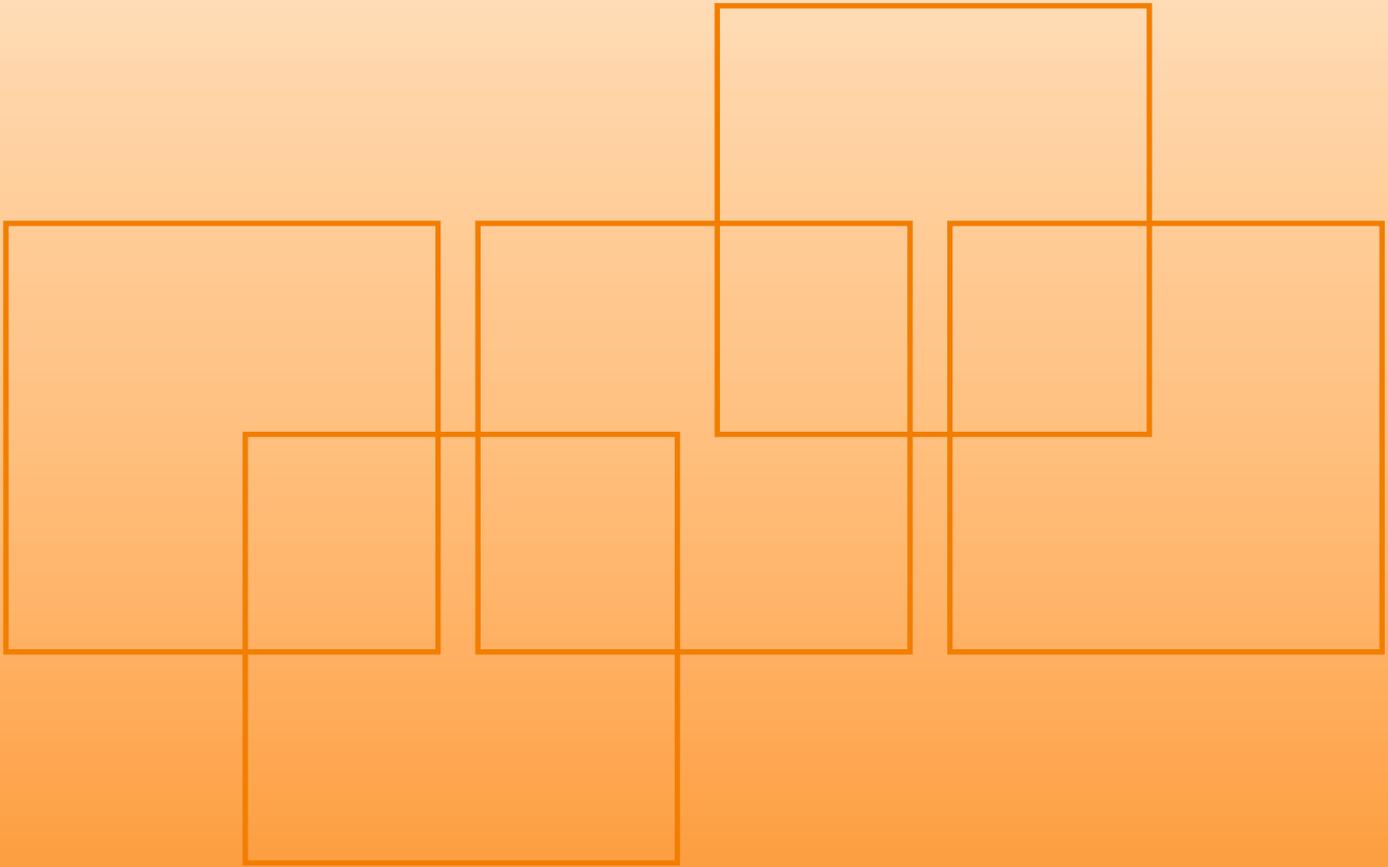


Kurzfassungsband



EnInnov2012

12. Symposium Energieinnovation

ALTERNATIVEN FÜR DIE ENERGIEZUKUNFT EUROPAS

15.-17. Februar 2012 TU Graz, Österreich



12. Symposium Energieinnovation

ALTERNATIVEN FÜR DIE ENERGIEZUKUNFT EUROPAS

15. - 17. Februar 2012
TU Graz

Veranstalter:

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
Technische Universität Graz

Mitveranstalter:



Österreichischer
Verband für
Elektrotechnik
(OVE)



Österreichs
E-Wirtschaft



Österreichisches
Nationalkomitee des
Weltenergiesrates
(WEC)

Mit freundlicher Unterstützung von:



Bildnachweis:

Fotos am Umschlag:

2. von links: Austrian Mobile Power/Verbund © 2009

Mitte: Stadt Graz Tourismus

2. von rechts: IEE/TU-Graz

Rechts: VERBUND/Pressefotos

IMPRESSUM

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

Redaktion:
Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl

Tel.: +43 (0)316 873 7903
Fax.: +43 (0)316 873 107903
Email: Bachhiesl@TUGraz.at
Web: www.IEE.TUGraz.at

Verlag der Technischen Universität Graz
www.ub.tugraz.at/Verlag
ISBN 978-3-85125-200-2

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.**

Prämbel

Im Studienjahr 1974/75 wurde von Univ.-Prof. Leopold Bauer das erste "Energiewirtschaftliche Seminar" an der TU Wien durchgeführt, das seinen Niederschlag im Tagungsband "Aktuelle Probleme der Energiewirtschaft" (Schriftenreihe der TU Wien, Band 5; gefördert vom Bundesministerium für Wissenschaft und Forschung) fand. In den folgenden Seminaren sollten energiewirtschaftliche Probleme technisch und wirtschaftlich behandelt werden und es wurden neben der Wissenschaft Behörden, Industrie und Wirtschaft angesprochen.

In Abstimmung mit Prof. Bauer wurde diese Reihe von Hon.-Prof. Kurt Friedrich an der TU Graz fortgeführt, wobei dem Innovationsgedanken im Sinne von Schumpeter besonderes Gewicht beigemessen wurde: Innovation als Überführung von Inventionen in den Markt. Diese Energieinnovations-Symposien entwickelten sich auch zu einem Branchentreffpunkt.

In der Folge vereinbarte Friedrich mit dem Energiewirtschaftsinstitut der TU Wien, diese Reihe abwechselnd in zweijährigem Rhythmus an der TU Graz und der TU Wien fortzuführen als

- Energieinnovationssymposium (TU Graz) und
- Internationale Energiewirtschaftstagung (TU Wien).

Den alten Zielen folgend veranstaltet das von Prof. Friedrich initiierte Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz die Energieinnovations-Symposien gemeinsam mit den Interessenverbänden ÖVE, oesterreichs energie und WEC, wohlwollend (und finanziell) unterstützt durch die zuständigen Bundesministerien, das Land Steiermark, die Stadt Graz und die einschlägige Wirtschaft.

Erst diese Unterstützungen ermöglichen das "leistbare" Symposium für (vor allem jüngere) WissenschaftlerInnen, Studierende und manche Andere angesichts manchmal prohibitiver Preise für vergleichbare Veranstaltungen. Dafür sagen wir herzlichen Dank!

Der uns allen bekannte Udo Bachhiesl hat sich 2011 habilitiert und als Associate-Professor federführend die Planung, Organisation und Durchführung dieses Symposiums - dem nunmehr 38. in dieser langen Veranstaltungsreihe - ausgeübt und damit nachdrücklich gezeigt, dass er sein Fach "Energiewirtschaft" in der Scientific Community, Wirtschaft und Verwaltung fruchtbar zu befördern weiß. Unser besonderer Dank gilt ihm und damit auch seiner Gattin Laura und den Kindern Clarissa, Clemens und Charlotte, denen er entsprechend weniger Zeit widmen konnte.

Unser Dank gilt auch den über 100 weiteren Mitwirkenden für die erfolgreiche Durchführung dieses Symposiums, deren Namen auf der Homepage (www.EnInnov.TUGraz.at/Mitwirkende) angeführt sind. Gerade deren besonderes Engagement ermöglicht die hohe Qualität dieser Veranstaltung.

Vielen herzlichen Dank!

Heinz Stigler

Rahmen des Symposiums

Motivation

Im März 2011 führte ein Erdbeben mit nachfolgendem Tsunami in Japan zum größten nuklearen Unfall der jüngeren Zeit und seither ist die energiewirtschaftliche Welt - untermauert durch die Ausstiegsbeschlüsse in Deutschland und der Schweiz - geprägt von Fragestellungen rund um Alternativen für die Energiezukunft Europas.



Mit den Diskussionen um diese Alternativen sind auf Grund der energiewirtschaftlichen Komplexität Fragestellungen im Zusammenhang mit Energieeffizienz, Erneuerbaren Energien aber auch Fragen der künftigen Gestaltung unserer Energiemärkte ebenfalls von oberster Priorität. Ein Blick auf die Entwicklung der Energiewirtschaft der letzten Jahre zeigt, dass vor allem Fragestellungen im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit (vgl. z.B. Erdgas-Lieferengpässe 2009), der Entwicklung der Energiepreise (vgl. Erdölpreisentwicklung) sowie dem Klimawandel im Vordergrund standen. Die Lösung dieser zentralen Fragestellungen wurde dabei durch die Rahmenbedingungen der Finanz- bzw. Wirtschaftskrise erschwert.

Ziel des Symposiums

Es ist daher erforderlich, die bisher allgemein gültigen Lösungsansätze zu überdenken und an die geänderten Rahmenbedingungen entsprechend anzupassen. Die Lösungsansätze müssen neben der Ausgestaltung der europäischen Wirtschaftsordnung inkl. regulatorischer Fragestellungen vor allem die Energieaufbringung (erneuerbare Energien, innovative Energietechnologien), Energieverteilungssysteme und auch bedarfsseitige Maßnahmen betreffen.

Wissenschaft, Wirtschaft sowie Politik und Verwaltung sind daher gefordert, entsprechende Beiträge für die gedeihliche Entwicklung der europäischen Energiewirtschaft und Gesellschaft zu leisten und diese Beiträge werden im Rahmen des 12. Symposiums Energieinnovation präsentiert und diskutiert.

Bundesminister Dr. Reinhold Mitterlehner

Dank der konsequenten Umsetzung der Energiestrategie Österreich sind wir auf einem guten Weg, die Energie- und Klimaziele der Europäischen Union bis 2020 zu erreichen, wie die jüngste Energiebilanz der Statistik Austria bestätigt hat. So zeigt der Vergleich mit dem Jahr 2005, dass wir bisher - wie in der Energiestrategie vorgesehen - die Entkoppelung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch erreicht haben.



Daher wird 2012 in Abstimmung mit der Effizienz-Richtlinie der EU und den für diesen Bereich kompetenzrechtlich zuständigen Ländern ein neues Energieeffizienzgesetz erarbeitet. Forciert wird auch die thermische Sanierung von Gebäuden durch Haushalte und Unternehmen. Mit den jährlich verfügbaren 100 Millionen Euro lösen wir jeweils nachhaltige Investitionen von über 800 Millionen Euro aus. Gleichzeitig müssen wir bei den Konsumenten ein stärkeres Bewusstsein für ihre Energiekosten erzeugen. Hier wird sich künftig vor allem die Einführung von Smart Metern für Strom und Gas bewähren.

Wichtige Impulse in Richtung mehr Wettbewerb und Versorgungssicherheit setzt zudem der von der Europäischen Union angestrebte Ausbau der grenzüberschreitenden Energie-Infrastruktur. Klar ist: Gerade im Energiebereich sind viele Herausforderungen nur europaweit lösbar, daher ist auch eine gut koordinierte und effektive EU-Energiepolitik wichtiger denn je.

Angesichts dieser Trends gewinnen Veranstaltungen wie das vom Wirtschafts- und Energieministerium unterstützte "12. Symposium Energieinnovation" in Graz an Bedeutung. Denn zusätzlich zum Beschluss gesetzlicher Maßnahmen braucht es auch ein entsprechendes öffentliches Bewusstsein und einen qualifizierten Experten-Diskurs, um notwendige Reformschritte mit Leben zu erfüllen. Die Vielfalt der beim Symposium diskutierten Themen und die Qualität der Vortragenden garantieren auch 2012 eine interessante Veranstaltung.

In diesem Sinne wünsche ich den Veranstaltern viel Erfolg und allen Teilnehmerinnen und Teilnehmern spannende Diskussionen.

Dr. Reinhold Mitterlehner
Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend

Liebe TagungsteilnehmerInnen,
liebe Tagungsteilnehmer!

Die großen Herausforderungen wie Klimawandel und zunehmende Energie- und Ressourcenverknappung können wir nur mit Innovation bewältigen. Darin liegen zugleich große Chancen für heimische Unternehmen, Universitäten und Forschungseinrichtungen, mit innovativen Energietechnologien neue Lösungsansätze am Markt zu etablieren.



Mein Ressort setzt deshalb auf Forschung und Innovation. Unser Förderangebot im Energieforschungsbereich hat einen wesentlichen Beitrag dazu geleistet, dass Technologie „Made in Austria“ sich im europäischen Spitzenfeld positionieren konnte. Mit Forschungsschwerpunkten zu zentralen Themen, wie Smart Cities, Solarenergie, energieeffiziente Gebäude, Bioenergie und E-Mobilität, aber auch durch die Konzeption einer Einführungsstrategie zum Thema „Smart Grids“ wird in Österreich dieser Erfolgskurs weitergeführt.

Ich freue mich sehr über das Engagement des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovationen der TU Graz. Insbesondere möchte ich die Bedeutung Ihrer Tagung als Podium für den wissenschaftlichen Nachwuchs hervorstreichen, das für junge Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler die Möglichkeit eröffnet, ihre Arbeiten einer Fachöffentlichkeit aus Forschung, Industrie und Verwaltung zu präsentieren. Ich bin davon überzeugt, dass diese Veranstaltung auch heuer wieder Ausgangspunkt für konkrete Projektinitiativen sein wird und eine verstärkte Vernetzung der österreichischen Akteure im Bereich der Energieinnovation fördert.

Ich wünsche allen Besucherinnen und Besuchern ein fachlich bereicherndes Symposium und einen schönen Aufenthalt in Graz.

Doris Bures
Bundesministerin für Verkehr, Innovation und Technologie



Energieautarkie ist machbar

Bis zum Jahr 2050 kann sich Österreich zu 100 Prozent selbst mit Energie versorgen. Das ist keine Utopie, sondern ein realistisches Szenario. Studien bestätigen, dass wir in den kommenden 40 Jahren per saldo zum energetischen Selbstversorger werden können. Dazu müssen wir den eingeschlagenen Weg konsequent weitergehen. Energieautark zu werden, heißt:



- Energie effizienter nutzen,
- erneuerbare Energieträger weiter auszubauen,
- innovative Technologien weiter zu entwickeln und zu nutzen.

Österreich zählt zu den Spitzenreitern, was die Nutzung erneuerbarer Energiequellen betrifft. Das ist nur möglich geworden, weil wir auch mit unserer innovativen Umwelttechnologie im Spitzenfeld liegen und weil Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft vorbildlich ineinander greifen.

Auf dem Weg zum energieautarken Österreich brauchen wir dieses Zusammenwirken auch weiterhin. Es schafft die Voraussetzungen für Unabhängigkeit, Versorgungssicherheit und Wertschöpfung. Eine ökologisch orientierte Energieerzeugung bringt Wachstum und neue Arbeitsplätze - green jobs, die einen dauerhaften und wichtigen Wettbewerbsvorteil bedeuten.

Ich freue mich daher, wenn das 12. Symposium „Energieinnovation“ neue Impulse für das Zukunftsziel Nr. 1 bringt: die Energieautarkie Österreichs.

DI Niki Berlakovich
Bundesminister für Land- und Forstwirtschaft,
Umwelt und Wasserwirtschaft



Wie sehr wir in unserem Alltag von Energie abhängig sind, wird uns vor allem dann vor Augen geführt, wenn sie nicht oder nicht mehr da ist. 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.



Noch nicht ganz ein Jahr ist es her, dass ein gewaltiges Erdbeben sowie ein darauf folgender Tsunami weite Teile Japans zerstörte und bei Fukushima zudem zur Nuklearkatastrophe führte. Dies bewirkte in vielen Ländern eine größere Skepsis bzw. einem Stimmungsumschwung zulasten der zivilen Nutzung der Kernenergie – Mehrere Länder gaben sogar ihre Kernenergieprogramme auf.

