzstörung je nach deren Art so lange wie möglich zur Unterstützung des Netzbetriebes aufrechterhalten werden soll, andererseits jedoch zeitgerecht unterbrochen werden muss, wenn dies für die Beseitigung einer Netzstörung und für die Sicherheit der Erzeugungsanlage erforderlich ist. Diesem Ziel dienen u.a. folgende Maßnahmen:

- Für die Sicherstellung des Betriebes der Erzeugungsanlage sowie zum Schutz des Netzes und anderer Netzbenutzer ist es notwendig, das Schutzkonzept der Erzeugungsanlage mit dem Schutzkonzept des Netzbetreibers abzustimmen und insbesondere Maßnahmen zur Verhinderung einer asynchronen Zuschaltung zu treffen.
- Durch den Einbau von Entkopplungsschutzeinrichtungen wird erreicht, dass die Erzeugungsanlage im Störfall in koordinierter Weise vom Netz getrennt und vor einer asynchronen Wiederschaltung von Synchronmaschinen an das Netz geschützt wird und dass die anderen angeschlossenen Netzbenutzer nicht durch einen Weiterbetrieb der Erzeugungsanlage unzulässig beeinflusst werden oder zu Schaden kommen. In vielen Fällen kann die Entkopplung der Erzeugungsanlage auch Bestandteil der Sicherheitsmaßnahmen für Arbeiten an störungsbehafteten Netzteilen sein.
- Bei größeren Erzeugungsanlagen (z.B. mit Leistungen im Megawattbereich) kann dagegen bei gestörtem Netzbetrieb auch ein möglichst stabiler Parallelbetrieb mit dem Netz von Interesse sein. Dazu muss eine Beteiligung an bestimmten Systemdienstleistungen von Fall zu Fall vereinbart werden. (z.B. Beiträge zum Netzwiederaufbau, zur Stabilität und zur Beherrschung von Leistungsflüssen im Verteilernetz, eine erweiterte Spannungshaltung und allenfalls auch eine Frequenzregelung, wenn seitens des Netzbetreibers ein Zugriff auf die Erzeugungsanlage möglich ist)
- Die Erzeugungsanlage muss, entsprechend des Typs der Anlage, gemäß den Netzverhältnissen bei Wirkleistungseinspeisung in das Netz durch entsprechende gleichzeitige Blindleistungseinspeisung bzw. entsprechenden gleichzeitigen Blindleistungsbezug zur Spannungshaltung und zum Blindleistungshaushalt beitragen können.
- Durch den Betrieb von Erzeugungsanlagen darf die Spannungsqualität im Netz nicht unzulässig beeinträchtigt werden. Die Netzurückwirkungen (NRW) der Erzeugungsanlage müssen daher entsprechend begrenzt werden.

Ziel dieses Beitrages ist eine übersichtliche Darstellung der neuen technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR), die für die Beurteilung von Netzanschlüssen von Erzeugungsanlagen zur Anwendung kommen.

¹ Energie-Control GmbH, Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien; Tel: +43-1-24724-510, Fax: +43-1-24724-900
e-mail: alfons.haber@e-control.at, Url: www.e-control.at;

5.2.4 „Dynamic Efficiency Analysis of Polish Electricity Distribution Utilities - Is Transition Efficiency Enhancing?“

**Astrid Cullmann (DIW – German Institute for Economic Research)¹ ,
Christian von Hirschhausen (Dresden University of Technology)²**

Abstract

As the liberalization and regulation of European electricity markets is proceeding, so are the scientific methods to assess the productivity of electricity companies. This paper highlights the relevance of quantitative efficiency studies for the regulation process of electricity distribution utilities. As the European Union is extending eastwards, there is an increased need to integrate the new member states' industry in European-wide competitiveness and performance measurement.

This paper is the first dynamic efficiency analysis of electricity distribution in Poland, the largest electricity producer and distributor in Central Europe. We consider a panel of 33 distribution utilities operating over a seven-year period (1997-2003). We compare the relative efficiency of regional distribution companies (RDCs) using common benchmarking methods: the non-parametric Data Envelopment Analysis (DEA), the non-parametric Free Disposal Hull (FDH), and, as a parametric approach, the Stochastic Frontier Analysis (SFA). Sensitivity analysis for the non parametric efficiency estimates is conducted by means of the bootstrap method described by Simar and Wilson (1998). This paper discusses and applies alternative approaches and specifications for panel data models including technical and geographical as well as monetized cost data. Following e.g. Greene (2005) we apply econometric frontier models to distinguish unobserved firm-specific heterogeneity from inefficiency. Further we measure and decompose productivity change with Malmquist indices. First results indicate that the Polish distribution companies are cost inefficient. The presence of increasing returns to scale indicates that the regulatory authority should consider inducing the merger process of small electricity distribution companies into larger units.

Besides the application of efficiency benchmarking to the Polish electricity sector, the paper also shows advanced quantitative approaches that will be increasingly used in other EU countries as well.

Keywords: Efficiency analysis, econometric methods, electricity distribution, Poland, DEA, SFA

JEL Classification: L51, L43, P31, C1

Astrid Cullmann is Research Associate at DIW Berlin, the German Institute for Economic Research; specialization in efficiency analysis of German ("Applied Economics", 2005) and East European electricity utilities (Poland, Hungary, Czech Republic, Slovakia).

Christian von Hirschhausen is Professor of Energy Economics and Public Sector Management at Dresden University of Technology, and Research Professor at DIW Berlin. Recent work on efficiency measurement of German electricity distribution companies.

¹ Dept. of International Economics, DIW Berlin (German Institute for Economic Research); Koenigin-Luise-Str. 5, D- 14195 Berlin (Germany); Tel.: +49-30-89789-247; e-mail: acullmann@diw.de, Url: www.diw.de;

² TU Dresden, Lehrstuhl für Energiewirtschaft, 01062 Dresden; e-mail: cvh@mailbox.tu-dresden.de, Url: www.ee2.biz;

5.3 Verteilnetze – Technisch (Session E1)

5.3.1 „Technische Innovationen und ihr Beitrag zum effizienteren Netzbetrieb“

Lothar Fickert (TU Graz/Institut für Elektrische Anlagen)¹

Innovation als planvolle, zielgerichtete Erneuerung und auch Neugestaltung von Teilbereichen, Funktionselementen oder Verhaltensweisen im Rahmen eines bereits bestehenden Funktionszusammenhangs wird im Bereich Anlagen- und Komponententechnik mit besonderer Berücksichtigung von innovativen Leitungsformen (TAL, GIL) sowie im Bereich der innovativen Bauelemente (FACTS) aufgezeigt. Die Anwendung der Supraleitung im Bauelementebereich führt zur Entwicklung von innovativen Speichern (SMES) und Schaltern (SCFCL).

Bei einem innovativen Netzbetrieb spielen die dezentralen Einspeiser im Hinblick auf die Verlustreduktion eine beachtenswerte Rolle. Wegen der fehlenden direkten Zugriffsmöglichkeiten und um bei blockierten Leitungsbauprojekten temporär Abhilfe zu schaffen, ist der Einsatz mobiler dezentraler, aber zentral gesteuerter Einspeiser punktuell sinnvoll.

Im Bereich der Übertragungsnetze lässt sich eine gezielte Lastfluss-Steuerung mit FACTS, ausgeführt in klassischer Technik (Phasenschieber-Transformatoren) oder mit Mitteln der Leistungselektronik (SSSC, UPFC) realisieren.

Durch die fortschreitende Verkabelung bestehender Mittelspannungs- und Hochspannungsnetze werden bei der in Mitteleuropa üblichen Erdschlusskompensation die Ausbaugrenzen der gelöschten Netze erreicht, weshalb hier weiterführende Forschungsarbeiten nötig sind.

Hinsichtlich der innovativen Zugänge zu Leistung und Energie gewinnt die Analyse der Verteilungs- und Übertragungsverluste, unterstützt durch moderne Vielkanal-Messtechnik, an Bedeutung. Das Monitoring der Versorgungsqualität wird im Zuge des Liberalisierungsprozesses zunehmend ein Schwerpunkt der Netz- und Betriebsanalysen. Schlussendlich bedeutet Innovation neben der Neugestaltung von Funktionselementen auch die Neugestaltung von Verhaltensweisen, und das ist mit Wissensvermittlung und Lernen verbunden. Durch moderne IKT-Technologien werden neue Wege bei Ausbildung und Schulung beschritten, sodass technische Innovationen durch weite Verbreitung zum effizienteren Netzbetrieb führen.

Keywords:

Ausbaugrenzen, dezentrale Erzeugung, eLearning, Erdschlusskompensation, FACTS, Innovation, Lastfluss, Monitoring, Netzverluste, Phasenschieber-Transformatoren, SCFCL, SMES, SSSC, Supraleitung, UPFC, Verkabelung, Versorgungsqualität

¹ Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz
Tel: +43 (0) 316 873 7551, Fax.: +43 (0)316 873 7553;
e-mail: <mailto:lothar.fickert@tugraz.at>, Url: <http://www.ifea.tugraz.at>;

5.3.2 „Kritische Untersuchungen und Entwicklung für Hoch- und Höchstspannungskabel“

Detlef Wald, Annika Smedberg (Borealis Polymers N.V.)¹

Der Bedarf an Energie wird gemäß der OECD bis zum Jahr 2030 jährlich um 3% jährlich steigen. Außerdem wird durch den Ausbau von erneuerbaren Energien und der Öffnung des Energiemarktes der Bedarf an Hochspannungsleitungen sich weiter erhöhen.

Dieser Artikel beschäftigt sich mit den Materialanforderungen zur Isolation und Abschirmung von Hoch- und Höchstspannungskabel unter Bezugnahme auf Sauberkeit und der elektrischen Eigenschaften.

Im Detail wird auf die Sauber- und Reinheitskriterien für Isolationsmaterialien sowie die hohen Ansprüche an die halbleitenden Schichten wie Oberflächenglätte und deren chemische Sauberkeit beschrieben. Die Herausforderung ist Wege zu finden um Kabel von höchster Qualität in langen Längen herzustellen.

Ein gutes Kabel sollte auch mit einem guten Mantel geschützt werden, deshalb sollte der Mantel eine hohe Spannungsrisssbeständigkeit und einen ausreichenden mechanischen Schutz bieten.

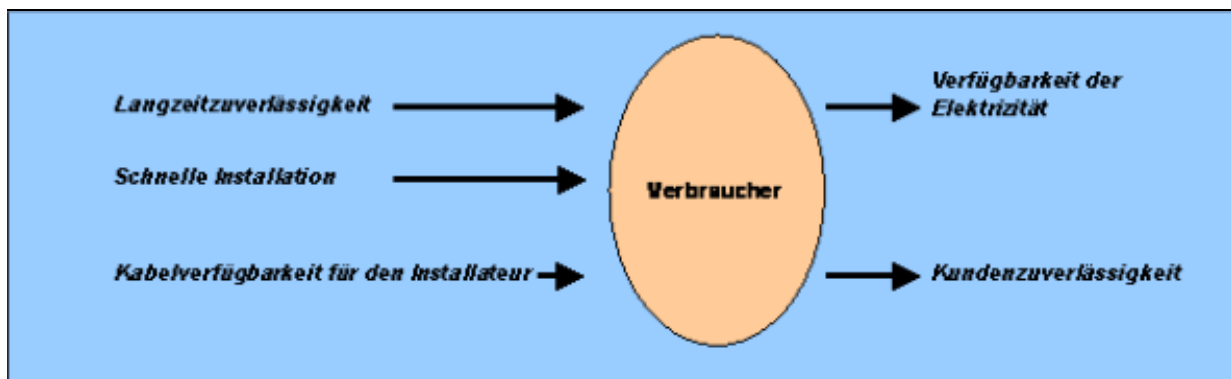


Bild 1.: Anforderungen der Verbraucher an die Netze

¹ Borealis Polymers N.V., 2800 Mechelen, Belgien, Tel. +32475711155, e-mail: Detlef.wald@borealisgroup.com, annika.smedberg@borealisgroup.com;

5.3.3 „Ausbaugrenzen der Verkabelung bei gelöschten Netzen“

Clemens Obkircher, Lothar Fickert, Georg Achleitner*, Manfred Sakulin (TU Graz/Institut für Elektrische Anlagen)¹

Ausgehend von realen Netzen wird untersucht, in welchem Ausmaß Kabel in gelöschten 110-kV-Netzen installiert werden können.

Hinsichtlich der rechnerischen Bestimmung der Obergrenze des Netzausbaus wird durch eine der Realität entsprechende Anpassung der grundsätzlichen Formeln, die Abhängigkeit der Verstimmung der Löschspulenregelung und der hinzutretenden, leitungslängenbedingten Kapazität, abgeleitet.

Maßgebliche Parameter für die Kabelreserve des gelöschten Netzes sind die Größe des bestehenden Netzes, die Unsymmetrien des schaltzustandsabhängigen Löschezirkes, die sog. Schaltreserve, die Gütefaktoren bei verschiedenen Resonanzfrequenzen, die Netzdämpfung der Grundschwingung, die Betriebsspannung und der Oberschwingungs- und Zwischenharmonischen-Gehalt. Diese Pegel sind abhängig vom Lastverhalten in anderen Netzebenen. Eine Verminderung der Oberschwingungspegel ist daher mit umfangreichen Untersuchungen und daraus abzuleitenden Maßnahmen verbunden. Daher sind verringerte Oberschwingungspegel nur in Ausnahmefällen (zu bestimmten Zeiten) und nicht zur grundsätzlichen Bewertung der Erdschlusslöschung heranzuziehen.

Zur Ermittlung der für die Berechnung notwendigen Netzparameter wie der Unsymmetrie und der davon abhängigen Verlagerungsspannung oder der maximalen Verstimmung sind Netzversuche erforderlich (Durchstimmversuche).

Die Kabelausbaureserve (ausgedrückt als Systemlänge eines 110-kV-Leitungssystems mit $I_{CE} = 12A/km$) beträgt für ein durchschnittliches, gelöscht betriebenes, österreichisches 110-kV-Netz bei der aktuellen Betriebsweise, bei Berücksichtigung der maximalen Oberschwingungspegel und bei Anwendung der oben angegebenen Methodik nur mehr wenige Kilometer.

Beim Ausbau mit Freileitungen kann man mit der ca. 25-fachen Länge für die Leitungsausbaureserve rechnen. Auf jeden Fall ist festzuhalten, dass auf Grund von Messungen und des Betriebskonzeptes, der aktuellen maximalen Oberschwingungspegel, unter Vernachlässigung allfälliger Resonanzen nach heutigem gesicherten Stand der Technik eine beschränkte Kabelreserve vorhanden ist, bei deren Verfügung neben den technischen Gesichtspunkten auch andere Aspekte (z.B. gesellschaftspolitische Komponenten) heranzuziehen sind.

Keywords:

gelöschtes Netz, Kabelreserve, Oberschwingungspegel, Resonanzen

¹ Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz
Tel: +43 (0) 316 873 7551, Fax.: +43 (0)316 873 7553;
e-mail: clemens.obkircher@tugraz.at, Url: <http://www.ifea.tugraz.at>;

5.3.4 „Skalierter Netzausbau mit dezentralen mobilen Erzeugern“

**Werner Friedl*, Ernst Schmutzer, Lothar Fickert
(TU Graz/Institut für Elektrische Anlagen)¹**

Um absehbaren Engpässen in der Energieversorgung vorzubeugen und Verbesserungen in der Netzinfrastruktur zu erreichen, ist ein Netzausbau bzw. Kraftwerksbau unabdingbar. Daraus folgen oft erhebliche Differenzen zwischen Netzbetreibern, die einen Netzausbau für erforderlich halten und Bürgern, die einen Netzausbau verhindern wollen und somit den Bau bzw. Ausbau elektrischer Versorgungsnetze erschweren oder zumindest zeitlich um einige Jahre verzögern. Als ein geeigneter Weg zur Lösung dieser Problematik kann die sorgfältige Analyse der Primärdaten und Entwicklung des Stromverbrauchs hinsichtlich Last und Energie beitragen. Mit Hilfe eines Monitorings kann die Qualität der Prognosen beider Partner gegenübergestellt und evaluiert werden. Neben einem Netzausbau oder Neubau von Leitungen und Umspannwerken kann auch ein Einsatz mobiler Generatoren im skalierten Netzausbau an Lastschwerpunkten zumindest eine bestimmte Zeit lang in Betracht gezogen werden. Der Einsatz erneuerbarer Energieträger für die mobilen Generatoren kann neben den positiven ökologischen Effekten weiters, unter Beachtung regionaler Vorteile, ökonomisch sinnvoll sein und den Zeitraum für die Planung langfristiger Lösungen strecken.

Die Untersuchung eines ausgewählten Mittelspannungsnetzes zeigt eindeutig, dass das aktuelle Spannungsniveau auf Grund der Laststeigerungen in den letzten Jahren bereits den unteren Planungspegel erreicht hat und bei einem weiteren Lastanstieg sogar unterschreiten wird. Es wird auch deutlich, dass das Problem auf kein Energieproblem, sondern vielmehr auf ein Leistungsproblem zurückzuführen ist. Eine Netzerweiterung kann durch den temporäreren Einsatz von mobilen Aggregaten nach hinten verschoben werden. Für kontrollierte und langfristig gesicherte Leistungsaufbringung als Ersatz für Leitungsausbauten allerdings, stellt die Verwendung von Aggregaten in dieser Form keine ausreichende Lösung dar.

Keywords: Aggregat, Biogas, Generator, Lastganganalyse, Mittelspannungsnetz, Netzausbau, Spannungsqualität, synthetische Lastprofile, Trennstellenverlegung

¹ Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, Inffeldgasse 18/I, 8010 Graz;
Tel: +43 (0) 316 873 7551, Fax.: +43 (0)316 873 7553;
e-mail: werner.friedl@tugraz.at, Url: www.ifea.tugraz.at;

5.3.5 „Ansätze zur Reduktion der Netzverluste in Verteilnetzen“

**Clemens Obkircher Manfred Sakulin, Lothar Fickert
(TU Graz/Institut für Elektrische Anlagen)¹**

Zur Verlustreduktion in Verteilnetzen existieren eine Vielzahl von Möglichkeiten und Ansätzen. Die entscheidenden Faktoren sind einerseits der technische Ausbauzustand der Netze (Verkabelungsgrad, Leitungslängen und –querschnitte usw.), andererseits deren Betrieb (Schaltzustand, Strombelastung der Leitungen, Blindleistungssituation, Unsymmetrie usw.). Der Einsatz von Kabeln statt Freileitungen sowie ein größerer Querschnitt verringern die auftretenden Verluste in Verteilnetzen. Ebenso führt die Vergleichmäßigung des Lastgangs zur Reduktion von Verlusten, so dass in der Folge Primärenergie, Kosten und CO₂-Emissionen eingespart werden können. Unsymmetrien durch so genannte Schiefasten treten vor allem im Niederspannungsbereich auf und sind verantwortlich für erhebliche Verluststeigerungen verglichen mit der Situation bei symmetrischen Lastverhältnissen.

Hinsichtlich des Schaltzustands werden die Mittelspannungsnetze meist in offenen Ringen betrieben. Die Trennstellen der Ringe können – abhängig von der Lastsituation - verlustoptimiert gewählt werden. Im Parallelbetrieb befindliche Transformatoren können bei Schwachlast ausgeschaltet werden, um die Leerlaufverluste der Transformatoren zu reduzieren. Eine weitere wesentliche Möglichkeit der Verlustreduktion besteht in der Vermeidung von Blindleistungstransporten. Mittels dezentraler geregelter Kompensation kann man bei vorgegebener Netzstruktur sowohl in öffentlichen Netzen als auch industriellen Werksnetzen die Blindleistung am Ort des Bedarfs erzeugen oder verbrauchen, so dass Transporte vermieden werden, die Leitungsstrombelastungen und dementsprechend die Verteilverluste gesenkt werden. Wie Netzuntersuchungen zeigen, können durch dezentrale Kompensation Verbrauchsreduktionen im Prozentbereich erzielt werden. Dezentrale Erzeugungsanlagen in Verteilnetzen sollten, wenn möglich keine eigene Anschlussleitung zum Transformator erhalten, sondern in die bestehenden Abzweige eingebunden werden, weil durch die einander entgegen gerichteten Lastflüsse der zentralen Versorgung und der dezentralen Einspeisung die Strombelastung und die Netzverluste sinken. Eine allfällige Verstärkung der bestehenden Leitung (Querschnittsvergrößerung oder Parallelleitung) ist im Hinblick auf die Vermeidung von Verlusten der Errichtung einer getrennten Anschlussleitung vorzuziehen.

Für die Berechnung der Verluste in städtischen Verteilnetzen wurde ein Modellnetz entwickelt, dessen Parameter (Lastprofil, Anzahl und Art der typischen Verbraucher, Leitungsdaten usw.) frei gewählt werden können. Ergebnisse von Modellnetzberechnungen werden vorgestellt.

Keywords:

Blindleistung, Dezentrale Energieerzeugung, Schiefast, Verlustberechnung

¹ Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz;
Tel: +43 (0)316/873-7551, Fax.: +43 (0)316 873 7553;
e-mail: clemens.obkircher@tugraz.at, Url: <http://www.ifea.tugraz.at>;

5.3.6 „Aufrechterhaltung der Grundversorgung mit elektrischer Energie bei Netzstörungen und Überlast unter Nutzung dezentraler Energie“

Helmut Weiss (Montanuniversität Leoben/Institut für Elektrotechnik)¹

Gegenwärtiger Stand der Reaktion auf Netzstörungen und Überlast

Elektrische Energie ist in vielen Bereichen des Lebens unabdingbar und muss ständig verfügbar sein. Das europäische Verbundnetz stellt mittels zentraler Versorgung die Koordination von Erzeugung und Verteilung elektrischer Energie zu allen Verbrauchern sicher. Das Lastmanagement beruht auf Bereitstellung jeder verbrauchten Leistung und muss sich dabei einer ausreichenden Reserve bedienen. Hohe Leistungen werden hierzu mittels Hoch- und Höchstspannungsleitungen quer übertragen, lediglich Blindleistungsbereitstellung und Spannungshaltung bzw. Spannungsnachregelung erfolgen lokal. Bei größeren Störungen im Gesamtsystem (Fehler in der Leistungsübertragung, Überlastung im Leistungstransfer, Ausfall von Erzeugereinheiten) bricht das Netz auseinander, es entstehen über- sowie unterversorgte Teile. Die minimierten Reserven ergeben gegenwärtig in unterversorgten Bereichen einen Totalausfall („Black-Out“), auch die lokalen Erzeuger können ihre Energie nicht in das zusammengebrochene Netz einspeisen. Ein Netzwiederaufbau ist nicht leicht zu bewerkstelligen, lange Ausfallzeiten sind die Folge.

Konzept zur Beherrschung von großen Störfällen

Bildung lokaler Netze

Das vorgeschlagene Konzept zur Beherrschung von derartigen Störfällen unter Aufrechterhaltung einer Grundversorgung mit elektrischer Energie sieht eine Reihe von Maßnahmen vor. Bei kritischen Zuständen wird das Netz vor dem Zusammenbruch in kleine Netzteile aufgespaltet. Ein etwaiger großräumiger Zusammenbruch wird vermieden. Die Netzteile werden von einer bestimmten Menge lokaler Erzeuger gespeist. Hier sollen alle örtlich verfügbaren Erzeuger eingebunden werden. In der Regel wird dies eine Unterversorgung dieses betrachteten Netzgebiets ergeben, verglichen mit der vor der Störung benötigten Leistung. Zusätzlich erfolgt daher ein Eingriff auf die Lastseite. Es muss von der Verfügbarkeit praktisch beliebiger Leistungen abgegangen werden.

Aktivitäten auf der Seite der Erzeugung und Energieverteilung

Auf der Erzeuger- und Verteilungsseite ist eine umfassende Kenntnis über verfügbare Energien, Leistungen und Leistungsflüsse im örtlichen Lastverteiler (der nun zum Netzregler wird) notwendig. Hierzu soll der örtliche Lastverteiler als Stand-By Netzregler bereits im ungestörten Zustand arbeiten, um bei Erfordernis ohne Verzögerung funktionsfähig zu sein. Dieser „Netzmanager“ muss im Störfall die örtliche Erzeugung mit den Lasten in Einklang bringen. Örtliche Erzeugungen sind insbesondere mit erneuerbarer Energie möglich. Die hierbei zur Verfügung gestellte Leistung variiert prinzipbedingt sehr stark.

Aktivitäten und Akzeptanz auf der Seite der Verbraucher

Bei einem großen Problem im Verbundnetz kann davon ausgegangen werden, dass die industrielle Produktion nicht auf längere Zeit hin ungestört fortgesetzt werden kann. Durch Wegfall unkritischer industrieller Lasten wird der Energieengpass verringert. Der nächste Eingriff auf die Lasten erfolgt dezentral in jedem Haushalt. Der bisherige Energiezähler wird in einen lokalen Lastmanager umgebildet. Die Basis für seine Arbeit bildet die Tatsache, dass nur relativ wenige Lasten ohne Unterbrechung versorgt werden müssen, viele Lasten jedoch kurzzeitige Abschaltungen oder auch längere Zeiten ohne Energiezufuhr problemlos überstehen. Im Haushalt, ebenso in der Industrie, wird dann nur die Versorgung eingegrenzter kritischer Verbraucher garantiert (Licht-Grundversorgung, Kommunikation, wichtige elektrische Steuergeräte wie z.B. Heizungssteuerung). Ausfälle im Minutenbereich sind für Betrieb eines Herdes kein Problem, Nichtverfügbarkeit von elektrischer Energie überstehen Geschirrspüler, Waschmaschinen über mehrere Stunden. Gekühlte Lebensmittel sind bei gezielter Nutzung auch nach wenigen Stunden ohne elektrische Energie nicht verdorben. Das Steuergerät für elektrische Energie im Haushalt wird über Fernsteuerung bestimmte

¹ Institut für Elektrotechnik, Montanuniversität, Franz-Josef-Strasse 18, 8700 Leoben;
Tel: +43 3842 402 2400, e-mail: helmut.weiss@mu-leoben.at,
Url: <http://www.unileoben.ac.at/institute/etechnik.htm>;

Leistungsausgänge nur zeitweise an das Netz schalten, und gleichzeitig die Einhaltung von Leistungsgrenzwerten kontrollieren, bzw. bei Überschreitung abschalten. Der aktive Eingriff über die Erzeugerseite ist erforderlich, da Tarifeinstellungen (hohe Energiekosten bei kritischem Netzzustand) allein nicht greifen werden, d.h. nicht das von Personen durchzuführende Abschalten hoher Lasten ergeben. Die Gründe hierin liegen in fehlendem Kostenbewusstsein, Bequemlichkeit, Unverständnis gegenüber kritischen Situationen, Abwesenheit. Eine automatisierte, von der Verbraucherseite initiierte Abschaltung wäre wiederum sehr aufwendig. Über die kurze Zeit eines kritischen Netzzustandes bei hohem Tarif bezogene Leistung fällt in den Energiekosten kaum ins Gewicht.

Vorbereitende Aktivitäten

Die Vorbereitung der örtlichen Versorgung auf Notfälle beinhaltet die Erfassung der einzelnen Erzeuger und deren zeitabhängiger Fähigkeit, Leistung sowie Energie zu liefern, der Planung der lokalen unabhängigen Netze mit Definition und Realisierung von Netztrennstellen, der Installation von noch zu entwickelnden „Lastmanagern“ im Haushalt, der Anschaltung der Geräte an die voneinander getrennten Lastzweige im Haushalt, insbesondere jedoch der Definition, Entwicklung, Erprobung und dem breiten Einsatz einer Software für das lokale „Netzmanagergerät“ mit umfassenden Eingriffsmöglichkeiten auf Erzeuger, Netztrennstellen und Verbraucher.

Prioritäten in der Energieversorgung

Es sind sehr unterschiedliche Bereiche mit elektrischer Energie zu versorgen. In erster Linie wird die Sicherheit angesetzt, zusammen mit der Kommunikation. Der öffentliche Bereich ist getrennt von Industrie und Dienstleistungen sowie von Haushalten.

Eine grobe Struktur für Prioritäten in der Planverfügbarkeit von elektrischer Energie kann wie folgt aussehen:

Stufe 7 (höchste Priorität): Interne Minimal-Versorgung des Netzmanagers, der Erzeuger und Laststeuereinrichtungen

Stufe 6: Sicherheitskommunikation, Licht-Notversorgung

Stufe 5: Wasserversorgung und medizinische Versorgung, allgemeine Kommunikation

Stufe 4: Licht-Minimalebene in den Haushalten, Radio, Heizungssteuerung, Minimalversorgung in Gewerbe und Industrie (Licht)

Stufe 3: Basisverbrauch in Haushalten, Licht allgemeine kleine Lasten, Fernseher

Stufe 2: Minimalebene für Straßenbeleuchtung, Gewerbe-Versorgung

Stufe 1: Kühlgeräte im Haushalt, fallweise größere Haushaltslasten (z. B. Herd ODER Waschmaschine ODER Geschirrspüler ODER ...)

Stufe 0 (niedrigste Priorität): allgemeine Haushaltslasten, vollständige öffentliche Versorgung

Funktionsweise des Systems

Bei Vorhandensein des ungestörten Verbundnetzes sind alle Prioritätsstufen kontinuierlich mit Energie versorgt. Es bestehen keine unmittelbaren Leistungsbegrenzungen. Beim Auseinanderfallen des Netzes wird zuerst bei den niedrigen Prioritätsstufen die zeitliche Verfügbarkeit eingeschränkt und damit die bezogene Leistung verringert, bei Erfordernis auch bei nächsthöheren Prioritätsstufen. Versorgte Prioritäten und Leistungsbegrenzungen werden dynamisch gesteuert.

Insgesamt soll durch dieses Konzept die Grundversorgung durch örtliche Einspeiser auch mittlerer und kleiner Leistung, daher im Allgemeinen aus erneuerbaren Energiequellen, sicherstellen und ein problemloses (stoßfreies) Rückschalten der einzelnen funktionierenden Netzbereiche zu einem Gesamtnetz ermöglichen.

5.3.7 „Laststeuerung in kleinräumigem und schwachem Netz mit Einspeisung erneuerbarer Energie“

Mohamed Kesraoui, Helmut Weiss (Montanuniversität Leoben)¹

Randbedingungen für kleinräumige und schwache Netze

Der Standard unserer mitteleuropäischen, praktisch flächendeckenden Versorgung mit elektrischer Energie über ein sehr weit ausgedehntes zentrales Netz ist auf Randbereiche oder dünn besiedelte außereuropäische Gebiete (insbesondere Entwicklungsländer) wegen der Kosten nicht übertragbar. In einem kleinräumigen Bereich einer Dorfgemeinschaft kann ebenfalls elektrische Energie bereitgestellt werden. Begründet in Kosten und Begrenztheit der lokal verfügbaren Energie wird die Nutzung elektrischer Energie nur für die wichtigsten, nicht substituierbaren Anwendungen erfolgen können.

Arten von elektrischen Lasten in der Grundversorgung

Die Grundversorgung wird für drei verschiedene Lastklassen bereitgestellt:

- Lichtbasisversorgung und Telekommunikation (Radio, Fernseher, Telefon) => Last 1
- Lichtversorgung erweitert, zusätzliche Kleingeräte (Mixer, Lüfter) => Last 2
- Leistungsversorgung wie Kühlschrank, auch Waschmaschine (mechanischer Teil, ohne elektrische Heizung) => Last 3

Lastprofil bei elektrischer Minimalversorgung

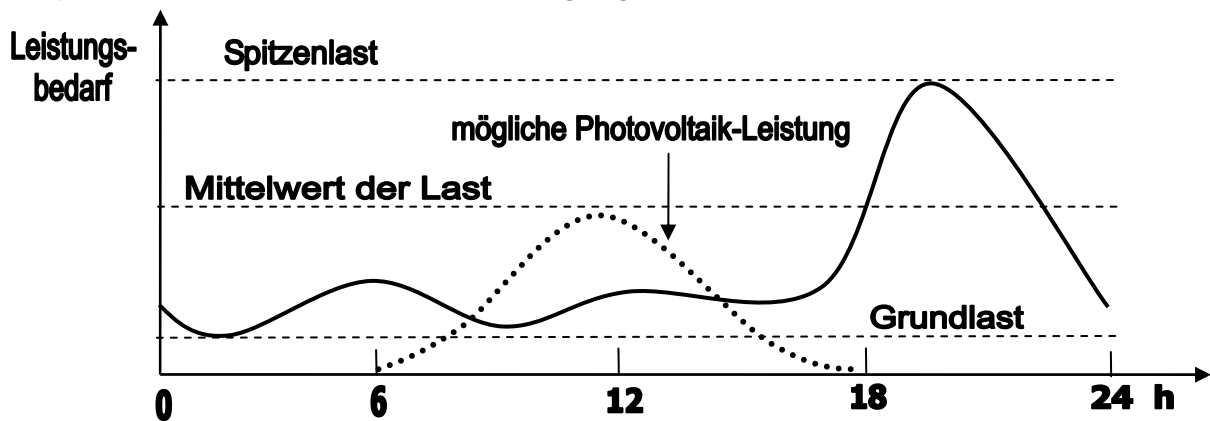


Bild 1: Typisches Lastprofil bei elektrischer Minimalversorgung, verglichen mit Photovoltaik-Leistungsdargebot

Besonderes Kennzeichen ist eine ausgeprägte Lastspitze in den Abendstunden, die allmählich abflacht. Dem üblichen Photovoltaik-Leistungsdargebot gegenübergestellt, ist mit dieser erneuerbaren Energie keine Deckung des Verbrauchs ohne Speicherung elektrischer Energie erreichbar. Lokal verfügbare elektrische Energie kann auch unter Nutzung erneuerbarer Energie mit Hilfe von Kleinwasserkraft, Windenergie, Biomasseverstromung gewonnen werden.