Demzufolge ist auf dem Energiesektor nunmehr vieles in Bewegung. Nicht nur der marktwirtschaftliche Wert hat globale Bedeutung, auch die Problematik rund um die spürbaren Auswirkungen auf die Umwelt hält immer mehr Einzug in unser Denken und Handeln. Letztlich gilt es, eine Balance zwischen Ökologie, Ökonomie und Verbrauchern anzustreben.

Mit dem 12. Symposium Energieinnovation widmet sich das Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz eingehend dem Thema „Alternativen für die Energiezukunft Europas“. Auch diesmal referieren wieder zahlreiche anerkannte nationale und internationale Expertinnen und Experten in der steirischen Landeshauptstadt, um in mehr als 190 Beiträgen einen Bogen der unterschiedlichen Aspekte zu spannen.

Dem Organisations-Team dieser Veranstaltung danke ich für das große Engagement, wünsche dem Symposium einen erfolgreichen Verlauf, den Teilnehmerinnen und Teilnehmern viel Freude und Bereicherung des Wissens mit einem herzlichen steirischen "Glück auf!"

Mag. Franz Voves
Landeshauptmann der Steiermark

Bürgermeister Mag. Siegfried Nagl

Sehr geehrte Teilnehmerinnen und Teilnehmer
am 12. Symposium Energieinnovation

„Geh nicht nur die glatten Straßen. Geh Wege, die
noch niemand ging, damit du Spuren hinterlässt und
nicht nur Staub.“ (Saint Exupery)

Herzlich willkommen in der Kultur- und Kongress-
stadt Graz. Ich freue mich sehr und es ist eine Ehre,
dass Graz die Stadt ist, in der es in den kommenden 3
Tagen wieder um „neue Wege“ gehen wird.



Die Devise lautet: Global denken und lokal handeln.
Anfang Jänner fand hier in Graz der große E-Mobilitätskongress statt, denn
es ist hoch an der Zeit, nicht nur über Alternativen zu den herkömmlichen Antrieben
nachzudenken, sondern auch konkret Hand anzulegen.
Generell kann man ohne Übertreibung festhalten: Die Zeit der fossilen
Energieträger wird bald ein Ende finden, greifbare Alternativen sind gefragt. Elektro-
mobilität, Strom aus erneuerbaren Ressourcen, Solar, Wind oder vor allem Wasser
und Fernwärme als „Abfallprodukt“ der Stromerzeugung sind die Antworten.

Jeder Einzelne kann etwas tun wenn es um Nachhaltigkeit und Ressourcen-
schonung geht, jeder Einzelne und auch die Wirtschaft! Dieser gelingt es langsam,
das Thema Ökologie und Wirtschaft mit innovativen Produkten zu einem
wirtschaftlichen Erfolg für Städte und Regionen zu machen.
Letztlich sind es aber die hellsten Köpfe, ihre Forschungsergebnisse und ihre
Innovationen, welche die notwendigen Neuerungen in unsere Welt bringen. Der
Einzelne ist aufgerufen sie zu nützen und die Wirtschaft hat die Herausforderung sie
marktfähig zu machen.

Ich wünsche Ihnen einen guten Verlauf ihrer Tagung und hoffe, dass sie neben den
zahlreichen Fachgesprächen auch Zeit finden unsere gemütlichen, kulinarischen
und kulturellen Einrichtungen zu nutzen.

Alles Gute.

A handwritten signature in black ink that reads "Siegfried Nagl". The signature is fluid and cursive.

Mag. Siegfried Nagl
Bürgermeister der Stadt Graz

Politische, wirtschaftliche, geostrategische, vor allem aber ethisch moralische Verantwortung gegenüber künftigen Generationen verlangen nach einem bewussteren Umgang mit Energiekonsum und -produktion.

Auf dem Weg zu einer konsequenten Energiewende, bedarf es gleichermaßen gesellschaftlicher Bewusstseinsbildung, politischer Richtungsentscheidungen und technologischer Innovation.

Wissenschaft und Technik haben dabei die Aufgabe, durch Bereitstellung realistischer und zukunftsgerichteter Lösungsstrategien den Weg in eine von Nachhaltigkeit geprägte, regenerative Energiezukunft zu weisen.



Das „12. Symposium Energieinnovation“, veranstaltet vom „Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation“ der TU Graz, positioniert sich mit dem Thema „Alternativen für die Energiezukunft Europas“ somit am Puls unserer Zeit: Neben Betrachtung energiewirtschaftlicher Aspekte, Fragen der Energieeffizienz, Energiespeicherung, Elektromobilität und Netzstabilität, werden von den rund 200 Vortragenden Erneuerbare und deren Potentiale – von Solarenergie-, über Wasserkraft, Biomasse sowie Wind- und Geothermalenergie – thematisiert.

Die Einbettung erneuerbarer Energien in eine größere Abhängigkeitsmatrix ist bedeutsam für die erfolgreiche und nachhaltige Ausgestaltung unserer Energiezukunft. Die TU Graz bekennt sich dabei nicht nur klar zur Notwendigkeit einer Energiewende, sie versucht vielmehr durch den Brückenschlag zwischen Wissenschaft, Wirtschaft und Politik einen aktiven Beitrag zu einem energiepolitisch nachhaltigeren Europa zu leisten und engagiert sich intensiv – etwa im Rahmen von „esaia“ – für Erneuerbare.

So ist zu hoffen, dass dieses Symposium den notwendigen kontemplativen Raum bietet, um mit der Energiefrage verbundene technische Lösungsvorschläge, gesellschaftliche und politische Bewusstseinsbildungsprozesse sowie wirtschaftliche Chancen und Risiken zu reflektieren.

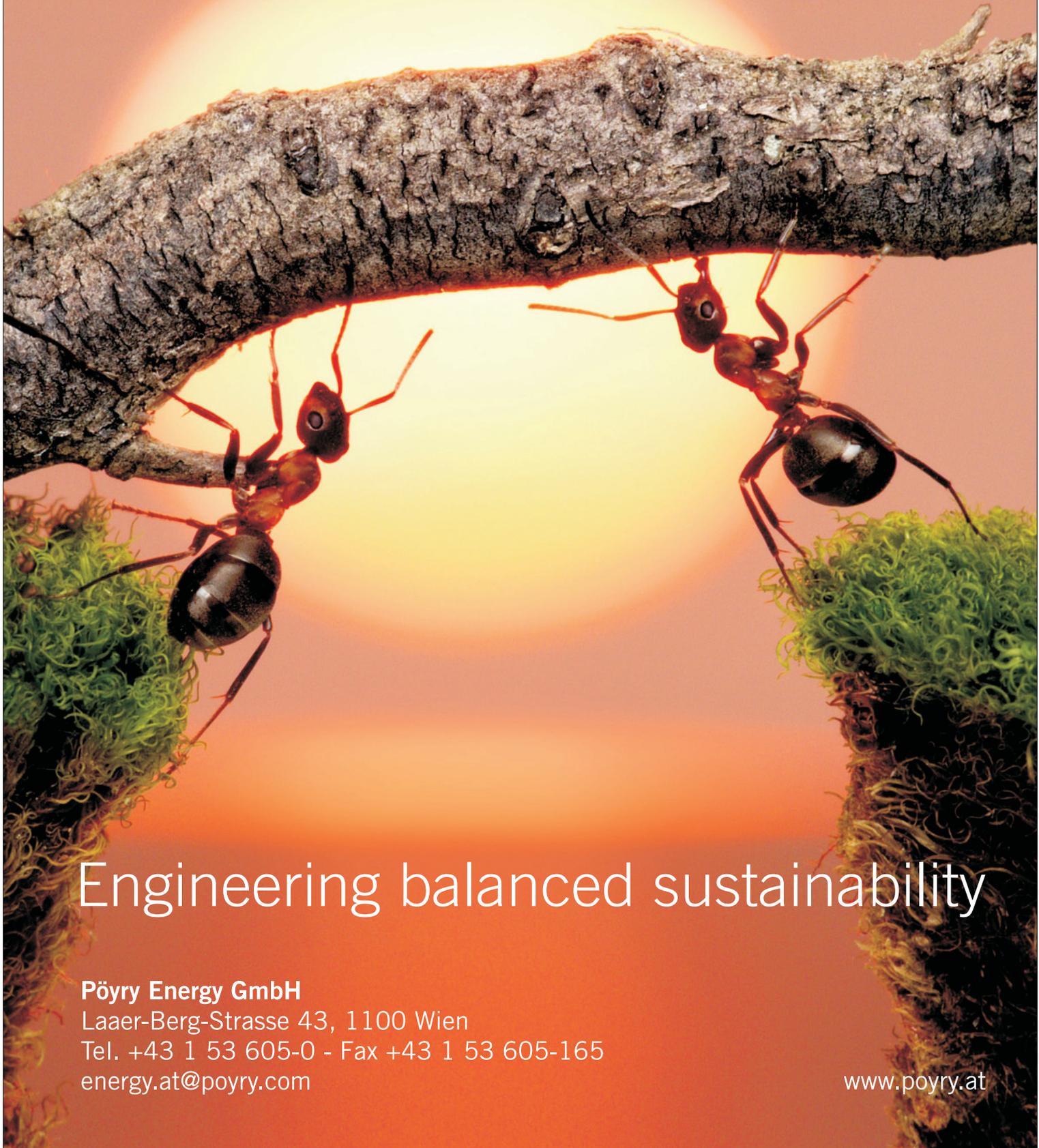
Als Rektor der TU Graz bedanke ich mich herzlich bei den Organisatoren und Vortragenden dieses hochkarätigen, Werte und Ziele unserer Universität widerspiegelnden Symposiums; allen Teilnehmern wünsche ich eine sozial und intellektuell bereichernde Zeit an der TU Graz.



O.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Harald Kainz
Rektor der Technischen Universität Graz



PÖYRY



Engineering balanced sustainability

Pöyry Energy GmbH

Laaer-Berg-Strasse 43, 1100 Wien

Tel. +43 1 53 605-0 - Fax +43 1 53 605-165

energy.at@poyry.com

www.poyry.at



WIR TRANSPORTIEREN DEN STROM DER ZUKUNFT

Die **Austrian Power Grid AG** bildet das Rückgrat der österreichischen Stromversorgung. Nur mit einem sicheren und leistungsfähigen Übertragungsnetz kann Strom aus erneuerbaren Energien ans Netz und Österreich seinen Klimazielen näher gebracht werden.

APG macht Energiezukunft möglich.

GESTATTEN, ICH BIN IHRE NEUE TANKSTELLE



Die Energie Steiermark ist Ihr kompetenter Ansprechpartner für Elektromobilität. Wir bieten Ihnen alles – von der eigenen Stromtankstelle, über

den größten E-Bike-Verleih in Österreich bis hin zu innovativen Fuhrparklösungen. Überzeugen Sie sich selbst: www.e-steiermark.com



ENERGIE STEIERMARK

Reviewing-Komitee

Name	Nat.	Organisation
Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr. Udo BACHHIESL	AT	TU Graz / Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE)
Univ.-Prof. Marc Oliver BETTZÜGE	DE	Universität zu Köln / Energiewirtschaftliches Institut
Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Oszkar BIRO	AT	TU Graz / Institut für Grundlagen und Theorie der Elektrotechnik
o.Univ.-Prof. DI Dr. Günther BRAUNER	AT	TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
Univ.-Prof. Dr. Georg ERDMANN	DE	TU Berlin / Institut für Energietechnik
Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Lothar FICKERT	AT	TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen
Univ.-Ass. DI Dr. Christoph GUTSCHI	AT	TU Graz / Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE)
Univ.-Prof. DI Dr. Reinhard HAAS	AT	TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
Dipl.-Ing. Wolfgang JILEK	AT	Amt der Steiermärkischen Landesregierung / Landesenergiebeauftragter
Univ.-Prof. Mag. Dr. Ulrike LEOPOLD-WILDBURGER	AT	Uni Graz / Institut für Statistik und Operations Research
Univ.-Prof. Albert MOSER	DE	RWTH Aachen / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
Univ.-Prof. DI Dr. Dr.h.c. Michael MUHR	AT	TU Graz / Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement
Dipl.-WIng. Dr. Tomas MÜLLER	AT	Oesterreichs Energie (vormals VEÖ)
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Annette MÜTZE	AT	TU Graz / Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen
Univ.-Prof. Mag. Dr. Nebojsa NAKICENOVIC	AT	TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
Univ.-Prof. DI Dr. Wolfgang PRIBYL	AT	Joanneum Research
Univ.-Doz. DI Dr.techn. Herwig RENNER	AT	TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen
Univ.-Prof. Friedrich SCHNEIDER	AT	Johannes Kepler Universität Linz / Energieinstitut
Univ.-Prof. Mag. DI Dr. Heinz STIGLER	AT	TU Graz / Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE)
Prof. Dr.-Ing. Alfred VOSS	DE	Uni Stuttgart / Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

INHALT

1	PLENAR-SESSIONEN	1
1.1	ERÖFFNUNGSPLENUM (PLENUM P0)	1
1.1.1	Die österreichische Energiestrategie als Wegbereiterin für eine innovative, zukunftsfähige Energieversorgung Österreichs Bettina BERGAUER-CULVER	1
1.1.2	Neuausrichtung der Schweizer Energiepolitik - Herausforderungen bei den Stromnetzen Florian KIENZLE	3
1.1.3	ATLANTIS – Forschungsinstrument des IEE Christoph GUTSCHI, Christoph HUBER, Gernot NISCHLER(*), Andreas SCHÜPPEL(*), Thomas NACHT(*), Gerald FEICHTINGER(*), Daniel HÜTTER(*), Alexander JAGL, Udo BACHHIESL, Heinz STIGLER	6
1.2	INTEGRATION ERNEUERBARER ENERGIEN (PLENUM P1)	8
1.2.1	Alternative Vergütungsmodelle regenerativer Erzeugungsanlagen Barbara WIENEN, Andreas SCHÄFER, Albert MOSER	8
1.2.2	Markets for the Commercial Use of Biomass for Heat and Power Generation – The Cases of Bulgaria, Rumania and Turkey Martin DUSEK	10
1.2.3	CRYO – P [®] - Energiespeicher - Der neuartige Speicher für volatile Energiequellen Werner HERMELING, Gerald ZOTTER, Wolfgang SANZ	11
1.2.4	Wasserstoff – Das Speichermedium für erneuerbare Energie Detlef STOLTEN, Thomas GRUBE, Michael WEBER	12
1.3	ÜBERTRAGUNGSNETZE (PLENUM P2)	14
1.3.1	Wege zur nachhaltigen Energieversorgung - Herausforderungen an Speicher und thermische Kraftwerke Günther BRAUNER	14
1.3.2	Auswirkung des Atomenergieausstiegs Deutschland Klaus KASCHNITZ, Claus MATTAUSCH, Andrea DUMMER	15
1.3.3	Szenarienanalysen für den Masterplan 2030 der Austrian Power Grid AG Klemens REICH, Christoph GUTSCHI, Gernot NISCHLER(*), Thomas NACHT(*), Heinz STIGLER	16
1.3.4	Zuverlässige Stromversorgung durch Vermeidung von Technikstress Annette HOPPE, Sven BINKOWSKI, Rico GANßAUGE, Roberto KOCKROW, Dietmar HAAKE	19
1.4	ENERGIEEFFIZIENZ (PLENUM P3)	21
1.4.1	Energiesparen und der sehr langfristige historische Rebound-Effekt Reinhard HAAS, Amela AJANOVIC, Nebojsa NAKICENOVIC	21
1.4.2	Wieviel Energieeffizienz steckt in der EU Energy Roadmap 2050? Tobias BOSSMANN, Rainer ELSLAND, Wolfgang EICHHAMMER	23
1.4.3	Lernende Energieeffizienz-Netzwerke in der mittelständischen Wirtschaft – Verdopplung des energietechnischen Fortschritts durch Erfahrungsaustausch Eberhard JOCHEM, Dirk KÖWENER, Michael MAI	25
1.4.4	Bedarfsseitige Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung des Energiesystems durch den Einsatz von M2M/Telekommunikationstechnologie Bernd LIEBSCHER, Mario MAYERTHALER	27
1.5	FOSSILE ENERGIEN (PLENUM P4)	30
1.5.1	Zur Versorgungssicherheit Europas mit Kohlenwasserstoffen Herbert HOFSTÄTTER	30
1.5.2	Cost of Energy Transport	31