Konfiguration eines Versorgungssystems

Im Versorgungsbereich befinden sich einige weniger Erzeuger und eine größere Zahl unterschiedlicher Verbraucher. Zur Grundversorgung mit elektrischer Energie wird folgende Konfiguration vorgeschlagen. Hierbei werden Steuergeräte bei jedem einzelnen Abnehmer eingesetzt.

¹ Institut für Elektrotechnik, Montanuniversität, Franz-Josef-Strasse 18, 8700 Leoben, +43 3842 402 2400, helmut.weiss@mu-leoben.at, <http://www.unileoben.ac.at/institute/etechnik.htm>;

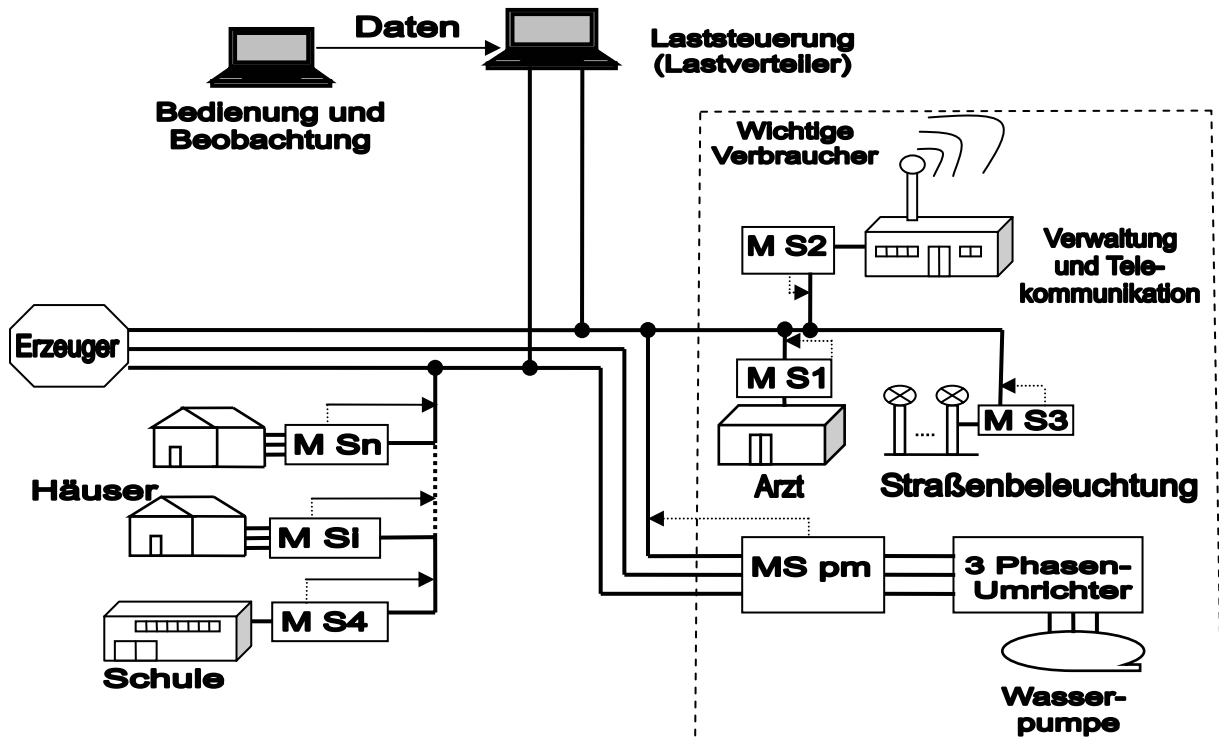
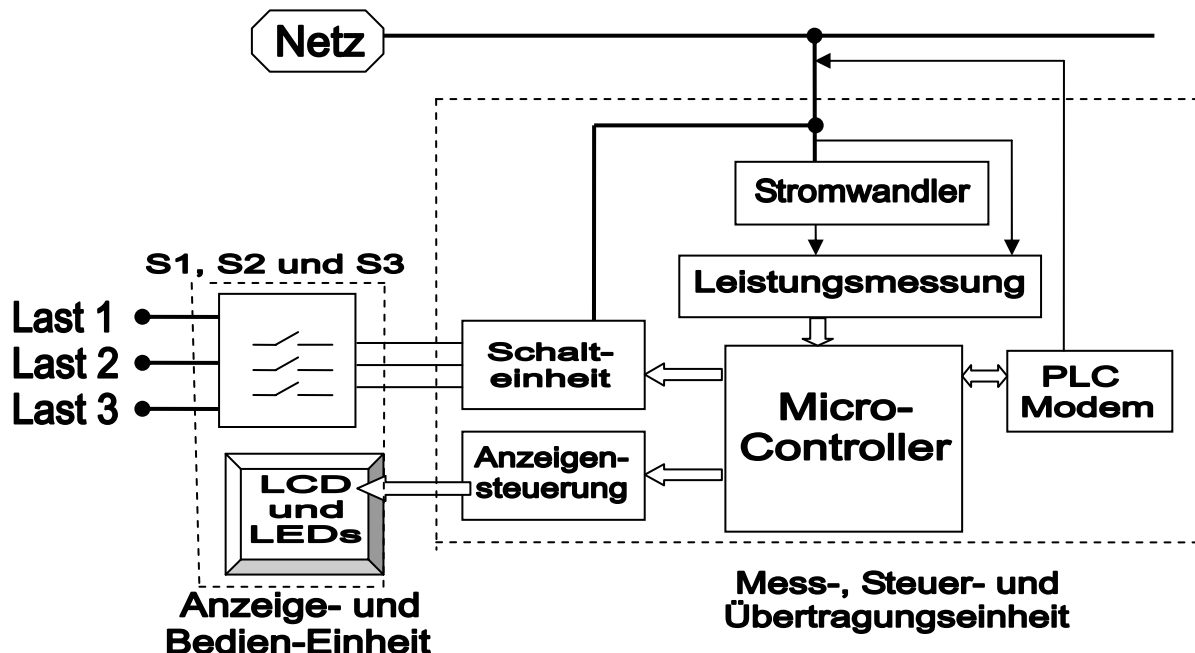


Bild 2: System zur Grundversorgung

Aus der Art des Abnehmers sind Prioritäten bestimmt, welche maximale Leistung (auch in Abhängigkeit der Zeit) jedem Abnehmer zur Verfügung gestellt werden kann. Die Kontrolle über zugeteilte Leistungen führt eine spezielle Laststeuerung („Lastverteiler“) durch und setzt bei Erfordernis die zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebs notwendigen Teillastabschaltungen, welche in erster Linie höhere Leistungen betreffen. Die Grundversorgung soll hiermit sichergestellt sein.

Laststeuergerät



Das an jedem Verbraucherort installierte Laststeuergerät übernimmt neben der Energiezählung und einer FI- sowie Überstrom-Schutzfunktion auch die selektive Abschaltung einzelner Lasten nach Vorgabe der zentralen Laststeuerung (bidirektional verbunden über Netzmodem). Last 3 (höhere Leistung) ist nur zeitweise verfügbar, hiermit wird die Belastung für das Netz vergleichmäßigt. Last 2 wird abgeschaltet, wenn ein Leistungsengpass besteht. Last 1 sollte als Minimallast ständig verfügbar sein, doch nur bei sehr niedriger Leistung.

5.4 Instandhaltung und Zuverlässigkeit bei Verteilnetzen (Session E2)

5.4.1 „Zuverlässigkeitsbewertungen von Verteilernetzen – wie können diese erfolgen und was kommt international zur Anwendung?“

Alfons Haber, Tahir Kapetanovic (Energie-Control GmbH)¹

Nach DIN 40041 beschreibt die Zuverlässigkeit „die Beschaffenheit einer Einheit bezüglich ihrer Eignung, während oder nach einer Zeitspanne bei vorgegebenen Anwendungsbedingungen die Zuverlässigkeitsforderung zu erfüllen“. Die Beschaffenheit ist über die Gesamtheit der Merkmale und Merkmalswerte einer Einheit (materieller oder immaterieller Gegenstand der Betrachtung) definiert. Als Zuverlässigkeitsforderung wird die Gesamtheit der betrachteten Einzelforderungen an die Beschaffenheit einer Einheit, die das Verhalten der Einheit während oder nach vorgegebenen Zeitspannen bei vorgegebenen Anwendungsbedingungen betreffen, und zwar in der betrachteten Konkretisierungsstufe der Einzelforderungen, verstanden.

Die allgemeine Definition der Versorgungszuverlässigkeit wird in den technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) – umgelegt auf ein elektrisches System – als „die Fähigkeit eines elektrischen Systems, seine Versorgungsaufgaben unter vorgegebenen Bedingungen während einer bestimmten Zeitspanne zu erfüllen“ definiert.

Die Versorgungszuverlässigkeit wird meist über die mittlere Häufigkeit und Dauer von Versorgungsunterbrechungen von Kunden gemessen. Die Bewertung liefert eine Reihe von Zuverlässigkeitskennzahlen, die dadurch auch eine internationale Vergleichbarkeit der Versorgungssituation ermöglichen.

Alle quantitativen Betrachtungen über die Zuverlässigkeitskenngrößen bzw. Zuverlässigkeitsindikatoren beziehen sich auf einen endlichen Zeitraum. Die Verfügbarkeit kann als Wahrscheinlichkeit angesehen werden, ein System zu einem gegebenen Zeitpunkt in einem funktionsfähigen Zustand anzutreffen. Die Definition der Versorgungszuverlässigkeit erlaubt keine quantitativen Aussagen, diese werden erst durch die Zuverlässigkeitskenngrößen ermöglicht.

Die Versorgungszuverlässigkeit hängt u.a. ab von:

- der Zuverlässigkeit einzelner Elemente, wie z.B. Erzeugungsanlagen oder überlagerter und paralleler Netze bzw. Netzzweige und Netzknoten,
- primären Systemeinflüssen, das sind z.B. Erzeugungseinschränkungen oder Störungen im Netz und
- der Funktion sekundärer Einrichtungen, z.B. Schutztechnik, Leittechnik.

Wie dargestellt wird, zeigen die Zuverlässigkeitsindikatoren bzw. Zuverlässigkeitskenngrößen für Netze indirekt den Zustand des Stromversorgungssystems und seiner einzelnen Bestandteile an. Durch sie können Versorgungssysteme miteinander verglichen und der Grad ihrer Zuverlässigkeit oder Versorgungssicherheit bestimmt werden. Als Betrachtungszeitraum wird für alle Indikatoren vorwiegend ein Jahr herangezogen. Die Indikatoren sollen jedoch die saisonalen Unterschiede inkludieren, denn das Störungsgeschehen in Österreich hat jahreszeitliche Schwankungen.

Die Zuverlässigkeitsindikatoren dienen der Bewertung der Zuverlässigkeit der Stromnetze. Durch diese Bewertung wird die Vergleichbarkeit einzelner Netzbereiche national und international ermöglicht. Die nachfolgenden Zuverlässigkeitskenngrößen sind systembezogene Kenngrößen, d.h. das Netzsystem wird, bezogen auf die Spannungsebene, als Ganzes betrachtet.

¹ Energie-Control GmbH, Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien; Tel: +43-1-24724-510, Fax: +43-1-24724-900
e-mail: alfons.haber@e-control.at, Url: www.e-control.at;

Die Erhebung der Zuverlässigkeitsparameter hat so zu erfolgen, dass insbesondere die Ermittlung der zugehörigen Kenngrößen bzw. Indikatoren auf

- die Anzahl der unterbrochenen Kunden,
- die unterbrochene Leistung,
- und auf die Anzahl der unterbrochenen Umspannstationen bzw. Umspanner

bezogen werden kann. Weiters ist eine Unterscheidung nach den Ursachen der Versorgungsunterbrechungen zielführend.

Es wird dargestellt, dass für die Zuverlässigkeitsbewertung der Versorgung insbesondere eine Unterscheidung nach betroffenen Kunden, Leistung, Stationen, Ursache, Dauer und Spannungsebene von Bedeutung ist.

Die international häufig verwendeten systembezogenen Indikatoren der Versorgungszuverlässigkeit werden präsentiert. Ein internationaler Vergleich der beschriebenen Kenngrößen für die Versorgungszuverlässigkeit ist nur eingeschränkt möglich, dies begründet sich über die teilweise unterschiedlichen Erfassungsarten und Auswertungen. Die Abweichungen erklären sich weiter über die Strukturunterschiede der Netzbetreiber, da z.B. bei hoher Versorgungsdichte mehrere Einspeisungen bzw. Versorgungen vorhanden sind (höhere Redundanz) und somit die Stromkreisabschnitte kürzer werden. Als weitere Einflussfaktor lässt sich die Sternpunktbehandlung der Mittelspannungsnetze anführen, denn z.B. führen bei dauernder niederohmiger Sternpunktbehandlung (NOSPE) und weitläufigen Freileitungsnetzen auch einpolige Fehler zu mehreren Versorgungsunterbrechungen und damit zu einer geringeren Netzverfügbarkeit. In Österreich werden die Mittelspannungsnetze vorwiegend mit gelöschtem Sternpunkt betrieben.

5.4.2 „Zuverlässigkeits- und Risikoabschätzung von elektrischen Betriebsmitteln“

Christoph Sumeder, Michael Muhr (TU Graz/Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement)¹

Für die Zuverlässigkeits- und Risikoabschätzung von elektrischen Betriebsmitteln sind einerseits die Grundlagen statistischer Methoden und andererseits der konstruktive Aufbau sowie der strukturelle Einsatz der Betriebsmittel von Interesse. In diesem Beitrag sollen die notwendigen statistischen Grundlagen für die Zuverlässigkeitsanalyse und Risikobewertung zusammengefasst werden. Ausgehend von der Ausfallswahrscheinlichkeit kann die statistische Verteilungsfunktion abgeleitet und daraus die Fehlerrate bestimmt werden. Auf die Definition der Begriffe „Zuverlässigkeit“ und „Risiko“ und deren Bedeutung in der Praxis wird eingegangen.

Bei der Bestimmung von Ausfallswahrscheinlichkeiten sind statistische Verteilungsfunktionen zugrunde zu legen. Für elektrische Festigkeitsuntersuchungen in der Hochspannungstechnik wird zumeist die zweiparametrische Weibullverteilung herangezogen. Die Darstellung von Ausfallsvorgängen im Weibullnetz zeichnet sich durch eine Geradengleichung aus, die durch die beiden Parameter „Charakteristische Lebensdauer“ und „Formfaktor“ beschrieben werden und innerhalb eines vorgegebenen Vertrauensbereiches liegen.

Für die Ermittlung der Zuverlässigkeit eines Betriebsmittels sind deren Einzelkomponenten genauer zu betrachten und einzelne Baugruppen nach deren Fehleranfälligkeit zu untersuchen. Die Belastung der Betriebsmittel spielt für den Zustand und die Alterung eine wichtige Rolle. Je nach Belastungsart werden unterschiedliche Alterungsmodelle angewandt, so gilt beispielsweise für rein elektrische Alterung das „Inverse Power Law“ und für rein thermische Alterung das „Gesetz nach Arrhenius“. Die Nachbildung von mehrfacher Alterung bedarf es der Entwicklung so genannter multistress Modellen, die jedoch sehr komplexer Natur sind.

Bei der Risikoabschätzung eines Netzwerks sind der konstruktive Aufbau und die Fehlerwahrscheinlichkeiten einzelner Betriebsmittel aufzunehmen und deren Zusammenwirken darzustellen. Ausgehend von der Zuverlässigkeit von Einzelelementen kann die Zuverlässigkeit von komplexen Strukturen ermittelt werden, wobei Redundanzen im Netzwerk das Ausfallrisiko erheblich herabsetzen. In der Energietechnik wird generell davon ausgegangen, dass beim Versagen eines Elements ein anderes die volle Last übernehmen kann, es liegt die so genannten (n-1) Sicherheit vor.

Der Zuverlässigkeit und dem Risiko von elektrischen Betriebsmitteln kommen durch die verschärften wirtschaftlichen Anforderungen im freien Wettbewerb immer höhere Bedeutungen zu. Unter dem Begriff Risiko sind daher nicht nur die technische Komponente zu betrachten, sondern auch wirtschaftliche und rechtliche Folgen und Auswirkungen eines Ausfalls.

¹ Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement
Inffeldgasse 18, 8010 Graz, e-mail: nachname@hspt.tu-graz.ac.at;

5.4.3 „Alterung von Freileitungen“

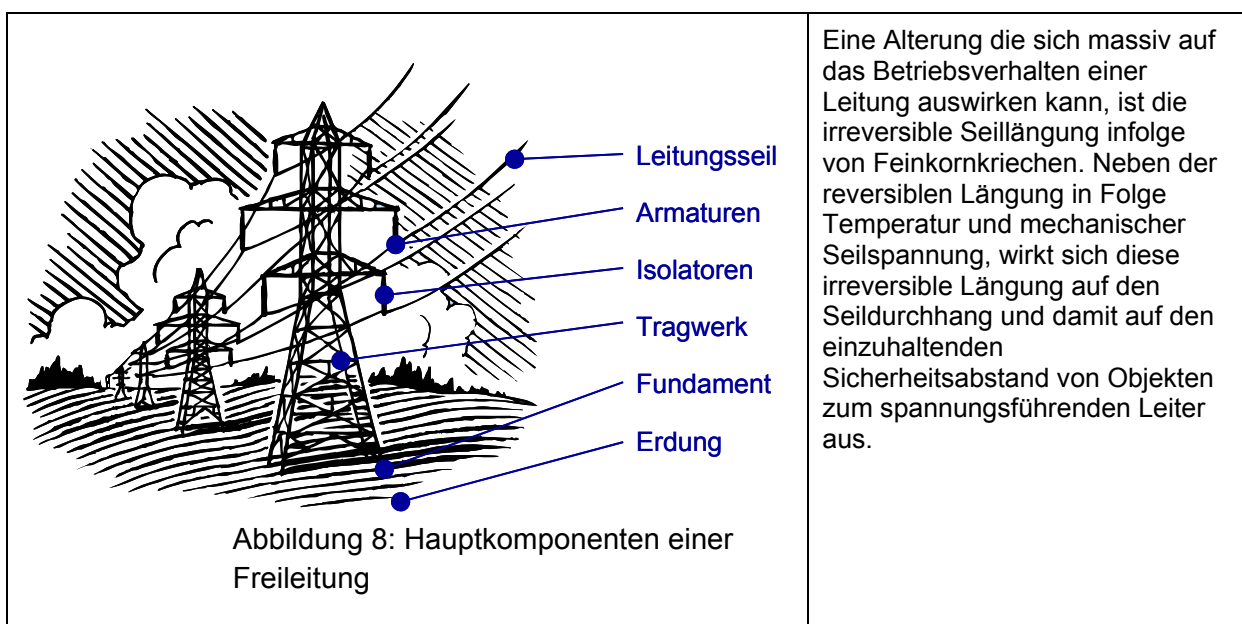
Stefan Jauer, Michael Muhr, Robert Schwarz (TU Graz/Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement)¹

Elektrische Energie ist aus der heutigen technisierten Gesellschaft eine nicht mehr wegzudenkende Selbstverständlichkeit. Meist wird erst im Fehlerfall die Bedeutung einer zuverlässigen Versorgung erkannt. Nicht nur die bedarfsgerechte Erzeugung von elektrischer Energie, sondern auch die zuverlässige Weiterleitung dieser, ermöglicht für den Kunden eine ausreichende Versorgungssicherheit und -qualität.

Durch die Öffnung des elektrischen Energiemarktes und Unbundling der Erzeugung und Übertragung in Europa sind sowohl die Energieerzeuger wie auch die Betreiber von Übertragungs- und Verteilnetze wesentlich stärker als früher gezwungen ihre Herstellungskosten, die Wartungs- und Instandhaltungskosten zu optimieren, gegebenenfalls zu senken.

Durch diese gewinnorientierte Betriebsweise der Kraftwerke werden große Lastflüsse über die Transportnetze Europas verschoben. Bei diesen nur schwer kontrollierbaren, rasch veränderlichen Lastflüssen werden einzelne Leitungen bis an ihre thermische Grenzleistung belastet.

Infolge der äußeren Einwirkungen aber auch durch den Betrieb unterliegen die Komponenten einer Alterung. Diese kann durch die Betriebsweise der Freileitung verstärkt werden beziehungsweise ist weitgehend von den äußeren Einflüssen wie Wetter oder örtliche Gegebenheiten abhängig.



Je nach den ursprünglichen Abstandsreserven wird mit fortschreitender Alterung ein Punkt erreicht, an dem die Leitung die vorgeschriebenen Sicherheitsabstände bei Nennbelastung unterschreitet und damit nicht mehr den Vorschriften entspricht. Als Abhilfemaßnahmen können Belastungsreduktion wie auch bauliche Maßnahmen getroffen werden.

Im Hinblick auf die langen und umfangreichen Behördenverfahren in Österreich für Leitungsneuerrichtungen ist gerade der gegenwärtige Zustand des österreichischen Freileitungsnetzes, das in den Nachkriegsjahren entstanden ist, ein signifikanter Parameter der Versorgungssicherheit, welche damit auch die Attraktivität des Wirtschaftsstandortes Österreichs beeinflusst.

Keywords: Freileitung, Alterung, Seile, Durchhangsvergrößerung

¹ Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, nachname@hspt.tu-graz.ac.at

5.4.4 „Bewertung der Effizienz der Instandhaltung elektrischer Energienetze auf Basis von Risikoindizes“

Gerhard Theil, Besim Demiri (TU-Wien/Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft)¹

Aktuelle Entwicklungen in der Energiepolitik und bei Verfügbarkeit und -Kosten von Primärenergie sowie Auswirkungen von Klimaänderungen verursachen Rückwirkungen auf sämtliche Sektoren der Elektrizitätsversorgung, somit auch auf den Bereich der Übertragungs- und Verteilungsnetze. Die Netzgesellschaften sehen sich mit den gegensätzlichen Forderungen konfrontiert, einerseits Netzgebühren zu reduzieren, andererseits die Netze so auszulegen, dass sie erhöhte Energietransporte bewältigen und Umwelteinflüssen wie extremer Witterung standhalten können. Zur Bewältigung dieser Aufgabe sind herkömmliche Methoden der strategischen Planung nicht mehr geeignet, es werden vielmehr komplexere Modelle zur Abbildung des Betriebsverhaltens und der Zuverlässigkeit der Betriebsmittel, der Mechanismen der Instandhaltungsprozesse sowie der resultierenden Kosten benötigt.

Die vorliegende Arbeit ist dem Thema der Instandhaltungsoptimierung gewidmet. Das Problem "Instandhaltung" sollte immer im Zusammenhang mit der Zuverlässigkeit des Systems betrachtet werden, denn Zweck von Instandhaltungsmaßnahmen ist es, eine möglichst gleich bleibende Systemzuverlässigkeit aufrecht zu erhalten. Das Ziel der Instandhaltungsoptimierung ist es also, Instandhaltungskosten zu minimieren und gleichzeitig die durch Ausfälle verursachten Kosten nicht gelieferter Energie möglichst gering zu halten.

Ein zentrales Problem der zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltungsplanung besteht darin, den Einfluss der Instandhaltungsintensität auf die Ausfallrate der Betriebsmittel zu modellieren. Dies erfolgt mit Hilfe von statistischen Verteilungsfunktionen, welche die Lebensdauer und den zeitlichen Abstand zwischen reparierbaren Fehlern (Zyklusdauer) beschreiben. Diese Verteilungsfunktionen werden mathematisch so formuliert, dass die Instandhaltungsintensität darin als Variable enthalten ist. Somit lässt sich ihre Auswirkung auf Lebens- und Zyklusdauer und damit auf die entsprechenden Ausfallraten mathematisch beschreiben. Unter Instandhaltungsintensität ist die Zeit bis zum Austausch eines gealterten Betriebsmittels oder der zeitliche Abstand zwischen Wartungen, welche zur Verlängerung von Lebens- und Zyklusdauer durchgeführt werden, zu verstehen.

Die Lebens- und Zyklusdauerverteilungsfunktionen werden mit Hilfe von Methoden der Erneuerungstheorie [1] zu Erneuerungsdichten verarbeitet. Die Erneuerungsdichte gibt den Erwartungswert der Anzahl der Erneuerungen (durch Austausch oder Reparatur) innerhalb einer gegebenen Zeitperiode (z.B. 1 Jahr) an. Kombiniert man die Erneuerungsdichte mit den ereignisorientierten Erneuerungskosten (Kosten für Austausch und Ausfall) und mit den Wartungskosten, so erhält man eine Größe zur Bewertung des mit einer Veränderung der Instandhaltungsintensität verbundenen Risikos [2]. Dieses wird im Rahmen der Instandhaltungsoptimierung als Zielfunktion verwendet.

Die vorliegende Arbeit ist im Speziellen den Betriebsmitteltypen "Masten" und "Seile" der 20-kV-Spannungsebene gewidmet. Die Berechnungen werden mit Daten, welche von einem österreichischen Energieversorgungsunternehmen zur Verfügung gestellt wurden, durchgeführt. Sie umfassen Errichtungszeiten der Betriebsmittel, Lebensdauern, Kosten für Errichtung und Instandhaltung. Für einen speziellen Netzausschnitt wurden auch die für eine System-Zuverlässigkeitsuntersuchung benötigten Daten wie Netzstruktur, eingesetzte Netztechnik, Verbrauchertyp und Lasten, erfasst.

Unter Verwendung dieser Daten werden die Lebensdauerhistogramme der betrachteten Betriebsmitteltypen ermittelt. Auf Basis der Histogramme werden die Parameter der Lebensdauerverteilungsfunktionen geschätzt. Dies erfolgt mit Hilfe einer evolutionsstrategischen Optimierung, wobei die Quadratsumme der Abstände zwischen Dichtefunktion und Histogramm durch Anpassung der Dichtefunktionsparameter minimiert wird [3]. Am Beispiel des Betriebsmittels "20kV-Holzmansten" wird (in der Langfassung der vorliegenden Arbeit) ein Resultat dieser Prozedur präsentiert. Da in den verfügbaren Datenbeständen keine Angaben über Störungen und dadurch verursachte Ausfälle existieren, ist es nicht möglich, Zyklusdauerverteilungen zu ermitteln. Folglich müssen die vorliegenden Untersuchungen auf die Abschätzung der Wirkung der Instandhaltungsmaßnahmen "Austausch" und "Wartung zur Verlängerung der Lebensdauer" beschränkt werden.

¹ Technische Universität Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, 1040 Wien, Gußhausstraße 25, Tel.: +43-1-58801-37317, Fax.: +43-1-58801-37399, e-mail.: gerhard.theil@tuwien.ac.at , demiri@ea.tuwien.ac.at;

Die ereignisorientierten Ausfallkosten werden mit Hilfe einer System-Zuverlässigkeitsanalyse abgeschätzt [4]. Hierbei wird jedem Betriebsmittel des Systems eine Maßzahl für die Folgen, welche sein Ausfall verursacht, zugeordnet. Unter Ausfallfolgen versteht man in diesem Zusammenhang Reparaturkosten und volkswirtschaftliche Kosten nicht gelieferter Energie. "Ereignisorientiert" bedeutet, dass die Kosten pro Einzelereignis ohne Berücksichtigung der Häufigkeit ihres Auftretens bestimmt werden. (Die Häufigkeit ist in der Erneuerungsdichte enthalten). Bei der Zuverlässigkeitsabschätzung werden Kriterien wie Schaltanlagenkonfiguration, Netztechnik, übertragene Leistung, Verbrauchertyp, Möglichkeit der Wiederversorgung unterbrochener Leistung durch Umschaltungen oder Notstromversorgung usw. berücksichtigt.

Der Einfluss von Wartungen auf die Erneuerungsdichte wird durch ein deterministisches Modell mittels der Lebensdauerdichtefunktionen ("Dichtefunktion" entspricht dem Differential der Verteilungsfunktion) berücksichtigt [1]. Dagegen wird der Austausch von gealterten Betriebsmitteln mit Hilfe eines stochastischen Modells [5] nachgebildet. Die Erneuerungsdichte wird in zwei Anteile aufgespalten, wobei der erste Anteil die Häufigkeit von Ausfällen durch Erreichen des Lebensdauerendes, der zweite die Häufigkeit von Austausch vor Lebensdauerende beschreibt. Nach Multiplikation des ersten Anteils mit den ereignisorientierten Ausfallkosten, des zweiten Anteils mit den Austauschkosten und Addition der beiden Anteile erhält man den Risikoindex, welcher eine Basis für die Instandhaltungsplanung ergibt [2]. Als Anwendungsbeispiel der beschriebenen Methode wird in Abb. 1 der Verlauf des Risikoindex in Abhängigkeit vom Austauschzeitpunkt dargestellt. Zur Vereinfachung werden hier Wartungen, deren Kosten einen dritten Anteil im Risikoindex bilden würden, vernachlässigt. Man erkennt in der Abbildung ein Kostenminimum im Bereich von 20 Jahren. Austausch in kürzeren Zeitintervallen führt zu einem deutlichen Anstieg der Gesamtkosten, Austausch in längeren Zeitintervallen bewirkt eine erhöhte Nichtverlässlichkeit der Betriebsmittel und damit der Ausfallkosten, was ebenfalls eine Zunahme der Gesamtkosten bewirkt. Damit ist gezeigt, dass der vorliegende Ansatz ein geeignetes Element der Instandhaltungsplanung darstellt.

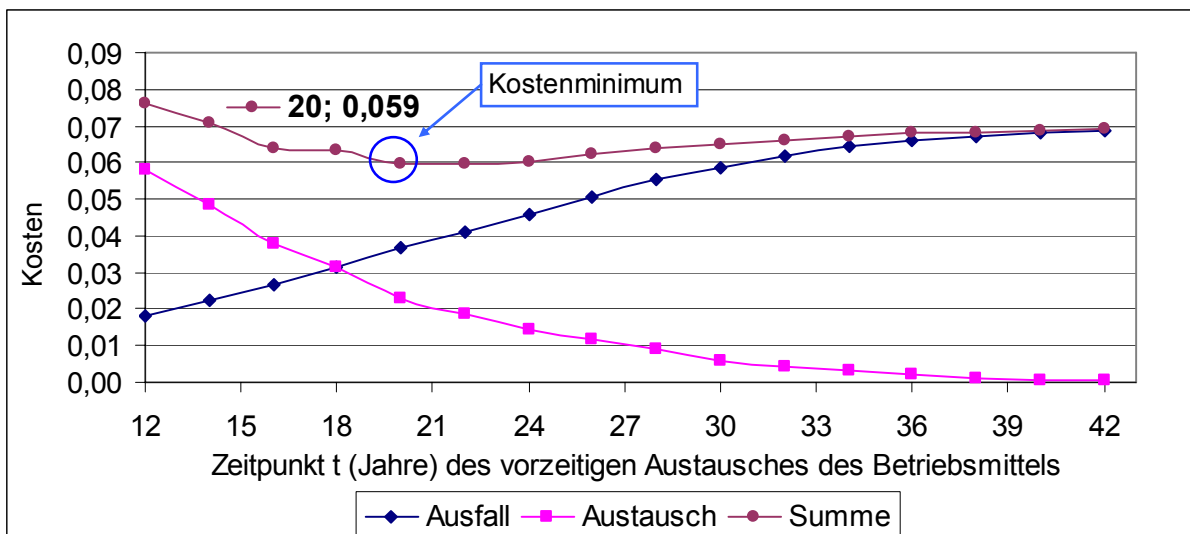


Abb. 1: Abhängigkeit der Summe aus Ausfall- und Austauschkosten vom Zeitpunkt des vorzeitigen Austausches für 20kV Holzmasten

Schrifttum

- [1] Stürmer, J.: Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien in Verteilungsnetzen. Dissertation Dortmund, Shaker Verlag Aachen 2002.
- [2] Demiri, B.; Theil, G.: Bestimmung eines Kosteneffizienzfaktors für die Wartungsplanung im Rahmen einer Risiko- orientierten Instandhaltungsstrategie in elektrischen Netzen. Forschungsbericht FB3/2005. Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Technische Universität Wien (2005).
- [3] Demiri, B.; Theil, G.: Ermittlung der Lebensdauervertiefungsfunktionen von Betriebsmitteln elektrischer Mittelspannungsnetze. Forschungsbericht FB4/2005. Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Technische Universität Wien (2005)
- [4] Theil, G.; Theil, M.; Theil, A.: Zuverlässigkeitsorientiertes Ranking der Betriebsmittel- (Leitungs-) Wichtigkeit, ein Aspekt der Instandhaltungsplanung. 4. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 16.-18. Februar 2005. Wien, Österreich
- [5] Theil, G.: Prognose der Altersverteilung von Komponenten elektrischer Energienetze. Forschungsbericht FB2/2004, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft. Technische Universität Wien, 2004.