	Jože VORŠIČ, Jože PIHLER, Gorazd ŠTUMBERGER, Jurček VOH	
1.5.3	Zukünftiger Einsatz fossil befeuerter Kraftwerkstechnologien in Strommärkten mit hohem Anteil erneuerbarer Erzeugung und Emissionshandelssystemen.....	32
	Hans AUER, Günther KÖRBLER, Alexandra JURANITSCH, Reinhard HAAS	
1.5.4	Strategy for New Business Development of OMV - An Integrated Oil & Gas Company ...	34
	Gerd SUMAH	
1.6	VERSORGUNGSSICHERHEIT (PLENUM P5)	36
1.6.1	Elektrische Versorgungsqualität im Europäischen Umfeld.....	36
	Werner FRIEDL	
1.6.2	The Value of Energy Supply Security - The Costs of Power Outages to Households, Firms and the Public Sector.....	38
	Johannes REICHL, Michael SCHMIDTHALER(*), Friedrich SCHNEIDER	
1.6.3	Analyse des lokal aufgelösten Energieausgleichsbedarfs in Deutschland.....	40
	Patrick WROBEL, Yvonne SCHOLZ, Nils ROLOFF	
1.6.4	Allokationssignale für Kraftwerke – Bewertungsgrundlage für exogene Ansätze	42
	Henning SCHUSTER(*), Albert MOSER	
1.7	ELEKTROMOBILITÄT (PLENUM P6)	44
1.7.1	Energieeffiziente und kostengünstige Elektromobilität mit der Bahn.....	44
	Johann PLUY	
1.7.2	Demand Side Management in der Elektromobilität – Ausgestaltungsmöglichkeiten und Kundenakzeptanz	46
	Alexandra-Gwyn PAETZ(*), Patrick JOCHEM, Wolf FICHTNER	
1.7.3	Elektromobilität - Innovative Lösungen entlang der Wertschöpfungskette.....	47
	Roman BARTHA	
1.7.4	Zukünftige Chancen für Batterien – Ionentransport in Materialien für wiederaufladbare Lithiumbatterien.....	49
	Martin WILKENING	
1.8	ENERGIERECHT (PLENUM P7)	51
1.8.1	Neuer Rahmen für das Österreichische Energierecht – Herausforderungen der Gesetzgebung und Vollziehung für die Energiezukunft.....	51
	Christian PETER	
1.8.2	Umbruch der europäischen und österr. Energiegesetzgebung in den letzten zehn Jahren – Kann dieser völlig neue Rechtsrahmen den derzeitigen und künftigen Herausforderungen gerecht werden?	52
	Norbert ACHLEITNER	
1.8.3	Energiepolitische versus umweltpolitische Ziele am Beispiel der Wasserkraft als Treibstoff der Bahn - Ein Gegensatz?	54
	Ludwig PISKERNIK	
1.8.4	Die Energiezukunft der Schweiz nach Fukushima und rechtliche Aspekte der Entwicklung und Nutzung neuer Energietechniken	56
	Meret Carola HEIERLE	
1.9	WASSERKRAFT (PLENUM P8)	58
1.9.1	Herausforderung mit der Wasserkraft.....	58
	Gerald ZENZ, Josef SCHNEIDER	
1.9.2	Auslegung von Pumpspeicher- und Laufkraftwerken	59
	Helmut JABERG	
1.9.3	Entwicklung technischer Möglichkeiten für die Energiespeicherung und Netzregelung mit Pumpspeicherwerken in Europa	60
	Paul OBERLEITNER	
1.9.4	KW Ashta – Weltweit größtes Matrixkraftwerk in Albanien.....	62
	David OBERLERCHNER, Norbert HIESLEITNER	
1.10	ÜBERTRAGUNGSNETZE IV (PLENUM P9)	65

1.10.1 Aktuelle Entwicklungen der elektrischen Stromnetze zur Erlangung der EU 2020 Klima- und Energieziele	65
Christof SUMEREDER	
1.10.2 Auswirkung intensiver Wind- und Photovoltaikeinspeisung auf das Höchstspannungsnetz	67
Stephan ÖSTERBAUER(*), Herwig RENNER	
1.10.3 Engpassvermeidung in Übertragungsnetzen durch Online Dynamic Security Assessment.....	69
Rainer KREBS, Chris-Oliver HEYDE(*)	
1.10.4 Wirkungen von Verbundleitungen.....	70
Gernot NISCHLER(*), Udo BACHHIESL, Heinz STIGLER	
1.11 SCHLUSSPLENUM (PLENUM P10)	73
1.11.1 Managementforschung für die Energiewirtschaft – Anforderungen und Analyse des Status quo	73
Patrick KEMNITZ(*), Michael ZELLER(*)	
2 STREAM A: ENERGIEWIRTSCHAFTLICHER RAHMEN	75
2.1 ENERGIEWIRTSCHAFT (SESSION A1).....	75
2.1.1 Europapolitische Visionen und Strategien zur nachhaltigen Regionalentwicklung in Hinblick auf die Ressourcen- und Energiewirtschaft	75
Martin LUGER(*)	
2.1.2 Energieinnovationen zwischen Gesellschaft und Technik - Die HGF-Allianz Energy-Trans	77
Jens SCHIPPL, Armin GRUNWALD	
2.1.3 Renewable Sources in Aluminium Industry?	79
Blaž TROPENAUER	
2.1.4 Auswirkungen der neuen schweizerischen Energiepolitik - Analyse des Stromangebots	81
Florian ESS(*), Almut KIRCHNER	
2.1.5 Auswirkungen unterschiedlicher Stromangebotsvarianten auf die Schweizer Elektrizitätswirtschaft	83
Thomas NACHT(*), Heinz STIGLER, Christoph GUTSCHI, Gernot NISCHLER	
2.2 ELEKTRIZITÄTSMÄRKTE (SESSION A2)	85
2.2.1 Analyse von Investitionen in neue Pumpspeicher und thermische Kraftwerke mittels hochauflösender Simulation der zukünftigen Strommärkte in Österreich und Deutschland	85
Gerhard TOTSCHNIG, Johannes RADL(*), Kai KEMENDY(*), Hans AUER	
2.2.2 Investitionen erneuerbarer Energietechnologien unter dem Einfluss schwankender Rohstoffpreise – Eine ökonomische Analyse	86
Christian PANZER, Patrik SÖDERHOLM	
2.2.3 Haben wir auf den Leistungspreis vergessen? – Ein alternativer Blickwinkel zu aktuellen Diskussionen um Kapazitätsmärkte	89
Michael ZOGLAUER	
2.2.4 Analyse des Einflusses des Emissionshandels auf Produktion und Emissionen ausgewählter Industriesektoren	90
Lutz HILLEMACHER(*), Wolf FICHTNER	
2.2.5 Kraftwerkseinsatzplanung in einem integrierten Netz- und Strommarktsimulator	92
Torsten RENDEL(*), Christian RATHKE, Lutz HOFMANN	
2.2.6 Marktbasierte Beschaffung von Regelenergie.....	95
Werner FRIEDL, Wilhelm SUESSENBACHER, Benedikt ENNSER	
2.3 STROMAUTARKIE (SESSION A3).....	97
2.3.1 Electricity Market Design for 100% Renewable Electricity in Germany.....	97
Jenny WINKLER(*)	
2.3.2 100% Regeneratives Österreich - Energie & Leistung	99

	Christoph GROISS(*), Martin BOXLEITNER(*), Christoph MAIER(*)	
2.3.3	Speicherbedarf für eine Vollversorgung Österreichs mit regenerativem Strom	101
	Martin BOXLEITNER(*), Christoph GROISS(*)	
2.3.4	Lokale Autarkie vs. Stromverbund – Szenarien für eine zukünftige Stromversorgung ...	103
	Mark NOWAKOWSKI, Thomas KLAUS, Carla VOLLMER, Kathrin WERNER, Harry LEHMANN, Klaus MÜSCHEN, Carsten PAPE, Michael STERNER, Stefan PETER	
2.3.5	Energiewende oder Klimakollaps?	105
	August RAGGAM	
2.4	CO₂ UND KLIMAWANDEL (SESSION A4)	107
2.4.1	EL.ADAPT - Impacts of Climate Change on Electricity Demand.....	107
	C. TÖGLHOFER(*), C. HABSBURG-LOTHRINGEN, F. PRETTENTHALER, N. ROGLER, M. THEMESSEL	
2.4.2	Kraftwerke im Klimawandel – Auswirkungen auf die Erzeugung von Elektrizität.....	109
	Michael WANER(*), Matthias THEISSING, Martina ZISLER	
2.4.3	Modellgestützte Betrachtung möglicher Pfade für eine Dekarbonisierung des europäischen Stromsektors bis 2050.....	112
	Benjamin PFLUGER	
2.4.4	Carbon Capture and Utilization (CCU) – Verfahrenswege und deren Bewertung	114
	Markus LEHNER, Robert TREIMER, Peter MOSER, Vassiliki THEODORIDOU, Hubert BIEDERMANN	
2.4.5	Thermische Kraftwerke höchsten Wirkungsgrades ohne CO ₂ Ausstoss	116
	Herbert JERICHA	
3	STREAM B: ERNEUERBARE ENERGIEN	118
3.1	WASSERKRAFT (SESSION B1).....	118
3.1.1	GIS-basierte Potenzialanalyse der Wasserkraft am Beispiel von Südtirol	118
	Fabian ÖTTL(*), Gernot NISCHLER(*), Heinz STIGLER, Dieter THEINER, Armin KAGER	
3.1.2	Detaillierte Simulation der Wasserkraft in Norwegen und deren Beitrag zur Integration von Wind- und Solarenergie aus Europa.....	121
	Martin URSPRUNG(*), Gerhard TOTSCHNIG, Hans AUER	
3.1.3	Potenzialstudie Wasserkraft Steiermark	122
	Thomas GEISLER, Johannes WELLACHER	
3.1.4	Aktuelle Herausforderungen bei der Errichtung von Wasserkraftwerken am Beispiel der Murkraftwerke Gössendorf und Kalsdorf	124
	Heinz JAUK	
3.1.5	Evaluation of Households' Preferences for the Planned Hydropower Station in Graz-Puntigam Using a Choice Experiment	125
	Andrea KLINGLMAIR, Markus Gilbert BLIEM	
3.1.6	Powertower – Hydraulischer Energiespeicher	127
	Valerie NEISCH, Robert KLAR, Markus AUFLEGER	
3.2	PHOTOVOLTAIK (SESSION B2)	129
3.2.1	Modellierung der stündlichen Photovoltaik- und Windstromeinspeisung in Europa.....	129
	Gerda SCHUBERT(*)	
3.2.2	Modellierung der dynamischen „PV Parity“ für verschiedene europäische Länder.....	132
	Georg LETTNER, Hans AUER	
3.2.3	Ein Jahr Photovoltaik-Forschungszentrum Zwentendorf.....	134
	Christoph GROISS(*)	
3.2.4	Erfahrungen aus einem kompletten Betriebsjahr der 1 MWp Photovoltaikanlage Eberstalzell.....	136
	Heinrich WILK, Stefan POINTNER	
3.2.5	Gebäudeübergreifender Energieaustausch.....	139
	Markus HEIMBERGER(*)	

3.3 BIOMASSE I (SESSION B3)	142
3.3.1 Biomasse zur energetischen und stofflichen Nutzung – Synergie oder Konkurrenz?.....	142
Bernhard LANG, Herbert TRETTER	
3.3.2 Technische Hackgutrocknung als Enabler für ein nachhaltiges Energiesystem	144
Alois KRAUSSLER	
3.3.3 Thermo-chemische Konversion und ihr Beitrag zur energetischen Grundversorgung....	146
Rudolf HAMMER	
3.3.4 Formation of Liquid and Solid Products from Liquid Phase Pyrolysis of Lignocellulosic Feed	147
Nikolaus SCHWAIGER(*), Roland FEINER, Kerstin ZAHLE, Angela PIEBER, Peter PUCHER, Edgar AHN, Peter WILHELM, Hartmuth SCHRÖTTNER, Matthäus SIEBENHOFER	
3.4 BIOMASSE II (SESSION B4)	148
3.4.1 AllGas - Large Scale Production of Biofuels from Wastewater Algae	148
Heike FRÜHWIRTH, Elisabeth KIRL, Edgar AHN, Frank ROGALLA	
3.4.2 Verdampfung von Bio- und Alternativkraftstoffen für die Luftfahrt.....	150
Fabrice GIULIANI, Johannes FRITZER, Alain STRZELECKI, Virginel BODOC	
3.4.3 Zukünftige Perspektiven von Biomethan in der Österreichischen Energiewirtschaft	153
Johanna PUCKER(*), Gerfried JUNGMEIER, Daniel SCHINNERL, Jan BLEYL, Christian LEONHARTSBERGER, Michael EDER	
3.4.4 Der Einfluss von Nachhaltigkeitskriterien auf die Verwendung fester und gasförmiger Biomasse	155
Gustav RESCH, Christian PANZER, Luc PELKMANS, Martin JUNGINGER, Ric HOEFNAGELS	
3.4.5 Biogas Gesamtbewertung – Ergebnisse der agrarischen, ökologischen, ökonomischen und sozialwissenschaftlichen Gesamtbewertung von Biomethan aus dem Gasnetz als Kraftstoff und in stationären Anwendungen	157
Jan W. BLEYL-ANDROSCHIN, Daniel SCHINNERL, Gerfried JUNGMEIER, Johanna PUCKER, Franz PRETTENTHALER, Andreas TÜRK, Daniel STEINER, Thomas AMON, Christian LEONHARTSBERGER, Michael EDER, Harald ROHRACHER	
3.5 WINDKRAFT UND GEOTHERMIE (SESSION B5)	160
3.5.1 Austrian Wind Potential Analysis (AuWiPot).....	160
Heimo TRUHETZ, Andreas KRENN, Hans WINKELMEIER, Stefan MÜLLER, René CATTIN, Tobias EDER, Markus BIBERACHER	
3.5.2 Analyse der Variabilität der Windenergieerzeugung über Europa.....	162
Maximilian FATTINGER, Gerhard TOTSCHNIG, Hans AUER	
3.5.3 Entwicklung und Erprobung eines Bohrkopfs für Tiefengeothermie basierend auf dem Elektro-Impuls-Verfahren	164
Matthias VOIGT(*), Steffen GROßMANN, Joachim SPECK, Erik ANDERS	
3.5.4 Geothermie Tiefenkraftwerk™ - Ein neues Konzept zur standortunabhängigen Bereitstellung von Grundlast im Leistungsbereich von 1.000 MW.e	166
Hubert HÄMMERLE	
3.5.5 Die technische und wirtschaftliche Machbarkeit von saisonaler geothermischer Wärmespeicherung.....	169
Peter BIERMAYR, Gregor GÖTZL, Stefan HOYER, Martin FUCHSLUGER, Gerald STICKLER	
4 STREAM C: ÜBERTRAGUNGS- UND VERTEILNETZE	171
4.1 ÜBERTRAGUNGSNETZE I (SESSION C1)	171
4.1.1 Erfahrungsbericht zu Leitungsmittelführungen auf Höchstspannungsmasten	171
Walter HIPPEL, Manfred KRASNITZER, Franz STREMPFL, Oliver SKRBINJEK	
4.1.2 Buoyant Energy - Dezentrale Offshore Stromspeicherung im europäischen Kraftwerkspark	173
Robert KLAR, Valerie NEISCH, Markus AUFLEGER	