5.4.5 „Verschiedene Sternpunktsbehandlungen und zukünftige Möglichkeiten zum weiteren Ausbau gelöschter Netze“

Georg Achleitner*, Lothar Fickert, Manfred Sakulin, Clemens Obkircher (TU Graz/Institut für Elektrische Anlagen)¹

In elektrischen Netzen werden abhängig von der Spannungsebene und der Netzgröße unterschiedliche Sternpunktsbehandlungsmethoden eingesetzt. Hieraus resultieren unterschiedliche Betriebsverhalten beim Auftreten von Erdschlüssen.

In Hoch- und Höchstspannungsnetzen findet sich überwiegend die starre oder niederohmige Sternpunktsbehandlung, während Mittelspannungsnetze vorwiegend gelöscht betrieben werden.

Das Prinzip der Erdschlusslöschung bedingt, dass die auftretenden Erdschlussströme bestimmte, von der Spannungsebene abhängige Größen einhalten müssen. Durch Netzerweiterungen und vermehrten Einsatz von Kabeln steigen die Erdschlussströme, sodass Probleme mit der Einhaltung der zulässigen Grenzen des Erdschlussreststromes entstehen und in der Folge der Erfolg der Löschung in Frage gestellt wird.

Um das Überschreiten dieser Grenzen zu vermeiden, muss der Status quo der Netze durch gezielte Erdschlussversuche analysiert werden. Bei der Planung von Netzausbauten, insbesondere bei neuen Kabelstrecken muss abgeklärt werden, ob die resultierenden zusätzlichen Erdschlussströme innerhalb der zulässigen Grenzen bleiben. Derartige Untersuchungen sind unter der Bezeichnung „Kabelreserve“ durch das Institut für Elektrische Anlagen bereits erfolgreich durchgeführt worden.

Im Beitrag werden verschiedene Möglichkeiten, die einen weiteren Netzausbau ermöglichen sollen, diskutiert. Unter anderem sind dies:

- Verbesserung der Erdschlussortung
- Untersuchung der Löschfähigkeit
- Vermeidung von Oberschwingungen
- Änderung der Sternpunktsbehandlung
- Verwendung von Oberschwingungsfiltren
- Verwendung von Trenntransformatoren
- Untersuchung der Löschfähigkeit von Netzen bei verschiedenen Betriebszuständen

Die vorgestellten Möglichkeiten stellen einen Auszug aus verschiedenen Szenarien zur zukünftigen Entwicklung von gelöschten Netzen dar und sollen den derzeitigen Stand der Forschung in diesem Bereich präsentieren.

¹ Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz;
Tel: +43 (0)316/873-7551, Fax.: +43 (0)316 873 7553;
e-mail: georg.achleitner@tugraz.at, Url: <http://www.ifea.tugraz.at>;

6 STREAM F: ERNEUERBARE ENERGIEN

6.1 Ökostrom (Session F3)

6.1.1 „Erneuerbare Energien im Bereich der Stromerzeugung – Quo vadis, Europa?“

**Gustav Resch, Thomas Faber, Reinhard Haas, Claus Huber
(TU-Wien/Energy Economics Group)¹;
Mario Ragwitz
(Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung)²**

Der Ausbau erneuerbarer Energien wird national und international als wesentlicher Bestandteil einer Nachhaltigkeitsstrategie angesehen. Das Ziel der Europäischen Union ist es, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung (EE-E) bis 2010 auf 21% zu erhöhen. Dies ist das zentrale Element der Richtlinie 2001/77/EG, mit der die Mitgliedsstaaten der EU dazu aufgefordert werden, geeignete Instrumente einzusetzen, um die nationalen Zielmarken für EE im Stromsektor zu erreichen. Bei der Wahl der Instrumente wird den Mitgliedstaaten dabei weitgehender Freiraum gewährt. Somit existiert derzeit europaweit ein breites Spektrum an nationalen Förderinstrumenten. Die dominierenden Politiken zum Ausbau der EE-E sind feste Einspeisevergütungen einerseits und Quotenmodelle auf Basis handelbarer grüner Zertifikate andererseits. Diese beiden Fördersysteme zeigen sowohl wesentliche prinzipielle Unterschiede in ihrer Wirksamkeit und Fördereffizienz als auch hinsichtlich der Möglichkeiten einer länderübergreifenden Harmonisierung bzw. Koordinierung.

Basierend auf dem in den Artikeln 3 und 4 der Richtlinie 2001/77/EG vorgesehenen Monitoring-System kann durch die Europäische Kommission ein gemeinschaftlicher Rahmen für die Regelungen zu Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien vorgeschlagen werden, wenn abzusehen ist, dass die nationalen Ziele nicht erreicht werden. Diesjährig, also im Jahr 2005 ist davon auszugehen, dass ein derartiger Vorschlag für eine EU-weite Harmonisierung der einzelstaatlichen Fördersysteme seitens der Kommission noch nicht erfolgen wird – eine Vertagung dieser Entscheidung ist zu erwarten. Dies lässt aber keinesfalls die Brisanz dieser Thematik erlischen.

Die zentralen Fragestellungen der hier vorgestellten Arbeit werden hierbei im Kontext der Fortentwicklung der EU-Politik zur Förderung erneuerbarer Energien im europäischen Strombinnenmarkt gesehen – im Spannungsfeld Harmonisierung vs. Koordinierung vs. rein nationales Vorgehen:

- Welcher Anteil erneuerbarer Energien im Stromsektor ist unter Beibehaltung der derzeitigen Förderpolitiken in den einzelnen Mitgliedsstaaten in den Jahren 2010 und 2020 zu erwarten?
- Welche Ausbauziele für EE-E erscheinen für das Jahr 2020 realistisch, wenn bereits zur Erreichung der 2010er Ziele auf europäischer Ebene rasch verstärkte Förderanreize gesetzt werden? Wie verändert sich hierbei der Ausbau auf nationaler Ebene bei einer Harmonisierung der Förderpolitiken oder bei verstärkter Koordinierung nationaler Aktivitäten im Vergleich zu einer Optimierung der Instrumente rein auf nationaler Ebene?

¹ Energy Economics Group, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Technische Universität Wien, Gußhausstraße 25-29/373-2, 1040 Wien;
Tel. +43-1-58801-37354, Fax +43-1-58801-37397; e-mail: Gustav.Resch@tuwien.ac.at;

² Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung, Breslauer Str. 48;76139 Karlsruhe;
Tel. +49-721-6809-0, Fax +49-6891-52;

- Welche Förderinstrumente (z.B. Einspeisevergütungen, Investitionszuschüsse, Ausschreibungen, Quoten mit handelbaren Zertifikaten) erscheinen bei Betrachtung der prognostizierten Zukunft am effektivsten und aus ökonomischer Sicht effizientesten?
- Erweist sich eine Harmonisierung der Fördersysteme auf europäischer Ebene als wünschenswert, um die Effektivität und Effizienz der Förderung in Zukunft zu gewährleisten? Welche Instrumente wären hierzu einsetzbar bzw. empfehlenswert?
- Welche Chancen und Risiken birgt eine verstärkte Kooperation auf bi- und multilateraler Ebene?

Die im Rahmen dieses Vortrags vorgestellten Zukunftsszenarien basieren auf Anwendung des Softwaretools **Green-X** – ein Simulationsmodell für energiepolitische Instrumente unter Anwendung des Konzepts dynamischer Kosten-Potenzialkurven, welches während des gleichnamigen EU-Forschungsprojekts Green-X (siehe www.green-x.at) an der TU Wien entwickelt wurde. Diese Analysen wurden im Rahmen laufender Forschungsvorhaben durchgeführt – beispielsweise des europäischen Forschungsprojekt OPTRES (Bestandsaufnahme und Optimierung der Fördermechanismen für erneuerbare Energien im Europäischen Strommarkt - im Rahmen der Forschungslinie Intelligent Energy for Europe) sowie des Forschungsprojekts „Monitoring und Auswertung der Instrumente zur Förderung Erneuerbaren Stroms in EU Mitgliedstaaten“ (im Auftrag des Deutschen Umweltbundesamts bzw. Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz u. Reaktorsicherheit). Sie besitzen somit hohe Aktualität unter Berücksichtigung jüngster politischer Entwicklungen.

Die Analyse ergab, dass mehr als zwei Drittel der möglichen Effizienzverbesserungen durch eine bloße Optimierung, d.h. eine bessere Ausgestaltung der jeweils bestehenden nationalen Förderinstrumente erreicht werden können. Würden also alle EU-Mitgliedstaaten ihre Förderinstrumente auf den Prüfstand stellen und Schwachpunkte beseitigen, so wäre schon viel gewonnen. Hinzu kommen die Beseitigung administrativer Hemmnisse und eine glaubwürdige, ergo dauerhafte Politikführung. Denn: Eine unstete Politik führt zu erhöhten Risikoprämien und somit zu gesamtgesellschaftlich höheren Kosten. Administrative Hemmnisse verzögern den Ausbau erneuerbarer Energien gewaltig, sodass in der Theorie auch kraftvolle Instrumente dadurch viel von ihrer Wirksamkeit einbüßen können.

Wird dennoch von einer Harmonisierung eines der Instrumente auf europäischer Ebene oder zumindest in einigen Mitgliedstaaten (so genannte Cluster-Bildung) ausgegangen, so können unter bestimmten Bedingungen noch größere Effizienzgewinne erreicht werden. Voraussetzung hierfür ist allerdings die Einführung einer technologiespezifischen Förderung. Dies ist am besten mit einem Einspeisesystem zu realisieren, da hier ganz einfach unterschiedlich hohe Vergütungen für die einzelnen Sparten der erneuerbaren Energien festgelegt werden können. Ist das System gut ausgestaltet, so ist mit niedrigen Transferkosten zu rechnen. Ist dies jedoch nicht der Fall, so kann man selbst bei einer Harmonisierung mit gesamtwirtschaftlichen Verlusten rechnen.

6.1.2 „Ein Vergleich der disaggregierten Stromgestehungskosten von Windenergie- und Biomassekraftwerken unter Berücksichtigung der Netzanschlusskosten“

Wolfgang Prügler*, Hans Auer (TU-Wien/Energy Economics Group)¹

Motivation/Inhalt

Eine detaillierte Analyse der vieldiskutierten Mehrkosten der Netzintegration erneuerbarer Energietechnologien in bestehende Energiesysteme stellt die Motivation dieses Beitrags dar. Im Detail werden die für Österreich – nicht nur aus quantitativen Gesichtspunkten – bedeutenden Wind- und Biomassekraftwerke betrachtet. Als Fallbeispiele werden neben österreichischen Projekten vor allem Projekte aus Skandinavien (Biomasse) und der Nordseeregion (Wind) analysiert. Empfehlungen und Schlussfolgerungen werden vor dem Hintergrund der derzeitigen gesetzlichen Lage in Österreich (erst kürzlich novelliertes Ökostromgesetz) abgeleitet.

Methode

Umfassende Wirtschaftlichkeitsanalysen bei verschiedenen Strategien der Kostenzuordnung der einzelnen disaggregierten Kostenelemente werden durchgeführt, zukünftige Entwicklungen der einzelnen Kostenpositionen abgeschätzt und Verbesserungsvorschläge hinsichtlich der Sozialisierung einzelner Kostenelemente (Zuordnung der Kosten zu Förderinstrumenten versus Netztarif versus Ausgleichsenergiemarkt) aufgezeigt. Bei Windanlagen spielen dabei neben den unmittelbaren Anlagenkosten (Turbine, Fundament, Installation, Planung, etc.) auch die Netzanschluss-, Netzerweiterungs- und Ausgleichsenergiekosten im gesamten System eine bedeutende Rolle. Bei Biomasseanlagen sind dagegen die reinen Anlagenkosten (Kessel, Gebäude, Leitungsnetz, Planung, etc.) und deren zukünftige Entwicklung Gegenstand umfassender Analysen.

Ergebnisse

Biomassekraftwerke werden aufgrund der Wärmeauskopplung de facto immer in die Nähe existierender Netze gebaut und müssen – im Gegensatz zu Wind – die Ressource Biomasse nicht ortsgebunden verwerten. Die Analysen in diesem Beitrag zeigen weiters, dass bei Biomasseanlagen die Brennstoffkosten (inklusive der dahinter liegenden Logistik) – im Gegensatz zu Wind – einer der entscheidenden Wirtschaftlichkeitsfaktoren sind. Der Unterschied der jährlichen Volllaststunden von Wind-Onshore (ca. 2000 h/a), Wind-Offshore (ca. 3800 h/a) und Biomassekraftwerken (ca. 7000 h/a) ist ebenfalls entscheidend für die Stromgestehungskosten und somit für die Wirtschaftlichkeit. Die restlichen Parameter der Stromgestehungskosten wirken sich geringer aus und sind auch durch unterschiedliche Sensitivität gekennzeichnet. Hinsichtlich des Einflusses der Netzintegration beider Technologien auf die existierenden Netze werden im Rahmen dieses Beitrags beim Windausbau zusätzliche Maßnahmen (und Kosten) identifiziert, die jedoch bei einer Gesamtbetrachtung auf Systemebene bis zu einem gewissen Grad durch dezentrale Anbindung von Biomasseanlagen wieder kompensiert werden können.

Schlussfolgerungen

Abschließend sei festgestellt, dass in zukünftigen Energiesystemen ein bestmöglicher Mix der verschiedensten vorhandenen erneuerbaren Energieträger zu suchen ist, die auch dem Kalkül der Minimierung der Zusatzkosten für die Endkunden gerecht werden. Wind- und Biomassekraftwerke werden dabei aufgrund ihrer möglichen Potenziale – nicht nur in Österreich – quantitativ eine bedeutende Rolle spielen. Diese Technologien werden umso früher eine Marktreife erlangen, je genauer die einzelnen Kostenpositionen der Netzintegration bekannt sind und wenn vor allem darauf Bedacht genommen wird, die spezifischen Kosten durch technologische Weiterentwicklung kontinuierlich zu senken.

¹ Energy Economics Group (EEG), Technische Universität Wien
Gusshausstrasse 25-29/373-2, A-1040 Vienna, Austria,
Tel +43-1-58801-37357, Fax +43-1-58801-37397,
e-mail: auer@eeg.tuwien.ac.at & pruegler@eeg.tuwien.ac.at, Web <http://eeg.tuwien.ac.at>;

6.1.3 „oekostrom AG – Ein Energieanbieter für das solare Zeitalter“

Ulfert Höhne, Martin Lackner (oekostrom AG)¹

Energiewirtschaft neu erfinden

Die oekostrom AG wurde 1999 gegründet, um in einem innovativen Konzept eine konsequent auf Nachhaltigkeit ausgerichtete Geschäftspolitik im liberalisierten Energiemarkt umzusetzen. In ihrem Leitbild stellt sie den Anspruch „eine neue Kultur im Umgang mit und in der Wahrnehmung von Energie“ zu initiieren. Sie verwirklicht das in drei Geschäftsfeldern, die als die Säulen einer nachhaltigen Energiebewirtschaftung definiert sind: Produktion von Ökoenergien, Energievertrieb und –handel ausschließlich auf Basis derartiger Anlagen sowie geschäftsmäßige Umsetzung von Energieeffizienz und Energiedienstleistungen. Durch ihre Eigentümerstruktur in Form einer breiten Publikumsbeteiligung sichert sich die Gesellschaft eine maximale Unabhängigkeit von der Interessenlage und Geschäftspolitik der etablierten Energiebranche sowie enge Verbindung mit ihren Stakeholdern. Die transparente und konsequente Umsetzung der hohen ökologischen Ansprüche sichern der oekostrom AG eine einzigartige Glaubwürdigkeit und somit Markterfolg. Die Gesellschaft setzt bewusst auf eine längerfristige Evolution des ökologischen Marktsegments von einer Image-Nische zum wertorientierten Massenmarkt.

Strom aus kontrolliertem Anbau

Die Geschäftsstrategie des Geschäftsfeldes Produktion, d.i. die Entwicklung, Errichtung und der Betrieb von Ökostromanlagen ein breites Portfolio aller erprobten Techniken vor, wobei sie auf risikoarme Standorte und Techniken Wert legt. Das Geschäftsfeld Energiedienstleistungen adressiert sie über eine Tochtergesellschaft, die bisher rund 40 Projekte von Einspar-Contracting im kommunalen und öffentlichen Bereich durchgeführt hat. Die systematische Integration von Effizienzdienstleistung und Energieangebot ist in Vorbereitung.

Den spezifisch innovativen Zugang verwirklicht die oekostrom AG erfolgreich im Stromvertrieb. Sie startete im Februar 2000 – also noch vor der allgemeinen Liberalisierung – mit der Belieferung von Endverbrauchern mit Strom aus Windanlagen. Mittlerweile versorgt sie über 6.000 Kunden in ganz Österreich mit konsequent kontrolliertem Ökostrom unter der geschützten Wortmarke **oekostrom®** und beliefert Weiterverteiler in Österreich und Deutschland.

Die Kriterien der Kennzeichnung und die Mechanismen der Überwachung wurden gemeinsam mit den einschlägigen Meinungsbildnern (Umwelt-NGO, Institute und Überwachern) unter Beachtung internationaler Erfahrungen und Anforderungen im Jahr 2000 entwickelt und anschließend weiter ausgearbeitet. Neben den direkten Einkaufsverträgen mit den Betreibern von Kleinwasserkraft-, Wind- und Biogasanlagen weist die oekostrom AG den Bezug von mindestens 1% Solarstrom nach, den sie aus über 300 Einzelanlagen ihrer Kunden bezieht. Der Bezug von Solarstrom über das Modell der **oekostrom®-Solarpartner**“ verwirklicht darüber hinaus wichtige Elemente der energiepolitischen Vision der „Internet der Energieversorgung“. Strom aus fossilen oder atomaren Primärenergiequellen darf oekostrom AG weder liefern noch handeln. Über den Stromeinkauf hinaus enthält das Konzept Anforderungen an die Eigentümerstruktur und Unabhängigkeit des Unternehmens.

Mit dem von Umweltministerium und Verein für Konsumenteninformation getragenen Umweltzeichen „Grüner Strom“ wurde oekostrom® im Jahr 2001 ausgezeichnet. Als erstes Unternehmen der Energiewirtschaft in Österreich hat die oekostrom AG ihr Stromangebot nach den Kriterien und Formvorschlägen der EU-Richtlinie 2003/54 gekennzeichnet und diese Kennzeichnung entsprechend in ihrem Geschäftsbericht und auf allen ihren Rechnungen und Werbeunterlagen veröffentlicht.

Ihre Glaubwürdigkeit sichert der oekostrom AG einerseits eine respektable Referenzkundenliste: Neben zahlreichen ökologisch und ethisch positionierten Unternehmen und Institutionen und fast allen Umweltorganisationen zählen beispielsweise das österreichische Umwelt- und Landwirtschaftsministerium, das Umweltbundesamt und das Schloss Schönbrunn zu den Kunden der oekostrom AG. Andererseits erhöhen Glaubwürdigkeit und Erfolg gemeinsam den Einfluss der oekostrom AG im Prozess der Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen.

¹ oekostrom AG, Mariahilferstraße 89, A-1060 Wien; Tel: +43 – 1 - 961.05.61; e-mail: hoehne@oekostrom.at, Url: www.oekostrom.at;

Wahrscheinlich die sauberste Bilanzgruppe der Welt

Besondere Bedeutung misst das Kennzeichnungskonzept der oekostrom AG der Führung einer eigenen Bilanzgruppe in allen drei österreichischen Regelzonen zu. Die Bilanzgruppe ist in Analogie zum regionalen Netzgebiet eines Versorgers im Monopolmarkt das „virtuelle Netz“ eines Stromanbieters im liberalisierten Markt. Die Bilanzgruppe rechnet für jeden Moment (tatsächlich für jede Viertelstunde) die Lasten der Verbraucher und Lieferungen gegen die Leistungen der Kraftwerke und Bezüge auf und ermittelt daraus den Leistungsbezug von den Nachbarbilanzgruppen bzw. Ausgleichsenergiebezug. Die Kennzeichnungskriterien, denen sich die oekostrom AG unterworfen hat, erfordern eine scharfe mengenmäßige Deckung der bezogenen und gelieferten Strommengen mit Toleranzband von maximal 5% Abweichung.

In der Bilanzgruppe der oekostrom AG stehen ausschließlich Ökostrom-Kraftwerke und Lieferungen aus solchen sowie oekostrom®-Kunden. Mit dem hohen Anteil an Energie aus Wind und Sonne stellt diese Bilanzgruppe ein besonderes Spezifikum dar und ermöglicht eine genaue kostenmäßige und technische Abbildung der Stromvertriebs der oekostrom AG und die einzigartige Nachvollziehbarkeit der Herkunft der gelieferten Energie. Infolge der Eigenheiten der Lieferlastgänge Wind und Kleinwasserkraft kann die oekostrom AG die Kostenbelastung aus Ausgleichsenergie trotz des hohen Anteils fluktuierender Quellen im branchenvergleichbaren Anteil halten.

Preiskonstanz und nächste Schritte

Die Entwicklung der Strompreise der letzten 18 Monate führt dazu, dass der i.A. bestehende Mehrpreis von oekostrom® gegenüber „Egalstrom“ zunehmend schrumpft. Dabei zeichnet sich das Angebot der oekostrom AG infolge der Einkaufsstruktur (gesetzliche Mindestpreise für Ökostrom-Anlagen) durch absolute Preiskonstanz aus: Seit Marktauftritt im Februar 2000 konnte der Strompreis konstant gehalten werden.

Die zukünftige Entwicklung des Produktes oekostrom® verfolgt drei wesentliche Richtungen: Weitere Verbesserung der transparenten Stromkennzeichnung in Co-Evolution mit den rechtlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen des europäischen Strommarktes, die Ausdehnung der Solarpartnerschaft auf weitere dezentrale Energietechniken („Internet der Energieversorgung“) sowie die systematische Integration von Einspar- und Effizienzdienstleistungen. Dieser Entwicklung wird weiterhin in enger Zusammenarbeit mit Instituten und Meinungsbildern sowie ähnlich positionierten Unternehmen im internationalen Umfeld erfolgen.

6.1.4 „Photovoltaikfassaden: Energiesystem für Städte“

Dieter Moor (ertex solar GmbH)¹

Gebäudeintegrierte Photovoltaik (GIPV in Englisch Building Integrated Photovoltaic BIPV) hat nur einen geringen Marktanteil (Deutschland 2004: 1 % bzw. 3MW), obwohl das Potenzial erheblich ist. In Mitteleuropa stehen etwa 25m² Fassadenfläche pro Person zur Verfügung, wobei aber nur 0,02 m² genutzt werden. Auch in Österreich steht ein großes Potenzial zur Verfügung (vgl. PVPS Task 7). Für Städte wie Wien, Graz oder Linz sind die konventionellen erneuerbaren (Wasserkraft, Biomasse, Biogas oder Wind) nur beschränkt wenn überhaupt (z.B. Windkraft) nutzbar. Die Photovoltaik in der Gebäudeintegration stellt lt. einer Studie der IEA ein relativ großes Potential dar.

Hauptgründe für geringen BIPV-Anteil

- Unterschiedliche, unflexible Modulgrößen erschweren die Projektplanung, Standardisierung bei PV-Modulen fehlt; keine offenen Ausschreibungen möglich
- Geringe Auswahl bei maßgefertigten Modulen; höhere Kosten bei Sonderanfertigungen
- Geringere Rentabilität durch Mindererträge aufgrund suboptimaler Orientierung
- Zertifizierungsvorschriften für BIPV ungeeignet
- Materialien vorwiegend Glas Folien Aufbau, für Überkopfverglasung ungeeignet
- „Kulturunterschiede“ zwischen Baubranche und PV-Industrie (m² versus Wp)

Möglichkeiten zur Erhöhung des BIPV Anteils

- PV soll als Gestaltungselement eingesetzt werden indem PV mit Materialien kombiniert wird, die bisher in der Fassade verwendet wurden.
Verbundsicherheitsglas (VSG), Isolierglas, Siebdruck oder Email auf Rückseite, Schallschutz...
- Fördertarife speziell für Fassade um anfangs Minderertrag und Engineeringkosten zu kompensieren

Kosten / Ertrag

- Vergleich zu anderen Materialien ist zu stellen (rechnet sich Marmor ?)
- Zusatznutzen oder „Sowieso“ Kosten wie Wetterschutz, Schalldämmung, Ästhetik, Design, Schirmdämmung, Abschattung können abgezogen werden.
- Stromgewinnung

Möglichkeiten der Anwendung

- Varianten für Fassaden und Dachintegration
- Beispiele ertex-solar und Architekturwettbewerbe

¹ ertex solar GmbH, Franz Kollmann-Straße 3, A-3300 Amstetten;
Tel. +43 7472 / 62700-406; e-mail: dieter.moor@ertex-solar.at, Url: www.ertex-solar.at;

6.2 Förderung erneuerbarer Energie (Session F4)

6.2.1 „Energieversorgung – Stromversorgung – Ökostromentwicklung“

Christian Schönbauer (E-Control GmbH)¹

Der Energieverbrauch steigt sowohl weltweit, als auch europaweit als auch in Österreich. Der Verbrauch an elektrischer Energie steigt im Vergleich noch dazu überproportional. Die entscheidenden Einflussparameter sind Bevölkerungswachstum, weltweite Industrialisierungsprozesse, steigende Automatisierungsgrade und Konsumverhalten inklusive steigender Mobilität.

Der Einsatz fossiler Energieträger und die von ihnen verursachten CO₂-Emissionen steigen ebenfalls, in eklatantem Widerspruch zu Klimaschutzziele. Erneuerbare Energieträger decken bisher nur einen Teil der Steigerungsraten ab.

Erneuerbare Energieträger tragen in der EU-25 derzeit zu etwa 16 % bis 17 % zur Stromversorgung bei. In Österreich ist ihr Anteil etwa 65 % bis 70 %, vor allem durch Wasserkraftnutzung.

Mit den Förderungen zufolge des Ökostromgesetzes 2002 wurden in den vergangenen Jahren rund 2,5 Mrd Euro in neue Ökostromanlagen investiert. Die für 13 Jahre garantierten Einspeisetarife erfordern Unterstützungsmittel in Höhe von etwa 200 Mio Euro bis 250 Mio Euro pro Jahr. Bei steigendem Strommarktpreis werden diese Volumina erst ab dem Jahr 2015 wieder signifikant zurückgehen.

Durch diese Investitionen und Förderungen werden etwa 7 % bis 8 % des Strombedarfs (öffentliche Netze) aus Windkraft, Biomasse und Biogas gedeckt. Mit zusätzlichen Fördermitteln, wie sie in der Ökostrom-Gesetzesnovelle vorgesehen sind (jedes Jahr weitere neue Ökostromanlagen mit Förderungen in Höhe von 17 Mio Euro mal 11,25 Jahren), kann dieser Anteil auf etwa 10 % angehoben werden.

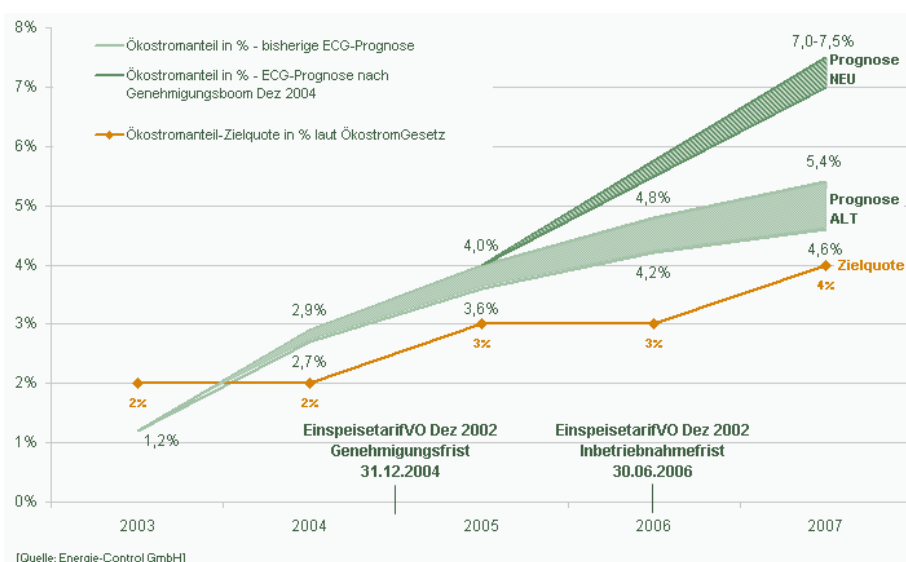


Abb.: Anstieg der Ökostromanteile (Windkraft, Biomasse; exklusive Wasserkraft) mit Berücksichtigung des Genehmigungsbooms Ende 2004, ohne weiteren Anlagen mit Gesetzesnovelle

¹ Energie-Control GmbH, Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien; Tel: +43-1-24724-707, Fax: +43-1-24724-900
e-mail: Christian.Schoenbauer@e-control.at, Url: www.e-control.at

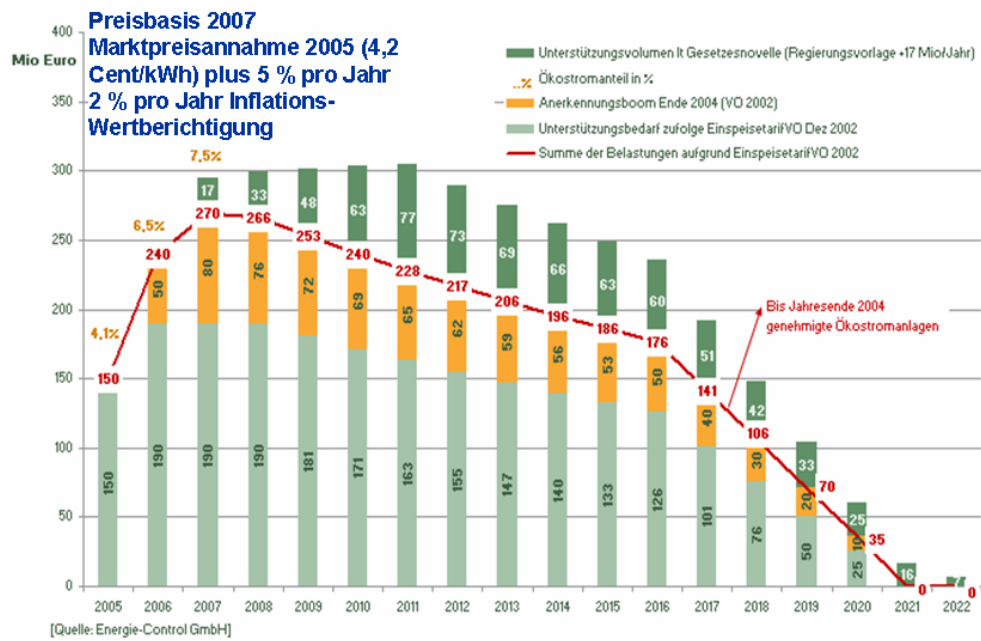


Abb.: *Finanzielle Verbindlichkeiten (Förderungen) für Ökostromanlagen (Windkraft, Biomasse; exklusive Wasserkraft) 2005 bis 2022*

Im Wirtschaftsausschuss des Nationalrates wurde am 25. November 2005 eine Novellierung des Ökostromgesetzes beschlossen. Diese kann allerdings erst nach Abstimmung mit der Europäischen Kommission und etwaigen daraus erforderlichen Änderungen in Kraft treten. Anlässlich des Symposiums im Februar 2006 kann aktuell über die Entwicklungen berichtet werden.

6.2.2 „Effektive und effiziente Förderinstrumente zur Förderung erneuerbarer Energien – eine Analyse aus historischer Sicht“

Mario Ragwitz (Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung), Gustav Resch (TU-Wien/Energy Economics Group)

Anne Held^{1*}, Dr. Mario Ragwitz¹, Dr. Gustav Resch²

Erneuerbare Energieträger leisten im Bereich der Stromerzeugung heute weltweit einen bedeutsamen Beitrag zum Klimaschutz sowie zur Erreichung nachhaltiger Strukturen der Energieversorgung. Insbesondere Europa erwies sich hier als Vorreiter in der Förderung neuer viel versprechender Optionen - wie beispielsweise die Entwicklung der Windenergie in den vergangenen Jahren zeigte. Auf politischer Ebene wurden ambitionierte Ziele gesetzt und begleitende gesetzliche Regelungen verabschiedet. Ein europäischer Vergleich soll nun dazu dienen, folgende Fragen zu beantworten:

- Welche Förderinstrumente für erneuerbare Energien sind in den einzelnen Mitgliedsländern der EU momentan implementiert? Welche Instrumentenwechsel sind in der Vergangenheit erfolgt oder zukünftig vorgesehen?
- Welche der eingesetzten Förderinstrumente (z.B. Einspeisevergütungen, Investitionszuschüsse, Ausschreibungen, Quoten mit handelbaren Zertifikaten) erscheinen bei Betrachtung der historischen Entwicklung am effektivsten und aus ökonomischer Sicht effizientesten?
- Welche allgemeinen Rahmenbedingungen erweisen sich als notwendig, um Effektivität und Effizienz zu ermöglichen?

Die im Rahmen dieses Vortrags vorgestellten Resultate und Erkenntnisse basieren auf Analysen durchgeführt im Rahmen der Forschungsprojekte OPTRES (Bestandsaufnahme und Optimierung der Fördermechanismen für erneuerbare Energien im Europäischen Strommarkt - im Rahmen der Forschungslinie Intelligent Energy for Europe im Auftrag der EU-Kommission) sowie MON-REG (Monitoring und Fortentwicklung nationaler und europäischer Instrumente zur Marktdurchdringung erneuerbarer Energiequellen im Strommarkt – im Auftrag des Deutschen Umweltbundesamts).

Die wichtigsten Erkenntnisse, die aus der Untersuchung gezogen wurden, sind:

- Der größte Fortschritt im Hinblick auf die Zielerreichung der durch die EU-Richtlinie 2001/77/EG „zur Förderung erneuerbarer Energien im europäischen Strombinnenmarkt“ beschlossenen länderspezifischen Ausbauziele wurde in jenen Ländern erreicht, die durch stabile politische Rahmenbedingungen und geringfügige nicht-ökonomische Barrieren gekennzeichnet sind.
- Für innovative Energietechnologien auf Basis erneuerbarer Energien – wie hier am Beispiel der Windenergie gezeigt – erwiesen sich technologiespezifische Einspeisetarifsysteme als am wirkungsvollsten.
- Hinsichtlich der ökonomischen Effizienz zeigt der Vergleich der Förderhöhen am Beispiel der Windenergie, dass in jenen drei Ländern, die kürzlich zu handelbaren Quotensystemen wechselten, die höchste Annuität der Förderung verfügbar war – und dies bei vergleichsweise geringer Effektivität.

Keywords: Erneuerbare Energien, Effizienz, Effektivität, Förderung

¹ Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung, Breslauer Str. 48;76139 Karlsruhe; Tel. +49-721-6809-0, Fax +49-6891-52; e-mail: Anne.Held@isi.fhg.de; Mario.Ragwitz@isi.fhg.de
Url: <http://www.isi.fhg.de/>;

² Energy Economics Group, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Technische Universität Wien, Gußhausstraße 25-29/373-2, 1040 Wien; Tel. +43-1-58801-37354, Fax +43-1-58801-37397; e-mail: resch@eeg.tuwien.ac.at, Url: <http://www.eeg.tuwien.ac.at/>;

6.2.3 „Ökonomische Auswirkungen der Biomasse-Förderung in Vorarlberg: Eine Input-Output Analyse“

Martin Koller* (Universität Zürich/Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät)¹, Reinhard Madlener (ETH Zürich/Centre for Energy Policy and Economics)²

Rund ein Drittel der Vorarlberger Landesfläche – mehr als 90'000 Hektar – ist mit Wald bedeckt, die Hälfte davon sind Schutz- und Bannwälder. Holz als natürlich nachwachsender Rohstoff ist daher auch für Energiezwecke in grossen Mengen verfügbar. Um die energetische Nutzung dieses Rohstoffes anzukurbeln, fördert das Land Vorarlberg im Rahmen eines eigenen „Schwerpunktprogramms Biomasse“ bereits seit dem Jahr 1993 gezielt Biomasse-Anlagen unterschiedlicher Art und Grösse mit Hilfe verlorener Investitionskostenzuschüsse. Landesweit sind inzwischen 71 Biomasse-Nahwärmanlagen in Betrieb und eine Reihe weiterer Anlagen befindet sich derzeit im Bau oder in Planung. Darüber hinaus wurden bis Ende 2004 rund 3'800 Kleinanlagen (Kachel- und Kaminöfen, Stückholzheizungen, Pufferspeicher, automatische Hackschnitzelheizungen und Pelletsheizungen) gefördert – rund die Hälfte davon allein in den vergangenen fünf Jahren.

Das Centre for Energy Policy and Economics an der ETH Zürich hat im Auftrag des Landes Vorarlberg mit Hilfe einer statischen Input-Output-Analyse und basierend auf der Österreichischen I/O-Tabelle 2000 (Statistik Austria, 2004) die ökonomischen Auswirkungen der Förderung von Biomasse-Anlagen in Vorarlberg untersucht. Diese Tabelle baut auf der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung auf und berücksichtigt die komplexe Verflechtung der verschiedenen Wirtschaftssektoren. So bewirkt der durch eine Investition in ein Projekt notwendige Einsatz an Kapital und Arbeit zum einen direkte Effekte an Wertschöpfung, Beschäftigung und Steueraufkommen. Zur Produktion der in einem Projekt eingesetzten Anlagen-Komponenten werden Vorleistungen benötigt, welche ihrerseits wiederum bestimmter Vorleistungen bedürfen (Vorleistungs- bzw. Wertschöpfungsketten) und so zusätzliche indirekte Effekte hervorrufen. Die Summen direkter und indirekter Effekte werden als Primäreffekte bezeichnet. Darüber hinaus entstehen durch höhere Einkommen der privaten Haushalte höhere Konsumausgaben, die Sekundäreffekte bewirken, welche wiederum aus positiven Wertschöpfungs-, Beschäftigungs- und Steueraufkommen bestehen.

Diesen Brutto-Effekten stehen allerdings auch entgangene Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte gegenüber. Diese entstehen deshalb, weil durch die zusätzliche Nachfrage nach Bioenergie bzw. Bioenergiesystemen andere wirtschaftliche Aktivitäten (z.B. Vertrieb von Heizöl und Ölheizungssystemen) verdrängt werden, sodass der Netto-Effekt entsprechend geringer ausfällt. Aufgrund mangelnder Daten auf Seite der verdrängten Systeme konnten diese Verdrängungseffekte allerdings nicht beziffert werden. Da bei den ersetzten fossilen Energiesystemen ein grösserer Wertschöpfungs- und Beschäftigungsanteil im Ausland anfallen dürfte als bei den Biomassensystemen, kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die Netto-Bilanz positiv ausfällt. Die Ergebnisse zeigen, dass sowohl die geförderten Investitionen als auch der Betrieb der Anlagen beträchtliche Wertschöpfungs-, Beschäftigungs- und fiskalische Effekte ausgelöst haben.

Das Land Vorarlberg hat im Zeitraum 1993 bis Mitte 2005 für die bereits in Betrieb gegangenen Nahwärmanlagen Förderungen in Gesamthöhe von 11,4 Millionen Euro vergeben. Dazu kommen Förderungen aus verschiedenen Quellen des Bundes und der EU im Ausmass von weiteren 12,7 Millionen Euro. Die durch diese Förderung von Nahwärmanlagen ausgelösten Investitionen belaufen sich auf über 58,3 Millionen Euro. Für Kleinanlagen hat das Land Vorarlberg bis Ende 2004 überdies rund 6,4 Millionen Euro an Investitionszuschüssen gewährt.

¹ Centre for Energy Policy and Economics (CEPE), Department of Management, Technology, and Economics, ETH Zürich, Zürichbergstrasse 18 (ZUE E), 8032 Zürich, Tel: +41-44-632 06 52; e-mail: rmadlener@ethz.ch, Url: www.cepe.ethz.ch;

² Universität Zürich, Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät, Rämistrasse 71, 8006 Zürich; Tel: +41-76-349 48 84, e-mail: martin.koller@access.unizh.ch, Url: www.unizh.ch;

Insgesamt wurde durch die vom Land Vorarlberg geförderten Investitionen in Biomasse-Nahwärmanlagen und Kleinanlagen brutto (d.h. ohne Berücksichtigung verdrängter wirtschaftlicher Aktivitäten) eine Wertschöpfung von rund 93 Millionen Euro erzeugt. Außerdem entstand ein kumulierter Beschäftigungseffekt von etwa 1'600 Personenjahren. Neben den investitionsbedingten konjunkturellen Impulsen sind auch die Effekte durch den laufenden Betrieb der Anlagen beachtlich. Die Abschätzung ergab, dass durch die Energieholzbereitstellung für Nahwärmanlagen bisher (brutto und über die Jahre kumuliert) eine Wertschöpfung von 18,2 Millionen Euro und ein Beschäftigungseffekt im Ausmaß von 370 Personenjahren entstanden ist. Weitere 660'000 Euro an Brutto-Wertschöpfung bzw. 14 Personenjahre wurden bisher durch den Brennstoffeinsatz in Pellets-Anlagen induziert, welche seit 1997 auch in Vorarlberg eine rasche Verbreitung finden.

In der Studie wurden auch die durch den energetischen Einsatz von Biomasse in geförderten Anlagen vermiedenen CO₂-Emissionen grob abgeschätzt. Demnach konnten der Atmosphäre durch die Nahwärmanlagen netto (d.h. unter Berücksichtigung der Netzverluste und der CO₂-Emissionen durch fossile Hilfsenergien) bisher etwa 180'000 Tonnen CO₂ und durch die Pelletsheizungen etwa 6'500 Tonnen CO₂ erspart werden. Dieser Effekt ist beachtlich, trägt doch der Einsatz von Biomasse in Nahwärmanlagen bereits im Jahr 2004 mit rund 36'000 Tonnen an vermiedenen CO₂-Emissionen rund 35 % zum CO₂-Reduktionsziel des Landes Vorarlberg im Bereich der erneuerbaren Energien für das Jahr 2010 bei (gemäss Energiekonzept Vorarlberg 2010 beträgt dieses 102'000 Tonnen).

Die Förderung von Biomasse-Anlagen ist neben den besprochenen Effekten und der CO₂-Vermeidung vor allem wegen der zahlreichen nicht internalisierten Nebennutzen interessant, d.h. jenen Nutzen, die der Gesellschaft als Ganzes zugute kommen. So kann neben der Erhöhung des Beitrages der erneuerbaren Energieträger zur Energieversorgung des Landes die Abhängigkeit von fossilen Energieimporten reduziert und die Modernisierung des Bestandes an Biomasseanlagen (mit entsprechend reduzierten spezifischen Schadstoffeinträgen) vorangetrieben werden. Gleichzeitig wird eine nachhaltige Waldwirtschaft gefördert – ein wichtiger Punkt angesichts der Tatsache, dass die Waldwirtschaft auch in Vorarlberg mit niedrigen Industrieholzpreisen und harter internationaler Konkurrenz zu kämpfen hat. Nachhaltig bewirtschaftete Wälder sind in der Regel gesünder und weniger überaltert. Dadurch sind sie entsprechend widerstandsfähiger und produktiver und können deshalb ihre vielfältigen Funktionen besser erfüllen. Die Biomasseförderung leistet daher auch einen wichtigen Beitrag zur Erhaltung der Schutz- und Bannwälder und der Trinkwasserversorgung, und vermindert dadurch die entsprechenden Gefahren für die Wohnbevölkerung in den Vorarlberger Berggebieten.

Darüber hinaus können einheimische Unternehmen, typischerweise Klein- und Mittelbetriebe (z.B. Hersteller von Biomasse-Heizkesseln), dank des florierenden Heimmarktes Know-how und eine gewisse Technologieführerschaft aufbauen, welche wiederum neue Exportchancen eröffnet. Und letztlich helfen die durch die Förderung forcierten Lernkurveneffekte, die Kosten der Anlagen zu reduzieren und dadurch – ebenso wie die gestiegenen Erdölpreise – die Attraktivität von Biomasseanlagen weiter zu steigern, wodurch der Subventionsbedarf entsprechend sinken dürfte.

6.2.4 „Modellierung und Entwicklung von Strategien zur effizienten Förderung nachhaltiger Energiesysteme am Beispiel des Wiener Raumwärmesektors“

Lukas Kranzl, Michael Stadler, Reinhard Haas, Claus Huber (TU-Wien/Energy Economics Group)¹

Nationale und internationale Vorgaben, Vereinbarungen und Richtlinien fordern eine Erhöhung des Anteils Erneuerbarer sowie eine Reduktion der CO₂-Emissionen und der Energieintensität. Unterschiedliche Spannungsfelder tun sich bei der Implementierung der entsprechenden politischen Instrumente auf: einzelne energie- und umweltpolitische Ziele sind miteinander in Einklang zu bringen, die Einführung von zusätzlichen Steuern (z.B. auf fossile Energieträger oder CO₂-Emissionen) ist politisch oft nicht durchzusetzen und die Vergabe von Fördermitteln ist in Einklang mit budgetpolitischen Zielen zu bringen.

Diese Überlegungen münden in der Herausforderung, öffentliche Gelder sparsam und effizient zur CO₂-Reduktion einzusetzen. Daraus ergeben sich weiters die folgenden Fragen: Welche CO₂-Reduktionsziele können in verschiedenen Szenarien erreicht werden, welche Förderungen sind dafür nötig und wie können politische Instrumente optimal aufeinander abgestimmt werden? Das Ziel dieses Beitrags ist es, diese Fragestellungen anhand des Gebäudebestandes der Stadt Wien zu behandeln und über diese Fallstudie hinausgehende Schlussfolgerungen zur Förderung von CO₂-Minderungsmaßnahmen aus dem Vergleich mit anderen Regionen abzuleiten.

Zu diesem Zweck wird als erster Schritt das Modell **Invert** vorgestellt, auf dem die Untersuchungen basieren. Anschließend erfolgt die Darstellung der konkreten Modellierung des Gebäudebestandes in der Stadt Wien. Die erzielten Resultate hinsichtlich der Zusammensetzung des Energieträger-Mix, der erzielten Energieeinsparungen durch Effizienzmaßnahmen, CO₂-Emissionen und der öffentlichen Förderkosten werden in Szenarien bis 2020 beschrieben. Unter Berücksichtigung der Modellergebnisse für andere Regionen werden übergeordnete Schlussfolgerungen hinsichtlich effizienter Fördermaßnahmen abgeleitet.

Das Modell, das den Untersuchungen dieses Beitrags zu Grunde liegt, wurde im Rahmen des EU-Altener-Projekts **Invert** „Investing in RES and RUE technologies: Models for saving public money“ entwickelt. Mit Hilfe dieses Modells können die Auswirkungen von Förderinstrumenten simuliert werden. Dabei werden Fördersysteme sowohl für den vermehrten Einsatz erneuerbarer Energien als auch zur Steigerung der Energieeffizienz in den Bereichen Gebäude (Raumwärme, Warmwasser, Kühlen), Stromerzeugung und Treibstoffproduktion betrachtet.

Am Beispiel des Gebäudesektors bedeutet dies, dass im **Invert** Simulation-Tool der Gebäudebestand auf einem sehr detaillierten Niveau nach Gebäudekategorien, Bauperioden sowie Energiesystemen abgebildet werden kann. Auf dieser Basis werden Entscheidungsprozesse für Heiz-, Warmwasser- oder Kühlsysteme bzw. Wärmeschutzmaßnahmen modelliert. Die Spezifizierung ökonomischer Anreize über Förderungen bewirkt dabei eine Verschiebung der Entscheidungsgrundlagen, woraus die Effekte verschiedener Anreizsysteme ermittelt werden.

Die entscheidenden Outputs des Modells sind die Auswirkungen auf das öffentliche Budget (Ausgaben für Subventionen und Einnahmen aus CO₂-Steuern) sowie CO₂-Emissionen. Weiters ist eine Reihe von Detailergebnissen auf Technologieebene erzielbar, wie z.B. Reduktion des Energiebedarfs aufgrund von Wärmeschutzmaßnahmen, der erwartete Energieträgermix für Heizen, Warmwasser und Kühlen sowie Ökostrom und der Ausbau der Biotreibstoffproduktion.

Für die Fallstudie Wien werden verschiedene Hypothesen im Raumwärmebereich hinsichtlich der Effizienz bestehender und möglicher adaptierter Förderungen jeweils im Vergleich zu einem Referenzszenario (= Entwicklung unter Beibehaltung derzeitiger Förderungen) getestet. Hierbei wird speziell auf die Ermittlung der Förderereffizienz bezüglich der CO₂-Einsparung Augenmerk gelegt. Darunter wird die Menge der eingesparten CO₂-Emissionen bezogen auf die Höhe der für Förderungen vergebenen öffentlichen Mittel verstanden.

¹ Energy Economics Group, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Technische Universität Wien, Gußhausstraße 25-29/373-2, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801/37351, Fax: +43 1 58801/37397, e-mail: Lukas.Kranzl@tuwien.ac.at;

Die derzeit bestehenden Förderungen führen zu einer Reduktion von CO₂-Emissionen im Wiener Gebäudesektor bis 2020 um etwa 230.000 t/a. Dies ist vor allem auf die bestehende Thewosan-Förderung und die Umstellung auf Gas und Fernwärme zurückzuführen.

Ein zentrales Ergebnis dieses Beitrags ist die Ermittlung der Fördereffizienz für verschiedene Förderinstrumente bzw. Bündel von Förderinstrumenten. Diese werden dabei jeweils mit dem status-quo der derzeit implementierten Instrumente verglichen.

Die Analyse zeigt, dass der optimale Förderinstrumentenmix stark vom angestrebten CO₂-Ziel abhängt. Geringe Einsparungen können kostengünstig mit Biomasse bzw. Fernwärme erreicht werden. Eine Erhöhung der derzeit bestehenden Thewosan-Förderung gehört zwar nicht zu den effizientesten, kostengünstigsten Optionen, weist aber die höchsten Einsparungspotenziale auf. Das heißt, um eine „hohe“ Reduktion von über zusätzlich 5% zu erreichen, ist eine Erhöhung der Förderung für Wärmeschutzmaßnahmen unabdingbar. Mit anderen Worten, um höhere CO₂-Einsparungen zu erreichen ist ein Bündel verschiedener Instrumente nötig, darunter in erster Linie Wärmeschutzmaßnahmen.

Unter Berücksichtigung weiterer Fallstudien, die im Rahmen des Projekts **Invert** in Dänemark, Deutschland, Frankreich, Griechenland und Polen durchgeführt wurden, werden in diesem Beitrag weiterführende Schlussfolgerungen hinsichtlich der effizienten Ausgestaltung energiepolitischer Instrumente abgeleitet. Diese betreffen insbesondere die Interaktion verschiedener Instrumente sowie Energietechnologien, die gleichzeitige Förderung konkurrierender Energiesysteme sowie Anreizkompatibilität und Free-Rider-Effekte.

6.2.5 „Ländervergleich zur Effizienz von Förderstrategien zur Markteinführung der Photovoltaik“

Demet Suna*, Assumpcio Lopez-Polo, Reinhard Haas (TU-Wien/Energy Economics Group)¹

Motivation

Die zentrale Fragestellung dieser Arbeit lautet: Was haben Förderstrategien für Photovoltaikanlagen in den marktführenden Ländern in Bezug auf Kostenreduktion und Ausbau bewirkt?

Inhalt

Im Jahr 2004 ist die jährlich installierte Photovoltaikleistung mit 62% Wachstumsrate im Vergleich zum Vorjahr auf 927 MW angestiegen. 69% hiervon wurden hierbei allein in Deutschland und Japan installiert. Ein weiteres Faktum ist, dass in beiden Ländern hohe Förderanreize gesetzt wurden.

Besonders Deutschland hat im Jahr 2004 mit einem Zuwachs von über 100% im Vergleich zu 2003 eine rasante Entwicklung erlebt. Der Hauptgrund für dieses Wachstum ist die Erhöhung der Solarstromvergütung im Rahmen des Erneuerbaren- Energien-Gesetzes (EEG).

Japan weist derzeit mit 1132 MW die höchste weltweit kumuliert installierte Photovoltaik Leistung auf. Für diesen Erfolg ist in erster Linie das japanische Förderungsinstrument „*Residential PV System Dissemination Programm*“ (RPVDP) verantwortlich. Im Gegensatz zu Deutschland und Japan gibt es im drittgrößten Markt, der USA, keine einheitliche Förderpolitik. Die besten Rahmenbedingungen gibt es in Kalifornien, wo auch 2004 mehr als die Hälfte der in der gesamten USA installierten netzgekoppelten PV Anlagen errichtet wurden.

In der vorliegenden Arbeit werden diese drei wichtigsten Märkte im Zeitraum 1994 bis 2004 hinsichtlich der historischen Kapazitätsentwicklung, der erzielten Kostenreduktion der Photovoltaikkomponenten des Gesamtsystems und der bereitgestellten Subventionen im Rahmen der dezentral netzgekoppelten Anlagen unter der Berücksichtigung der wichtigsten Fördermodelle untersucht.

Ergebnisse

Die wichtigsten Ergebnisse dieser Arbeit sind,

- Verschiedene Förderstrategien bewirken unterschiedliche Kapazitätsentwicklungen und Kostenreduktionen.
- Die Marktdaten zeigen klar, dass das japanische „Residential PV System Dissemination Programm“ ein erfolgreiches und bedeutsames Fördermodell darstellte. Es sollen daher zwei bedeutsame Eigenschaften dieses Modells hervorgehoben werden:
 - Die langfristige Dauer (1994-2005) und
 - Der klar definierte jährlich sinkende Förderung
- In Deutschland hat das revidierte EEG gezeigt, dass wenn die Anreize passen, die Menschen klar bereit sind, in die Photovoltaik zu investieren.
- Im Allgemeinen lässt sich feststellen, dass der Anteil der Module an den Gesamtkosten deutlich gestiegen ist, da die Kostensenkung hier weit geringer war als im Vergleich zu den anderen Komponenten

¹ Energy Economics Group, Technische Universität Wien; Gußhausstraße 27-29/373-2, A-1040 Wien, Austria; Tel: +431/58801-37365, Fax: +431/58801-37397; e-mail: suna@eeg.tuwien.ac.at, Url: <http://eeg.tuwien.ac.at>;

6.2.6 „Das Netzwerk Ökoenergie Steiermark - NOEST - Innovatives Forschungs- & Förderungsnetzwerk der Steiermark“

Armin Baumgartner (Netzwerk Ökoenergie Steiermark (NOEST))¹

Das NOEST Netzwerk Öko-Energie Steiermark vereint F&E-Förderungen, Vernetzung und Innovationstransfer für Öko-Energien

Das Land Steiermark zeichnet sich durch Spitzen-Know-how im Bereich Erneuerbare Energieträger aus. Dass die Steiermark immer mehr zur EU-weiten Vorzeigeregion wird, geht auch auf die innovative Bündelung von Forschungsförderung, aktivem Netzwerk und der Kooperation mit der Wirtschaft im NOEST Netzwerk Öko-Energie zurück.

Das NOEST ist der 1. One-Stop-Shop für Forschungs- und Entwicklungsförderung in der Steiermark, welches rund ein Dutzend regionaler Förderschienen zusammenfasst. Innovativ ist auch der Zugang, ausgehend von der Förderkoordination alle Akteure zu vernetzen und eine aktive Wissensdrehscheibe und Community zu ermöglichen.

Das NOEST wurde 2002 gegründet und ist am LEV LandesEnergieVerein Steiermark und der Fachstelle für Energie angesiedelt. Dabei bietet das NOEST neben der zentralen Fördereinreichung vor allem Unterstützung bei der Verwertung der Projektergebnisse, persönliche Kontakte beim Energy Lunch sowie eine umfassende Wissensdatenbank unter www.noest.steiermark.at.

Mit dem NOEST wurden bisher 103 Projekte mit Gesamtkosten von rund 30 Mio. € mit knapp 10 Mio. € aus Landesmitteln gefördert. 2005 wurden die vermittelten Förderungen um 50% auf den neuen Rekordwert von 3,75 Mio. € Landesmittel gesteigert.

Und die steirische Energie-Forschung dient immer mehr der Wirtschaft - 90% aller neu geförderten Projekte haben direkten Unternehmensbezug. Auch durch den aktiven Wissenstransfer zwischen Forschung und Wirtschaft wurden marktfähige Innovationen und Kooperationen angebahnt.

So ist es mit NOEST-Unterstützung zum Beispiel gelungen, einen umfassenden Biogaspark Steiermark samt Know-how-Führerschaft aufzubauen, wirtschaftliche Sonnenkollektoren für Prozesswärme zu entwickeln, kostbaren Biodiesel aus dem Abfallprodukt Tiermehl zu erzeugen und ein Passivhaus in 2000m Seehöhe zu errichten.

Damit ist die Steiermark einmal mehr die Vorzeigeregion der EU für Öko-Energien.

¹ NOEST Netzwerk Öko-Energie Steiermark, c/o LandesEnergieVerein Steiermark; Burggasse 9/II, A-8010 Graz; Tel: +43 316 877 -4562, Fax: -3391; e-mail : office@noest.or.at, Url: www.noest.steiermark.at;

6.2.7 „Aktive Verteilnetzbetreiber für dezentrale Einspeisung – wie die notwendigen Anreize geschaffen werden können“

**Philipp Späth (TU Graz – Interuniversitäres Forschungszentrum für Technik, Arbeit und Kultur)¹,
Dierk Bauknecht (Öko-Institut),²
Uwe Leprich (IZES – Institut für ZukunftsEnergieSysteme)³**

Inhalt

In diesem Beitrag wird dargestellt, welche Bedeutung Verteilnetzbetreiber für einen Ausbau dezentraler Stromerzeugung (DE) haben und wie sie dazu motiviert und in die Lage versetzt werden können, eine aktive Rolle beim notwendigen Wandel von Ausstattung und Betrieb der Netze anzunehmen.

Dazu beschreiben wir die z.T. widersprüchlichen Anreize, die sich aus Sicht der österreichischen Netzbetreiber aus den gesetzlichen Rahmenbedingungen für bzw. gegen dezentrale Einspeisung ergeben (Netztarife, Ökostromförderung etc.);

Wir beschreiben, welche Beiträge von Seiten der Netzbetreiber für eine Integration größerer Anteile dezentraler Stromerzeugung notwendig wären (z.B. aktives Erzeugungs- und Lastmanagement auf Verteilnetzebene etc.);

Wir analysieren, wie die Bestimmung von Netztarifen, der Haupteinnahmequelle der Verteilnetzbetreiber, eine solche aktive Rolle in Österreich und Deutschland erschwert;

Und schließlich skizzieren wir Ansatzpunkte für einen regulatorischen Rahmen, der negative Anreize bezüglich dezentraler Erzeugung neutralisieren, und so zu einer effizienten Integration dezentraler Anlagen beitragen könnte.

Methodik

Der Beitrag basiert auf zwei Forschungsprojekten:

Das Projekt „InteKoop“ hat u.a. die Spielräume der Kooperation zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber in Österreich untersucht. Dazu wurden Interviews mit Netzbetreibern und mit Betreibern dezentraler Anlagen sowie dem Regulator geführt und zwei Workshops mit diesen Akteuren durchgeführt. Ergänzend wurden relevante Regulierungskonzepte anderer europäischer Länder ausgewertet. Das Projekt wird im Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ – einer Initiative des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT) durchgeführt.

Im Projekt „DENSAN“ haben u.a. sieben Stadtwerke gemeinsam die Herausforderungen für ‚aktive Verteilnetzbetreiber‘ formuliert und die Möglichkeiten erkundet, die nötigen Anreize in Deutschland dafür zu schaffen, dass Netzbetreiber eine solch aktive Rolle auch einnehmen.

Auf dieser Grundlage werden Vorschläge für eine konsistentere und damit effizientere Gestaltung der Anreize in Österreich erarbeitet.

Ergebnisse

Wenn mit dezentraler Einspeisung eine sinkende Wertschöpfung beim Netzbetrieb verbunden wird, und keine neue Anreize in Aussicht sind, werden Netzbetreiber ihre Netze nicht aktiv auf eine

¹ IFZ – Interuniversitäres Forschungszentrum für Technik, Arbeit und Kultur
Schlögelgasse 2, 8010 Graz, Österreich, e-mail: spaeth@ifz.tugraz.at;

² Öko-Institut, Pf 500240, 79028 Freiburg, Deutschland, e-mail: d.bauknecht@oeko.de;

³ Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES), Altenkesslerstr. 17, 66115 Saarbrücken, Deutschland, e-mail: leprich@izes.de;

kostengünstige Integration von DE ausrichten. Da sie dabei aber unverzichtbare Akteure sind, gilt es, eine aktive UND attraktive Rolle für die Verteilnetzbetreiber bei der Integration von DE zu entwickeln.

Für den Netzbetrieb problematisch ist dezentrale Einspeisung vor allem dann, wenn lokale Spannungsanhebungen nicht zu vermeiden sind. Das Problem wäre durch steuerungstechnische Maßnahmen zu beheben, doch entsprechende Investitionen werden von Netzbetreibern nur getätigt, wenn diese Ausgaben obligatorisch sind oder ihnen relevante Einnahmen gegenüber stehen. Von zentraler Bedeutung für die entsprechende Investitionssicherheit sind daher die Vorgaben für die Netztarifregulierung.

Literatur

Leprich, U.; Bauknecht, D.; Evers, E.; Gaßner, H., Schrader, K. (2005): Dezentrale Energiesysteme und aktive Netzbetreiber (DENSAN) - Endbericht. Saarbrücken.

Bauknecht, D.; Späth, P.; Leprich, U., and Rohracher, H. (2006): Transformation der Stromwirtschaft: Die Rolle der Netze und ihrer Regulierung. In: Reiche, D./ Bechberger, M.: Ökologische Transformation der Energiewirtschaft - Erfolgsbedingungen und Restriktionen. Berlin: Erich-Schmidt-Verlag.

6.3 Biomasse Kraft-Wärme-Kopplung (Session F2)

6.3.1 „Energetische Nutzung von Holz im größten Wald-Biomasse-Kraftwerk Österreichs- Von der Projektidee bis zur Realisierung“

**Mario Bachhiesl (Österreichische Bundesforste AG)¹,
Ludwig Gockner (Wienstrom GmbH)²**

Neben Wasserkraft sind Biomasse und Windenergie die bedeutendsten regenerativen Energieträger Österreichs, deren Nutzung sowohl volkswirtschaftlich als auch ökologisch sinnvoll ist. Durch die nationale Umsetzung der Wasserrahmen-Richtlinie (RL 2000/60/EG), welche die Erhaltung und Verbesserung der aquatischen Umwelt zum Ziel hat, wird mit einem möglichen Rückgang der Energieerzeugung aus Wasserkraft von 5 bis 15 % gerechnet. Im Gegenzug hat die Richtlinie zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (RL 2001/77/EG) die Anhebung des Anteils der Erneuerbaren am Gesamtstromaufkommen von 14 % (1997) auf 22 % (2010) zum Ziel. Für Österreich bedeutet dies eine Anhebung des Stromanteils aus erneuerbaren Energien von 70 % (1997) auf 78,1 % (2010).

Die Umsetzung der Richtlinie in nationales Recht wird durch das Ökostromgesetz gewährleistet. Sowohl mit dem Ökostromgesetz 2002 als auch mit dessen Fortsetzung ab 1.1.2005 soll der Anteil an erneuerbaren Energien in Österreich forciert werden. Auch in der österreichischen Energiepolitik bzw. -strategie werden im Sinne des Leitgrundsatzes der Nachhaltigkeit neben den klassischen Zielen der Kosteneffizienz, der Versorgungssicherheit sowie der Umwelt- und sozialen Verträglichkeit insbesondere die Forcierung der erneuerbaren Energieträger sowie die Steigerung der Energieeffizienz verfolgt. Dazu wurde im Regierungsprogramm 2003–2006 als Ziel die Erhöhung des Biomasseeinsatzes bis 2010 um 75 % proklamiert.

Während der Trend zur Stromerzeugung aus Windkraft durch das Erreichen der maximalen Netzkapazität im Burgenland sowie durch die Umsetzung neuer Raumordnungskonzepte in Niederösterreich abflacht, wird ein Aufschwung im Bereich der Biomasse erwartet. Derzeit wird in Österreich durch energetische Nutzung von Biomasse nahezu 1 % des jährlichen Strombedarfs gedeckt. Prognosen der E-Control gehen davon aus, dass bis zum Jahr 2007 rund 1,5 % des jährlichen Strombedarfs allein durch die Verstromung von Biomasse bereitgestellt werden können.

Bereits 2001 hatte Wien Energie gemeinsam mit der Stadt Wien die Machbarkeit eines Wiener Biomassekraftwerks nach ökologisch-technischen und wirtschaftlichen Kriterien geprüft und den Bau einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage (KWK-Anlage) mit Waldbiomasse als Brennstoff auf dem Kraftwerksgelände Simmering als sinnvoll erachtet. Mit der Gründung einer Errichter- und Betreibergesellschaft, an denen die Unternehmen WIENSTROM GmbH, Fernwärme Wien Gesellschaft m.b.H. und ÖBf Beteiligungs GmbH zu je einem Drittel beteiligt sind, wurde im Juni 2004 der Grundstein für eine erfolgreiche Projektrealisierung gelegt.

Im Zuge eines konzentrierten abfallwirtschaftlichen Genehmigungsverfahrens wurden sämtliche relevanten ökologischen Auswirkungen auf Mensch und Umwelt dargestellt und von den Sachverständigen der Behörde beurteilt. Der rechtskräftige positive Bescheid vom Juli 2004 stellt bereits eine wesentliche Voraussetzung für den Erhalt des Ökostromtarifs dar, der zu jener Zeit auch an die Vorgabe einer Inbetriebnahme bis 30. Juni 2006 gekoppelt war.