4.1.3	Höhere Integration von Windkraftanlagen in MS-Netze durch probabilistische Planung Walter NIEDERHUEMER	175
4.1.4	Herausforderungen und Rahmenbedingungen für den Netzausbau..... Stefanie FUCHS, Gunhild LAYR	176
4.1.5	Analyse von Engpässen im österreichischen Übertragungsnetz bis 2020 unter der Annahme eines steigenden Anteils von Wind- und Solarstrom in Österreich und Deutschland Gerhard TOTSCHNIG, Andreas WUNDERL(*), Hans AUER	177
4.1.6	Zuverlässige Stromversorgung durch optimierte Lichtbedingungen zur Erhaltung der Vigilanz bei Überwachungstätigkeiten Rico GANßAUGE, Annette HOPPE	178
4.2	ÜBERTRAGUNGSNETZE II (SESSION C2)	180
4.2.1	Technologie-Visionen zur elektrischen Energieübertragung zukünftiger europäischer Netze Jürgen FABIAN(*), Thomas HAGER(*) Michael MUHR	180
4.2.2	Dimensionierung eines Super-Grids für eine Vollversorgung Österreichs mit regenerativem Strom Michael CHOCHOLE(*)	181
4.2.3	Wirtschaftliche Bewertung eines stationären Speichersystems - Teilnahme an den Regelenergiemärkten der APG-Regelzone Rusbeh REZANIA, Wolfgang PRÜGGLER	183
4.2.4	Energiespeicher versus Übertragungsnetz-erweiterung - Einbringung von Flexibilität in zukünftige Elektrizitätssysteme mit hohem Anteil variabler erneuerbarer Energien Karl Anton ZACH, Hans AUER	185
4.2.5	Eye-Tracking an Operatorarbeitsplätzen – Ableitungen von Gestaltungsmöglichkeiten für ergonomische Leitstände..... Roberto KOCKROW, Sven BINKOWSKI, Annette HOPPE	187
4.3	VERTEILNETZE I (SESSION C3).....	189
4.3.1	DG DemoNetz Validierung - Innovative Spannungsregelung von der Simulation zum Feldtest M. STIFTER, B. BLETTERIE, Helfried BRUNNER, D. BURNIER(*), H. SAWSAN(*), F. ANDRÉN(*), R. SCHWALBE(*), W. TREMMEL, A. ABART, R. NENNING, F. HERB, R. POINTNER	189
4.3.2	Statische Stabilität von Stromnetzen – Erfahrungen bei Analyse realer Systeme Gerhard THEIL	191
4.3.3	Innovative Methode zur elektronischen Einstellung der Versorgungsspannung in Ortsnetzen mit Solaranlagen Günter SCHULZ	194
4.3.4	Konzepte zum Einsatz von Stromspeichern und Laststeuerungen zur Glättung fluktuierender erneuerbarer Energiequellen im Niederspannungsbereich Thomas WIELAND(*), Ernst SCHMAUTZER, Maria AIGNER, Ernst Friedl(*)	195
4.3.5	Spannungsregelung in Niederspannungsnetzen durch den Einsatz geregelter Ortsnetztransformatoren Andreas BECKER, Benjamin WERTHER, Johannes SCHMIESING, Ernst August WEHRMANN	196
4.3.6	GRID OPTIMIZER - Werkzeug zur rückwirkungsarmen Netzeinbindung von Erneuerbare-Energien Anlagen und für optimierten Netzbetrieb Darlus France MENGAPCHE(*), Eckehard TRÖSTER, Bernhard BETZ, Rolf SCHNELL	198
4.4	VERTEILNETZE II (SESSION C4).....	199
4.4.1	Schutz vor elektromagnetischen Feldern im Licht künftiger nationaler und europäischer Entwicklungen Norbert LEITGEB	199
4.4.2	Neue Alternativen zur Kurzschlussstrombegrenzung..... Katrin BÄUML, Herbert PIEREDER, Uwe KALTENBORN	200

4.4.3	Risikoorientierte Instandhaltungsoptimierung von Mittelspannungskabeln.....	201
	Jochen BÜHLER, Martin HALLAS(*), Gerd BALZER	
4.4.4	V2G-Strategien - Auswirkung verschiedener Elektromobilitätsszenarien auf die Spannungsqualität von Niederspannungsnetzen unter Betrachtung der Phasenunsymmetrie	203
	Daniel BURNIER, Rusbeh REZANIA, Markus LITZLBAUER	
4.4.5	Assistentengestütztes Energiemanagement in einem SmartGrid	205
	Thorsten FIEDLER, Dieter METZ, Darlus France MENGAPCHE(*), Andreas DOß, Gregor RICHTER(*)	
4.4.6	Untersuchungen zu hybriden Speichermodellen in Niederspannungsverteilnetzen mit hohem Anteil an Photovoltaikanlagen	206
	Martin LÖDL(*), Rolf WITZMANN, Michael METZGER	
4.5	VERTEILNETZE III (SESSION C5).....	208
4.5.1	Möglichkeiten und Auswirkungen von netzgekoppelten dezentralen Erzeugungseinheiten auf die Verteilnetze	208
	Maria AIGNER, Ernst SCHMAUTZER, Thomas WIELAND(*), Lothar FICKERT	
4.5.2	Smart Emergency - Ein Konzept für die Versorgung von kritischer Infrastruktur	210
	Christian WAKOLBINGER(*), Lothar FICKERT, Helmut MALLECK, Maria AIGNER(*)	
4.5.3	Smart Loss Reduction – Steigerung der Effizienz von Verteilnetzen	212
	Werner BRANDAUER(*), Ernst SCHMAUTZER, Lothar FICKERT	
4.5.4	Integration dezentraler Energien - Mehr als eine Frage der Technik	214
	Lars JENDERNALIK, Christian REHTANZ	
4.5.5	Integrierbare DG-Potentiale konkurrierender Systemlösungen im modernen Niederspannungsnetz	216
	Rainer SCHLAGER, Michael CHOCHOLE(*)	
5	STREAM D: SMART SYSTEMS.....	218
5.1	SMART GRIDS (SESSION D1).....	218
5.1.1	Operativer Netzbetrieb für Smart Grids – Noch im Training.....	218
	Bernhard FENN, Detlef THOMA, Stefan GEIDEL(*), Dieter METZ, France MENGAPCHE(*)	
5.1.2	Dezentrale Stromspeicher in Verteilnetzen zur Frequenzstützung	219
	Thorsten FIEDLER, Dieter METZ, Marco RICHTER(*)	
5.1.3	Wie wirklich ist die Wirklichkeit – Wie schnell werden Smart Grids wirklich benötigt?....	220
	Thomas Karl SCHUSTER	
5.1.4	Spannungsregelung im 30-kV Netz UW Judenburg/West – Lösungsansätze mit Smart Grids.....	222
	Gregor TALJAN, Manfred KRASNITZER, Franz STREMPFL, Alfred JARZ	
5.1.5	Aggregators in the Electricity Supply System - International Examples and Possible Applications in Austria.....	223
	Natalie PRÜGGLER(*)	
5.1.6	Integration dezentraler Energieumwandlung im aktiven Verteilnetz über den Ansatz einer netzorientierten Betriebsweise	225
	Phillip GRONSTEDT(*), Michael KURRAT	
5.2	SMART METERING (SESSION D2).....	227
5.2.1	Do You Find Smart Metering as Challenging?	227
	Wolfgang KUZEL	
5.2.2	Anerkennung von Smart Metering-basiertem Feedback in EVU-Verpflichtungssystemen	229
	Simon MOSER(*), Andrea KOLLMANN, Johannes REICHL	
5.2.3	Smart Metering in Privathaushalten - Umsetzungserfahrungen aus dem Pilotversuch €CO ₂ -Management	230
	Gernot BITZAN, Sebastian SEEBAUER	
5.2.4	Smart Metering im industriellen Einsatz - Erfahrungen und Nutzen.....	232
	Alfons HABER, Günter STAUDIGL	

5.2.5	Welche Einspareffekte lassen sich durch Smart Metering erzielen – Ergebnisse eines Feldversuchs.....	233
	Marian KLOBASA, Joachim SCHLEICH, Sebastian GÖLZ	
5.3	DEMAND RESPONSE I (SESSION D3)	235
5.3.1	Industrial / Commercial Demand Response as a Business Model – A Practical View....	235
	Dirk IDSTEIN	
5.3.2	How Can Industry Measure the Social and Commercial Benefits of a DR Driven Business Model?.....	237
	Marko SVETINA	
5.3.3	How Can You Get the Loads/Capacities and What to Do? ICT Point of View	239
	Peter NEMČEK	
5.3.4	Demand Response Potentials in Industry.....	241
	Christoph GUTSCHI, Daniel HÜTTER(*), Heinz STIGLER	
5.3.5	Impact of Incentive-Based Demand Response on Urban Low-Voltage Grid Operation..	243
	Jan RINGELSTEIN, Stefan DRENKARD	
5.4	DEMAND RESPONSE II (SESSION D4)	245
5.4.1	Märkte für Demand Side Management.....	245
	Thomas GOBMAIER, Dominik BERNHARD, Serafin von ROON	
5.4.2	Opportunities and Risks for Utility in DR.....	246
	Igor PODBELŠEK	
5.4.3	Demand-Side Management and Benefits for the Cross-Border Market Integration.....	247
	Milan VUKASOVIC, Florian PINK	
5.4.4	Added Value of Demand Response for a TSO.....	248
	Uroš SALOBIR	
5.4.5	Feedback on Demand Response from Selected Industries	249
	Sabine JUNG, Wolfgang RHOMBERG	
5.5	SMART CITIES (SESSION D5)	250
5.5.1	Von Smart Grids zu Smart Cities - Intelligente Energienetze und Infrastrukturen in der Stadt von morgen am Beispiel Liesing Mitte.....	250
	Robert HINTERBERGER, Volkmar PAMER	
5.5.2	C2City - Cradle to Cradle in der Architektur	252
	Markus JESCHAUNIG(*)	
5.5.3	Auf dem Weg zur Smart Energy Gesellschaft	253
	Christian MAYER	
5.5.4	„Smart Styria“ – Die Smart-Cities-Aktivitäten der Energie Steiermark	255
	Mathias SCHAFFER	
6	STREAM E: ENERGIESPEICHERUNG UND ELEKTROMOBILITÄT	256
6.1	WASSERSTOFF UND BRENNSTOFFZELLEN (SESSION E1)	256
6.1.1	Komponentenentwicklung für Hochtemperaturbrennstoffzellen für den stationären und mobilen Bereich	256
	Werner SITTE, Edith BUCHER, Wolfgang PREIS	
6.1.2	GIS-Based Analysis of Hydrogen Pipeline Infrastructure for Different Supply and Demand Options	258
	Sylvestre BAUFUMÉ, Thomas GRUBE, Fabian GRÜGER, Jürgen-Friedrich HAKE, Dennis KRIEG, Jochen LINNSEN, Detlef STOLTEN, Michael WEBER	
6.1.3	Kostengünstige Wasserstoffgewinnung durch die dezentrale Reformierung von Kohlenwasserstoffen.....	259
	S. NESTL(*), M. WEGLEITER, V. HACKER	
6.1.4	TERA-Fennek - Das energieeffizienteste Fahrzeug der Welt	261
	Siegfried HARTWIG	
6.2	ELEKTROMOBILITÄT I (SESSION E2)	263

6.2.1	Orts- und zeitabhängiger Leistungs- und Energiebedarf für Elektrofahrzeuge in Österreich.....	263
	Martin BEERMANN, Karl-Peter FELBERBAUER, Gerfried JUNGMEIER, Christoph HUBER	
6.2.2	Auswirkungen unterschiedlicher Ladestrategien für Elektrofahrzeuge auf das Elektrizitätssystem in Kontinentaleuropa	264
	Andreas SCHÜPPEL(*), Christoph GUTSCHI, Daniel HÜTTER(*), Heinz STIGLER	
6.2.3	Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung und Transportdienstleistung von E-Fahrzeugen in Österreich	266
	Martin BEERMANN, Lorenza CANELLA, Gerfried JUNGMEIER	
6.2.4	Kosten und Bepreisungsmodelle einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur für E-Mobilität in Österreich	267
	Daniel HÜTTER(*), Heinz STIGLER	
6.2.5	Electric Mobility and Smart Grids - Cost-Effective Integration of Electric Vehicles with the Power Grid	269
	Gerald GLANZER	
6.2.6	Zukünftige Energienetze mit Elektromobilität – Überblick der Projektziele.....	271
	Andreas SCHUSTER, Markus LITZLBAUER, Martin REINTHALER	
6.3	ENERGIESPEICHER (SESSION E3)	274
6.3.1	Austrian Masterplan-Thermal Energy Storage	274
	Bernhard ZETTL(*), Michael MONSBERGER, Philip OHNEWEIN, Andreas HEINZ, Wim VAN HELDEN	
6.3.2	Neue technologische Entwicklungen bei mobilen Stromspeichern	275
	Michael MÖCKEL	
6.3.3	Recycling von Metallionen aus Lithiumionenbatterien durch Flüssigmembranpermeation mit gestützten Membranen	277
	H. NOLL, M. SIEBENHOFER	
6.3.4	Wirtschaftliche Bewertung von Stromspeichertechnologien.....	278
	Maximilian KLOESS	
6.3.5	Rechtliche Darstellung der Power-to-Gas-Technologie in Österreich und Deutschland.	281
	Kathrin DE BRUYN, Beatrice MARKL	
6.4	ELEKTROMOBILITÄT II (SESSION E4)	283
6.4.1	Zur Überwindung von Innovationsbarrieren in der Elektromobilität.....	283
	Elisabeth PLANKENAUER(*)	
6.4.2	Formula Student Electric.....	285
	Georg SCHRANK(*)	
6.4.3	Schwungradhybride als Lösung für den urbanen Individual-und Nahverkehr.....	287
	Michael BADER, Armin BUCHROITHNER, Ivan ANDRASEC, Andreas BRANDSTÄTTER	
6.4.4	Smart Electric Mobility – Energietechnische Herausforderungen und Chancen der Elektromobilität im Individualverkehr	289
	Markus LITZLBAUER	
6.4.5	Comparative Evaluation of the Ecological and Economic Performance of New Renewable Fuels and E-Mobility	291
	Johannes LINDORFER, Karin FAZENI, Markus SCHWARZ, Horst STEINMÜLLER(*)	
6.4.6	The Impact of Second Life Applications of Electric Vehicle Batteries on Customer's Mobility Cost.....	293
	Wolfgang PRÜGGLER	
7	STREAM F: ENERGIEEFFIZIENZ.....	295
7.1	ENERGIEEFFIZIENZ IN BETRIEBEN (SESSION F1)	295
7.1.1	Energieeffizienz-Netzwerke in der Praxis	295
	Anna GRUBER(*), Marco SCHWENTZEK, Serafin VON ROON, Christian FIEGER	
7.1.2	Energieverbrauchsanalyse im Dienstleistungssektor	297

	Georg BENKE	
7.1.3	Energiebedarf aus einer produktorientierten Perspektive – Methodik zur Evaluierung von Effizienzsteigerungspotentialen entlang der Bereitstellungsketten.....	299
	Michael HARTNER(*)	
7.1.4	Energie als Gestaltungselement in der Produktionsstrategie.....	301
	Georg PREMM(*)	
7.1.5	Nachhaltigkeit durch Kollaboration – Energieversorger trifft Rechenzentrum.....	303
	Sonja KLINGERT, Thomas SCHULZE	
7.1.6	Discussion of Implementing Utility Obligations in Austria by Considering European Experiences	306
	Demet SUNA, Reinhard HAAS	
7.2	ENERGIEEFFIZIENZ IN HAUSHALTEN (SESSION F2)	308
7.2.1	Energiearmut und Energieeffizienz – Möglichkeiten zur Erhöhung von Energieeffizienz in energiearmen Haushalten.....	308
	Markus SPITZER(*), Karl-Michael BRUNNER, Anja CHRISTANELL(*)	
7.2.2	Technologiebasierte Analyse der Stromnachfrage im deutschen Haushaltssektor bis 2050	310
	Rainer ELSLAND, Tobias BOßMANN, Martin WIETSCHEL	
7.2.3	Modell für hochauflösende synthetische Haushaltslastprofile	312
	Franz ZEILINGER(*), Alfred EINFALT	
7.2.4	Entwicklung und Verifikation eines stochastischen Verbraucherlastmodells für Haushalte	314
	Peter ESSLINGER, Rolf WITZMANN	
7.2.5	Energieautarke Versorgung von Haushalten.....	316
	Bernhard ZETTL, Georg BRANDSTÖTTER(*), Hans-Georg HIRNSPERGER(*), Michael HUBER(*), Dominik KRIEGNER(*), Wolfgang ROLAND(*), Theresa Magdalena WOHLMUTH(*)	
7.2.6	Aus dem Leben eines Smart Citizen - Lebensstile unterschiedlicher Steiertypen und deren Einfluss auf Treibhausgas-Emissionen, Energie- und Flächenbedarf	317
	Gerfried JUNGMEIER	
7.3	WÄRME- UND KÄLTEVERSORGUNG (SESSION F3)	319
7.3.1	Modelling the Future Development of the German Heating Market	319
	Johannes HENKEL(*)	
7.3.2	Analyse der Wärme- und Elektrizitätsversorgung des deutschen Wohngebäudesektors in einem optimierenden Energiesystemmodell	321
	Erik MERKEL(*), Daniel FEHRENBACH, Russell MCKENNA, Wolf FICHTNER	
7.3.3	Private Heating Choices and Welfare Impacts of Different CO ₂ Abatement Policies.....	323
	Caroline DIECKHOENER(*), Harald HECKING(*)	
7.3.4	A GIS-Based Assessment of the District Heating Potential in Europe	325
	Hans Christian GILS(*)	
7.3.5	Fernkälte als Energieeffizienzmaßnahme	327
	Alexander WALLISCH, Andreas PSCHICK	
7.4	ENERGIEEFFIZIENZ IN GEBÄUDEN (SESSION F4).....	328
7.4.1	E-Office der Energie Steiermark – Generalsanierung	328
	Franz HOFBAUER, Horst STEINER, Gerhard TURNERETSCHER, Erich SCHOBER, Ernst GISELBRECHT	
7.4.2	Der Beitrag der Gebäudezertifizierung zur Hebung der Energieeffizienz & Nachhaltigkeit.....	330
	Alexander PASSER	
7.4.3	Energieeffizienz für Schwimmbäder und Wellnesseinrichtungen.....	332
	Herwig RONACHER	
7.4.4	Metamorphose eines historischen Bauernhauses zu einem Passivhaus und Plus Energie Haus	334