Parallel dazu fand eine EU-weite Ausschreibung nach einem Generalunternehmer für die technische Realisierung statt. Aus dem Bewertungsverfahren nach technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Kriterien ging Siemens AG Österreich als Bestbieter hervor.

Der vorgesehene Standort am Kraftwerksgelände Simmering ist verkehrstechnisch an das Straßen- und Bahnnetz angebunden. Zusätzlich qualifiziert er sich durch die vorhandene Infrastruktur, wie

¹ Österreichische Bundesforste AG, Stabstelle Immobilien-Wasser-Energie, Pummergasse 10-12, 3002 Purkersdorf; Tel. +43/(0)2231/ 600 702, Mobil +43/(0)664/ 8197550, Fax +43/(0)2231/ 600 709;

² Wien-Strom GmbH;

Einspeisemöglichkeiten für Strom und Fernwärme, sowie durch die Nutzung von Synergien, z.B. beim Instandhaltungspersonal.

Die geplante Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage verfügt über eine Brennstoffwärmeleistung von max. 65,7 MW_{th} und dient zur Erzeugung von Fernwärme und Strom. Bei jahresdurchgängigem Betrieb von 8.000 Betriebsstunden werden rund 600.000 Schüttraummeter Waldbiomasse verfeuert.

Durch Auskopplung von Fernwärme können bei einem Anlagenwirkungsgrad von über 80 % durchschnittlich rund 12.000 Haushalte mit Wärme und rund 48.000 Haushalte mit Strom versorgt werden. Bei ausschließlicher Verstromung kann bei einem Anlagenwirkungsgrad von rund 36 % jahresdurchgängig der Strombedarf von rund 57.000 Haushalte gedeckt werden.

Abbildung 9: Schematische Darstellung und technische Kenndaten des Biomassekraftwerks Simmering		
	Art der Feuerung	Zirkulierende Wirbelschicht
	Brennstoff	Waldbiomasse
	Brennstoffmenge	rd. 600.000 srm/a rd. 75 srm/h
	Turbine	Entnahmekondensationsturbine
	Rauchgasmenge	rd. 105.800 Nm ³ /h
	Stickoxidvermeidung	Feuerungstechnische Maßnahmen SNCR- und SCR-Anlage
	Abscheidung saurer Komponenten	Trockensorptionsverfahren mit Kalkhydrat und Herdofenkoks als Absorbens
	Staubabscheidung	Gewebefilter
<p>Abk.: SNCR ... Selective Non Catalytic Reduction, SCR ... Selective Catalytic Reduction, srm ... Schüttraummeter, Nm³ ... Normkubikmeter feucht</p>		

Das technische Konzept (s. Abbildung 1) sieht einen Brennstoffbunker, einen Übergrößen- und Metallabscheider, einen Brennstoffsilo, einen von der Firma Foster Wheeler geplanten Dampfkessel mit zirkulierender Wirbelschicht, eine Entnahmekondensationsturbine und eine Rauchgasreinigungsanlage vor. Die Reinigung der Rauchgase basiert auf Primär- und Sekundärmaßnahmen zur Vermeidung von Stickoxiden (NO und NO_x) und einem mit Kalkhydrat und Herdofenkoks beaufschlagten Gewebefilter vorwiegend zur Abscheidung von sauren Schadgasen wie Schwefeldioxid (SO₂), Salzsäure (HCl) und Fluorwasserstoff (HF). Durch längere Verweilzeiten für die Nachreaktionen in der Filterschicht ist eine optimale Ausnutzung des Additivs im Gewebefilter gegeben.

Bei Auswahl und Fertigung der Anlagenteile wird besonderer Wert auf erprobte und qualitativ hochwertige Komponenten gemäß Kraftwerksstandard gelegt. Dadurch soll ein hohes Niveau zur Vermeidung negativer Umweltauswirkungen und zur optimalen Nutzung des Brennstoffenergieinhaltes erreicht werden.

Im Sinne einer nachhaltigen Nutzung von Biomasse kann und soll der Energieinhalt von nicht industriell verwendbarer Waldbiomasse zur Erzeugung von Strom und Wärme genutzt werden. Der Einsatz in thermischen Anlagen stellt sowohl eine ökologisch als auch ökonomisch sinnvolle Lösung dar. Das geplante Projekt ist durch folgende Vorteile gekennzeichnet:

- Nutzung der vorhandenen Einrichtungen und Infrastruktur am Kraftwerksstandort Simmering
- Bereitstellung von Strom und Fernwärme aus einer KWK mit erneuerbarem Brennstoff
- Schonung fossiler Ressourcen durch Nutzung heimischer Biomasse
- Beitrag zur Erreichung des Klimaschutz- sowie Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz-Ziels
- Langfristige Sicherung hochwertiger Arbeitsplätze

6.3.2 „Systemoptimierung eines Biomasse-Heizkraftwerkes auf den regionalen Energiebedarf einer Kommune – Praxisbeispiel“

Andreas Oberhammer (EVN AG)¹

Die erfolgreiche Optimierung der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung auf den kommunalen Energiebedarf einer Kommune soll untersucht werden. In einem theoretischen Teil wird anhand von volks- und energiewirtschaftlichen Kennzahlen der Strom- und Wärmebedarf ermittelt. Die technologische Verfahrensauswahl richtet sich bei dieser Optimierung nach dem Bedarf. Im Zuge der technischen Umsetzung werden noch die geplanten Maßnahmen beschrieben um eine optimale Zielerreichung zu bekommen. Abschließend wird noch die Brennstoffaufbringung untersucht und der Optimierungsgrad der einzelnen Zielgrößen untersucht.

¹ EVN-AG, EVN-Platz, 2344 Maria Enzersdorf, Tel: +43 (0) 2236 200 -0, Fax: +43 (0) 2236 200 -2030; e-mail: info@evn.at, Url: www.evn.at;

6.3.3 „Errichtung eines 50 MW_{th} Biomasse-Heizkraftwerkes am Kraftwerksstandort Timelkam“

Robert Stockenreitner (Energie-AG Oberösterreich)¹

Im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben zur Steigerung des Anteils an erneuerbarer Energie setzt die Energie AG Oberösterreich einen weiteren Schritt in Richtung ökologisch nachhaltiger Stromerzeugung und leistet einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der österreichischen Ziele. Am bestehenden Kraftwerksstandort Timelkam herrschen für die Realisierung einer Biomasseanlage zur Kraft-Wärme-Kopplung ideale Voraussetzungen. Die Lage im Zentrum der holzverarbeitenden Industrie und die Nutzung der vorhandenen Infrastruktur am Standort ist verbunden mit der hohen jahresdurchgängigen Auslastung der derzeit in Bau befindlichen Anlage.

Die neue Biomasseanlage Timelkam umfasst folgendes Konzept:

- Errichtung eines stationären Wirbelschichtkessels und einer Rauchgasreinigung
- Errichtung eines neuen Kesselhauses am früheren Standort des aufgelassenen Werk I
- Errichtung eines Brennstofflagers, bestehend aus zwei Silos und einer Rindenlagerhalle, der Brennstoffannahme, einer Aufbereitungs- und Zerkleinerungsanlage und zugehöriger Fördereinrichtungen
- Einbindung des Dampfes aus dem Biomassekessel in die bestehende Dampfturbine M4 zur Strom- und Fernwärmeerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung
- Bestmögliche Nutzung und Einbindung der bestehenden Kraftwerksinfrastruktur

Das Technische Konzept umfasst ein Biomasse-Heizkraftwerk mit stationärem Wirbelschichtkessel und Nutzung der bestehenden Dampfturbine M4. Damit werden bis auf einen revisionsbedingten Stillstand der Biomasseanlage im ganzjährigen Betrieb mittels CO₂-neutraler Energieaufbringung Strom in das 110 kV-Netz und Fernwärme in das bestehende Fernwärmenetz eingespeist. Damit können rund 26.000 Haushalte jährlich mit sauberem Ökostrom versorgt und der Wärmebedarf von ca. 6.000 Haushalten mit CO₂-neutraler Fernwärme gedeckt werden.

Daten:

• Brennstoffwärmeleistung	ca. 50	MW _{th}
• Frischdampf Temperatur	440	°C
• Frischdampfdruck	42	bar
• Elektrische Leistung	max. 15	MW _{el}
• Fernwärmeleistung max.	15	MW _{th}
• Stromerzeugung (netto)	ca. 95	GWh/Jahr
• Fernwärmeerzeugung	ca. 88	GWh/Jahr
• Jährliche Brennstoffmenge (Basis: Wassergehalt 30%)	ca. 115.000	t/Jahr
• Einsatzdauer	ca. 8.000	h/Jahr
• Projektkosten	ca. 35	Mio. €

Als Brennstoff werden heimisches Holz und Holzreststoffe aus der Land- und Forstwirtschaft sowie industrielle Holznebenprodukte (Rinde, Sägespäne, Schleifstaub,...) und Altholz (Dachstuhlholz, Kisten, Paletten,...) eingesetzt.

Am Kraftwerksstandort ergibt sich dabei durch den Einsatz eines CO₂-neutralen biogenen Brennstoffes im Biomasse-Heizkraftwerk eine deutliche CO₂-Reduktion.

Die Errichtung der Biomasseanlage bedeutet eine technische und ökologische Optimierung der Fernwärmeerzeugung und -versorgung im Raum Timelkam-Vöcklabruck-Lenzing.

¹ Energie AG OÖ., A-4021 Linz, Böhmerwaldstrasse 3;

Die erhöhten Einspeisetarife wurden nach der Oö. Ökostromverordnung für eine Dauer von 10 Jahren ab Inbetriebnahme zugesichert. Die Einspeisevergütung beträgt 350 % des Basispreises I der Oö. Ökostromverordnung. Die jährlichen Basispreise werden durch das Land Oberösterreich jeweils für ein Wirtschaftsjahr im Vorhinein ermittelt. Zur Ermittlung werden die Marktdaten der EEX–Frankfurt herangezogen.

Anlagentechnik

Die Anlieferung der Brennstoffe erfolgt werktags mit LKWs. Die Anlieferfrequenz beträgt dabei ca. 40 LKW pro Tag. Als Biomassebrennstoff werden vor allem Sägenebenprodukte, Altholz, Schleifstaub und Waldhackgut eingesetzt.

Zur Brennstoffbevorratung sind zwei geschlossene Lagersilos mit je 5.000 m³ für Chips (Hackschnitzel, Sägespäne, Altholz) und eine Lagerhalle mit 6.000 m³ für Rinde vorgesehen, in welchen die Biomasse getrennt gelagert werden kann. Die Lagerkapazitäten sind für einen 10-tägigen Volllastbetrieb ausgelegt um auch bei längeren Lieferunterbrechungen (z.B. Feiertage) den Betrieb der Anlage mit voller Leistung zu gewährleisten.

Aufgrund der Kesselleistung und wegen des hohen Wassergehalts der Biomassebrennstoffe wurde eine stationäre Wirbelschichtkesselanlage gewählt. Charakteristisches Merkmal der Wirbelschichttechnologie ist die Verbrennung in einer fluidisierten Mischung bestehend aus Bettmaterial und Brennstoff. Die Vorteile sind die hohe Brennstoffflexibilität, das günstige Emissionsverhalten, die kompakte Bauweise und der hohe thermische Wirkungsgrad.

Die Rauchgasreinigung besteht aus einer selektiven nichtkatalytischen Entstickung (SNCR) und einem Gewebefilter zur Entstaubung mit Additivdosierung (Kalkhydrat und Herdofenkoks) zur Bindung von Schwermetallen und sauren Rauchgasbestandteilen.

Der bestehende Dampfturbosatz M4 ist Teil der Gas- und Dampfturbinenanlage und wurde im Jahre 1997 erneuert. Diese Anlage diente bisher nur als Spitzenlast bzw. als Ausfallreserve. Der Dampfturbosatz besteht im wesentlichen aus einer Anzapfkondensationsturbine und einem Drehstrom- Synchron- Generator, der direkt an die Dampfturbine gekuppelt ist. Entsprechend der Ausnützung im Teillastbereich werden die elektrische und Fernwärmeleistungen erzeugt.

Meilensteine

12/2002 AWG-Bescheid und Energierechtsbescheid sind rechtskräftig
09/2003 Baubeschluss
04/2004 Bestellung der Hauptkomponenten
07/2004 Baubeginn
10/2004 Montagebeginn Kessel
01/2005 Baubeginn Brennstoffhandling
04/2005 Druckprobe und Abnahme durch TÜV
05/2005 Montagebeginn Brennstoffhandling
08/2005 Beginn Kalt-Inbetriebsetzung
10/2005 Erste Biomasseanlieferung, erster Dampf zur Turbine
12/2005 Beginn des 8-wöchigen Probebetriebs

Seit Ende Oktober 2005 ist die Anlage mit Biomasse im Vollbetrieb. Der zweimonatige Probebetrieb wird mit der Garantie- und Abnahmemessung Ende Februar 2006 abgeschlossen.

6.3.4 „Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis fester Biomasse mittels ORC-Technologie - Demonstrationsprojekt Lienz“

**Erwin Reisenhofer, Peter Thonhofer, Ingwald Obernberger
(BIOS Bioenergiesysteme GmbH)¹**

Der ORC (Organic Rankine Cycle)-Prozess stellt für dezentrale Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (Biomasse-KWK-Anlagen) eine technisch und wirtschaftlich interessante Technologie dar. Die ORC-Technologie basiert auf dem Rankine Prozess mit dem Unterschied, dass anstelle von Wasser ein organisches Arbeitsmittel verwendet wird. Im Rahmen eines europäischen Demonstrationsprojektes wurde eine für Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen speziell entwickelte ORC-Technologie mit einer elektrischen Nennleistung von 1.000 kW_{el} im neu errichteten Biomasseheizkraftwerk Lienz realisiert. Diese Anlage ist seit Februar 2001 erfolgreich in Betrieb.

Durch dieses Projekt sowie durch ein vorangegangenes EU-Demonstrationsprojekt bei der Holzindustrie STIA in Admont (400 kW_{el} Nennleistung, Inbetriebnahme 1999) ist ein Durchbruch der Stromerzeugung mittels Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf Basis der ORC-Technologie gelungen. In den letzten Jahren sind eine Vielzahl von ORC-Anlagen auf Biomassebasis in einem Leistungsbereich zwischen 400 kW_{el} und 1.500 kW_{el} in Betrieb gegangen (derzeit befinden sich in Österreich, Deutschland, Italien, Tschechien und der Schweiz bereits rund 20 Anlagen in Betrieb).

Durch die ausgezeichnete Akzeptanz der Fernwärmeversorgung mittels Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplung in der Lienzener Öffentlichkeit und der hohen Anschlussbereitschaft an die Fernwärme wurde ein weiterer Ausbau des Fernwärmenetzes und damit verbunden die Erweiterung des Heizkraftwerkes möglich. Im Oktober 2005 wurde eine weitere ORC-Anlage mit einer Nennleistung von 1.500 kW_{el} in Betrieb genommen. Die Erfahrungen aus der bestehenden Anlage führten weiters zur Installation eines 400 m³ Pufferspeichers, um die Lastspitzen aus dem Fernwärmenetz zu glätten, sowie zur Errichtung eines stationären Hackers und eines Rundholzlagerplatzes, um die Bereitstellung von Waldhackgut zu optimieren.

Als Errichter- und Betreibergesellschaft fungiert die Stadtwärme Lienz Produktions- und Vertriebs-GmbH welche sich zu jeweils 48 % im Eigentum der Steirische Gas-Wärme GmbH (StGW) bzw. der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG sowie zu 4 % im Eigentum der Stadt Lienz befindet. Die maschinentechnische Planung der Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf ORC-Basis wurde von der BIOS BIOENERGIESYSTEME GmbH durchgeführt.

Das Biomasseheizkraftwerk versorgt die Stadt Lienz mit Fernwärme (verkaufte Wärmemenge ca. 73 GWh_{th} pro Jahr nach Vollausbau des Fernwärmenetzes). Der produzierte Strom (ca. 10,5 GWh_{el} pro Jahr nach Vollausbau des Fernwärmenetzes) wird in das örtliche Leitungsnetz eingespeist. Das ausgezeichnete Teillastverhalten der ORC-Anlagen ermöglicht es die Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungsanlage ausschließlich in wärmegeführter Fahrweise, und somit mit sehr hohem Gesamtwirkungsgrad, zu betreiben. Insgesamt sind im Biomasseheizkraftwerk Lienz drei Biomassefeuerungen, ein Thermoölkessel mit nachgeschalteten Thermoöl-Economiser mit einer Nennleistung von 6,5 MW_{th} (zur thermischen Versorgung der 1.000 kW_{el} ORC-Anlage) und ein Warmwasserkessel mit einer Nennleistung von 7,0 MW_{th} in der Bestandsanlage sowie ein Thermoölkessel mit nachgeschalteten Thermoöl-Economiser mit einer Nennleistung von 8,7 MW_{th} (zur thermischen Versorgung der 1.500 kW_{el} ORC-Anlage) in der Neuanlage, installiert. Den Kesseln nachgeschaltet sind zur Wärmerückgewinnung Warmwasser-Economiser mit einer Leistung von insgesamt rund 2,5 MW_{th}. Als Ausfallsreserve und zur Spitzenlastabdeckung sind weiters zwei mit Heizöl extraleicht befeuerte Ölkessel mit einer Nennleistung von jeweils 11,0 MW_{th} installiert. Im Zuge der Errichtung der Neuanlage im Jahr 2005 wurde zur teilweisen Abdeckung der Spitzenlast und zum Glätten von Lastschwankungen ein Pufferspeicher mit einem Volumen von 400 m³ vorgesehen, wodurch die Biomassefeuerungen gleichmäßiger und somit emissionsärmer betrieben werden können. Weiters führt der Pufferspeicher zu einer deutlichen Reduktion des Ölverbrauches und zu einer verbesserten Auslastung der Biomassefeuerungen, was auch in einer Steigerung der Stromproduktion resultiert.

¹ BIOS BIOENERGIESYSTEME GmbH; A-8010 Graz, Inffeldgasse 21b; Tel: +43 (316) 48130053; e-mail: reisenhofer@bios-bioenergy.at; Url: www.bios-bioenergy.at;

Der ORC-Prozess wird vom Thermoölkessel über einen Thermoölkreislauf mit Wärmeenergie versorgt. Die speziellen Vorteile der ORC-Technologie liegen in ihrer Robustheit (hohe Lebensdauer, geringe Instandhaltungskosten), in der vollautomatischen und unbemannten Betriebsweise (Personalbedarf nur 3 bis 5 Stunden pro Woche), in ihrem ausgezeichnetem Teillastverhalten und in dem für dezentrale Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen relativ hohen elektrischen Wirkungsgrad ($= \text{produzierte Strommenge} / \text{der ORC-Anlage zugeführter thermischer Energie}$) von rund 18%. Der ORC-Prozess ist ein in sich geschlossener Prozess, über Wärmetausch ist er zum einen mit dem Thermoölkreislauf (Input an thermischer Energie) und zum anderen mit dem Fernwärmenetz (Output an thermischer Energie) und dem örtlichen Leitungsnetz (Output elektrische Energie) verbunden.

Als Arbeitsmittel wird in der ORC-Anlage ein Silikonöl eingesetzt. Dieses wird im Verdampferteil durch die über das Thermoöl zugeführte Energie verdampft und dann in der nachgeschalteten Turbine entspannt. Die Turbine treibt einen Generator an, der aus der mechanischen Energie Strom produziert. Der entspannte Silikonöldampf gelangt dann über einen Regenerator (zur internen Wärmerückgewinnung) in den Kondensator, wo er kondensiert wird und die dabei freiwerdende Wärme an das Fernwärmenetz abgibt. Das flüssige Silikonöl wird dann über eine Pumpe wieder auf den erforderlichen Prozessdruck gebracht und nach Durchströmen des Regenerators wieder dem Verdampfer zugeführt. Damit ist der ORC-Kreislauf geschlossen.

Die nun schon jahrelange Betriebserfahrung mit den ORC-Anlagen bei Biomasse-KWK-Anwendungen bescheinigt diesen eine ausgezeichnete Verfügbarkeit von über 97 %. Im Jahr 2004 wurden bei wärmegeführter Betriebsweise der 2001 in Lienz in Betrieb genommen 1.000 kW_{el} ORC-Anlage rund 5.500 Volllaststunden erreicht. Weiters zeigt sich, dass die garantierten Nennleistungen deutlich überschritten werden konnten. Auch nach der Installation der 1.500 kW_{el} ORC-Anlage im Jahr 2005 werden durch den Ausbau des Fernwärmenetzes und durch die Installation des Pufferspeichers bei wärmegeführter Betriebsweise über 4.000 Volllaststunden für beide KWK-Anlagen erzielbar sein.

Die auf den gemachten Erfahrungen und gewonnenen Daten durchgeführten wirtschaftlichen Bewertungen zeigen, dass die Stromgestehungskosten von Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf ORC-Basis mit einer elektrischen Nennleistung zwischen 1.000 und 1.500 kW_{el} zwischen 0,09 und 0,14 €/kWh liegen – je nach den gegebenen Rahmenbedingungen hinsichtlich Anlagengröße, Brennstoffpreis und Anlagenauslastung. Diese spezifischen Stromgestehungskosten ermöglichen in denjenigen Ländern einen wirtschaftlich sinnvollen Betrieb derartiger Anlagen, in denen entsprechende Förderprogramme zur Forcierung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energieträgern gewährt werden. Eine weitere Voraussetzung für einen ökologischen und kosteneffektiven Betrieb der Anlage ist, dass nicht nur Strom sondern auch die Wärme, die durch den Betrieb des Heizkraftwerkes produziert wird, als Prozess oder Fernwärme verwendet werden kann (wärmegeführter Betrieb der Gesamtanlage).

Das größte Einsatzpotential für Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf ORC-Basis liegt in mittelgroßen holzbe- und holzverarbeitenden Betrieben, in dezentralen Altholzfeuerungen sowie in Biomasse-Fernheizwerken (Neubau oder Umrüstung bestehender Anlagen).

Durch die Weiterentwicklung der ORC-Technologie sind zukünftig noch höhere Wirkungsgrade zu erwarten. Eine Möglichkeit der Prozessoptimierung stellt die Implementierung eines verzweigten Kondensatorkreislaufes beim ORC-Prozess dar. Durch diese Schaltungsvariante wird in einem zweiten Thermoöl-Economiser dem Rauchgas zusätzlich Wärme entzogen, wodurch, laut durchgeführter Berechnungen, der elektrische Anlagenwirkungsgrad zwischen 4 % (gleiche spezifische Wärmetauscherflächen) und 8% (erhöhte spezifische Wärmetauscherflächen) gesteigert werden kann. Die ersten praktischen Anwendungen werden zeigen zu welchem Teil diese Wirkungsgradsteigerungen in Realanlagen erreicht werden können. Eine Erhöhung der Temperatur des Thermoöles (von 300/250 auf 320/270 °C) trägt ebenfalls zur Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades bei, jedoch sind für eine effiziente Realisierung dieser Option einige Modifikationen an Komponenten des ORC-Prozesses erforderlich. Ohne Modifikationen führt diese Maßnahme zu einer Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades, wenn erhöhte Temperaturen im Kühlkreislauf (Fern- bzw. Prozesswärmeverlauftemperaturen) benötigt werden. Diese Optimierungsmassnahmen werden derzeit in ersten Anlagen umgesetzt und getestet.

6.3.5 „Arbeitsmedien für Niedrigtemperatur-ORC-Prozesse“

**Gerald Koglbauer, Bahaa Saleh*, Martin Wendland, Johann Fischer
(Universität für Bodenkultur Wien/Institut für Verfahrens- und
Energietechnik)¹**

Einleitung

Bei der Nutzung erneuerbarer Energien kommt der Umwandlung von Niedrig- oder Mitteltemperaturwärme in elektrischen Strom eine wichtige Rolle zu. Eine Möglichkeit für diese Energiewandlung bietet der „Organic Rankine Cycle“ oder ORC-Prozess. Dieser funktioniert wie der klassische Dampfkraftprozess, als Arbeitsmedien werden aber organische Substanzen verwendet. Wir fokussieren hier auf Niedrigtemperatur-ORC-Prozesse zur Nutzung von geothermischer Wärme und fragen, wie viel elektrische Leistung P_{el} aus einem gegebenen Thermalwasserstrom mit einer Temperatur von 120°C gewonnen werden kann. Die Leistung ergibt sich aus der Gleichung $P_{el} = \dot{m}_w q_{WA} \eta_{th}$. Dabei sind \dot{m}_w der Thermalwasserstrom, q_{WA} die Wärme, die von einem Thermalwasserstrom von 1 kg/s auf das Arbeitsmedium übertragen werden kann, und η_{th} der thermische Wirkungsgrad des ORC-Prozesses. Zur Bestimmung von η_{th} und q_{WA} ist die Kenntnis der thermodynamischen Stoffdaten der Arbeitsmedien erforderlich.

Die BACKONE Zustandsgleichung

Zur Bereitstellung von thermodynamischen Stoffdaten wurde die molekular begründete Fundamentalzustandsgleichung BACKONE entwickelt [1]. Diese benötigt für reine Stoffe fünf stoffspezifische Parameter und für Gemische nur jeweils einen binären Wechselwirkungsparameter. BACKONE wurde bisher erfolgreich zur Beschreibung von Kältemitteln (reine Stoffe, binäre und ternäre Gemische), zur Beschreibung von Erdgas (21 reine Komponenten, 23 Schlüsselgemische) und zuletzt zur Beschreibung von Arbeitsmedien für Niedrigtemperatur-ORC-Prozesse [2] eingesetzt. BACKONE wird auch vom Geoforschungszentrum Potsdam und von dezentral Berlin für dynamische Simulationen von geothermischen ORC-Prozessen eingesetzt.

Wirkungsgrade von ORC-Prozessen

Zuerst wurden für 31 reine Arbeitsmedien ORC Prozesse untersucht, die zwischen 100°C und 30°C arbeiten [2]. Für verschiedene Arten der Prozessführung - ohne oder mit Überhitzung der Dampfphase, ohne oder mit innerer Wärmeübertragung (IWÜ) - sowie für Prozesse bei Drücken bis 20 bar oder bei überkritischen Drücken wurden mit BACKONE die thermischen Wirkungsgrade η_{th} berechnet. Ergebnisse für drei repräsentative Arbeitsmedien sind:

- R600a (iso-Butan), kritische Temperatur $T_k = 135.0^{\circ}\text{C}$, überhängende Taulinie, Turbineneintritt 19,98 bar, 100°C : $\eta_{th} = 0.121$ ohne IWÜ, $\eta_{th} = 0.124$ mit IWÜ
- R152a, $T_k = 113.5^{\circ}\text{C}$, glockenförmige Taulinie, Turbineneintritt 20,00 bar, $72,59^{\circ}\text{C}$: $\eta_{th} = 0.088$ (Nassdampf mit $x = 0.96$ aus Turbine).
- R143a, $T_k = 72,7^{\circ}\text{C}$, Turbineneintritt 45,00 bar (überkritisch), 100°C : $\eta_{th} = 0.091$ ohne IWÜ.

Die Wärmenutzung bei geothermischen ORC-Prozessen

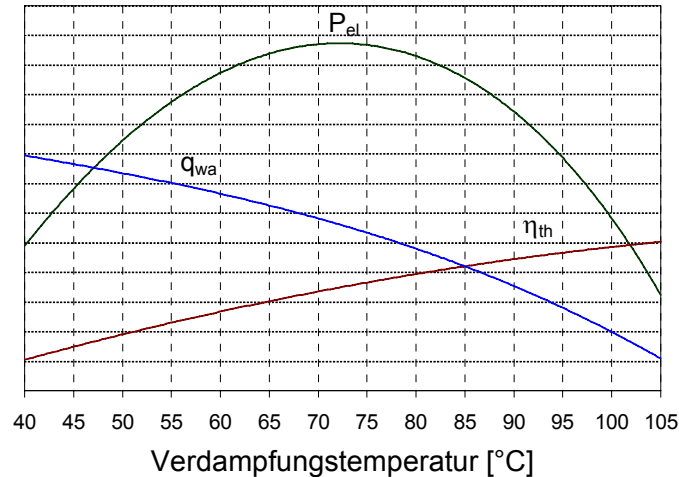
Für die elektrische Leistung eines geothermischen Prozesses ist aber nicht nur der thermische Wirkungsgrad η_{th} relevant sondern auch die Wärme q_{WA} , die auf das Arbeitsmedium übertragen werden kann. Zu deren Bestimmung wurde eine Pinchanalyse für die Wärmeübertragung vom Thermalwasser

¹ Institut für Verfahrens- und Energietechnik, Universität für Bodenkultur, Muthgasse 107, A-1190 Wien, +43 1 370 97 26 200, johann.fischer@boku.ac.at, www.map.boku.ac.at/2902.html;

*Jetzt: Mechanical Engineering Department, Faculty of Engineering, Assiut University, Assiut, Egypt.

auf das Arbeitsmedium mit einer Grädigkeit von 10°C durchgeführt. Für die Leistung $P_{el} = \dot{m}_w q_{WA} \eta_{th}$ erhält man mit $\dot{m}_w = 30 \text{ kg/s}$ folgende exemplarischen Ergebnisse:

- Für R600a wurden η_{th} , q_{WA} und P_{el} als Funktionen der Verdampfungstemperatur berechnet. Mit steigender Temperatur nimmt η_{th} zu, während q_{WA} wegen der Erhöhung der Pinchtemperatur abnimmt. Die Multiplikation beider Größen führt zu einem Maximum für P_{el} . Das Bild zeigt den Verlauf der Größen η_{th} , q_{WA} und P_{el} für R600a. Beim Turbineneintritt 11,99 bar, 74,39°C erhält man die maximale Leistung $P_{el} = 587 \text{ kW}$ mit $\eta_{th} = 0.091$ und $q_{WA} = 215,0 \text{ kJ/kg}$.



- Für R 152a ergab sich für den obigen Turbineneintritt (20,00 bar, 72,59°C) $q_{WA} = 218,22 \text{ kJ/kg}$ und mit $\eta_{th} = 0.088$ erhält man die Leistung $P_{el} = 576 \text{ kW}$.
- Für R143a ergab sich bei überkritischer Prozessführung und den obigen Turbineneintritt (45,00 bar, 100°C) $q_{WA} = 260,50 \text{ kJ/kg}$ und mit $\eta_{th} = 0.091$ erhält man die Leistung $P_{el} = 712 \text{ kW}$.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass der überkritische Prozess optimal ist, da in der kalten Composite der Pinchanalyse kein Knick auftritt. Ähnlich gute Ergebnisse bei Drücken bis zu 20 bar können von Gemischen [1] erwartet werden, die beim Verdampfen einen Temperaturgleit zeigen.

- [1] U. Weingerl, M. Wendland, J. Fischer, A. Müller und J. Winkelmann. The Backbone family of equations of state: 2. Nonpolar and polar fluid mixtures. *AIChE-Journal* **47**, 705 – 717 (2001).
 [2] B. Saleh, G. Koglbauer, M. Wendland, J. Fischer, Working fluids for low temperature ORC-processes. *Energy*, 2005 zur Veröffentlichung eingereicht, Vorabdrucke auf Anfrage erhältlich.

6.4 Biomasse und Abfälle (Session F1)

6.4.1 „The development of biomass markets in CEE“

Jaroslav Knápek (Czech Technical University in Prague/FEL)¹,
Jan Weger (Vukoz)²,
Reinhard Haas, Lukas Kranzl (TU-Wien/Energy Economics Group)³

Currently, a variety of European policy targets are focussing on increasing the share of renewable energy. A major part of this share will be based on biomass. The inclining biomass use will lead to an emerging biomass market, which partly will be a cross-border market. In particular the biomass use in central and eastern Europe countries will be strongly influenced between countries and of course the policy instruments focussing on biomass will strongly influence this development.

This paper deals especially with the development and prospects of biomass market in Austria and the Czech Republic considering the development in whole CEE. The core questions investigated in this paper are:

- Which promotion schemes for bioenergy are currently implemented in central European countries?
- What is the current state of biomass use in these countries?
- What are the potentials, prospects and barriers for biomass development in these countries?
- Which conclusions can be derived for the future biomass market development and which measures should be taken?

This paper provides a comparative survey about promotion schemes in Austria, the Czech Republic and other central eastern European countries. Biomass markets, potentials and demand for biomass resources are investigated. Moreover, prospects for the biomass market in the Czech Republic and Austria are carried out.

The comparative investigation of **promotion schemes** shows that in the field of electricity generation from biomass, the dominating instrument in the considered countries is a feed-in-tariff. Comparing the level of feed-in-tariff it turns out that in Austria and Germany the incentives are significantly higher (in the range of 8-16 c/kWh) than in the other countries (about 3 to 8 c/kWh). Moreover, in Germany and Austria a stronger distinction is made between various fuels and size of plants.

In the bioheat sector, the most important promotion schemes in all countries are subsidies, partially combined with tax incentives and soft loans. However, the comparison of the level of subsidy is not straightforward since there are often additional requirements and restrictions like maximum level of support, maximum available budget etc.