	Herwig RONACHER	
7.4.5	Kundenorientierte Energieinnovationen – Fallbeispiel Sparmarkt Graz/Floßlend.....	336
	Mathias SCHAFFER	
7.4.6	Wege zum klimaneutralen Wohngebäudebestand bis zum Jahr 2050	337
	Patrick HANSEN, Peter MARKEWITZ, Wilhelm KUCKSHINRICHS, Jürgen-Fr. HAKE	
7.5	KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG (SESSION F5).....	339
7.5.1	Energetische Nutzung von Abwärmeströmen - Neuartige wirkungsgradoptimierte ORC Anlage im niedrigen Leistungsbereich – Entwicklung, Inbetriebnahme und Erprobung .	339
	Andreas DENGEL, Michael SCHMIDT	
7.5.2	Effizienzsteigerung durch Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungs-systeme - Bilanzierungstool..	341
	Richard KROTIL	
7.5.3	Primärenergieeinsparung dezentraler Blockheizkraftwerke im Vergleich zu GuD- Kraftwerken unter Berücksichtigung überregionaler Versorgungsaufgaben	342
	Jürgen NEUBARTH	
7.5.4	Mikro BHKW Systeme als ein Baustein für die dezentrale Energieversorgung – Eine Bestandsanalyse.....	344
	Joachim SEIFERT, Andrea MEINZENBACH(*), Jens HAUPT(*)	

1 PLENAR-SESSIONEN

1.1 ERÖFFNUNGSPLENUM (PLENUM P0)

1.1.1 Die österreichische Energiestrategie als Wegbereiterin für eine innovative, zukunftsfähige Energieversorgung Österreichs

Bettina BERGAUER-CULVER¹

Ein tiefgreifender Umbau des Energiesystems ist gefordert [1]

Österreich ist gemäß dem im Dezember 2008 verabschiedeten Energie- und Klimapaket der Europäischen Union dazu verpflichtet, den Anteil Erneuerbarer Energieträger am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 auf 34 Prozent zu erhöhen. Gleichzeitig müssen die Treibhausgasemissionen in Sektoren, die nicht dem Emissionshandel (Nicht-ETS) unterliegen, bis 2020 um mindestens 16 Prozent (bezogen auf die Emissionen des Jahres 2005) reduziert werden. Die Energieeffizienz soll bis 2020 um 20 Prozent im Vergleich zum Referenz-Szenario erhöht werden.

Um diese Ziele zu erreichen wurde in einem partizipativen Prozess, in dem Bund und Länder sowie die wichtigsten Stakeholder aus Wissenschaft, Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft eingebunden waren, die Energiestrategie Österreich erarbeitet. Rund 150 Expertinnen und Experten haben einen umfangreichen Maßnahmenkatalog erarbeitet mit denen die 2020-Ziele erreicht werden können.

Damit die Energiepolitik mit dem allgemeinen volkswirtschaftlichen und gesellschaftspolitischen Zielsystem kompatibel ist, wurden Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit, Sozialverträglichkeit, Kosteneffizienz und Wettbewerbsfähigkeit als Rahmenvorgaben fixiert.

Die im März 2010 veröffentlichte Energiestrategie Österreich setzt den Startschuss für eine konsequente Neuorientierung der künftigen Energiepolitik. Die Umsetzung und Wirkung der Maßnahmen soll kontinuierlich kontrolliert und überprüft und bei Bedarf angepasst werden.

Drei Strategiesäulen

Die Energiepolitik Österreichs verfolgt eine dreifache Strategie:

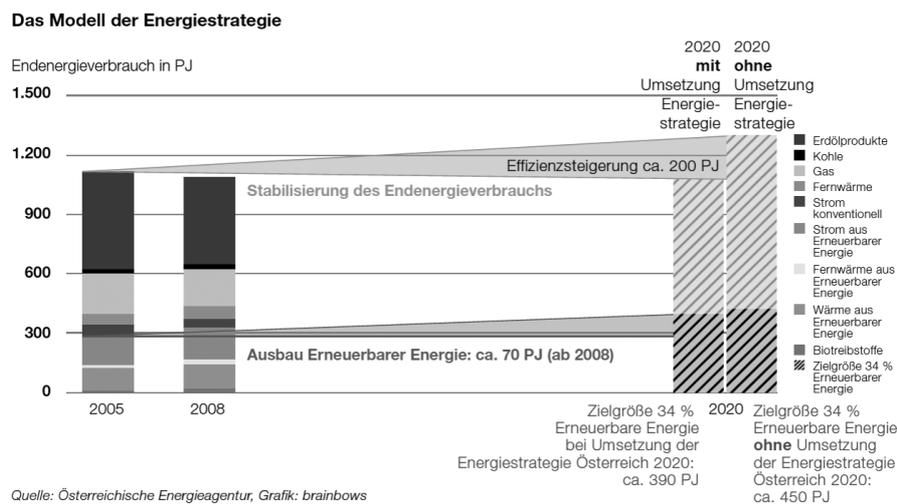
- Steigerung der Energieeffizienz in allen wesentlichen Sektoren
 - Gebäude: Reduktion des Raumwärme- und des Kühlbedarfs und Verbesserung der Baustandards zu „Fast-Null-Energiehäusern“
 - Energieverbrauch in Haushalten und Betrieben: Schwerpunkt Stromverbrauch und Abwärmenutzung unterstützt durch Energieberatung und Energiemanagementsysteme
 - Effiziente Mobilität (Alternative Antriebe – E-Mobilität: Angebot für Modal Split und im öffentlichen Verkehr, Mobilitätsmanagement)
 - Effizienter Primärenergieeinsatz und Abwärmenutzung: Bei energieintensiven Unternehmen, in der Energiewirtschaft sowie bei Haushalten und Gewerbebetrieben
- Ausbau Erneuerbarer Energien
 - In der Stromerzeugung: Nutzung und Ausbau der Potenziale im Bereich der Wasserkraft, der Windkraft, der Biomasse und der Photovoltaik

¹ Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, 1010 Wien, Stubenring 1, Tel.: +431711003060, Fax: +43171100903060, bettina.bergauer-culver@bmfj.gv.at, www.bmfj.gv.at

- Raumwärme soll entsprechend der regionalen Stärken entweder aus Fernwärme (Abwärme, Kraft-Wärme-Kopplung, Biomasse) oder durch Einzelheizungen (Solarthermie, Biomasse, Umgebungswärme) optimiert bereit gestellt werden
- Im Verkehrsbereich: Erfüllung der EU-Richtlinie 10 Prozent Erneuerbare Energie durch Biotreibstoffe und E-Mobilität
- Die langfristige Sicherstellung der Energieversorgung durch ausreichende Infrastrukturen für Transport und Speicher
 - Übertragungs-, Verteilnetze und Speicher für Strom: Die Netzinfrastrukturen müssen in Zukunft an verstärkte dezentrale Produktion und erhöhte Durchflussmengen angepasst werden.
 - Leitungsgebundene Energieträger: Durch seine geographische Lage übernimmt Österreich eine Drehscheibenfunktion für die europäische Energieversorgung im Bereich der leitungsgebundenen Energieträger.

Stabilisierung des Endenergieverbrauchs auf dem Niveau von 2005

Ausgehend von den drei Strategiesäulen verfolgt die Energiestrategie Österreich vorrangig die Steigerung der Energieeffizienz. Der bisherige Trend eines stetig steigenden Energieverbrauchs muss gebrochen werden. Zur Erreichung der Ziele der Energiestrategie Österreich wurde daher für das Jahr 2020 die Stabilisierung des Endenergieverbrauchs des Basisjahres 2005 mit 1.100 PJ (Petajoule) als Zielwert festgelegt.



Die Umsetzung

Eine quantitative Analyse durch die österreichische Energieagentur, das Umweltbundesamts, die Energie-Control GmbH und ein WIFO-Konsortium hat gezeigt, dass durch das im Rahmen der Energiestrategie Österreich vorgeschlagene Maßnahmenpaket das Stabilisierungsziel von 1.100 PJ (Endenergieverbrauch) im Jahr 2020 erreicht werden kann unter der Annahme, dass der Großteil des vorgeschlagenen Maßnahmenpakets implementiert wird. Es zeigt sich, dass auch im Jahr 2020 die Bereiche Raumwärme und Mobilität die gewichtigsten Rollen im Endenergieverbrauch spielen werden.

Eine Reihe von Maßnahmen wurde seit der Veröffentlichung der Österreichischen Energiestrategie im März 2010 bereits umgesetzt oder in die Wege geleitet. Diese werden in der Langfassung näher beleuchtet und deren Effekte diskutiert.

Literatur

- [1] Energiestrategie Österreich; Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend; Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft; März 2010, http://www.bmwfj.gv.at/Ministerium/Staatspreise/Documents/energiestrategie_oesterreich.pdf [4.12.2011]

1.1.2 Neuausrichtung der Schweizer Energiepolitik - Herausforderungen bei den Stromnetzen

Florian KIENZLE¹

Ausstieg aus der Kernenergie: Energiestrategie 2050

Am 25. Mai 2011 hat der Schweizer Bundesrat im Rahmen der neuen Energiestrategie den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen. Der Bundesrat will in der Schweiz weiterhin eine hohe Stromversorgungssicherheit garantieren - mittelfristig jedoch ohne Kernenergie. Die bestehenden Kernkraftwerke sollen am Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebsdauer stillgelegt und nicht durch neue Kernkraftwerke ersetzt werden. Geht man von der Annahme einer 50-jährigen Betriebsdauer aus, wird das letzte Schweizer Kernkraftwerk 2034 ausser Betrieb gehen. Um die Versorgungssicherheit weiterhin zu gewährleisten, setzt der Bundesrat im Rahmen der neuen Energiestrategie 2050 auf verstärkte Einsparungen durch erhöhte Energieeffizienz, den Ausbau der Wasserkraft und der neuen erneuerbaren Energien sowie wenn nötig auf fossile Stromproduktion in Wärmekraftkopplungsanlagen und Gaskombikraftwerken und Importe. Zudem sollen die Stromnetze rasch ausgebaut und die Energieforschung verstärkt werden.

Als Folge des verheerenden Erdbebens in Japan am 11. März 2011 und der Havarie in Fukushima hatte der Bundesrat das Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK beauftragt, bis Ende Mai 2011 die „Energieperspektiven 2035“ anhand der folgenden drei Stromangebotsvarianten und mit einem bis 2050 erweiterten Zeithorizont zu aktualisieren:

- **Stromangebotsvariante 1:** Weiterführung der bisherigen Stromproduktion mit allfälligem vorzeitigem Ersatz der ältesten drei Kernkraftwerke im Sinne höchstmöglicher Sicherheit.
- **Stromangebotsvariante 2:** Kein Ersatz der bestehenden Kernkraftwerke am Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebsdauer.
- **Stromangebotsvariante 3:** Vorzeitiger Ausstieg aus der Kernenergie, bestehende Kernkraftwerke werden vor Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebsdauer abgestellt.

Nach einer Diskussion der Resultate der Analysen hat der Bundesrat den Grundsatzentscheid für einen schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie gefällt. Derzeit laufen die Arbeiten zur Vorbereitung der Vernehmlassungsvorlage (Vorentwurf von neuen Gesetzesbestimmungen) zur Energiestrategie 2050.

Herausforderungen bei den Stromnetzen

Der Entscheid des Bundesrats zum schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie hat einen Einfluss auf die künftige Ausgestaltung der Energienetze. Sie sind insbesondere beim Strom als länderübergreifendes Bindeglied zwischen Produktion und Verbrauch ein Schlüsselement bei der Neuausrichtung der Energiestrategie. Sowohl im Bereich der Verteilnetze als auch im Bereich der Übertragungsnetze müssen dabei grosse Herausforderungen gemeistert werden.

Da der Grossteil der schweizerischen Übertragungsleitungen vor rund 50 Jahren erstellt wurde, besteht in den kommenden Jahren ein erheblicher Erneuerungsbedarf. Zusätzlich stösst auch die Transportleistung des heutigen Übertragungsnetzes zunehmend an Grenzen, da die Leitungen ursprünglich für bedeutend kleinere Strommengen ausgelegt wurden. Investitionsbedarf ergibt sich also einerseits für Erneuerungsmassnahmen bzw. Substanzerhaltung aufgrund des fortgeschrittenen Alters des Übertragungsnetzes. Andererseits müssen zusätzlich die vorherrschenden Engpasssituationen zur langfristigen Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebs durch entsprechende Ausbaumassnahmen entschärft werden. Neben der Finanzierung sind die Schaffung öffentlicher Akzeptanz für den Netzausbau sowie die Koordination des Ausbaus mit der Raumplanung und der Umweltschutzgesetzgebung grosse Herausforderungen.

¹ Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern, Tel.: +41 31 322 56 96, Fax: +41 31 323 25 00, florian.kienzle@bfe.admin.ch, www.bfe.admin.ch

Auch im Bereich der Verteilnetze kommen neue technische Herausforderungen hinzu: Eine wachsende Zahl dezentraler Kraftwerke speist Strom aus erneuerbaren Energien ins Netz ein. Häufig ist deren Stromproduktion von der momentanen Verfügbarkeit natürlicher Ressourcen abhängig und damit fluktuierend (beispielsweise bei Windenergie- oder Photovoltaikanlagen), was die Steuerung des Systems Produktion-Netze-Verbrauch vor zusätzliche Herausforderungen stellt. Mittels Informations- und Kommunikationstechnologien soll die Stromversorgung (Produktion, Transport, Verteilung und Verbrauch) deshalb in Richtung eines flexiblen und intelligenten Smart Grids vorangetrieben werden. Neben der technologischen Weiterentwicklung der Verteilnetze besteht eine weitere Herausforderung darin, geeignete Anreize zu schaffen, das Verbrauchsverhalten so weit wie möglich entsprechend dem jeweiligen Verschiebepotenzial der gleichzeitig verfügbaren Produktion anzupassen. Neben einer Entwicklung Richtung Smart Grids ist auch ein konventioneller Ausbau der Verteilnetze für die Integration dezentraler und erneuerbarer Erzeugung erforderlich.

Um auch in Zukunft die Systemstabilität und somit eine hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten, kommt dem Zusammenspiel zwischen dem Übertragungsnetz und den Verteilnetzen eine grosse Bedeutung zu. Der überwiegende Teil der dezentralen und regenerativen Einspeisungen erfolgt auf den unteren Spannungsebenen, was die Verteilnetzbetreiber vor neue Herausforderungen stellt. Die Schnittstellen, der Informationsaustausch und die Verantwortlichkeiten zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid und den Verteilnetzbetreibern müssen so geregelt sein, dass auch bei einer verstärkt dezentralen Energieversorgungsstruktur die Stabilität des Gesamtsystems jederzeit garantiert werden kann. Die Koordination zwischen Swissgrid und den Verteilnetzbetreibern sollte nicht nur den Netzbetrieb sondern auch die Netzplanung umfassen. Eine koordinierte Planung von Übertragungsnetz und überregionalen Verteilnetzen ermöglicht neben einem effizienten Netzausbau auch die optimale Ausnutzung des Potenzials für Infrastrukturbündelungsmassnahmen. Durch die Koordination sollen sowohl die Anforderungen von Swissgrid als auch die der Verteilnetzbetreiber beim Netzausbau berücksichtigt werden.

Die netz- und markttechnische Einbettung der Schweiz in das europäische Verbundsystem bleibt wichtig, so dass die Schweiz ihre Rolle als Stromdrehscheibe und Batterie Europas mit Importen und Exporten im Zentrum von Europa weiterhin wahrnehmen kann. Zukünftig wird zudem die Anbindung der Schweiz an das europäische „Supergrid“ von zentraler Bedeutung sein.