For biofuels in the transport sector, the most dominating instruments are tax exemptions and the biofuel directive of the EU. Thus, an important parameter is the level of taxation of fossil fuels. The comparison between these countries shows that Germany has significantly higher taxes on gasoline and diesel as the other countries. Among the others, taxation is especially low in Croatia and Poland, and for diesel also in Austria.

¹ Czech Technical University in Prague, FEL; Technicka 2, 166 27 Praha 6, Czech rep.
Tel: +420 224353315, Fax:+420 233334232; e-mail: knapek@fel.cvut.cz;

² VUKOZ, Kvetnove nam. 391, 252 43 Pruhonice, Czech rep.
Tel: +420 296528267, Fax:+420267750440, e-mail: weger@vukoz.cz;

³ Energy Economics Group, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft,
Technische Universität Wien, Gußhausstraße 25-29/373-2, 1040 Wien
Tel: +43 1 58801/37351, Fax: +43 1 58801/37397, e-mail: Lukas.Kranzl@tuwien.ac.at;

Following the investigation of biomass policies, this paper provides a comparative survey about **biomass potentials** in central and eastern European countries as well as estimations for corresponding cost-resource-curves.

By far the highest biomass potentials are available in Poland and Germany (each in the range of about 500 to 700 PJ/yr. The lowest potentials show Slovenia and Slovakia (each below 60 PJ/yr) and Austria, Czech Republic and Hungary are in the range of about 100-250 PJ/yr.

In Poland (and also Hungary) agricultural products and residues are dominating, the other countries show a mix of forestry and agricultural potentials.

In Czech Republic, the share of biomass on RES is currently 74%, in Austria about 50%. Hence, in both countries biomass plays a significant role in the structure of RES as a primary resource. The paper presents in detail the **state of the art of biomass use** in these countries.

However, biomass market is still undeveloped in the Czech Republic and has mainly local character. Biomass in the form of wood residuals from timber felling is expected to play important role in mid term. But in longer term the major role of intentionally planted biomass is expected. The paper includes an investigation of the main barriers (like missing technological knowledge, legislation barriers, limitations by nature protection etc) for such innovative developments of the biomass market in CEE.

The **prospects of biomass use** in the considered countries will be investigated. Partly, the existing policies will lead to a strong increase of biomass use. In Austria, in particular increased use of biofuels, electricity generation from biomass and pellets production is expected. According to the currently implemented quota for biofuels, the biofuel demand will increase from 50,000 t (2004) to about 500,000 t in 2010. The electricity generation from biomass will increase from 0.3 TWh (2004) to 1.9 TWh in 2007 and pellet consumption will increase from less than 4 PJ (2004) to about 9 PJ in 2010.

Conclusions presented in this paper show that this dynamic development in some CEE countries could result in new challenges regarding the transboundary biomass trade. Currently, in Czech Republic about 8% of total inland solid biomass production (incl. pulp extracts) is exported to abroad. Firewood was the most important part of export (44%), dominant receiving countries were Austria (67%) and Germany (17%). At least for some biomass fractions this trade of biofuels could increase in the future. This of course will strongly be influenced by the development in different CEE countries, how biomass markets and prices develop and how biomass policies will be balanced between these countries.

6.4.2 „Entschwefelung für Biogasanlagen kleiner Leistungsgröße“

**Paul Renetzeder, Ulrich Hohenwarter
(TU Graz/Institut für Wärmetechnik)¹**

Die Reduzierung der weltweiten CO₂ – Emissionen bei gleichzeitiger Deckung des weiterhin steigenden Energiebedarfes stellt momentan die größte Herausforderung an Forschung und Entwicklung in der Energietechnik dar. Dabei spielt die Verwendung von erneuerbaren Energieträgern eine immer wichtigere Rolle, wobei nur durch Diversifizierung der unterschiedlichen Energieträger eine wesentliche Reduktion der Treibhausgase zu erreichen sein wird.

Biogas stellt als erneuerbarer Energieträger nur ein kleines Potential dar, kann aber im ländlichen Raum mit Blockheizkraftwerken einen wesentlichen Beitrag zur Strom- und Wärmegewinnung beitragen. Hauptproblem ist zurzeit die Belastung von Biogas durch Schadstoffe und die Empfindlichkeit von modernen Gasnutzungsaggregaten auf Verunreinigungen, im Speziellen auf Schwefelwasserstoff.

Zur energetischen Umwandlung von Biogas werden heutzutage hauptsächlich Gasmotoren eingesetzt, wobei der Schwefelgehalt des Biogases sich auf die Lebensdauer des Schmieröls aber auch auf die Abgassituation der Biogasanlage auswirkt. In Zukunft rücken auch Brennstoffzellen immer mehr in den Blickpunkt des Interesses. Diese stellen aufgrund ihrer hohen Empfindlichkeit gegenüber Schwefelgasen besonders hohe Ansprüche an das Brenngas. Eine weitere Nutzungsmöglichkeit von Biogas ist die Einspeisung in ein Erdgasnetz. Auch hier gilt es besonders hohe Schwefelreinheiten zu gewährleisten.

Ziel des Projektes ist die Entwicklung eines Entschwefelungsverfahrens, welches die hohen Gasreinheiten gewährleisten kann ohne den energetischen Gesamtnutzungsgrad der Anlage allzu sehr einzuschränken und dabei durch niedrige Kosten die Wirtschaftlichkeit der Anlage nicht beeinträchtigt.

Im Besonderen wird auf die speziellen Anforderungen der österreichischen Biogasstruktur Rücksicht genommen, welche sich durch landwirtschaftliche Biogasanlagen im kleinen Leistungsbereich bis 500 kW auszeichnet. Neben den schon genannten Kriterien wie Gasreinheit, Gesamtnutzungsgrad und Wirtschaftlichkeit im kleinen Leistungsbereich liegt der Focus der Arbeiten vor allem auf der Anwendbarkeit im landwirtschaftlichen Bereich und einem geschlossener Schwefelkreislauf.

Die Publikation beschäftigt sich mit den technologischen Aspekten dieses Projektes. Darunter fallen vor allem eine eingehende Analyse der unterschiedlichen Entschwefelungsverfahren, der Aufbau einer Versuchsanlage zur Analyse des Entschwefelungsverhaltens unterschiedlicher Adsorbentien mittels eines GC und eine thermodynamische Simulation des Gesamtsystems.

Keywords:

Biogas, Desulphurization

¹ Technische Universität Graz, Institut für Wärmetechnik, Inffeldgasse 25B, 8010 Graz;
Tel: +43 / 316 / 873-7307; e-mail: paul.renetzeder@tugraz.at, Url: www.iwt.tugraz.at;

6.4.3 „Effiziente thermische Verwertung von Abfällen (Haus- und Gewerbemüll)“

Michael Horix, Johannes Günther (MVV-Energie)¹

Gesetzliche Grundlagen der Abfallbehandlung in Deutschland

Bereits im Jahr 1993 ist in Deutschland die **Technische Anleitung Siedlungsabfall (TASi)** in Kraft getreten. Sie besagt unter anderem, dass Abfälle nur dann auf dafür geeigneten Deponien abgelagert werden dürfen, wenn bestimmte Parameter (z.B. TOC-Gehalt < 3 Masse-%) eingehalten werden. Dies ist für Haus- und Gewerbemüll nur nach einer Vorbehandlung des Abfalls möglich. Hierfür kommen im Wesentlichen nur Abfallverbrennungsanlagen oder mechanisch-(biologische) Verfahren in Betracht. Die TASi gewährte eine Übergangsfrist von 12 Jahren, um den Beteiligten, insbesondere den Deponiebetreibern, einen hinreichenden Zeitraum für die Anpassung des Deponiekörpers an die geforderten Bedingungen oder für den Deponieabschluss zur Verfügung zu stellen. Ab dem **01.06.2006** ist die TASi endgültig und ohne Ausnahmen in Vollzug. Damit hat sich in der Abfallwirtschaft in Deutschland ein Paradigmenwechsel vollzogen, ähnlich wie in Österreich bereits einige Jahre zuvor.

Vom Abfall zur Energie

Nachdem die im Abfall enthaltene Energie jahrzehntelang im Erdboden ungenutzt verschwand, und damit chemische Reaktoren entstanden, ist nun durch das Deponieverbot neben der stofflichen Verwertung die thermische Verwertung und damit die **Nutzung der im Abfall enthaltenen Energie** in den Vordergrund getreten. In Deutschland werden heute in über 70 Verbrennungsanlagen mehr als 17 Mio. t jährlich Abfälle verbrannt. Mit ihrer effizienten Energienutzung decken die Verbrennungsanlagen 0,7% des bundesdeutschen Strombedarfs und erzeugen gleichzeitig Wärme, die, genutzt als Fernwärme, dem Einsatz von rd 1,0 Milliarden Liter Heizöl entspricht. Der biogene Anteil im Abfall liegt deutlich über 50% und verbrennt daher CO₂-neutral. So werden der Umwelt über 4 Mio. t jährlich an CO₂-Freisetzung erspart. Damit leistet die Abfallverbrennung einen maßgeblichen Anteil an der Umsetzung des Kyoto-Protokolls.

Die TREA Leuna: Modern und effizient

Die **MVV Energie AG** betreibt seit über 40 Jahren Abfallverbrennungsanlagen in Mannheim, Offenbach und Leuna, die die Entsorgungssicherheit für Millionen von Menschen gewährleisten. In den vergangenen Jahren wurde der Kraftwerkspark um drei Biomassekraftwerke zur Verstromung von Althölzern erweitert. Damit verfügt die MVV über eine jährliche **thermische Abfallbehandlungskapazität** von über **1,2 Mio. t**.

Die **Thermische Restabfallbehandlungs- und Energieverwertungs-Anlage in Leuna, kurz TREA Leuna**, steht beispielhaft für eine moderne, effiziente und umweltverträgliche Abfallbehandlung. Auf einem expandierenden Chemiestandort im Drei-Länder-Eck Sachsen-Anhalt, Thüringen und Sachsen gelegen, bietet sie optimale Verkehrsanbindungen über Straße und Schiene. Die **Anlagenkapazität** beträgt derzeit **195.000 t/a** und wird durch die gerade im Bau befindliche Erweiterung im **Jahr 2007 verdoppelt** werden.

Die in dieser Anlage eingesetzten Abfälle stammen zu rd. **80 % von kommunalen Entsorgungsträgern** und zu 20 % von gewerblichen Entsorgungsunternehmen. Rd. 15% des gesamten Restabfallaufkommens von Thüringen und 12% des Aufkommens aus Sachsen-Anhalt werden in der TREA Leuna seit dem 01.06.2005 behandelt. Mit der Erweiterung der Anlage wird ab 2007 der Anteil an Gewerbeabfall in der TREA Leuna auf ca. 50% zunehmen.

Die im Abfall enthaltene Energie wird **vollständig in elektrischen Strom umgewandelt** und in das Netz des Chemiestandortes eingespeist. Sie deckt dort 12 % des **Strombedarfs**. Die Auskoppelung von Prozessdampf ist vorgesehen und wird mit Aufnahme des Betriebs der zweiten Verbrennungslinie realisiert.

¹ MVV Umwelt GmbH, Otto-Hahn-Straße 1, D-68169 Mannheim
Tel.: +49 / (0)621 290 – 46 00; e-mail: m.horix@mvv.de; homepage: www.mvv.de;

Abfallanlieferung

Die **Anlieferung der Abfälle** erfolgt über Straßenfahrzeuge (kommunale Sammelfahrzeuge oder Containerzüge) sowie per Bahn. Die Abfälle werden nach der Verwiegung in den Müllbunker abgekippt und durch einen der beiden Greiferkräne über den Aufgabetrichter auf den Verbrennungsrost aufgegeben. Für die Aufbereitung von Sperrmüll steht ein Zerkleinerer bereit.

Feuerung und Dampferzeuger

Der **luftgekühlte Verbrennungsrost** ist ein vielfach bewährtes und robustes System mit ausgezeichneten Verbrennungseigenschaften. Die Rauchgase durchlaufen den Dampferzeuger (**Drei-Zug-Vertikal-Kessel**) und geben dort ihre Wärme ab. Die Kesselauslegung verbindet mit ihren Dampfparametern 40 bar / 400°C einen hohen energetischem Wirkungsgrad mit einem langlebigen, wartungsarmen und lange Zeit erprobten Betrieb. Die ausgebrannte Rostschlacke fällt von der letzten Rostzone in einen Nassentschlacker und wird von dort in den Schlackebunker gefördert.

Rauchgasreinigung

Die Abgasreinigung ist in **vier Stufen** aufgebaut und erfüllt die Grenzwerte der 17. BImSchV. Die **erste Stufe** ist in den Kessel integriert und dient der Reduktion der Stickoxyde (NO_x). Sie arbeitet nach dem nichtkatalytischen Verfahren (SNCR) mittel Zugabe einer 25 %-igen Ammoniakwasserlösung (NH₄OH).

In der **zweiten Stufe** wird dem Rauchgas Kalkmilch (CaOH) in einem so genannten Rotationszerstäuber fein verteilt zugegeben. Die Kalkmilch reagiert mit den sauren gasförmigen Schadstoffen des Rauchgases (HCl, SO₂) und bindet diese chemisorptiv.

Eine weitere Zugabe von Herdofenkoks (HOK) in der **dritten Stufe** bindet über eine Oberflächenreaktion Dioxine / Furane sowie Schwermetalle wie z.B. Quecksilber (Hg) und halogenierte Fluoride (HF) ein.

In der **vierten Stufe**, dem Gewebefilter, werden schadstoffbeladenen Feststoffe (Stäube und Additive) abgeschieden. Hier kommen hochwirksame Filtermaterialien zum Einsatz, die eine Abscheideleistung von über 99,99 % besitzen.

Energieerzeugung

Der im Kessel erzeugte Dampf (rd. 90 t/h) wird in einer axial durchströmten **Entnahme-Kondensationsturbine** mit angeschlossenem Generator verstromt. Die elektrische Bruttoleistung beträgt **18,55 MW**. Der elektrische Eigenbedarf der TREA Leuna beträgt weniger als 10% der Bruttoleistung. Der Abdampf aus der Turbine wird im Luftkondensator durch Kühlung mit Umgebungsluft kondensiert und über die Speisewasserpumpe erneut dem Kessel zugeführt. Die Turbine ist mit einer Anzapfung ausgerüstet, die eine Entnahme von Dampf zur Einspeisung in das Standortnetz ermöglicht.

Was vom Abfall übrig bleibt

Nach der Verbrennung bleiben von 1.000 kg Abfall rd. 300 kg Rostschlacke und rd. 7 kg Filterstaub übrig. Die **Rostschlacke** wird durch ein ortsansässiges Unternehmen aufbereitet, von Metallen entfrachtet und einer **Verwertung** im Straßenbau zugeführt.

Die **Filterstäube** werden mit einem speziellen Behandlungsverfahren durch Zugabe von Additiven zu einem Baustoff für die Deponiesanierung aufbereitet und dort verwertet.

Anfallendes Abwasser wird in der TREA Leuna wieder verwendet. Somit sind die **Stoffkreisläufe geschlossen**.

Abfallballierung

Die **Entsorgungssicherheit** ist im Fall von Anlagenstillständen durch eine an der TREA Leuna fest installierte **Abfallballierung** gewährleistet. Dort werden die Abfälle zerkleinert, gepresst, geschnürt und mit luft- und wasserundurchlässiger Folie umwickelt. Die Abfallballen werden auf dem dafür errichteten Zwischenlager an der Anlage gestapelt. So können Stillstände von bis zu vier Wochen überbrückt werden. Eine weitere Ausfallsicherheit bietet der mitteldeutsche Ausfallverbund mit sechs Abfallbehandlungsanlagen aus der Region.

Fazit: Hohe Entsorgungssicherheit und langfristig wirtschaftliche Entsorgungskosten

Die unproblematische Inbetriebnahme und der störungsfreie Betrieb seit Juni 2005 belegen eindrücklich, dass mit der TREA Leuna eine moderne und effiziente Anlage geschaffen wurde. Sie sichert ihren Partnern aus dem kommunalen und gewerblichen Bereich eine hohe **Entsorgungssicherheit** zu **langfristig wirtschaftlichen Konditionen** zu. Abfall mit einem Heizwert von rheinischer Braunkohle wird nicht mehr vergraben, sondern in am Standort Leuna benötigte Energie umgewandelt. Die TREA Leuna bildet somit einem wichtigen Baustein bei der mit der TAsi eingeleiteten Neuausrichtung der bundesdeutschen Abfallbehandlung.

6.4.4 „Zukunft Energiekornheizung“

Günther Huemer (Guntamatic Heiztechnik GmbH)¹

Guntamatic, ein stark exportorientierter Hersteller von geprüften Pellets- und Holzheizgeräten mit 10.000 Stück Jahresproduktion hat in Oberösterreich bereits 250 Powercorn - Energiekornkessel mit 30 kW Leistung produziert und ausgeliefert. Durch ein beruhigtes, temperaturüberwachtes Glutbett und dem Einsatz einer Zyklonbrennkammer werden erstmals die extrem streng festgelegten neuen Grenzwerte von 300 mg NO_x und 60 mg Staub mit Messwerten von 258 bzw. 58 mg unterschritten. Das Einhalten der idealen Reaktionstemperatur von ca. 650°C, der selbst reinigende Treppenrost und die ausgebildete Chlorgasabscheidung verhindern Verschlackung und Korrosion. Emissionswerte, Reinigungskomfort und Lebensdauer erscheinen damit gelöst. Bei Preisen von 14.000 bis 16.000 Euro liegen diese Kessel zwar deutlich über Ölbrennern, aber unter Hackschnitzelanlagen. Für die kommende Saison plant Guntamatic über 700 Energiekornanlage im gesamten europäischen Raum. Ähnlich wie in den skandinavischen Ländern könnte man auch in Österreich bereits in einem Jahr deutlich weiter sein, gibt sich die BLT, wo auch die Powercorn Anlage geprüft wurde, optimistisch. Bereits Anfang nächsten Jahres sollen die neuen Grenzwerte in Kraft treten. Auch die Normierung von Energiekorn als Brennstoff könnte bereits im Frühjahr abgeschlossen sein. Neben vielen neuen Arbeitsplätzen kann damit teures Erdöl durch nachwachsende Rohstoffe aus eigenem Boden ersetzt werden. In der Öffentlichkeit wird die Energiekorn-Heizung aber noch Diskussion erfordern.

¹ Guntamatic Heiztechnik GmbH, a-4722 Peuerbach;
Tel: +43 (0) 7276 2441 -0, Fax: +43 (0) 7276 3031; e-mail: info@guntamatik.com

6.4.5 „Vorgehensweise bei der Entwicklung einer Strohvergasung mit Schlackebildung und Energieeintrag durch Plasmainjektor“

Michael Rumpl, Christian Roschitz, Kai Schulze,
Robert Scharler, Markus Jöller, Hermann Hofbauer,
Markus Kleinhappl, (Austrian Bioenergy Center)¹

Thermische Nutzung nachwachsender Rohstoffe in Kleinanlagen

Günstige Ersatzbrennstoffe wie Stroh, welche in pelletierter Form in hoher Energiedichte vorliegen, stellen eine derzeit nur mäßig genutzte Alternative zu den bisher eingesetzten Rohstoffen dar. Durch dieses Projekt soll eine mögliche Nutzung derartiger Rohstoffe und die Umsetzung in einer Versuchsanlage überprüft werden.

Umsetzung des Projektes

Erste Literaturstudien zeigten die Zusammensetzung der Rohstoffe und die daraus resultierenden Eigenschaften bei der chemischen Umsetzung auf. Dieses Wissen wurde durch unterschiedliche Versuche im Labor- und Technikumsmaßstab ergänzt, um daraus Konzepte zur Umsetzung des Rohstoffes zu erstellen. Besondere Berücksichtigung bei der Konzeption fand dabei der Einsatz eines Plasmainjektors zur Erzeugung eines reaktionsfähigen Gases und als Energieeintragungseinrichtung.

Die Hauptkriterien für die Auswahl eines geeigneten Konzeptes zur Strohumsetzung waren:

- Geringer Gehalt an kondensierbaren Kohlenwasserstoffen im Rohgas
- Handhabung der Asche in dem problematischen Temperaturfenster von 750°C bis 1.150°C
- Hoher Umsatz des Ausgangstoffes

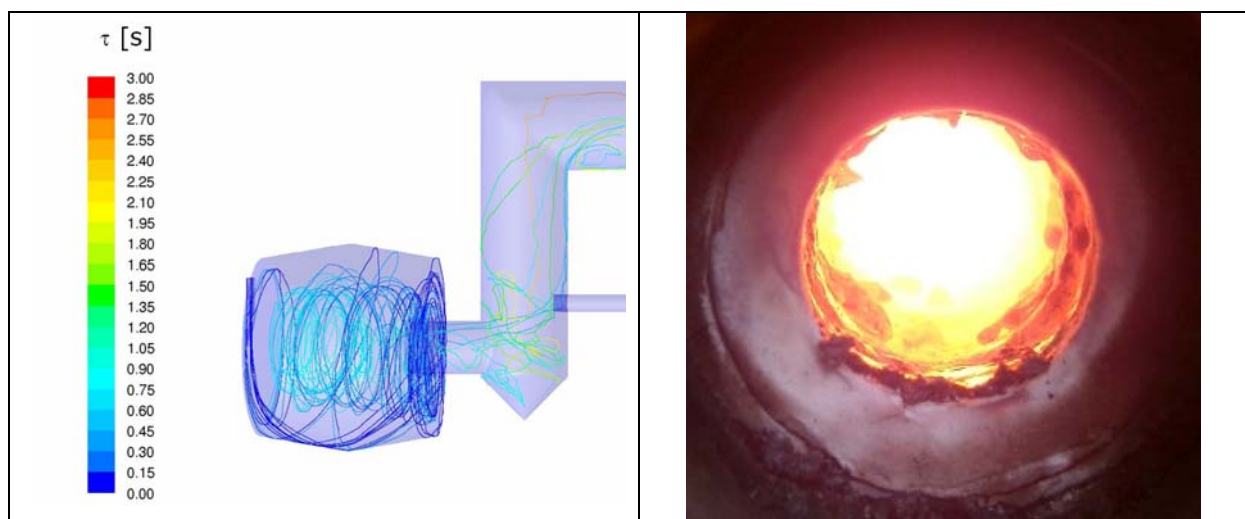


Abbildung 10: Linkes Bild: Partikelbahnen und Verweilzeit der Kokspartikel im heißen Teil des Modells „Trommel“, als Ergebnis einer CFD- Simulation; Rechtes Bild: Blick in den horizontalen Teil des Versuchsapparats unmittelbar nach den Versuchen mit Temperaturen bis zu 1.500°C, im kontinuierlichen Betrieb mit noch flüssiger Strohschlacke auf dem Feuerfest-Material

¹ Austrian Bioenergy Centre Inffeldgasse 21b, 0043 (0) 316 873 9205;
e-mail: michael.rumpl@abc-energy.at, Url: www.abc-energy.at;

Nach einer Vorauswahl wurden die verbleibenden Konzepte mittels CFD und einem Kaltmodell validiert.

Das ausgewählte Modell Trommel mit vorgeschalteter Pyrolyse soll durch die Umsetzung des Pyrolysegases mit der Plasmaflamme und der nachfolgenden Verweilzeit in der Reaktionskammer einen geringen Teergehalt des Gases ermöglichen. Durch die Trennung des Kokes vom Gasstrom und dem Verbleiben des Kokes in der Reaktionskammer ist eine Umsetzung des Kokes in Gas und Schlacke möglich. Die Temperatur in der Reaktionskammer von 1.200°C gewährleistet vollständiges Aufschmelzen der Schlacke und die Handhabung an einer definierten Stelle. Dadurch wird eine Minderung des Austrages von Schlacke realisiert.

Die Anlage wurde im Detail konstruiert und befindet sich derzeit in der Beschaffungs- und Errichtungsphase.

Wir danken den Projektpartnern

New Plasma Ges.m.b.H&CoKEG, Ing. Johannes Stari ,
Aug. Rath jun. GmbH Walfischgasse, Dr. Matthias Rath,
FEX ÖKO-Faserverarbeitungs-GmbH, Ing. Johann Payerl.

Die wissenschaftliche Begleitung wird durchgeführt von

Hofbauer Hermann, Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn, Institut für Verfahrenstechnik und Umwelttechnik TU- Wien,

O.Univ.Prof.,Dipl.-Ing.,Dr.mont. W. L. Kepplinger; Institut für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes, Montanuniversität Leoben,

Dipl.-Ing. Manfred Wörgetter, BLT - Biomass Logistics Technology, Francisco Josephinum.

Das Projekt wird zu 60% von öffentlicher Seite im Rahmen des K-Plus Programmes gefördert.



Weiters danken die Autoren den Projekt- Mitarbeitern,

DI M. Read, DI F. Kittinger, DI E. Padauvas, Ing. Haselböck, DI M. Springer, DI N. Entreß, Ing. J. Theuermann, Ing. A. Arich, DI E. Wopienka, Ing. Mag. (FH) F. Fiegl, DI Dr. G. Friedl, DI W. Haslinger, H. Honauer.

7 STREAM G:

KWK UND BRENNSTOFFZELLEN

7.1 Kraft-Wärme-Kopplung (Session G1)

7.1.1 „Analyse von Hindernissen für die Verwirklichung des nationalen Potenzials für hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung in Österreich“

**Christoph Gutschi, Udo Bachhiesl, Christoph Huber, Heinz Stigler
(TU Graz/Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹**

Unter Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) versteht man die gemeinsame Erzeugung von elektrischer Energie und Wärme in einer Anlage zur Energieumwandlung. Der Einsatz hocheffizienter KWK bietet die Möglichkeit, Primärenergie und Treibhausgasemissionen im Vergleich zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme einzusparen und kann somit einen wertvollen Beitrag zu den Zielsetzungen der europäischen Union in den Bereichen Energieversorgungssicherheit und Klimawandel leisten. Die Europäische Union strebt daher die Forcierung dieses Potenzials durch die Verabschiedung einer Richtlinie zur Förderung der hocheffizienten KWK an.

In der österreichischen Energiewirtschaft wird das Potenzial der KWK seit Jahren bewusst genutzt. So wurden im Jahr 2004 bereits drei Viertel der in thermischen Kraftwerken erzeugten elektrischen Energie in KWK-Anlagen hergestellt. Auch in der energieintensiven Industrie ist die KWK ein seit Jahren bewährtes Instrument. Anders sieht die Situation bei den dezentralen Kleinanlagen aus, hier ist das technische Potenzial bei weitem nicht ausgeschöpft. Eine kürzlich veröffentlichte Studie¹ schätzt das maximale österreichweite Potenzial für „öffentliche“ KWK mit Fernwärmeerzeugung auf ca. 7600 MW_{el}, wovon bereits etwa 3100 MW_{el} realisiert wurden. Bei dezentralen KWK-Kleinanlagen unter 1 MW_{el} wird das maximale Potenzial auf 4800 MW_{el} geschätzt, wovon derzeit jedoch nur 45 MW_{el} realisiert sind.

Während bei dezentralen KWK-Kleinanlagen das Potenzial für KWK demnach noch kaum genutzt wird, besteht auch bei der „öffentlichen“ KWK noch ein gewisses Ausbaupotenzial. Es ist im Sinne der gesamten Volkswirtschaft, die Hindernisse für eine weitere Verbreitung der KWK in Österreich zu verringern das Potenzial der KWK zur Steigerung der landesweiten Energieeffizienz noch intensiver zu nutzen. Aus diesem Grund versucht diese Arbeit, die Hemmnisse und Hintergründe aufzeigen, die dem verstärkten Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung in Österreich entgegenstehen.

Es erfolgt eine Untersuchung der wesentlichen Hindernisse für die Errichtung und den Betrieb von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Österreich. Die Analyse zeigt die bedeutendsten Hemmnisse auf, welche auf einer noch nicht ausreichend harmonisierten Gesetzgebung und Förderung im

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz; Tel: +43 (0) 316 873 7906, Fax: 43 (0) 316 873 7910; e-mail: christoph.gutschi@tugraz.at, bachhiesl@tugraz.at, Url: www.IEE.tugraz.at;

Energiebereich innerhalb der Europäischen Union sowie auf grundlegenden energiewirtschaftlichen Gegebenheiten beruhen.

Die diversen Förderregelungen auf europäischer Ebene sind derzeit untereinander nicht oder nur wenig abgestimmt und zeigen z. T. divergierende Zielsetzungen. Es fehlen entsprechende Prioritäten und Abstimmungen zwischen den jeweiligen Regulierungen im Energie- und Umweltbereich. Zusätzliche Marktverzerrungen können durch unterschiedliche Zuteilungen von Emissionszertifikaten in den Staaten der europäischen Union verursacht werden.

Die bisher noch offene Regelung der Zertifikatezuteilung für Neuanlagen bzw. Erweiterungen in Österreich führt besonders bei potenziellen Anlagenerrichtern und -betreibern zu Investitionshemmnissen. Bei der konkreten Ausgestaltung der derzeitigen KWK-Förderung in Österreich im Rahmen des letzten Ökostromgesetzes werden nur bestehende und modernisierte Anlagen, nicht aber die Neuerrichtung von KWK-Anlagen gefördert. Eine Forcierung von KWK-Anlagen wird damit nicht erreicht.

Aus wirtschaftlicher Sicht stellen besonders die langen Amortisationszeiten in der Energiewirtschaft ein Hemmnis dar. Dies gilt insbesondere für den kapitalintensiven Aufbau bzw. Ausbau einer Fernwärmeinfrastruktur. Weitere Hemmnisse sind durch Economies of Scale, Unsicherheiten über die Entwicklung der Preise und Verfügbarkeit von Energieträgern oder Opportunitätskosten hinsichtlich Reservehaltung bedingt.

Anderweitig werden Hemmnisse in der noch nicht ausreichenden Information der Öffentlichkeit über die Vorteile der KWK und insbesondere der Fernwärmeversorgung gesehen. Im Bereich der KWK-Kleinstanlagen ist vielen potenziellen Betreibern die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit einer KWK nicht bewusst, oder der Betrieb der Anlagen, insbesondere deren regelmäßige Wartung, wird als zu aufwändig angesehen. Der hohe Wartungsaufwand von KWK-Anlagen kleiner Leistungsgröße wird als wesentlichstes Hemmnis technischer Natur aufgezeigt. Bei innovativen Technologien wie Mikrogasturbinen oder Stirlingmotoren stellt die noch geringe Praxiserfahrung eine weitere Hemmschwelle für potenzielle Betreiber dar.

Hinsichtlich einer Reihung der identifizierten Hemmnisse ist festzuhalten, dass vor allem wirtschaftliche Hemmnisse im Vordergrund stehen. Obwohl die vorliegende Untersuchung auf die nationale Ebene beschränkt ist, muss man bei der Analyse potenzieller Hemmnisse für KWK-Anlagen aufgrund des europäischen Binnenmarktes für Energie zwangsläufig auch diese Ebene berücksichtigen, insbesondere wegen der zahlreichen und tief greifenden Richtlinien im Energie- und Umweltbereich, die von den Mitgliedsstaaten umzusetzen sind.

7.1.2 „Integrations- und Marktstrategien von Mini-Blockheizkraftwerken für den Energieversorger in Deutschland“

Christian Schulz*, Maik Sinagowitz*, Michael Kurrat
(TU Braunschweig/Inst. für Hochspannungstechnik und Elektrische
Energieanlagen)¹

Einleitung

Dezentrale Mini-Blockheizkraftwerke (BHKW) gelten als interessante Option um den Primärenergiebedarf und damit die CO₂-Emissionen von Gebäuden zu reduzieren. Die Technologie dafür steht heute schon mit konventionellen Kraft-Wärme-Maschinen zur Verfügung. In den nächsten Jahren werden Mini-BHKW mit Brennstoffzellentechnologie (SOFC-Brennstoffzelle, PEM-Brennstoffzelle) hinzukommen. Mit steigender Anzahl rückt die Frage für den Energieversorger immer mehr in den Vordergrund, welche Strategien angewandt werden, um sie technisch in sein Netz und wirtschaftlich in sein Geschäftsfeld integrieren zu können.

Förderung und Entwicklung in Deutschland

In Deutschland wird die Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologie (KWK) durch das KWK-Gesetz gefördert. Ziel des Gesetzes ist, dass bis zum Jahr 2010 23 Mio. Tonnen CO₂ im Vergleich zum Jahr 1998 mit dieser Technologie eingespart werden sollen. Erreicht werden soll dies unter anderem mit BHKW, welche eine elektrische Leistung kleiner als 50 kW haben. KWK-Anlagen mit Brennstoffzellentechnologie werden ebenso stark gefördert, um die Markteinführung in Deutschland zu beschleunigen.

Diese gezielte Förderung von Mini-BHKW gepaart mit der aktuellen Energiepreisentwicklung in Deutschland wird zu einer weiten Verbreitung dieser Technologie in den kommenden Jahren führen. Der gleiche Trend ist bereits im Bereich der Windenergie zu erkennen. Die starke Förderung hat in den letzten Jahren zu einem extremen Ausbau der Windanlagen in Deutschland geführt. Jetzt erst wird verstärkt über sinnvolle Netzintegrationsstrategien für Windanlagen nachgedacht. Da sich ein ähnlicher Trend bei den Mini-BHKW abzeichnet, müssen jetzt frühzeitig Integrationsstrategien entwickelt werden.

Szenarien

Der Energieversorger hat mehrere Möglichkeiten, wie er sich auf diese Entwicklung einstellt, die technischen Probleme löst und in welchem Maß er sich an diesem Geschäftsfeld beteiligen möchte:

1. Der Energieversorger nimmt den Trend nicht wahr und registriert erst die technischen Probleme, wenn in seinem Netz die Zahl der Mini-BHKW zunimmt. Dabei zieht er keinen technischen und wirtschaftlichen Vorteil aus den Chancen, die ihm diese Entwicklung bietet.
2. Die Veränderungen im Markt werden vom Energieversorger wahrgenommen, er reagiert rechtzeitig und auf die technischen Probleme, aber er beteiligt sich nicht aktiv am Markt.
3. Er erkennt die Chancen des neuen Marktes und beteiligt sich an diesem. Somit kann er das volle technische und wirtschaftliche Potential der Entwicklung ausnutzen.

Strategien für den Energieversorger

Aus den beschriebenen Szenarien ergeben sich für den Energieversorger unterschiedliche Umsetzungsstrategien.

Im zweiten Szenario muss der Energieversorger frühzeitig wissen, welche Probleme eine hohe Durchdringung von Mini-BHKW in seinem Netz verursachen. Dazu wurde zusammen mit dem ansässigen Versorger in Braunschweig ein Neubaunetzbezirk untersucht. Der elektrische und thermische (Gas) Verbrauch der Siedlung wurde über ein Jahr in 15-Min-Intervallen aufgezeichnet. Diese Messung wird in einem weiteren Netzbezirk mit einer anderen Benutzerstruktur fortgesetzt. Die Auswirkungen einer hohen Durchdringung wurde mit Hilfe dieser Daten analysiert und es ergab sich, dass bis zu einer Durchdringung von 20 % keine gravierenden negativen Einflüsse zu erwarten sind. Es zeigte sich jedoch, dass die Energieproduktion der Mini-BHKW stark von der Jahreszeit bzw. der Außentemperatur abhängt. Für den Energieversorger ist es deshalb wichtig zu wissen, wann und in

¹ Technische Universität Braunschweig, Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen, Schleinitzstr. 23, 38106 Braunschweig, Germany, Tel.: 0531/391-7743, E-Mail: chr.schulz@tu-bs.de, www.htee.tu-bs.de;

welchem Umfang elektrische Energie in seinem Netz durch Mini-BHKW produziert wird. Zu diesem Zweck wurde ein Energieerzeugungsmanagement-System (EEMS) entwickelt, das die Energieproduktion eines Mini-BHKW anhand der gegebenen Messdaten über einen Tag oder ein Jahr simuliert. In Kombination mit einer Stromprognose und einer selbst entwickelten Gasprognose für den Gasbedarf am nächsten Tag kann die Energieproduktion des Mini-BHKW oder mehrerer Mini-BHKW in einer Siedlung vorhergesagt werden.

Der Energieversorger kann wie im dritten Szenario beschrieben zusätzlich aktiv am Markt agieren. Die beste Möglichkeit dazu ist die Verwendung von Energieliefer-Contracting. Der Contractor, hier Energieversorger, stellt die Anlagen bei den zu versorgenden Objekten auf und betreibt sie. Die erzeugte elektrische und thermische Energie wird direkt vom Contracting-Nehmer abgenommen. Zu viel produzierte elektrische Energie wird in das Netz des Energieversorgers eingespeist und weiter verkauft. Die Vorteile des Contractors sind, dass sich seine Netznutzungsentgelte für den Bezug von Strom reduzieren, sein Gasabsatz steigt, seine Kunden stärker an ihn gebunden werden und ein weiteres Geschäftsfeld erschlossen wird. Ferner ist es ihm möglich, die Anlagen zentral nach seinen Bedürfnissen zu steuern und die vollen technischen Potenziale auszuschöpfen. Der Contracting-Nehmer bekommt eine neue, effiziente Energieerzeugungsanlage, dessen Investitionskosten der Kunde nicht direkt tragen muss. Für das Contracting in Deutschland werden grundlegende zu beachtende Aspekte aufgezeigt.

Ausblick

Die Entwicklungen im Markt eröffnen vor allem den kleineren Energieversorgern gute Möglichkeiten, die eigene Position im Markt zu verbessern. Aus diesem Grund sollten die Entwicklungen im Markt frühzeitig genutzt werden. Es bietet sich mit relativ geringem Kapitaleinsatz die Möglichkeit in einem überschaubaren Zeitraum, die eigenen Kosten zu senken und eine Steigerung der Einnahmen zu erzielen.

7.1.3 „Biomasse Stirling-Mikro-Blockheizkraftwerke - Technologie, Marktpotenziale, Netzeinbindung und Wirtschaftlichkeit“

**Ernst Schmutzner (TU Graz/Institut für Elektrische Anlagen)¹,
Ulrich Hohenwarter (TU Graz/Institut für Wärmetechnik)²,
A. Gaun (TU Graz/Institut für Elektrische Anlagen)¹,
W. Weigend (E-Werk Gösting)³**

Kombinierte Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung (μ CHP) ist eine innovative und kommerziell vielversprechende Lösung um sowohl Wärme als auch Strom in dezentralen Anlagen zu erzeugen. Biomasse als Brennstoff für diese Anlagen bietet zudem energiepolitische, umweltpolitische, sozialpolitische und wirtschaftspolitische Vorteile. In der vorliegenden Arbeit werden nach einer Darstellung des Systems Biomasse-Stirling-BHKW unter Beachtung der entscheidenden Aspekte bei der hydraulischen Einbindung in Heizsysteme, Lösungen für die elektrische Netzeinbindung angeführt. Zur Analyse der Marktakzeptanz, Markthemmnisse, Marktpotenziale und beeinflussenden Parameter hinsichtlich der Markteinführung in Österreich wird die Methode einer Delphi-Studie auf Basis einer Expertenbefragung präsentiert. Erste technische und wirtschaftliche Erfahrungen im Betrieb eines Mikro-Stirling-Blockheizkraftwerks in Graz werden vorgestellt.

Keywords:

Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung, Stirling-Motor, Marktpotenzial, Netzanbindung, Delphi-Studie

¹ TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen (IFEA), Inffeldgasse 18/I, +43 (0) 316 873 7551, Url: www.ifea.tugraz.at;

² TU Graz / Institut für Wärmetechnik (IWT), Inffeldgasse 25 B, +43 (0) 316 873 7301, e-mail: office.iwt@tugraz.at, Url: www.iwt.tugraz.at;

³ Elektrizitätswerk Gösting V. Franz GmbH, Viktor-Franz-Straße 13, +46 (0) 316 6077 – 0, e-mail: w.weigend@ewg.at, Url: www.ewg.at;

7.1.4 „Ergebnisse derzeit laufender Feldtests verschiedener Stirlingmotoren basierend auf regenerativen Energiequellen“

Horst Altgeld, Bodo Groß (IZES gGmbH, Institut für ZukunftsEnergieSysteme)¹,
Bernd Thomas (Hochschule Reutlingen/Fakultät Technik)²

Einleitung

Stirling Motoren sind prädestiniert zur Verwertung von regenerativen Energieträgern aufgrund der Tatsache, dass die zum Betrieb notwendige thermische Energie extern zugeführt wird. Deshalb können Stirling Motoren mit fast jedem Brennstoff betrieben werden, beginnend mit schwach kalorischen Gasen wie Bio-, Klär-, Gruben- oder Deponiegas, über feste Biomasse in Form von Pellets, Hackschnitzeln und Scheitholz bis hin zur direkten Nutzung der Sonnenenergie. Die Umsetzung von solarer Energie erfolgt mit praktisch ausgeführten Stirling Motoren bei elektrischen Wirkungsgraden von über 20 % und somit deutlich effektiver als dieses derzeit mit der Photovoltaik möglich ist. Für erdgasbetriebene Maschinen hat die Stirling Technologie mittlerweile Serienreife erreicht. Im Falle der Nutzung regenerativer Energiequellen befindet man sich im Stadium der Vorserienreife. Derzeit wird in zahlreichen Feldtests die Alltagstauglichkeit der regenerativ betriebenen Maschinen erprobt.

Im Folgenden wird ein Überblick der an den beiden Institutionen zu diesem Thema durchgeführten Untersuchungen und die bislang erreichten Ergebnisse gegeben. Im Einzelnen werden vorgestellt:

- i) WhisperGen 1,0 kWel; Betrieb im Technikzentrum des IZES (IZES)
- ii) Solo Stirling 9,0 kWel betrieben mit verschiedenen Schwachgasen (Hochschule Reutlingen)
- iii) Stirling Denmark 9,0 kWel betrieben mit Erdgas (Hochschule Reutlingen)
- iv) Hoval 1,0 kWel betrieben mit Scheitholz (IZES)

1. Betrieb des WhisperGen im Technikzentrum des IZES ab Januar 2006

Arbeitsschwerpunkt dieses Projekts ist der erstmalige Betrieb des Stirlingmotors der Firma WhisperTech mit Grubengas. Im ersten Schritt soll die grundsätzliche Eignung der Maschine zum Betrieb mit schwach kalorischen Gasen gezeigt werden. Im Anschluss soll ein Dauerbetriebstest durchgeführt und wissenschaftlich begleitet werden. Ziel des Projekts ist die Optimierung des Systems hinsichtlich des Betriebs mit Schwachgasen wie beispielsweise auch Biogas, Klärgas.

Seit Januar 2006 ist der Motor innerhalb eines Projektes mit der STEAG SaarEnergie AG, Saarbrücken, im Testbetrieb. Als Referenzmessungen, zu dem geplanten Grubengasbetrieb, wird der Motor derzeit mit Erdgas betrieben. Dazu werden entsprechende Leistungstests sowie ein Dauerbetriebstest von etwa vier Wochen durchgeführt. Bild 1 zeigt den Kontrollmonitor der Datenerfassung.

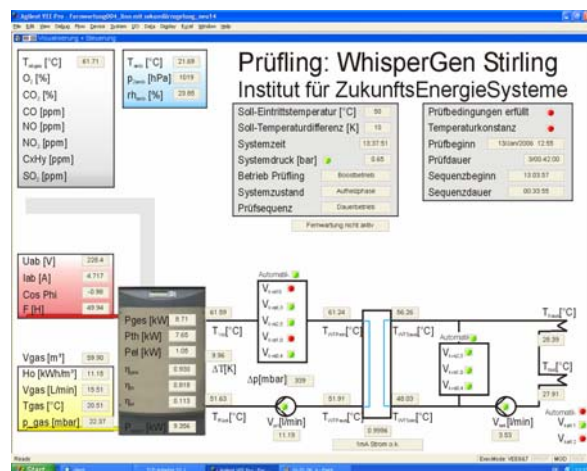


Bild 1 Kontrollmonitor der Datenerfassung

¹ IZES gGmbH, Institut für ZukunftsEnergieSysteme, Altenkesseler Straße 17 D-66115 Saarbrücken; Tel: +49 681 9762 851; Fax: +49 681 9762 175; Mobil: 0174 3805991; e-mail: gross@izes.de; Url: <http://www.izes.de>;

² Hochschule Reutlingen, Fakultät Technik, Maschinenbau, Alteburgstr. 150, D-72762 Reutlingen;

2. Solo Stirling Motoren im Schwachgasbetrieb

Zur Verifizierung des Betriebes von Stirling Motor BHKW Modulen mit Bio-, Klär- und Grubengasen soll im Rahmen eines Forschungsvorhabens an sechs verschiedenen Standorten im Feld eine wissenschaftliche Begleitung erfolgen. Das Projekt wird von der Hochschule Reutlingen in Zusammenarbeit mit der Universität Hohenheim und dem Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW), Stuttgart durchgeführt, und ist auf eine Dauer von zwei Jahren angelegt. Die Förderung erfolgt über das Land Baden-Württemberg im Rahmen des Programms BWPLUS, Projektträger ist das Forschungszentrum Karlsruhe (Fördernr.: BWK 25008). Alle Ergebnisse in Form von Leistungsdaten und Schadstoffemissionen sowie die allgemeinen Betriebserfahrungen sollen genutzt werden, um eventuell vorhandene technische Defizite aufzudecken. Parallel erfolgen Potenzialabschätzungen und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen, die auch die Anwendung zur Verwertung von Deponiegasen einschließen, so dass am Ende des Vorhabens die Technologie auf der Basis von Daten und Erkenntnissen aus dem Feld fundiert beurteilt werden kann.

Als BHKW wird das Stirling Motor Modul 161 der Firma SOLO Stirling aus Sindelfingen /1/ eingesetzt (s. Bild 2), da es das derzeit einzige serienmäßig verfügbare Stirling Motor BHKW ist. Prinzipiell ist auch die Einbindung anderer Stirling Motor BHKW's in das Projekt denkbar.

In Tabelle 1 sind die verschiedenen Standorte der Anlagen aufgeführt. Das BHKW an der Kläranlage Rosenfeld ist bereits seit April 2005 in Betrieb und ist seit dem nahezu ununterbrochen und ohne auf den Betrieb mit Klärgas zurückzuführende Störungen gelaufen. Die mit Biogas betriebenen Anlagen in Groß-Erlach sind seit November 2005 in Betrieb.



Bild 2 SOLO Stirling Motor BHKW 161

Standort	Gasart	Anlage
Rosenfeld	Klärgas	Kläranlage Rosenfeld
Groß-Erlach	Biogas	Biogasanlage „Erlacher Höhe“ (2 Anlagen)
Eningen u.A.	Biogas	Biogasanlage „Unterer Lindenhof“ (in Planung)
Leinfelden	Klärgas	Kläranlage Leinfelden (in Planung)
Ergenzingen	Biogas	Biogasanlage Ergenzingen (in Planung)
Saarbrücken	Grubengas	Grubengasbetrieb am IZES, Saarbrücken

3. Stirling Denmark im Erdgasbetrieb

Ein ursprünglich für den Betrieb mit Biogas konzipiertes Stirling Motor BHKW der Firma Stirling Denmark /2/ wurde auf einem Prüfstand der Hochschule Reutlingen umfangreichen Leistungstests mit Erdgas unterzogen. Das Gerät ist auf eine elektrische Leistung von 9 kW ausgelegt. Die Ergebnisse zeigen zum einen die Leistungsfähigkeit der Technologie auf und zum anderen wird im Vergleich zu reinen Erdgas Maschinen deutlich, welche Abstriche und Kompromisse durch die Auslegung auf den Brennstoff Biogas in Kauf genommen und eingegangen werden müssen.

In Bild 3 sind beispielhaft die gemessenen Wirkungsgrade über der Vorlauftemperatur dargestellt. Die Rücklauftemperatur wurde dabei konstant auf 30 °C gehalten. Die Abnahme des Gesamtwirkungsgrades erfolgt mit steigender Vorlauftemperatur von 88,3 % auf 80,3 %. Der elektrische Wirkungsgrad sinkt in demselben Bereich nahezu linear von 21,1 % auf 18,7 %.

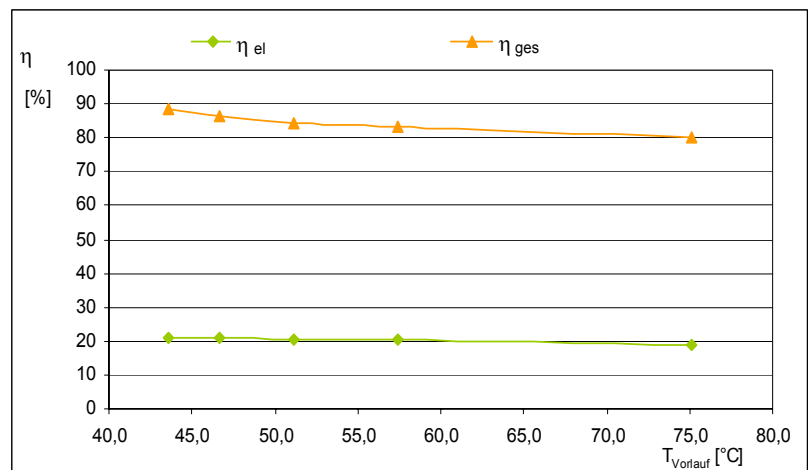


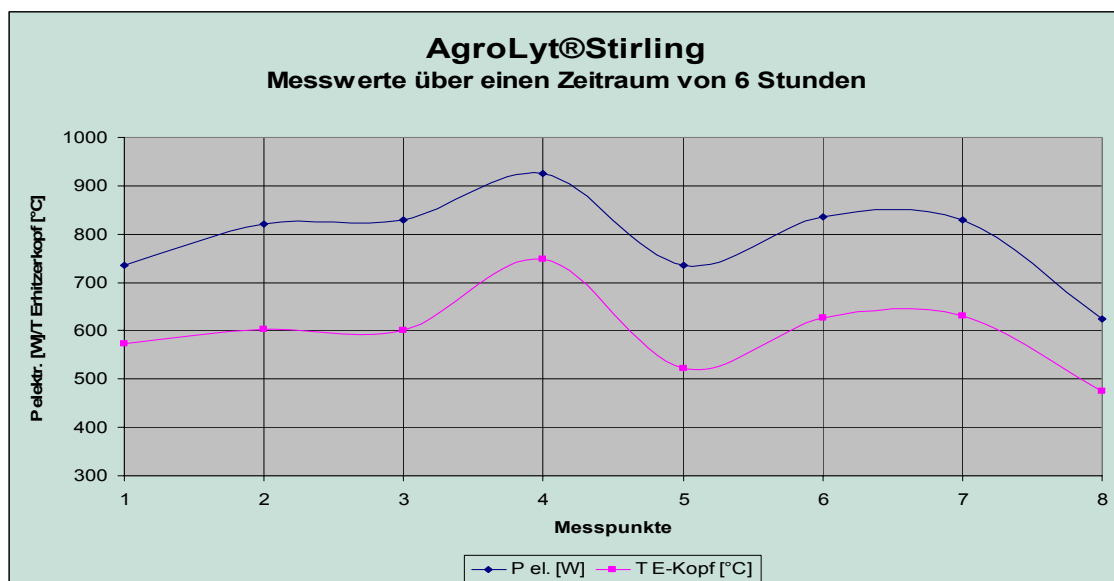
Bild 3 Stirling Denmark: Variation der Vorlauftemperatur, Wirkungsgrade

4. Hoval im Scheitholzbetrieb

Arbeitsschwerpunkt eines derzeit in Planung befindlichen Projekts ist die wissenschaftliche Begleitung und das Monitoring von kleinen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bestehend aus einer Holzscheitfeuerung kombiniert mit einem Stirlingmotor in unterschiedlichen Anwendungsbereichen. Gesamtziel dieses Projekts ist die Optimierung dieses Hybridsystems Scheitholzkessel/Stirlingmotor hinsichtlich technischer Aspekte sowie der Erbringung des Beweises der Alltagstauglichkeit des Gesamtsystems anhand verschiedener Anwendungsfälle. Die messtechnische Begleitung soll dann ergänzend zu dem Feldtest der Firma Hoval und den Entwicklungsarbeiten des Dortmunder Instituts Dr. Kammerich – Stirlingmotoren durchgeführt werden. Die Projektstandorte sowie die zugehörigen Anwendungsfälle sind in Tabelle 2 zusammengefasst:

Standort	Anwendungsfall	Besonderheiten
Bremen	Privatwohnhaus mit Schwimmbad	hohen Anforderungen an eine stabile Verfügbarkeit, zusätzlich Gaskessel und thermische Solaranlage, IBN September 2005
Görlitz	landwirtschaftlicher Betrieb	mit Behindertenbetreuung; mittelfristig die typische Zielgruppe, zusätzlich Gaskessel und thermische Solaranlage, IBN 1. Quartal 2006
Stockach, Bodensee	Modell Bildungszentrum	die Betreiber verfolgen einen ganzheitlichen Ansatz hinsichtlich ökologischen Grundsätzen, zusätzlich PV- Anlage und thermische Solaranlage, IBN Dezember 2005
Saarland	Forsthaus mit Schulungszentrum	durch die Demonstration innovativer Technologie soll die Holzscheitvermarktung belebt werden, IBN 1. Quartal 2006
Schweiz	Einfamilienhaus	komplett autarke Energieversorgung auf Basis des Hybridsystems, zusätzlich PV- Anlage und Batteriespeicher, IBN 1. Quartal 2005

In Bild 4 /3/ ist der unmittelbare Zusammenhang zwischen der Erhitzerkopftemperatur und der abgegebenen elektrischen Leistung des Stirling Motors über einen Zeitraum von sechs Stunden dargestellt.



Danksagung

Die Autoren danken Dr. Andreas Dengel (STEAG Saar Energie AG) sowie Daniel Hegele (Hoval AG) für die Unterstützung sowie die Freigabe der Projektdaten. Außerdem sei Prof. Carlsen von Stirling Denmark für die Überlassung seines BHKW's zu Testzwecken gedankt.

Quellenangaben

- /1/ Firma SOLO Stirling GmbH, Sindelfingen, www.stirling-engine.de
- /2/ Firma Stirling Denmark Ltd., Lyngby, Dänemark, www.stirling.dk
- /3/ D. Hegele, Firma Hovalwerk AG, FL-9490 Vaduz

7.1.5 „Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung“

**Richard Krottil (Fachhochschulstudiengänge Burgenland
Ges.m.b.H./Gebäudetechnik)¹**

Zur Reduktion des Weltprimärenergieverbrauchs und des CO₂ – Ausstoßes (Kyoto-Protokoll) bedarf es des Einsatzes neuer Technologien, welche vor allem dort interessant sind, wo große Energieumwandlungsverluste auftreten. Ein Beitrag dazu wäre der Einsatz von Sorptionstechnologie für die Raumluftkonditionierung, da diese in Mitteleuropa 50 % der gesamten Endenergie verbraucht. Die Sorptionstechnik, die als Antriebsenergie die minderwertige Energieform Wärme benötigt, stellt eine Alternative zur konventionellen Klimakälteerzeugung dar. Dabei werden natürliche Kältemittel eingesetzt, die ein hohes Substitutionspotential von Treibhausgasen besitzen. Die Sorptionstechnologie wird somit einem modernen energie- und umweltpolitischen Denken gerecht.

Eine Möglichkeit der höheren Auslastung von Nah- und Fernwärmesystemen sowie der in das Netz einspeisenden Wärmeerzeugeranlagen (Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, KWK-Anlagen) – Blockheizkraftwerken (BHKW) und Fernheizkraftwerken (FHKW) - ergibt sich durch die Einbindung von Sorptionsanlagen in solche Heißwassersysteme zur Bereitstellung von Kälte und Klimakälte. Diese Erweiterung zur Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK) besteht darin, dass thermisch angetriebene Sorptionsanlagen, wie Absorptions-, Adsorptions- und DEC - (Desiccant Evaporative Cooling) Systeme, in Verbindung mit einem Heißwassersystem zum Einsatz kommen. Vor allem in den Sommermonaten wo die Auslastung solcher Systeme hauptsächlich durch die Bereitstellung von Brauchwasser alleine gegeben ist, ist der Bedarf an Kühlung sehr groß. Weiters kann von den KWK-Anlagen Elektroenergie in der Spitzenbelastungszeit angeboten werden.

Im Beitrag werden ausschließlich Sorptionsanlagen zur Bereitstellung von Klimakälte vorgestellt, deren Austreibertemperaturen sich in einem Bereich von ca. 50 °C bis 130 °C bewegen und in Verbindung mit einem Heißwassersystem zum Einsatz kommen. Es werden Ansätze zur Bewertung und Analyse solcher KWKK-Systeme vorgestellt und exemplarisch an einem KWKK-System aufgezeigt. Weiters werden Schaltungsvarianten für die Einbindung von Sorptionsanlagen, die für die Klimakälteerzeugung relevant sind, in das Wärmenetz vorgestellt.

Um den effizienten Einsatz von Sorptionsanlagen für die Klimakälteerzeugung in Verbindung mit einem Nah- bzw. Fernwärmesystem beurteilen zu können, bedarf es einer genauen exergetischen, energetischen, ökologischen und ökonomischen Gesamtanalyse des KWKK-Systems unter der Berücksichtigung der dort vorherrschenden technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

¹ Fachhochschul-Studiengänge Burgenland Ges.m.b.H., Studienzentrum Pinkafeld; Steinamangerstraße 21, A-7423 Pinkafeld, Tel.: +43(0)3357 45370-1122, richard.krottil@fh-burgenland.at, www.fh-burgenland.at;

7.2 KWK mit Mikrogasturbine (Session G3)

7.2.1 „Kostenstruktur und zukünftige Entwicklung von dezentralen Erzeugungsanlagen am Beispiel der Mikrogasturbine“

Marc Neubert, Gerd Balzer (TU-Darmstadt/Institut für Elektrische Energieversorgung)¹

Die dezentrale Energieversorgung hat im Laufe der letzten 5 Jahre immer mehr an Bedeutung gewonnen. Dazu hat im großen Maße das in Deutschland existierende Erneuerbare-Energien-Gesetz und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz beigetragen, womit wirtschaftliche Anreize geschaffen wurden. Auf Grund der Altersstruktur des deutschen Kraftwerkparcs, sowie dem beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie, werden bis zum Jahr 2030 Neuinvestitionen in Großkraftwerke nötig, die eine Größenordnung von 60 GW beträgt. Der erhöhte Abschreibungsbedarf der führenden Stromerzeuger wird einen Preisanstieg im Großhandelsmarkt bewirken. Die drohende Versorgungslücke und die Preissteigerung der Stromerzeugung wird die Wirtschaftlichkeit dezentraler Erzeugungsstrukturen weiter begünstigen. Weitere Gründe, die für eine Ausweitung der dezentralen Energieversorgung sprechen, sind zum einen die Möglichkeit der CO₂-Einsparung mit Hilfe der Kraft-Wärme-Kopplung und zum anderen die Möglichkeit der dezentralen Kraftwerkseinsatzplanung, wofür allerdings eine detaillierte Kenntnis der Kostenstruktur von dezentralen Anlagen erforderlich ist.

In der Arbeit wird als erstes die Kostenstruktur von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) erarbeitet. Mit der Kostenstruktur als Grundlage wird diese auf die Mikrogasturbine (MGT) angewendet und die spezifischen Erzeugungskosten berechnet. Abschließend wird das Entwicklungspotenzial der MGT analysiert und die mögliche Kostendegression mit Hilfe von Lernkurven berechnet.

Kostenstruktur dezentraler Erzeugungsanlagen

Die Wirtschaftlichkeit spielt in der Energieversorgung eine immer größere Rolle. Die Kraftwerkseinsatzplanung wird auf Dauer nicht nur auf Großkraftwerke beschränkt bleiben, sondern in Zukunft die kleineren dezentralen Anlagen mit einbeziehen müssen. Daraus folgt, dass die Kostenstruktur dezentraler Erzeugungsanlagen betrachtet und erarbeitet werden muss. Eine genaue Auflistung der Kostenstruktur ist in Tabelle 1 aufgeführt.

Tabelle 1: Kostenstruktur von DEA

Gesamtkosten	Festkosten	kapitalgebundene Kosten	Investitionskosten Abschreibung Bauzinsen Miete
		sonstige Kosten	Versicherungskosten Anschlusskosten Verwaltungskosten
	Variable Kosten	betriebsgebundene Kosten	Wartung/Reparatur Anlaufkosten Personalkosten
		verbrauchsgebundene Kosten	Brennstoffkosten Hilfsmittel

Unter Verwendung der daraus resultierenden Formeln und Gleichungen können die einzelnen Kostenpunkte berechnet werden. Die Festkosten geben grundsätzlich die Möglichkeit von Investitionsentscheidungen, während mit Hilfe der variablen Kosten die spezifischen Erzeugungskosten berechnet werden. Die Erzeugungskosten stellen einen wichtigen Orientierungspunkt für die Vergleichbarkeit der elektrischen Energieerzeugung dar. Seit Jahren schon

¹ Technische Universität Darmstadt, Landgraf-Georg-Str. 4, D-64283 Darmstadt, Tel.: +49(0)6151-165452; e-mail: marc.neubert@eev.tu-darmstadt.de;

wird hierfür das Merit-Order-Verfahren angewendet, in dem die Kraftwerke in steigender Reihenfolge ihrer Erzeugungskosten aufgelistet werden.

Entwicklungspotenzial der Mikrogasturbine

Die Mikrogasturbine steht zum heutigen Zeitpunkt erst vor der Markteinführung. Ein Vergleich mit den Blockheizkraftwerken von vor 10 Jahren, die damals ebenfalls vor der Markteinführung standen, ist gestattet. Ausgehend von dieser Entwicklung ist es wahrscheinlich, dass die MGT sich in den nächsten Jahren weiter verbreiten und dem technologischen Fortschritt unterworfen sein wird. Um das Entwicklungspotenzial von MGT abschätzen zu können, wird als erstes eine Marktanalyse mit Porters Five Forces durchgeführt. Darauf aufbauend wird eine zukünftige Abschätzung des Kostenverhaltens mit Hilfe von Lernkurven durchgeführt.

Kostendegression der Mikrogasturbine

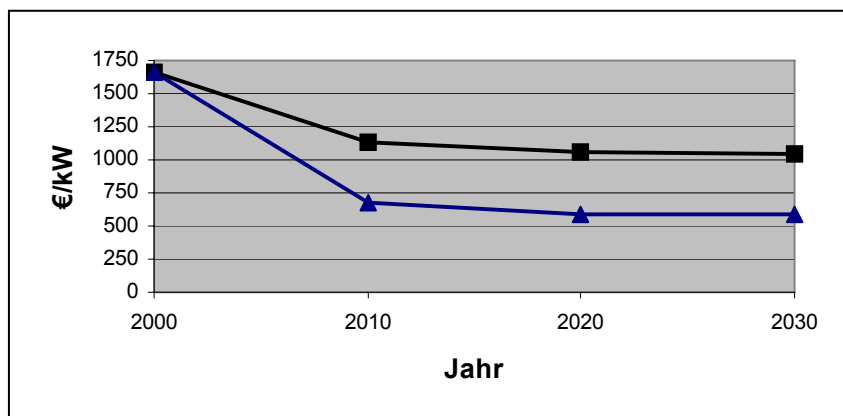
Die Fixkostendegression kann mit dem der Lernkurventheorie beschrieben werden. Der Kostenverlauf eines Produkts wird im Zusammenhang zwischen kumulierter Produktionsmenge und den Stückkosten gebracht. Mathematisch lässt sich der Zusammenhang wie folgt in Gleichung 1 darstellen:

$$K_2 = K_1 \cdot \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{-b} \quad (1)$$

Mit K_1 sind die spezifischen Investitionskosten des betrachteten Produktes zum Ausgangszeitpunkt t_0 (z.B. Jahr 2000), K_2 die spezifischen Investitionskosten zum Zeitpunkt t_2 (z.B. Jahr 2010, 2020 oder 2030), P_1 als die kumulierte Produktion zum Ausgangszeitpunkt t_0 und P_2 als kumulierte Produktion zum Zeitpunkt t_2 .

$$-b = \frac{\log f}{\log 2} \quad f \text{ ist der Degressionsfaktor.}$$

Der Degressionsfaktor f kann entweder aus der Literatur oder aus der Erfahrung gewonnen werden. In Abbildung 1 sind zwei Möglichkeiten der Modulkostenentwicklung aufgetragen. Die mit einem Quadrat dargestellte Prognose stellt einen konservativen Verlauf der Kosten dar und stammt von der



amerikanischen Energieagentur. Die zweite Prognose ist der Enquete-Kommission für nachhaltigen Energieversorgung entnommen und ist mit einem Dreieck gekennzeichnet. Die Unterschiede der Prognosen spiegeln sich in dem Degressionsfaktoren f wider. Es ist zu verzeichnen, dass in beiden Fällen die größte Kostendegression zwischen den Jahren 2000 bis 2010 eintritt. Die MGT befindet sich in diesem Zeitraum im Übergang von der

Abbildung 11: **Prognose der Modulkostenentwicklung**

Entwicklungs- und Demonstrationsphase zur Kommerzialisierungsphase. Anschließend findet eine Sättigung des Marktes statt und die Kosten können nur noch gering sinken.

7.2.2 „Mikroturbine – Referenzanlagen in Österreich“

Helmut Nedomlel (Wels Strom GmbH)¹

Das einzigartige Konzept der Capstone Mikroturbine und die sich daraus ergebenden geringen Instandhaltungskosten, die sehr geringen Emissionen und das hohe Entwicklungspotenzial in Bezug auf Wirkungsgrad und den Einsatz von regenerativen Brennstoffen waren für die Wels Strom ausschlaggebend sich intensiver mit dieser Technik zu beschäftigen und dieses Produkt in Österreich zu vertreiben.

Zentrale Fragestellung

Welche Marktchancen hat die Mikroturbine als dezentrale Energieversorgung.

Methodische Vorgangsweise

An Hand von ausgeführten Anlagen werden die verschiedenen Einsatzmöglichkeiten, die Wirtschaftlichkeit und der Umwelteffekt der Capstone Mikroturbine dargestellt.