Eine Antwort auf die Herausforderungen: „Strategie Energienetze“

Um die zahlreichen Herausforderungen im Bereich der Stromnetze bewältigen zu können, wurde vom Bundesamt für Energie in Zusammenarbeit mit Swissgrid, den Verteilnetzbetreibern, der SBB und weiteren relevanten Akteuren die Erarbeitung einer „Strategie Energienetze“ aufgenommen. Damit die Planung des Aus- und Umbaus der Netze zielgerichtet und effizient vorangetrieben werden kann, muss vorab die optimale Funktionalität (Output) des Netzes festgelegt werden. Die entsprechenden Ziele und Kriterien stehen dabei oft miteinander im Konflikt: so bedeutet eine erhöhte Netzstabilität bzw. Versorgungssicherheit möglicherweise Einschränkungen beim Handel oder zusätzliche Handelskapazitäten bedeuten höhere Kosten. Aus diesem Grund muss eine strategische Ausbauplanung - d.h. die grundsätzlichen Entscheide über die künftig notwendigen Funktionalitäten der Energienetze - vor dem Hintergrund des nationalen Gesamtinteresses festgelegt werden. Bei der Ausarbeitung einer grundlegenden Strategie für den Ausbau der Energienetze sollen politische, technische, volkswirtschaftliche und betriebswirtschaftliche Kriterien berücksichtigt werden. Zudem wird auch der Einfluss eines optimierten Marktdesigns mit einbezogen werden. Die Strategie wird unter Berücksichtigung der nationalen Interessen und mit internationaler Abstimmung die gewünschte Funktionalität (den Output) der zukünftigen Energienetze bestimmen. Anschliessend werden die für die Umsetzung der Strategie erforderlichen Rahmenbedingungen identifiziert. Die Überprüfung der erforderlichen Funktionalitäten und die entsprechende Anpassung der Strategie soll periodisch erfolgen. Die „Strategie Energienetze“ soll vom Bundesrat verabschiedet werden, um den Charakter der nationalen Bedeutung hervorzuheben.

1.1.3 ATLANTIS – Forschungsinstrument des IEE

**Christoph GUTSCHI¹, Christoph HUBER¹, Gernot NISCHLER¹(*),
Andreas SCHÜPPEL¹(*), Thomas NACHT¹(*), Gerald FEICHTINGER¹(*),
Daniel HÜTTER¹(*), Alexander JAGL¹, Udo BACHHIESL¹, Heinz
STIGLER¹**

Ausgangslage und Motivation

Ein zuverlässig funktionierendes Elektrizitätssystem ist von zentraler Bedeutung für unser heutiges Wirtschafts- und Gesellschaftssystem. In der Elektrizitätswirtschaft haben Planungsentscheidungen jedoch sehr langfristige und kapitalintensive Effekte. Heute getätigte Maßnahmen können technisch und wirtschaftlich über mehrere Jahrzehnte wirken. Es bedarf daher sehr sorgfältiger und langfristiger Planungsmethoden um unter Berücksichtigung der bestehenden Unsicherheiten mittelfristig gesehen ein technisch-wirtschaftliches Optimum im Stromversorgungssystem anstreben zu können.

Am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz wird daher seit mehreren Jahren an der Entwicklung eines gesamtheitlichen Simulationsmodells der europäischen Elektrizitätswirtschaft mit dem Namen ATLANTIS gearbeitet. Das Ziel der Entwicklungen war eine Simulationsumgebung, welche in der Lage ist, die hohe Komplexität der Zusammenhänge in der europäischen Elektrizitätswirtschaft transparent abzubilden und somit zur Untersuchung aktueller Fragestellungen herangezogen werden kann. Als Ergebnis liegt ein Paket von Modellen und Datenbanken vor, mit denen eine möglichst hohe Realitätsnähe bei der Simulation der Elektrizitätswirtschaft erreicht wird.

Überblick über den aktuellen Entwicklungsstand

Die Simulationsumgebung ATLANTIS verfügt über umfangreiche Datenbanken für das kontinental-europäische Elektrizitätssystem (ENTSO-E CE). Diese umfassen z.B. das Höchstspannungsnetz (6000 Leitungen, 2800 Knoten mit Verbrauchern), Kraftwerke (9900 Blöcke im Bestand, weitere 9000 Blöcke für Zubauten bis 2050), Eigenschaften erneuerbarer Energien, sowie weitere relevante System-, Kraftwerks- und Brennstoffparameter, Entwicklungsszenarien für Verbrauch, Brennstoffpreise und vereinfachte Bilanzen der 100 größten Unternehmen im Marktgebiet. Die Datenbanken erlauben Simulationen im Zeitraum 2006 bis 2050, wodurch neben der Untersuchung zukünftiger Entwicklungen auch eine Kalibrierung und Validierung anhand historischer Daten ermöglicht wird.

Für die Simulation kommen unterschiedliche Module für Spitzenlastdeckung, Kraftwerkseinsatz, Strommärkte, Lastflussrechnung und Engpassmanagement sowie Unternehmensbilanzierung zur Anwendung, wobei oftmals zwischen mehreren Varianten gewählt werden kann (z.B. Market Coupling oder gesamteuropäischer Strommarkt). Die Einzelmodule können kombiniert oder auch sequentiell abgearbeitet werden. Ergänzt werden die Kernmodelle u.a. durch Werkzeuge für Extremfall- und Sensitivitätsuntersuchungen sowie zur Abschätzung von Brennstoffpreisverhältnissen.

Für die Auswertung und Darstellung der Ergebnisse kann auf umfangreiche Visualisierungstools für Leitungsauslastung und Kraftwerkseinsatz, Dauerlinien, Merit Order Kurven, Börsen, Bilanzierung von Unternehmen, Übersichtsgrafiken für Stromhandel und Lieferungen über Staatsgrenzen u.a. zurückgegriffen werden, wobei auch eine Ausgabe für GIS-basierte Programme wie ArcGIS[®] oder auch GoogleEarth[®] erfolgen kann. Die aktuell in der Testphase befindliche Version ATLANTIS 3.0 hat erstmalig ein Variantenmanagement und eine erweiterte Datenkonsistenzprüfung integriert.

Im Jahr 2011 wurde dem Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Forschungspreis des Landes Steiermark für Simulation und Modellierung in der Kategorie „Wirtschaftliche Anwendungen“ für ATLANTIS verliehen.

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43(0)316873-7900, Fax: +43(0)316873-7910, stigler@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

Weiterentwicklungen

In mehreren Projekten wird parallel an der Weiterentwicklung des Modellpakets gearbeitet, dadurch kann eine ständige Aktualisierung der Datensätze und Modelle gewährleistet werden. Die Erweiterung der Datenbanken um die Systeme der britischen Inseln sowie des Nordpools wird im ersten Quartal 2012 abgeschlossen sein. Für die ständige Aktualisierung der Datenbanken wird jährlich mindestens ein Personenjahr an Arbeitskapazität eingeplant.

Zur Erweiterung des Funktionsumfangs wird derzeit an folgenden Themen gearbeitet:

- Volkswirtschaftliches Input-Output-Modell als Überbau zur Abschätzung der gesamtwirtschaftlichen Effekte der Entwicklungen in der Elektrizitätswirtschaft;
- Verbesserung der Speichereinsatzmodellierung;
- Neue Methoden für grenzüberschreitendes Engpassmanagement, wie z.B. PTDF-Matrizen;
- Module zur Simulation innovativer Marktsysteme wie der Kapazitätsbepreisung und deren Auswirkungen auf Strommärkte und Konsumenten.
- Neben der wissenschaftlichen Weiterentwicklung ist auch die Verbesserung der Benutzerfreundlichkeit und der grafischen Darstellungsformen (z.B. bei GIS basierenden Grafiken) ein weiteres Entwicklungsziel.

Praktische Anwendungsfälle der letzten Jahre

Durch die modulare und transparente Struktur der ATLANTIS-Simulationsumgebung ist eine Anpassung an neue Projektaufgaben rasch und einfach möglich. Die Adaptierung an neue Fragestellungen gewährleistet zugleich eine ständige Aktualisierung der Modelle und Datensätze. In den letzten eineinhalb Jahren wurden u.a. folgende Fragestellungen aus der europäischen Elektrizitätswirtschaft untersucht:

APG Masterplan 2030 – Die strategische Weiterentwicklung des Höchstspannungsnetzes der Austrian Power Grid AG (seit 2010, in Arbeit)

Es wurden die zukünftigen Anforderungen an das Höchstspannungsnetz der APG analysiert. Dazu wurden drei Szenarien erstellt, welche hinsichtlich Entwicklung von Verbrauch, Brennstoff- und CO₂-Preisen sowie Kraftwerkspark im Netz der ENTSO-E CE konsistent sind. Für die Modellierung der zukünftigen Netzentwicklung wurde der TYNDP2010 von ENTSO-E herangezogen. Zusätzlich zu den Referenzrechnungen (Szenarien) werden für die Zeithorizonte 2015, 2020, 2025 und 2030 kritische Extremsituationen für das österreichische Übertragungsnetz simuliert und Sensitivitätsrechnungen zu ausgewählten Lastfällen durchgeführt. Die Ergebnisse bilden die Basis für erweiterte Lastflussrechnungen durch APG. Daraus lassen sich robuste Strategien für die zukünftige Entwicklung des österreichischen Verbundnetzes ableiten.

Studie über den Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf die Netzinfrastruktur der Schweiz (seit 2011, in Arbeit)

In der Studie werden die Auswirkungen von sieben unterschiedlichen Varianten bzgl. Stromaufbringung und Verbrauchsentwicklung in der Schweiz bis 2035 untersucht. Jeder Variante werden zwei Netzausbaustufen hinterlegt. Die Simulationen erlauben Wenn-Dann-Aussagen über die technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen, wobei auftretende Netzengpässe, Netzausbauerfordernisse, Möglichkeiten und Kosten der Lastflussbeeinflussung, der erforderliche Regelleistungsbedarf, die Entwicklung der Stromerzeugungskosten sowie die Treibhausgas-Emissionen betrachtet werden.

Gutachten zur Errichtung neuer Höchstspannungsleitungen (2011, bzw. laufend)

In zwei Arbeiten wurden für verschiedene Projekte die Auswirkungen der Errichtung neuer Höchstspannungsleitungen auf das österreichische sowie das gesamteuropäische Elektrizitätssystem untersucht. Beantwortet werden die Fragen, ob durch die Leitungserrichtung CO₂-Einsparungen sowie eine effizientere Integration erneuerbarer Energien in das Gesamtsystem erreicht werden können. Zudem erfolgt eine Gegenüberstellung der Einsparungen im Kraftwerksbetrieb versus den Errichtungskosten der neuen Leitung und eine Darstellung der Auswirkungen auf die Strommärkte.

Studie über den Einfluss des Kraftwerks Murstufe Graz auf die CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung (2011)

Für das geplante KW Murstufe Graz wurden die Auswirkungen der Inbetriebnahme auf den österreichischen bzw. kontinentaleuropäischen Kraftwerkspark ermittelt. Der Fokus lag auf der Quantifizierung der erreichbaren CO₂-Einsparungen aus der Stromerzeugung.

Weitere aktuelle Arbeiten

untersuchen z.B. die Auswirkungen des Klimawandels auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft bis 2050 oder mögliche durch die Einführung der Elektromobilität auftretende Effekte.

1.2 INTEGRATION ERNEUERBARER ENERGIEN (PLENUM P1)

1.2.1 Alternative Vergütungsmodelle regenerativer Erzeugungsanlagen

Barbara WIENEN(*)¹, Andreas SCHÄFER¹, Albert MOSER¹

Inhalt

Die Einspeisung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energiequellen nimmt sowohl im deutschen Marktgebiet als auch im europäischen Ausland stetig zu. Im ersten Halbjahr 2011 konnten in Deutschland erstmals mehr als 20 % der Nachfrage nach elektrischer Energie mittels regenerativen Erzeugungsanlagen, wie Windenergie- und Photovoltaikanlagen oder Biomasse- und Laufwasserkraftwerken, gedeckt werden. Dieser Anstieg der Einspeisung geht mit zahlreichen Herausforderungen hinsichtlich der Integration erneuerbarer Energiequellen in den Elektrizitätsmarkt einher. Diese Herausforderungen sind unter anderem die marktgerechte Einspeisung regenerativer Erzeugungsanlagen, das monetäre Fördervolumen und die Dargebotsabhängigkeit bzw. Prognostizierbarkeit erneuerbarer Energiequellen. Insbesondere die Festpreisvergütung, wie beispielsweise durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz in Deutschland, wird zunehmend in Frage gestellt [1]. Darüber hinaus werden alternative Vergütungsstrukturen angedacht, durch die eine Abkehr von der bisherigen weitgehend passiven Betriebsweise solcher Anlagen erreicht werden soll. Im Rahmen dieses Beitrags werden daher unterschiedliche Vergütungsmodelle für regenerative Erzeugungsanlagen als Alternative zur Festpreisvergütung gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz vorgestellt und das zukünftige Potential der Anlagen sowie die mögliche Steuerbarkeit von regenerativen Erzeugungsanlagen und, damit verbunden, die aktive Teilnahme an Energiemärkten analysiert. Anschließend werden alternative Vergütungsmodelle und Betriebsweisen aus Sicht der Anlagenbetreiber sowie unter Betrachtung der aufzuwendenden Förderkosten mittels eines energiewirtschaftlichen Optimierungsverfahrens bewertet.

Analyse und methodisches Vorgehen

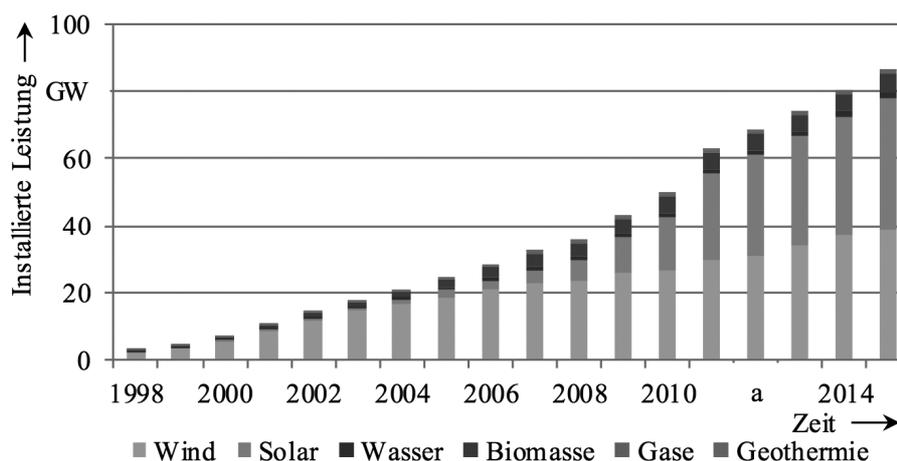


Abbildung 1: Prognostizierter Ausbaupfad regenerativer Erzeugungsanlagen in Deutschland [2,3]

Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführte Analyse zeigt, dass Wind, Photovoltaik, Biomasse und (Lauf-)Wasser die regenerativen Energiequellen mit den in Zukunft größten Potenzialen auch hinsichtlich alternativer Vergütungsmodelle darstellen (Abbildung 1). Weiterhin zeigt sich, dass für ein

¹ Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Deutschland, Tel.: +49 241 80-97659, Fax: +49 241 80-92197, as@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

zukünftiges Energieversorgungssystem mit gesteigerter Integration der regenerativen Erzeugungsanlagen nur marktorientierte Vergütungsmodelle für diese Anlagen in Frage kommen. Daher werden im Rahmen dieses Beitrags das Marktprämienmodell, die ungeforderte Direktvermarktung, das Spot Market Gap-Modell sowie das Cap & Floor-Modell, wie derzeit beispielweise bereits in Spanien angewendet, betrachtet [1,4-6]. Darüber hinaus wird ebenfalls eine mögliche Teilnahme regenerativer Erzeugungsanlagen an Märkten für Regelleistung analysiert. Die genannten Modelle inkl. der Reservemarktteilnahme werden für die beschriebenen Erzeugungstechnologien exemplarisch untersucht.

Zur Bewertung wird ein Verfahren der Stromerzeugungs- und -handelsplanung verwendet, mit welchem - unter dem Ziel der Deckungsbeitragsmaximierung - der optimale Kraftwerkseinsatz sowie die Marktteilnahme an Fahrplanenergie- und Reservemärkten eines gegebenen Portfolios bestimmt werden können. Im Rahmen des Verfahrens wird hierbei ein mathematischer Zerlegungsansatz angewendet, um das komplexe mathematische Problem geeignet lösen zu können. Zur Untersuchung unterschiedlicher Vergütungsstrukturen regenerativer Erzeugungsanlagen ist eine Integration dieser in das bestehende Verfahren notwendig. Darüber hinaus erfolgt eine Erweiterung des Verfahrens zur expliziten Abbildung und Modellierung regenerativer Erzeugungsanlagen. Dadurch wird eine Ermittlung des optimalen Einsatzes und eine Bewertung der Vermarktungsmodelle ermöglicht und somit eine Abstraktion von der bisherigen, passiven Betriebsweise der Anlagen vorgenommen. Hierbei dienen stundenscharfe Einspeisezeitreihen der maximal möglichen, dargebotsabhängigen Einspeisung sowie beispielsweise Anlagenkennlinien der regenerativen Erzeugungsanlagen als Eingangsdaten.

Exemplarische Untersuchungsergebnisse

Die exemplarischen Untersuchungen werden anhand realitätsnaher Anlagen für jede Erzeugungstechnologie und anhand des Systems eines exemplarischen Erzeugungsportfolios mit einer Vielzahl regenerativer Erzeugungsanlagen in jeweils jährlichen Simulationen in einem stündlichen Zeitraster durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass bei der in der Analyse vorgeschlagenen Wahl der Modellparameter für fast alle Anlagen ein Anreiz zum Wechsel aus der Festpreisvergütung besteht und die gewünschte Marktpreisorientierung der Anlagen zumindest teilweise erreicht werden kann. Des Weiteren wird deutlich, dass insbesondere im Bereich der prinzipiell steuerbaren regenerativen Erzeugungsanlagen wie Laufwasserkraftwerken und Biomasseanlagen eine weitere kenngrößenspezifische Differenzierung der Prämien nötig ist. Die direkten Förderkosten lassen sich gegenüber der Festpreisvergütung trotz entstehender Mehreinnahmen fast aller Anlagentypen deutlich senken. Eine Betrachtung der Nettoförderungskosten unter Berücksichtigung der Einnahmen durch Weitervermarktung der mittels regenerativen Erzeugungsanlagen bereitgestellten elektrischen Energie zeigt allerdings, dass Nettoförderkostensenkungen nur für weitgehend dargebotsunabhängige Anlagen möglich sind.

Im Spot Market Gap-Modell sind für diese Anlagen geringe Nettoförderkostensenkungen möglich, im Cap & Floor-Modell sind die Kostensenkungspotenziale deutlich größer. Eine Direktvermarktung ist bereits für größere Laufwasserkraftwerke sinnvoll, da diese vergleichsweise geringe Festpreisvergütungen über das Erneuerbare-Energien-Gesetz erhalten.

Quellen

- [1] BUNDESUMWELTMINISTERIUM: Erneuerbare-Energien-Gesetz, 2008, Bundesgesetzblatt
- [2] ENERGYMAP: Die Karte der erneuerbaren Energien, <http://www.energymap.info>
- [3] 50 HERTZ: 50 Hertz Transmission GmbH, <http://www.50hertz-transmission.net>
- [4] KLEIN, A.; et al.: Evaluation of different feed-in tariff design options, Fraunhofer ISI, Karlsruhe, 2008, Paper
- [5] CONSENTEC GMBH; R2B ENERGY CONSULTING: Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Aachen/Köln, 2010, Studie
- [6] MINISTRO DE INDUSTRIA Y COMERCIO: Real Decreto 661/2007 por el que se regular la actividad de producción de energía eléctrica en el régimen especial, 2007

1.2.2 Markets for the Commercial Use of Biomass for Heat and Power Generation – The Cases of Bulgaria, Rumania and Turkey

Martin DUSEK¹

Although biomass resources are abundant in many CEE/SEE countries, assessment of their potential and commercial use, for heat and power generation, are mostly nonexistent or incomprehensible.

This contribution will define three main types of biomass, describe key supply chains and assess the markets for the countries Bulgaria, Romania and Turkey.

Sources of biomass for heat and power generation can be categorized into forestry products, agricultural products and waste products. Forestry products include harvesting residues, firewood, rotten stems, round-wood for energetic use and forest industry residues. Agricultural products include manure from livestock, residues of crop production (including horticulture) as well as the production of energy crops or energy wood from short rotation plantations. Waste products include organic, solid municipal or industrial waste. Such waste can be used as follows; directly at the industrial site; collected and distributed to utilities or disposed on landfills, where it can further utilized. Waste products include also sewage sludge.

Main supply chains in forestry describe the production chain of woody chips and their use in CHP plants or the production of woody pellets and their export. Agricultural supply chains include local manure utilization in biogas plants, the production of energy crops or short rotation biomass and its use in biogas or CHP plants, the utilization of straw residues, their pelletizing or use in CHP plants. Waste supply chains include the production of pellets from sawmilling residues, the utilization of landfill gas or sewage gas in biogas engines, the collection and incineration of MSW in CHP plants.

In the **market assessment results** we focus on the markets for supply, distribution and use of biomass. This includes also an overview on the legal and regulatory framework affecting the above markets and opportunities. This allows for a scaling of the use of biomass as well as an assessment of the social impacts of biomass use.

¹ Pöyry Energy GmbH

1.2.3 CRYO – P[®] - Energiespeicher - Der neuartige Speicher für volatile Energiequellen

Werner HERMELING¹, Gerald ZOTTER², Wolfgang SANZ³

Kurzfassung

Mit Windkraft wird Strom erzeugt. Das ist tägliches Geschäft der Windstromerzeuger. Diese Energie fällt völlig planlos an. Das ist ihr wesentlicher Nachteil. Nur durch Speicherung wird diese Energie zu einem verlässlichen Energielieferanten. Dieses Modell der Speicherung bauen wir zu einem autark arbeitenden Kraftwerk, Windkraftwerk aus, so dass unabhängig von anderen Erzeugern eine zuverlässige Versorgung möglich wird.

Die erste Annahme basiert auf der Nutzung des Stromes, der nicht in das Netz eingespeist werden kann. Mit diesem kostenlos, durch Gesetze für den Netzbetreiber in D kostenpflichtigen Strom wird ein Luftverflüssiger/Zerleger betrieben. Es werden nur die anteiligen Kosten für Investition, Wartung, Instandhaltung in die Berechnung einbezogen. Der eigentliche Strom ist kostenlos.

Die erzeugte flüssige Luft wird in atmosphärischen Kryo – Tanks gelagert. Im Bedarfsfall, dieser tritt ein, wenn das Windrad weniger Strom erzeugt als das Netz verlangt, wird dieses flüssige Gas nach dem CRYO – P[®] – Verfahren regasifiziert. Bei der Regasifizierung stellt sich entsprechend der Anlagensteuerung ein sehr hoher Druck ein. Dieser Druck wird über eine Entspannungsturbine entspannt. Die Turbine ist ganz normal an einen Generator gekoppelt, so dass die Arbeitsweise des Windkraftwerks dem eines Gaskraftwerkes entspricht.

Das Besondere dabei ist, dass hier ein Kaltgasprozess gefahren wird, der die Energie für Verdampfung, Überhitzung und Kompression des Gases ausschließlich der Umgebung entzieht. Dadurch wird erreicht, dass eine völlig umweltneutrale Energie erzeugt wird, die kein CO₂ oder andere Nebenprodukte erzeugt.

Nachteilig ist gegenwärtig noch der geringe elektrische Wirkungsgrad, an dessen Verbesserung wird gearbeitet. Erste Lösungen sind vorhanden. Durch Wärmeauskopplung beim Luftverflüssiger/Zerleger ist ein Gesamtwirkungsgrad von über 80% zu erwarten. Dieser Gesamtwirkungsgrad ist kein Maßstab für die Untersuchungen.

Die Technologien Windkrafterzeugung, Luftverflüssigung, Speicherung tiefkalt verflüssigter Gase und die Entspannung über eine Turbine, gekoppelt mit einem Generator, sind bekannte und zuverlässig arbeitende Verfahren. Das energieeintragende CRYO – P[®] – Verfahren wird gegenwärtig an einer Erdgastankstelle, welche auf LNG basiert, in einer Pilotanlage erprobt. Die Fertigstellung wird in den nächsten Monaten erfolgen.

Eine Kleinstadt wie Neusiedl am See kann mit einem Tank von 30m Durchmesser und 20m Höhe über mehrere Wochen bedarfsgerecht versorgt werden. Die Annahme, dass in dieser Region über Wochen kein Wind weht, ist absolut hypothetisch. In diesem Fall könnte flüssiges Gas, in dem Fall Luft von A nach B transportiert werden, ein Prozess der täglich praktiziert wird.

¹ Gasevo GmbH Home Office, Oberer Sauerbrunn 9, 7100 Neusiedl am See, Tel.: +43 2166 20 458, werner.hermeling@gasevo.de

² Institut für Wärmetechnik, TU Graz, 8010 Graz, Inffeldgasse 25/B, gerald.zotter@tugraz.at, www.iwt.tugraz.at

³ Institut für Thermische Turbomaschinen und Maschinendynamik, TU Graz, 8010 Graz, Inffeldgasse 25/A, wolfgang.sanz@tugraz.at, www.ttm.tugraz.at

1.2.4 Wasserstoff – Das Speichermedium für erneuerbare Energie

Detlef STOLTEN¹, Thomas GRUBE¹, Michael WEBER¹

Die Energietechnik ist weltweit derzeit einem starken Wandel unterworfen. Die allgemein anerkannten Treiber dazu sind Klimawandel, Energieversorgungssicherheit, industrielle Wettbewerbsfähigkeit und lokale Emissionen. Diese Treiber sind weltweit anerkannt, wobei ihre Wertigkeit je nach Land unterschiedlich gesehen wird. Nach dem durch eine Naturkatastrophe ausgelösten Kernkraftwerksunfall in Fukushima haben sich mehrere Länder von der Kernkraft abgewandt. In Deutschland hat dieses zu einem breiten politischen Konsens aller Parteien gegen weitere Kernkraftnutzung geführt. Gleichzeitig sollen die Emissionen der Klimagase weiter reduziert werden. Bezogen auf 1990 wird eine Reduktion der Treibhausgasemissionen von 40 % bis 2020, 55 % bis 2030, 70 % bis 2040 und 80-95 % bis 2050 angestrebt [1]. Als Grand Challenges werden üblicherweise die Themen erneuerbare Energien, Elektromobilität, effiziente Kraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplung angesehen. Unter den oben genannten Forderungen zur Reduktion der Klimagase bleiben von diesen vier großen Themen nur noch zwei übrig, nämlich erneuerbare Energien und Elektromobilität auf der Basis erneuerbarer Energien. Weder Kraft-Wärme-Kopplung noch hoch effiziente zentrale Kraftwerke können den oben genannten Forderungen für 2040 oder 2050 standhalten.

In Deutschland werden 32 % der Treibhausgasemissionen in der Stromerzeugung, 17 % im Verkehr, 11 % im Bereich Haushalte sowie 16 % in den Bereichen Gewerbe/Industrie verursacht. Im Verkehr entstehen 12 %-Punkte des CO₂-Ausstoßes im Personenverkehr und 6 %-Punkte im Schwerlastverkehr [2]. Um dieses untere Ziel von 85 % CO₂-Reduktion bis 2050 zu erreichen und unter Berücksichtigung, dass 2009 der CO₂-Ausstoß in Deutschland 26 % unter dem von 1990 lag, müssten beispielsweise der gesamte Stromsektor und der PKW-Verkehr CO₂-frei werden. Darüber hinaus ist ein Potenzial im Bereich der Haushalte und von Gewerbe und Industrie zur CO₂-Einsparung vorhanden. Im Schwerlastverkehr wird sich dieses nur schwierig und wenn, durch Biokraftstoffe erreichen lassen.

Daher können folgende Konsequenzen gezogen werden:

- Nur Elektromobilität auf der Basis von Batterien oder Brennstoffzellen kann die strikten Vorgaben erreichen.
- Nur erneuerbare Energien können die Vorgaben zur CO₂-freien Stromerzeugung erreichen.
- Erneuerbare Energien fluktuieren stark und benötigen daher große Speicherkapazitäten, wie sie durch Pumpspeicherkraftwerke oder geologische Gasspeicherung von Wasserstoff dargestellt werden können.
- Windkraft mit Wasserelektrolyse und Elektromobilität kann ein Gesamtsystem darstellen, das den Anforderungen gerecht wird und die Energiewelt verändern kann.
- Für dieses System gilt es zu prüfen, ob es technisch durchgängig darstellbar ist und ob es wirtschaftlich sein kann. Dabei soll das System mit möglichst wenigen Komponenten und weitestgehend mit existenten oder weit gehend entwickelten Komponenten erstellt werden.

Zu Letzterem kann diese Veröffentlichung nur vorläufige, aber sehr ermutigende Ansätze liefern.

Das wichtigste Argument für die Auswahl erneuerbarer Techniken sollte nicht die potentielle Leistung sein, sondern die Leistungsdichte. Die Leistungsdichte an der aktiven Fläche des technischen Aggregates stellt ein Maß für den technischen Aufwand dar, der notwendig ist, die jeweilige erneuerbare Primärenergie in Strom umzuwandeln. Während Wasserkraft im Bereich einiger Kilowatt pro Quadratmeter liegt, liegt die Leistungsdichte von Windkraft bei etwa 150 W/m² und die von Photovoltaik bei etwa 15 W/m². Wasserkraft ist in Deutschland praktisch voll ausgebaut, Windkraft und

¹ Juelich Research Center, Institute for Energy Research (IEK-3) Fuel Cells, 52425 Juelich, Germany, d.stolten@fz-juelich.de

Photovoltaik bieten hingegen noch große Zubaumöglichkeiten. Aufgrund der höheren Leistungsdichte wird für das folgende Szenario die Windkraft ausgewählt.

Ähnliche Überlegungen gelten bei der Auswahl des bevorzugten Speichermediums. Lithiumionenbatterien liegen heute bei einer Speicherdichte von etwa 2 MJ/l und werden, um eine lange Lebensdauer zu erreichen, zu etwa 50 % be- und entladen. Damit ergibt sich eine effektive Speicherdichte von etwa 1 MJ/l bei etwa 0,5 MJ/kg. Wasserstoff in einem Autotank bei 700 bar hat eine volumenspezifische Speicherdichte von etwa 4 MJ/l und etwa 4 MJ/kg jeweils einschließlich des Tanks sowie eine physikalische Speicherdichte im flüssigen Zustand von 8,46 MJ/l. Diese sind die beiden für Elektromobilität infrage kommenden Energiespeicher. Benzin hingegen hat eine im Vergleich hervorragende Speicherdichte von 37 MJ/l des reinen Kraftstoffes bei einem vernachlässigbaren Eigenvolumen des Tanks und etwa knapp 30 MJ/kg einschließlich des Tanks. Aufgrund der 4-6 Mal höheren Speicherdichte von Wasserstoff gegenüber Batterien wird dieser als Speichermedium ausgewählt.

Es wird folgendes Szenario aufgestellt:

- Die Windkraftanlagen an Land werden in ihrer Anzahl auf dem Stand von 2010 konstant gehalten, aber von ihrem Durchschnittswert von 1,2 MW pro Anlage auf 7,5 MW pro Anlage angehoben.
- Der Ausbau der Off-Shore-Windenergie auf 35 GW wird eingeplant.
- Das zur Stromerzeugung derzeit verwendete Erdgas wird verwendet, um die Fluktuationen der Windenergieeinspeisung zu kompensieren.
- Weiterhin werden 50 % des derzeit in den Haushalten zur Heizung verwendeten Erdgases zur Kompensation der Windenergiefluktuationen eingesetzt. Es wird davon ausgegangen, dass die entsprechende Wärmemenge in den Haushalten wegen besserer Isolation der Häuser nicht mehr benötigt wird.
- Überschüssige Stromerzeugung wird zur Produktion von Wasserstoff mittels Elektrolyse genutzt, über ein Wasserstoffpipelinennetz an Tankstellen verteilt und in Brennstoffzellen-PKWs verwendet. Dabei wird von einem Verbrauch von 1 kg Wasserstoff pro 100 km ausgegangen und einer durchschnittlichen Fahrleistung von 12.000 km pro Jahr für das Auto.

Damit kann nach eigenen Berechnungen eine Gesamt Strommenge von 490 Tera Wattstunden erzeugt werden, die zu 60 % Windstrom, zu 13 % aus sonstigen Erneuerbaren und zu 27 % aus Erdgas stammt. Gleichzeitig können damit 16 Millionen Fahrzeuge, also knapp 40 % des deutschen PKW-Bestandes mit diesem Wasserstoff versorgt werden.

Die detaillierte CO₂-Bilanzierung und Aussagen zu Investitionskosten werden in der Langfassung zu dem Vortrag dargestellt.

Referenzen

- [1] [Online]. Available: http://www.bmu.de/english/energy_efficiency/doc/47609.php. [Zugriff am 13.01.2012].
- [2] Umweltbundesamt, „Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen,“ 15. April 2011. [Online]. Available: <http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/publikationen.htm>. [Zugriff am 13.01.2012].