Die Capstone Mikroturbine hat mit über 4.000 verkauften Stück und 9.000.000 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. 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.

Testanlage in Wels

Zu Testzwecken wurde bereits 2004 eine 60 kW Maschine mit aufgesetztem Wärmetauscher installiert. Ziele und Aufgaben dieser Testanlage:

1. Überprüfung der Leistungsdaten und Emissionen in allen Leistungsbereichen der Anlage (Strom-, Wärme-, und Gaszähler wurden installiert).
2. Überprüfung der Zuverlässigkeit
3. Präsentation der Technik bei Kundenbesuche.

Die Maschine hat in der Zwischenzeit mehr als 8.500 Betriebstunden und 115 Starts erreicht und erfüllt alle Erwartungen.

Einsatz von zwei 30 kW Mikroturbinen bei einer kommunalen Kläranlage

Die Inbetriebnahme der beiden 30 kW Capstone Mikroturbinen erfolgte im Dezember 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 Mikroturbine wird in Abhängigkeit vom Füllstand des Gasometers mit Teil- oder Vollast betrieben.

Die große Regelfähigkeit, die eine optimale Anpassung an den Klärschlammanfall ermöglicht, die geringen Wartungskosten und die extrem niederen Emissionen waren ausschlaggebend für den Einsatz dieser Technologie.

¹ Energiesysteme/Wels Strom GmbH, Stelzhamerstr. 27, 4600 Wels, Tel: 07242-493/411; e-mail: helmut.nedomlel@welsstrom.at, Url: www.welsstrom.at;

Dieses Konzept und der Einsatz einer Photovoltaikanlage ermöglicht einen energieautarken Betrieb und wurde in Oberösterreich mit dem Energy Globe in der Kategorie Wasser ausgezeichnet.

Versuchsbetrieb zur Geruchsverbrennung

Im Jänner 2006 wurde eine 30 kW Mikroturbine in Betrieb genommen. Ein Langzeitversuch, der im Februar 2006 begann, soll einerseits zeigen, dass die Gerüche, wie sie beim Eindicker entstehen, beseitigt werden können und andererseits, dass keine nachteiligen Folgen am Lufteintrittssystem der Mikroturbine auftreten.

Die Möglichkeit diese Geruchsbeseitigung mit einer Anlage zu realisieren die bereits am Standort vorhanden ist und keine zusätzlichen Betriebs- und Wartungskosten verursacht ist wirtschaftlich äußerst interessant.

Kraft-Wärme-Kopplung für eine Freizeitanlage in LINZ

Die bestehende Energiezentrale des Freizeitentrums Ebelsberg (LINZ Service GmbH) wurde um eine Mikroturbine mit Abwärmenutzung erweitert.

Auf die Problematik bei der Einführung eines neuen Produktes in Österreich, für das zur Zeit keine eindeutigen gesetzlichen Grundlagen vorliegen, wird eingegangen

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

An Hand von konkreten Projekten konnte dargestellt werden, dass die Mikroturbine heute bereits in verschiedensten Bereichen wirtschaftlich einsetzbar ist. Gutes Teillastverhalten, verschiedene 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:

- Inselbetriebsfähig, Schwarzstart (Umschaltzeit <10sec.)
- Geringe Wartungskosten
- Keine Betriebsmittel. Einsatz auch in Wasser- und Naturschutzgebieten möglich.
- Ideal für die dezentrale Energieversorgung durch sehr gutes Teillastverhalten
- Die hohen Abgastemperaturen ermöglichen den indirekten oder auch direkten Betrieb einer Absorptionskältemaschine; mit dieser Kombination sind hohe Jahresbetriebsstunden mit überdurchschnittlicher Brennstoffausnutzung erzielbar.
- Bio-, Klär- und insbesondere Deponiegas mit geringen Methangehalten können verarbeitet werden (minimal 35 % zum Starten, minimal 30 % im Betrieb).
- Auf Grund der kontinuierlichen Verbrennung werden extrem tiefe Emissionswerte erzielt.
- Der Einsatz von Pflanzenöl erweitert die Anwendungsmöglichkeiten erheblich.
- Bei Änderung oder Schwankungen der Gasproduktion (Rückgang bei Deponien, Saisonalität bei Biogasanlagen etc.) kann durch eine Kaskadierung mehrerer parallel laufenden Mikrogasturbinen eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit erzielt werden (Kaskadenbetrieb anstelle Fahren im Teillast).

7.2.3 „Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung mit einer Mikrogasturbine – Betriebscharakteristik und energetische Analyse“

**Michael Bobik, Bernhard Rasinger, Matthias Theißing
(FH Joanneum Kapfenberg)¹**

Durch den Einsatz von Mikrogasturbinen können kompakte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im kleinen Leistungsbereich (50 – 100 [kW_{el}]) realisiert werden. Durch die zusätzliche Anordnung einer Absorptionskältemaschine (AKM) kann einerseits die jährliche Betriebszeit der KWK-Anlage verlängert werden, da nicht nur Wärme für Heizungszwecke bereitgestellt wird, sondern weil auch im Sommer Wärme für die Kälteerzeugung benötigt wird. Andererseits kann die in der AKM erzeugte Kälte zur Kühlung der Ansaugluft der Mikrogasturbine herangezogen werden, was zu einer Steigerung der elektrischen Leistung der Turbine führt.

Das vorliegende paper präsentiert Ergebnisse von Messungen, die im Jahr 2004 während des Betriebes an der Anlage mit einer Turbec T100 Mikrogasturbine mit nachgeschalteter York WCF 10 Absorptionskältemaschine durchgeführt wurden. Neben dem Stationärbetrieb wurden auch Lastwechselvorgänge und das Teillastverhalten untersucht.

Es zeigt sich, dass die vom Hersteller garantierten Werte zumeist eingehalten werden. Es wird ein Brennstoffausnutzungsgrad von 70 [%] erreicht. Durch die Verwendung der Kälte zur Ansaugluftkühlung kann die elektrische Leistung der Mikrogasturbine im Sommerbetrieb um ca. 10 [%] gesteigert werden.

Es werden charakteristische Verläufe des Anlagenbetriebs präsentiert. Darüberhinaus wird eine energetische Analyse durchgeführt.

Keywords:

Mikrogasturbine, Absorptionskältemaschine, Kraft-Wärme-Kältekopplung, Betriebscharakteristik

¹ FH Joanneum, Studiengang Infrastrukturwirtschaft / Urban Technologies, Werk-VI-Straße 46, 8605 Kapfenberg; e-mail: michael.bobik@fh-joanneum.at, matthias.theissing@fh-joanneum.at, Url: www.fh-joanneum.at/isw, www.infrastrukturwirtschaft.at;

7.3 Brennstoffzellen (Session G4)

7.3.1 „Aktueller Stand und Entwicklungen der Brennstoffzelle – Konkrete Untersuchungen aus der Praxis“

Heinrich Wilk (EnergieAG Oberösterreich)¹

Rudolf Zappe (Erdgas OÖ GmbH)²

Johannes Kraus (Erdgas OÖ GmbH)²

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 wir 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. In der derzeitigen Entwicklungsphase steht die Brennstoffzellen-Technik erst am Beginn der praktischen Einsatzmöglichkeiten. Trotzdem wird ihr heute schon von international anerkannten Fachleuten und der EU eine wichtige Position in der Energieversorgung von morgen zugesichert. Im betrachteten Leistungsbereich von einigen kW sieht die ARGE die SOFC- und die PEM-Brennstoffzellen als die derzeit aussichtsreichsten Technologien für den stationären Einsatz mit Erdgasbetrieb an.



Wir begannen im Jahr 2000 unsere Aktivitäten mit einer 1 kW Hochtemperatur SOFC-Brennstoffzellenanlage der Firma Sulzer/Winterthur. Sulzer war zu diesem Zeitpunkt der einzige SOFC-Anbieter in diesem Leistungsbereich mit der von uns geforderten Professionalität und Erfahrung. Wir haben das Technologiezentrum Salzkammergut in Attnang-Puchheim als Aufstellungsort für die erste stationäre Kleinleistungsbrennstoffzelle Österreichs gewählt. Als zweites ARGE-BZ-Pilotprojekt wurde im Landgasthof „Wirt im Feld“ - mit über 100 Hotelbetten - die erste oberösterreichische Brennstoffzellen-Anlage für die gewerbliche Nutzung installiert. Das Brennstoffzellen-Heizgerät EURO 2 stammt von Vaillant/Remscheid und basiert auf der PEM-Technologie der US-Firma PLUG-POWER.

Das Brennstoffzellen-Heizgerät Sulzer HXS1000 wurde von Anbeginn an auf Dauerbetrieb eingestellt. Die Anlage war seit 23.1.2002 über 3 Jahre in Betrieb und wurde am 16.6.2005 wie geplant abgestellt. Das ergibt eine gesamte Kalender-Zeit von 29.760 Stunden. Davon betrug die Betriebszeit mit Gaszufuhr 25.772 Stunden. Beim letzten und besten Stack konnte die Degradation auf 5%/1000 Stunden heruntergedrückt werden. Dieser Stack hat 10.512 Stunden Strom erzeugt. Möglich wurden die Verbesserungen durch die Weiterentwicklung der Zellen.

Das Brennstoffzellen-Heizgerät Vaillant EURO2 unterstützt die Heizung und die Warmwasserbereitung des Gasthaus- und Hotelbetriebes „Wirt im Feld“. Die Anlage ist nun schon seit

¹ Energie AG OÖ, A-4021 Linz Böhmerwaldstrasse 3, Tel. ++43-732 9000 3514, e-mail: heinrich.wilk@energieag.at;

² Erdgas OÖ GmbH & Co KG, A-4030 Linz, Neubauzeile 99, Tel. ++43 732 9011 171, e-mail: rudolf.zappe@erdgasooe.at; Tel. ++43 732 9011 174, e-mail: johannes.kraus@erdgasooe.at;

dem 16.2.2004 in Betrieb. Betrachtet man nur die Zeiträume mit Dauerbetrieb ohne Startvorgänge so erhält man bei einem neuen Stack elektrische Wirkungsgrade bis 28 % .

Unsere beiden Anlagen wurden von äußerst professionellen Firmen nach dem heutigen Stand der Technik entwickelt, produziert und in Betrieb gesetzt. Die CE-Zertifikate von renommierten Prüfinstituten bestätigen das. Gut geschulte Teams der Lieferfirmen betreuen die Anlagen vor Ort. Dennoch muss man feststellen, dass es sich hier um eine junge Technik handelt, die bis zur Serienreife noch mehrere Jahre an Weiterentwicklung und Perfektionierung benötigen wird: Der von den Herstellern angegebene Zeithorizont 2010 erscheint realistisch. 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.

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

7.3.2 „Brennstoffzellen: Hoffnungsträger einer zukünftigen dezentralen Energieversorgung“

Ludger Blum,¹ Bodo Groß^{2*},

Einleitung

Es soll ein Überblick über den internationalen Entwicklungsstand der derzeit verfügbaren stationären Brennstoffzellensysteme gegeben werden. Eine Unterteilung erfolgt dabei in Brennstoffzellen Heizgeräte für den Ein- und Mehrfamilienhausbereich mit Leistungen zwischen 1 und 5 kW_{el} sowie in dezentrale Brennstoffzellenanlagen für Wohnsiedlungen und/oder Kleingewerbebetriebe im Leistungsbereich 200 kW_{el}.

Zu ausgewählten Herstellern werden die entsprechenden technologischen Konzepte und/oder Strategien vorgestellt. Dem technischen Entwicklungsstand soll der „öffentliche Stellenwert“ der Brennstoffzellentechnologie im Vergleich zu konkurrierenden Systemen, wie Stirling Motoren etc., gegenübergestellt werden.

Weiterhin soll anhand von Lernkurvenmodellen die kurz- bis mittelfristige Preisentwicklung ausgewählter Brennstoffzellenanlagen anhand vorliegender Daten dargestellt werden.

Zusammenfassung

Potenzial: Brennstoffzellen haben grundsätzlich das Potential, eine bedeutsame Rolle bei der Erfüllung der Anforderungen an eine energieeffiziente und umweltfreundliche Strom- und Wärmeerzeugung zu spielen. Der zukünftige Markt für Brennstoffzellensysteme wird hauptsächlich von den Forderungen nach niedrigen Preisen, hohem Wirkungsgrad und geringen Emissionen beherrscht. Brennstoffzellen werden sich jedoch mit einer Reihe konkurrierender, zum Teil schon etablierter Technologien wie beispielsweise Motor-Blockheizkraftwerke, aber auch mit derzeit noch in Entwicklung befindlicher, bzw. an der Schwelle zur Markteinführung stehender Technologien wie beispielsweise Stirling Motoren und Mikrogasturbinen konfrontiert sehen. Ebenso müssen Brennstoffzellensysteme aber auch mit weiteren alternativen Energiewandlungstechniken wie Sonnen- und Windenergie konkurrieren.

Öffentlicher Stellenwert: Brennstoffzellen sind seit etwa einem Jahrzehnt ein in der Öffentlichkeit viel diskutiertes Thema. Ende der neunziger Jahre wurde von vielen Entwicklungsfirmen die mehr oder weniger flächendeckende Markteinführung der Brennstoffzellentechnologie für Anfang bis Mitte des ersten Jahrzehnts im neuen Jahrtausend prognostiziert. Die Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Erfolg der Brennstoffzelle, welcher in erster Linie vom spezifischen Preis sowie von der Lebensdauer der Geräte abhängig war und ist, wurden zu diesem Zeitpunkt als sehr günstig eingeschätzt. Als Beispiel für die zu optimistische Sichtweise ist die Prognose verglichen mit der realen Preisentwicklung der ONSI PAFC PC 25C in der 200 kW_{el} Klasse in Tabelle 1 angegeben:

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
ONSI Prognose T€	1 320	1 100	660	660	500	280	-	-	-	-	-
Ist Kosten T€	1 320	1 100	660	660	600	690	770	990	950	1 060	795

Tabelle 1: Preisprognose ONSI

Bis etwa 1997 hat sich die Prognose von ONSI (heute UTC) bewahrheitet, im Anschluss daran konnte aber der entscheidende Durchbruch der bereits sehr weit entwickelten Brennstoffzelle nicht geschafft werden. Das große öffentliche Interesse an der Brennstoffzellentechnologie ist aber bis heute

¹ Forschungszentrum Jülich GmbH, FZJ, D-52425 Jülich;

² IZES gGmbH, Institut für ZukunftsEnergieSysteme, Altenkesseler Straße 17 D-66115 Saarbrücken;

³ STEAG Saar Energie AG, St. Johanner Str. 103 D-66115 Saarbrücken;

ungebrochen. Als Beispiel hierfür soll die Internetsuche nach bestimmten Begriffen und die dazugehörigen Treffer (siehe Tabelle 2) dienen. Es wurden dabei jeweils der deutsche und der zugehörige englische Begriff verwendet. Dabei steht KWK steht für den Suchbegriff Kraft-Wärme-Kopplung und CHP für den Suchbegriff combined heat and power.

Suchbegriff	Brennstoffzelle	Stirlingmotor	KWK	Fuel Cell	Stirling engine	CHP
Treffer	1 230 000	165 000	495 000	26 500 000	1 190 000	13 000 000

Tabelle 2: Internetsuche

Umweltaspekte: Die Rolle, welche Brennstoffzellen in Zukunft spielen werden, wird wesentlich von ihrer Wirtschaftlichkeit und von den Abgasbestimmungen vorgegeben. Die wichtigsten Anwendungsbereiche werden daher dort erwartet, wo schwerpunktmäßig Schadstoffbelastung verhindert werden soll, wie z.B. in Ballungsräumen. Die Marktdurchdringung wird vom Preis des Gesamtsystems im Vergleich zu den Preisen konkurrierender, mit Emissionskontrollen ausgerüsteter Technologien abhängen. Folgende Abbildung zeigt beispielhaft die Emissionswerte von zwei ausgewählten Brennstoffzellen gegenüber einem kommerziellen Gasmotor.

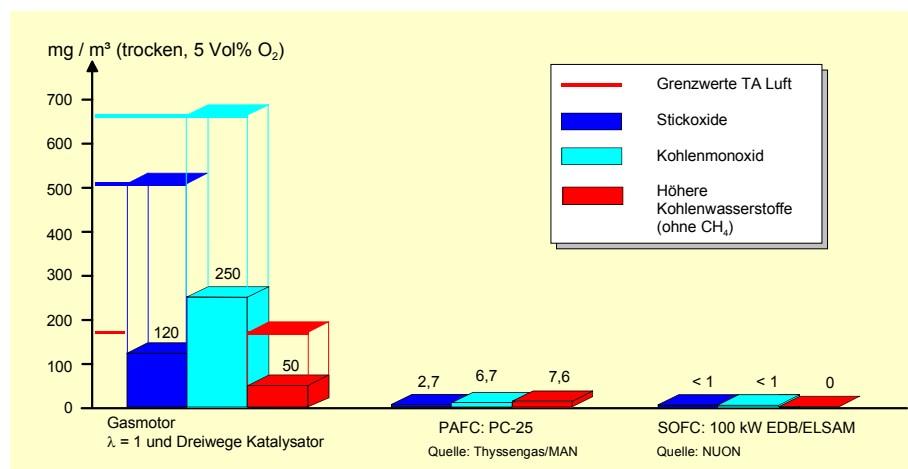


Abbildung 1: Emissionswerte verschiedener Technologien

Barrieren: Hauptunsicherheiten, die den Einsatz der Brennstoffzellentechnologie bei der Kraft-Wärme-Kopplung einschränken könnten, sind Lebensdauer sowie Kosten des Brennstoffzellensystems. Die Kommerzialisierung der Technologie wird für solche Märkte erleichtert, in denen die Brennstoffzellensysteme überzeugende Vorzüge gegenüber den Konkurrenzsystemen haben. Dadurch lassen sich dann auch die hohen Anlaufkosten rechtfertigen. Ein Beispiel hierfür ist der Einsatz von wasserstoffbetriebenen PEFC in der USV (Unterbrechungsfreien Stromversorgung) als Ersatz für Bleiakumulatoren. Kurzfristig könnte sich hier ein erheblicher Markt für die Brennstoffzellentechnologie eröffnen.

Hersteller: Zum jetzigen Zeitpunkt, mit Stand Januar 2006, gibt es stationäre, KWK-fähige Brennstoffzellensysteme aller Leistungsklassen und Brennstoffzellentypen von etwa 30 verschiedenen Herstellern. Diese befinden sich in einem mehr oder weniger entwickelten Stadium, ausgehend von der Pilotanlage bzw. Prototyp bis hin zur Kleinserie von mehreren 100 Anlagen, siehe dazu Abbildung 2.

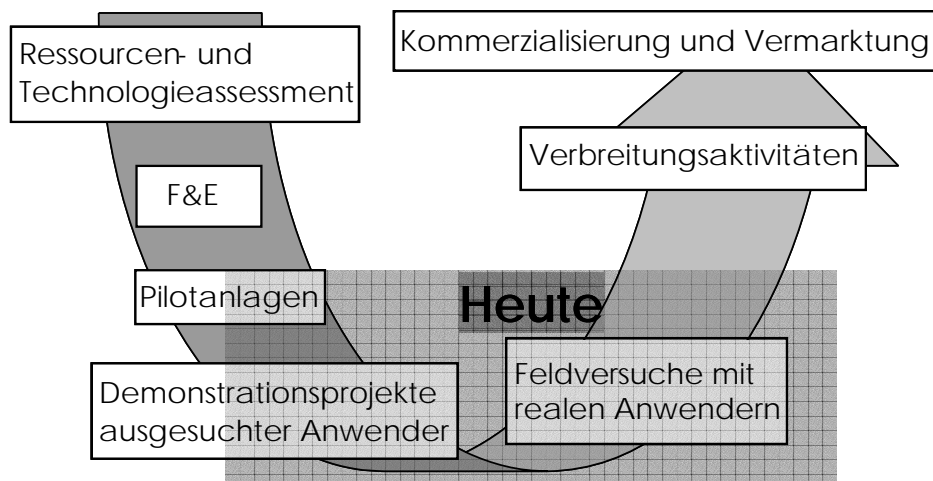


Abbildung 2: Entwicklungsstadium Brennstoffzellentechnologie

7.3.3 „Hochtemperatur-Brennstoffzellensysteme - Energieeffizienz ohne Wasserstoffinfrastruktur“

**Herbert Wancura, Sascha Kühn, Gernot Grimschitz, Giulio de Simone (ALPPS Fuel Cell Systems GmbH)¹,
Gerhard Buchinger, Thomas Raab (Fachhochschule Oberösterreich)**

Hochtemperaturbrennstoffzellen und hier im Besonderen die Festoxidbrennstoffzellen (Solid Oxide Fuel Cells, SOFC) sind eine attraktive Variante der Brennstoffzellen-Technologie, da sie auf Grund ihrer hohen Betriebstemperaturen auch Brenngase verarbeiten kann, welche Niedrig- und Mitteltemperaturbrennstoffzellen trotz sichtbarer Entwicklungsfortschritte im Bereich der Unempfindlichkeit gegenüber Verunreinigungen nach wie vor nicht verarbeiten können.

In ersten Abschnitt wird gezeigt, dass SOFC's beispielsweise nicht nur mit CO-Gehalten nachhaltig funktionieren können, die um eine Größenordnung über PEM-Brennstoffzellen mit Temperaturbereichen zwischen 120-180°C liegen, sondern dabei auch den Heizwert dieses Brenngasanteils nutzen. Auch in der Energiewirtschaft häufig vorkommende Verunreinigungen können mit entsprechenden Technologien beherrschbar gemacht werden. Die dabei eingesetzten Technologien reichen von der Kraftstoffreinigung vor der Reformierung bis zu neuen Anodenentwicklungen, welche die direkte Umsetzung auch von konventionellen flüssigen Kraftstoffen erlauben. Im Vortrag werden neben den eigenen Untersuchungen der Autoren an Einzelzellen auch internationale Entwicklungen auf dem Gebiet gezeigt. Mit den Ergebnissen kann dargestellt werden, welche Möglichkeiten hinsichtlich der Kraftstoffflexibilität SOFC-basierte Systeme bieten und welche Applikationssegmente sich damit abdecken lassen.

Im zweiten Abschnitt wird der Stand der Technik in der Systemtechnik an Hand der wichtigsten Komponenten gezeigt.

Die von den Autoren durchgeführten Entwicklungen in der Reformierung von Dieselmotorkraftstoffen mit low S/C ATR Reformern bilden dabei einen Schwerpunkt. Die Ergebnisse, wie Wirkungsgrade von 76-80% und die Zusammensetzung des Produktgases und das sich daraus ergebende Russbildungsrisiko werden beschrieben. Weiters befasst sich dieser Abschnitt mit SOFC Systemen auf Basis der sogenannten mikrotubulären SOFC Technologie, wie sie von den Autoren gemeinsam verfolgt werden. Es werden die bisherigen Entwicklungsergebnisse der Alpps Zellen der ersten und zweiten Generation hinsichtlich der Leistungsdichte gezeigt. Diese Daten werden um die bisher gemessenen thermischen Zyklierungsdaten von Einzelzellen in einer Thermoschockeinrichtung ($dT > 400^\circ\text{K}/\text{min}$) und die sich daraus ergebenden Möglichkeiten ergänzt.

Die Rolle welche die Balance of Plant Komponenten spielen, werden im dritten Abschnitt diskutiert. Besondere Bedeutung nehmen hier die Systeme des Luftkreislaufs ein, also Vorwärm-/Tailgasbrenner, Wärmetauscher und Verdichter. Leistungsgewichte, applikationsgerechte Auslegung und Kosten-/Wirkungsgrad Trade-offs werden gezeigt.

Im dritten Abschnitt wird auch auf die möglichen Applikationen eingegangen. Systembeispiele für den stationären dezentralen Energieerzeugungsbereich aber auch für Hilfsenergiesysteme in verschiedenen mobilen Anwendungen werden vorgestellt. Der Ausblick auf eine Entwicklung im Bereich der Antriebstechnik bildet den Abschluß des Vortrags.

¹ ALPPS Fuel Cell Systems GmbH, Exerzierplatzstrasse 4, 8051 Graz;
Tel: +43 316 681284-40, Fax: +43 316 681284-29;
e-mail: herbert.wancura@alpps.at, Url: www.alpps.at;

7.3.4 „Verstromung von Biomasse-Produktgasen in Solid Oxide Fuel Cells“

**Ulrich Hohenwarter, Andreas Schweiger (TU Graz/Inst. f. Wärmetechnik)¹
Jürgen Karl (TU München/Lehrstuhl für Energiesysteme)²**

Die Anbindung von hoch effizienten Gasnutzungsaggregaten wie der Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) an Biomasse Vergasungssysteme stellt eine interessante und innovative Möglichkeit zur effizienten Verstromung von Biomasse dar. Aufgrund des geringen Heizwertes und Wasserstoffgehaltes von Produktgasen aus Biomassevergasern verglichen mit herkömmlichen Brenngasen kann der elektrische Wirkungsgrad von 30% kaum überschritten werden. Die Integration der SOFC in den Prozess eines allothermen Vergasers mit Nutzung der Brennstoffzellenabwärme zur Beheizung des Biomassevergasers ermöglicht elektrische Wirkungsgrade von über 50%. Von entscheidender Bedeutung ist der Aktivitätsverlust der SOFC durch die im Rohgas vorhandenen Verunreinigungen. Diese Einflüsse von Verunreinigungen auf die Solid Oxide Fuel Cell, sowie Möglichkeiten einer innovativen Heißgasreinigung zur Entfernung störender Komponenten sollen im EU Projekt BIOCELLUS untersucht werden und nachstehend erläutert werden.

Keywords:

gas cleaning, SOFC, Biomass, Gasification

¹ Technische Universität Graz, Institut für Wärmetechnik
e-mail: Ulrich.Hohenwarter@TUGraz.at , Andreas.Schweiger@TUGraz.at

² Technische Universität München, Institute für Energiesysteme, e-mail: Jürgen.Karl@es.mw.tum.de

7.3.5 „Betrieb einer 2 kWel SOFC mit Grubengas“

Andreas Dengel^{3**}, Ludger Blum,¹ Heinz K. Dörr³, Bodo Groß^{2*},
L.G.J. de Haart¹, Klaus Kimmerle²

Das im November 2003 gestartete Projekt „Pilotbetrieb einer Hochtemperaturbrennstoffzelle (SOFC) mit Grubengas“ der Partner STEAG Saar Energie AG, Forschungszentrum Jülich und IZES gGmbH, Institut für ZukunftsEnergieSysteme befindet sich derzeit in der praktischen Umsetzung. In 2003 wurde die Anbindung des vorgesehenen Testfeldes an das innerhalb Europa einzigartige 110 km lange saarländische Grubengasverbundnetz realisiert. Im Jahr 2004 wurde die Gasqualität am Standort Luisenthal gaschromatographisch erfasst. Dazu wurden kontinuierliche Messungen über einen Zeitraum von etwa sechs Monaten durchgeführt. Dabei wurden die temporären Schwankungen des Methangehaltes erfasst und dokumentiert.

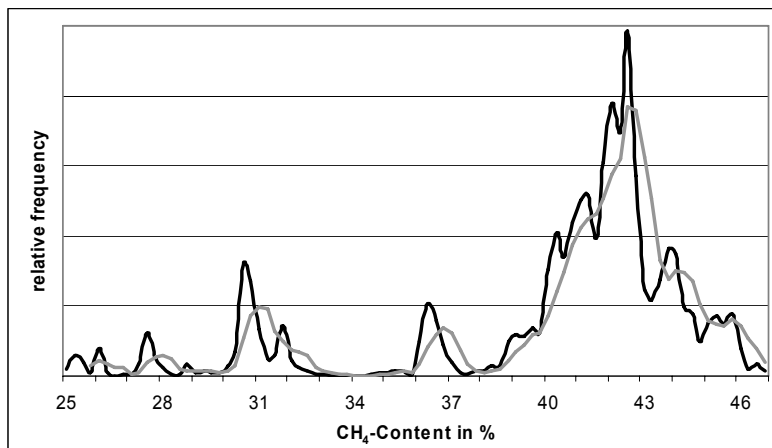


Bild 1: relative Häufigkeit der CH₄-Konzentration im Zeitraum 04/2004 -09/2004 am Standort Luisenthal

Am FZJ wurden erste Versuche mit synthetischem Grubengas, sowohl am Vorreformer als auch an SOFC - Einzelzellen und Kurzstapeln durchgeführt. Die Ergebnisse der Versuche sind in [1] – [3] dokumentiert. Parallel hierzu erfolgten die Planungen für den Teststand, welche auch als Grundlage für ein Genehmigungsverfahren nach bergrechtlichen Grundsätzen benötigt wurden. Die Genehmigung wurde mit Auflagen vor allem im sicherheitstechnischen Bereich Anfang 2005 erteilt. Im zweiten Quartal 2005 wurde der Brennstoffzellenteststand am Standort Luisenthal aufgebaut und im zweiten Halbjahr in Betrieb genommen. Anfang 2006 werden erste Ergebnisse des Vorreformers im Betrieb mit Grubengas erwartet. Anschließend wird die Brennstoffzelle in den Teststand integriert, welche mit Grubengas im Zusammenspiel mit dem vorab getesteten Vorreformer betrieben werden soll.

Einführend wird der Aufbau und das damit verbundene Genehmigungsverfahren des Versuchsstandes, unter besonderer Berücksichtigung des Bergrechtes und der damit verbundenen anspruchsvollen Aufgaben sowie deren Lösungsansätze, beschrieben. In Bild 2 ist der Versuchstand innerhalb des Innovationszentrums der STEAG Saar Energie AG am Standort Luisenthal abgebildet.

¹ Forschungszentrum Jülich GmbH, FZJ, D-52425 Jülich;

² IZES gGmbH, Institut für ZukunftsEnergieSysteme, Altenkesseler Straße 17 D-66115 Saarbrücken;

³ STEAG Saar Energie AG, St. Johanner Str. 103 D-66115 Saarbrücken;



Bild 2: Brennstoffzellenteststand im Innovationszentrum der STEAG Saar Energie am Standort Luisenthal

Anschließend werden die Grubengasanalysen und deren Einfluss auf den Vorreformer und die Brennstoffzelle dargestellt. Danach werden die Ergebnisse der Vorversuche mit synthetischem Grubengas im Vorreformer diskutiert, gefolgt von einem Ausblick auf die zu erwartenden Ergebnisse im laufenden Projektlaufjahr. Im Folgenden werden dann erste Versuchsergebnisse des Vorreformers dargestellt, insbesondere die Ergebnisse der Gasanalysen, ausgeführt jeweils am Reformereingang und nach dem Vorreformer. Weiterhin werden die entsprechenden Betriebsdaten des Vorreformers hinsichtlich des Betriebes mit Grubengas dargestellt und mit den Vorversuchen mit synthetischem Grubengas verglichen.

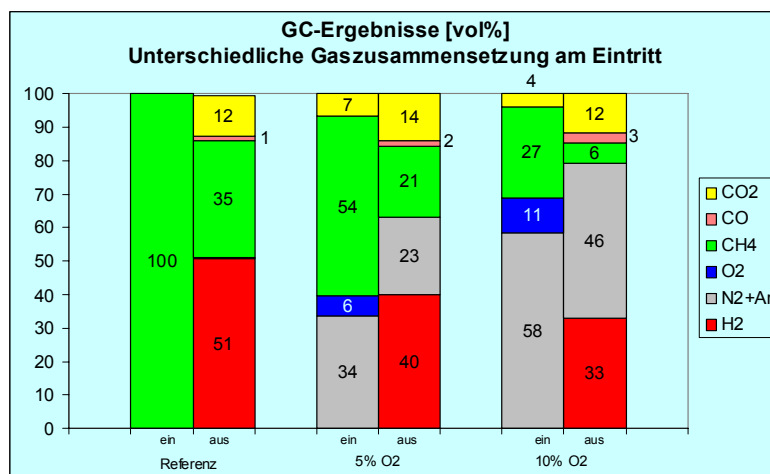


Bild 3: gaschromatographische Analyse verschiedener Reformate

Das beschriebene Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie unter dem Förderkennzeichen 0326883 gefördert.

Quellenangaben

- [1] L. Blum, A. Dengel, H. Dörr, B. Groß, L.G.J. de Haart, K. Kimmerle: Nutzung von Grubengas mittels einer SOFC Hochtemperaturbrennstoffzelle, 11. Symposium REGWA, Stralsund, 2004, pp. 26-31.
- [2] S.F. Au; L. Blum, A. Dengel; B. Groß; L.G.J. de Haart, K. Kimmerle, M. Wolf: Utilization of Mine Gas with a SOFC high-temperature fuel cell, J. of Power Sources, Vol. 145 (2005) pp 582 - 87
- [3] Ludger Blum, Andreas Dengel, Heinz K. Dörr, Bodo Groß, L.G.J. de Haart, Klaus Kimmerle: Betrieb einer Hochtemperaturbrennstoffzelle mit Grubengas, VDI Fortschrittsberichte Nr. 1874 zur 5. VDI Fachtagung „Brennstoffzelle“ 19.-20. April 2005 Hamburg, pp 267- 70