1.3 ÜBERTRAGUNGSNETZE (PLENUM P2)

1.3.1 Wege zur nachhaltigen Energieversorgung - Herausforderungen an Speicher und thermische Kraftwerke

Günther BRAUNER¹

Der Klimaschutz und die Europäische Energiepolitik fordern, den Anteil der erneuerbaren Energien (EE) in der Endnutzung in den nächsten Jahren stark zu erhöhen. Österreich hat durch seinen bereits heute hohen Anteil an Wasserkraft in der Elektrizitätserzeugung relativ leicht – es muss seinen Anteil dort von 60% auf 71,4% erhöhen. Dramatische Auswirkungen hat die EU-Direktive für Staaten mit bisher nur geringem Potenzial. Deutschland möchte z.B. bis 2020 auf einen Anteil von 40% und bis 2050 auf 80% EE in der Elektrizitätsversorgung kommen.

In einem Simulationsmodell für Deutschland wurden mit mehrjährigen Zeitreihen des Dargebots von Sonnen- und Windenergie und mit Ausbauszenarien für onshore-, offshore-Windenergie und Photovoltaik, sowie Biomasse, Wasserkraft und Geothermie die Auswirkungen insbesondere auf die thermischen Kraftwerke, aber auch auf die Ausbauerfordernisse der Pumpspeicher, der Netze und der neuen Anforderungen an die Netzregelung untersucht.

Als Ergebnis der Simulationsstudie zeigt sich, dass die Pumpspeicher in Europa bis 2020 zwar gegenüber dem heutigen Stand verdoppelt werden, aber im Vergleich zu den installierten Leistungen der EE nur noch die halbe relative Leistung zu den EE darstellen. Außerdem sind die Lade- bzw. Entladezeitkonstanten von etwa 8 Stunden nur für die kurzfristige Speicherung geeignet. Die Zeitreihenanalysen zeigen auch, dass es nicht wirtschaftlich bzw. technisch möglich ist die Langzeitspeicher (Pump-, Druckluft-, Batteriespeicher) entsprechend den zukünftigen Anforderungen auszubauen.

Da längere Perioden ohne ausreichende Wind- und Solarpotenziale möglich sind, kommen neue Herausforderungen auf die thermischen Kraftwerke zu: Die EE haben zukünftig Vorrang vor den EE und verdrängend die Grundlastkraftwerke. Zur Deckung der stärker fluktuierenden Residuallast sind flexiblere Kraftwerke erforderlich. Diese müssen einerseits häufiger an- und abfahren, sie werden länger im Teillastbereich betrieben und sie sollen größere Leistungsgradienten und geringere Mindestlasten ermöglichen. Neue Produkte sind an den Börsen gefragt, anstelle von Stundenprodukten sollen zukünftig auch Gradientenprodukte handelbar sein.

Insgesamt wird in der Studie gezeigt, dass durch die Verringerung der Anlaufzeitkonstanten des Europäischen Kraftwerksparks höhere Regelgradientenfähigkeiten der verbleibenden thermischen Kraftwerke gefordert werden. In diesem Beitrag werden die Ergebnisse der Arbeitsgruppe „Flexibilisierung des thermischen Kraftwerksparks“ des VDE dargestellt, die seit zwei Jahren daran gearbeitet hat und deren Bericht im Februar 2012 erscheint.

¹ Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, TU Wien, Gusshausstrasse 25/370-1, Tel.: 01 58801 370110, g.brauner@tuwien.ac.at

1.3.2 Auswirkung des Atomenergieausstiegs Deutschland

Klaus KASCHNITZ¹, Claus MATTAUSCH¹, Andrea DUMMER¹

Durch das Erdbeben an der Pazifik-Küste vor der Tōhoku-Region in Japan am 11. März 2011 und dem folgenden Tsunami ereignete sich im Atomkraftwerk Fukushima eine Störung mit weitreichenden Folgen. Ausgelöst durch diese Katastrophe entschloss sich die deutsche Bundesregierung, sofort die ältesten Kraftwerke (sogenannte Moratoriumskraftwerke mit 8,2 GW Leistung) vom Netz zu nehmen. Später wurde dann die zu Jahresanfang noch beschlossene Möglichkeit der verlängerten Laufzeiten für die ältesten Kernkraftwerke widerrufen und der Entschluss gefasst, aus der Kernenergie innerhalb von 11 Jahren – d.h. bis 2022 – vollständig auszusteigen. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage der Auswirkungen dieser Entscheidungen auf die Versorgungssicherheit und Netzsicherheit in Deutschland und in den Nachbarstaaten.

In diesem Vortrag wird nach der Darstellung der abgeschalteten Kraftwerke und dem Ausstiegszeitplan die energiewirtschaftliche Situation in Europa seit der Abschaltung der Moratoriumskraftwerke dargestellt. Anhand von Import/Exportsalden wird erläutert, wo bzw. wodurch die fehlende Energie bisher ersetzt wurde. Anschließend werden die Hintergründe und Ergebnisse der Netzuntersuchungen von APG für den Sommer- und Winterfall 2012 dargestellt. Der Aspekt der Lastdeckung wurde von europäischer Seite (ENTSO-E) untersucht. Vor der Entscheidung der Bundesnetzagentur – ob für den nächsten Winter noch ein Moratoriumskraftwerk als Kaltreserve zur Verfügung stehen muss – wurden umfangreiche Analysen der 4 deutschen TSOs durchgeführt. Die Hintergründe dazu werden auch umrissen. Abgeschlossen wird der Vortrag mit einem Ausblick zur Energiestrategie verschiedener Länder.

¹ Austrian Power Grid AG

1.3.3 Szenarienanalysen für den Masterplan 2030 der Austrian Power Grid AG

Klemens REICH¹, Christoph GUTSCHI², Gernot NISCHLER(*)², Thomas NACHT(*)², Heinz STIGLER²

Motivation

Im Jahr 2009 wurde der Masterplan 2020 für das Höchstspannungsnetz der APG veröffentlicht. Ziel dieses Masterplans war die Darstellung der mittelfristigen Ausbauefordernisse im Netz der APG um für zukünftige Änderungen im Stromversorgungssystem gewappnet zu sein und einen störungsarmen Netzbetrieb gewährleisten zu können.

Die tiefgreifenden Änderungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Europa in den letzten beiden Jahren wie der Ausstieg Deutschlands und der Schweiz aus der Kernkraft sowie neue Zielsetzungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa haben eine Aktualisierung des Masterplans 2020 erforderlich gemacht. Die Einbindung der erneuerbaren Energien, ihre Auswirkungen auf das Übertragungsnetz, die zukünftige Stromnachfrage sowie die Entwicklung der Strommärkte und der Regeln für Engpassmanagement sind wichtige Faktoren für die zukünftige energiewirtschaftliche Entwicklung in Europa und Österreich. Diese Fragestellungen werden mit dem Masterplan 2030 umfassen analysiert.

Vorgehensweise

Die Methodik und der Umfang der Szenarienanalysen wurde gegenüber dem letzten Masterplan erweitert und auf den Ergebnissen der Diskussionsplattform *e-Trend Forum* zum Thema „Stromszenario 2050“ unter Leitung des Umweltbundesamtes aufgebaut. Ziel dieser Diskussionsplattform ist es, die zukünftigen Rahmenbedingungen für das österreichische Stromnetz im Dialog mit ExpertInnen von Umweltorganisationen und Universitäten sowie mit Interessenvertreterinnen und -vertretern aus dem Bereich der erneuerbaren Energieträger zu erarbeiten.

Die grundlegenden Marktmechanismen sind in Europa mittlerweile grenzüberschreitend realisiert, jedoch werden die tatsächlichen Leistungsflüsse in den aktuell eingesetzten Marktmodellen noch nicht abgebildet. Der Handelspfad der Energielieferung entspricht nicht dem physikalischen Energiefluss, wodurch eine Bewirtschaftung der knappen Übertragungskapazitäten erschwert wird.

Zusätzlich erschweren die unterschiedlichsten nationalen Fördersysteme die Abschätzung zukünftiger physikalischer Lastflüsse rein auf Basis marktrelevanter Fundamentaldaten. Der deutsche Strommarkt unterliegt z.B. in hohem Ausmaß Förderregimen für erneuerbare Energieträger, wodurch es für konventionelle Kraftwerke immer schwieriger wird, über den Jahresverlauf ausreichende Deckungsbeiträge zu verdienen. Für die Erhaltung der Systemstabilität und für Netzdienstleistungen im Übertragungsnetz werden diese Anlagen mit hoher Verfügbarkeit jedoch benötigt.

Das am Institut für Elektrizitätswirtschaft entwickelte Modell ATLANTIS bietet die Möglichkeit, das Gesamtsystem der Elektrizitätswirtschaft vom Stromhandel über den Lastfluss im Höchstspannungsnetz bis hin zu Unternehmensbilanzen und Endkundenpreisen zu simulieren und wurde daher für die Simulation von Marktergebnissen und Netzauswirkungen herangezogen.

Das im Rahmen des *e-trend Forum*s entwickelte Szenario „Green“ [2] wurde als eines von drei Szenarien für den Masterplan 2030 der Austrian Power Grid (APG) untersucht, um zukünftige Belastungen im österreichischen Höchstspannungsnetz zu simulieren. Dafür wurden mit Hilfe des Simulationsmodells ATLANTIS die gesamtsystemischen Zusammenhänge zwischen Erzeugung, Strommärkten, Übertragungsnetzen und Verbrauch in der europäischen Elektrizitätswirtschaft analysiert. Der Basislauf einer ATLANTIS-Simulation beinhaltet neben einer jährlichen Höchstlast-

¹ Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, Tel.: +43(0)50320-56368, Fax: +43(0)50320-156368, klemens.reich@apg.at, www.apg.at

² Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43(0)316873-7907, Fax: +43(0)316873-7910, christoph.gutsch@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

deckungsrechnung zusätzlich 48 Energiedeckungsrechnungen (vier Lastfälle je Monat), welche auf den Handelsergebnissen eines EU-weiten Market Coupling Modells basieren. Damit werden für einen Simulationszeitraum von 2010 bis 2030 rund 1.000 Lastflussrechnungen durchgeführt. Aufbauend auf dem Basislauf werden Extremfälle (Cases) für das Übertragungsnetz simuliert, in welchen überdurchschnittlich hohe Netzauslastungen zu erwarten sind. In diesen Extremfällen muss das Übertragungsnetz ebenfalls sicher betrieben werden können. Für das Szenario „Green“ wurden vier Extremfälle ausgearbeitet, wovon Fall 1 (Importfall) und Fall 3 (horizontale Netzlast) starke Probleme im Netz der APG aufzeigen.

Ergebnisse der Simulationen mit dem Modell ATLANTIS

Fall 1: „Tag der deutschen Einheit“ (Oktober Offpeak) spiegelt ein Importszenario für Österreich wieder, in welchem Schwachlast (Feiertag) in Deutschland mit einer Starkwind-Situation in Nord-europa in Kombination mit einer geringen Wasserkrafterzeugung am Alpenbogen angenommen wurde. Dabei zeigen sich bereits 2015 ein deutlicher Anstieg des Imports von Windstrom und damit einhergehend Engpässe auf den grenzüberschreitenden Leitungen zwischen Deutschland und Österreich (DE→Westtirol, DE→St.Peter) sowie im österreichischen Netz (u.a. 220 kV Donauschiene, Salzburg→Tauern).

Im Fall 3: „Heißer Sommer“ (Juli Peak) wurde eine Starkwindsituation im Norden Europas, starke Sonneneinstrahlung und Trockenheit in Mittel- und Südeuropa, sowie erhöhter Verbrauch durch Klimatisierung in Italien simuliert. Daraus ergibt sich eine hohe horizontale Last im APG-Netz. In diesem Fall sinkt der Nettoexport Österreichs durch die niedrige Wasserführung der Flüsse um ca. 2.400 MW. Die grenzüberschreitenden Flüsse in Nord-Süd Richtung steigen hingegen deutlich an. Dabei zeigen sich 2015 Engpässe u.a. von St. Peter in Richtung Tauern (220 kV) sowie von UW Tauern nach Weißenbach und ab 2020 im Drautal von Lienz in Richtung Obersielach. Im Jahr 2030 treten die Engpässe vermehrt im 220 kV Netz von Ernsthofen in Richtung Obersielach auf. Die bis dahin als realisiert angenommene, einsystemige 380 kV Leitung von Lienz in die Region Veneto erfordert in diesem Extremfall einen Phasenschieber (wie auch z.B. an der Grenze zwischen Slowenien und Italien installiert).

Weitere Analysen zeigten, dass auch unter Normalbedingungen vermehrt Überlastungen im 220 kV Netz auftreten werden. Insbesondere sind davon die Leitungen Salzburg-Tauern, die 220 kV Leitungen der Donauschiene, die Drautal-Leitungen, sowie die Leitungen Molln-Ernsthofen, und Weißenbach-Tauern betroffen. Zusätzlich zeigte die Simulation Probleme in Niederösterreich, d. h. auch die Integration der österreichischen Windkraft erfordert zusätzliche Investitionen, wodurch sich das Projekt Weinviertelleitung (siehe Netzentwicklungsplan, NEP [3]) begründet. Unter der Annahme, dass sowohl die Salzburgleitung als auch die Leitung St. Peter-Isar gebaut werden, zeigt die Simulation auf der Grenze Deutschland-Österreich ab 2020 deutlich weniger Engpässe.

Resümee

Aus europäischer Sicht ist es von hoher Bedeutung, die Windkrafterzeugung im Norden Europas mit den Speichern in den Alpen zu verbinden. Hinzu kommen innerösterreichische Ost→West-Lastflüsse, um den dargebotsabhängigen Windstrom im Osten in die Speicher im Westen zu transportieren, welche die gespeicherte Energie in Zeiten hohen Verbrauchs wieder in Richtung der großen Verbrauchszentren (Wien, Linz, Graz) abgeben können (West→Ost-Lastfluss). Der 380 kV Ring-schluss mit den Projekten Salzburgleitung und 380 kV Ausbau im Drautal ist daher von höchster Priorität, um die Integration erneuerbarer Energien und die damit einhergehende Reduktion von CO₂-Emissionen vorantreiben zu können.

Die Veröffentlichung des APG Masterplan 2030 ist im Frühjahr 2012 geplant.

Literatur

- [1] Austrian Power Grid AG: APG-Masterplan 2020,
<http://www.apg.at/de/netz/netzausbau/masterplan>
- [2] Reich K., Auer H. et al.: Entwicklung zukünftiger Stromversorgungsstrukturen in Europa, 7. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT) an der TU-Wien, 16.-18. Feb. 2011
- [3] Austrian Power Grid AG: Netzentwicklungsplan 2011,
<http://www.apg.at/de/netz/netzausbau/netzentwicklungsplan>

1.3.4 Zuverlässige Stromversorgung durch Vermeidung von Technikstress

Annette HOPPE¹, Sven BINKOWSKI¹, Rico GANBAUGE¹, Roberto KOCKROW¹, Dietmar HAAKE²

Bedeutung

Noch nie war der Begriff einer Wende inhaltlich so deutlich sichtbar, wie die Energiewende der Bundesrepublik Deutschland nach der Katastrophe von Fukushima. Der schnelle Ausstieg aus der Atomenergie, der eine eben beschlossene Verlängerung der Laufzeiten für AKWs aufhob und das vorab beschlossene Gesetze für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) 2009 stellten Stromerzeuger und Netzbetreiber sehr schnell vor neue Aufgaben. Diskutiert wurde in den Medien über zu erwartende Preise, in der Politik über die Sicherheit und in verschiedenen Organisationen über die Umweltfreundlichkeit unterschiedlicher Technologien und Ausgangsstoffe zur Stromgewinnung. Bisher gab es in diesem Zusammenhang keine öffentliche Diskussion, welche Herausforderungen auf die Menschen zukommt, die mit komplexer Technik zu jeder Zeit an der Erfüllung der oben genannten Prämisse arbeiten. Im Zuge der fortschreitenden Automatisierung verfahrenstechnischer Anlagen durch neue Informations- und Kommunikationstechnologien haben sich die Arbeitstätigkeiten, Arbeitsinhalte, Aufgaben und Funktionen des Menschen in der Mensch-Maschine-Interaktion in den letzten Jahrzehnten grundlegend verändert (vgl. Nachreiner, 1988). Die technologische Entwicklung steigerte dabei die Komplexität der Maschinen und damit auch die Anforderungen (vgl. Hollnagel, 1990). Leitstandsfahrer an den Kraftwerks- und Netzleitständen arbeiten mit hoch automatisierter Technik und haben ständig Beobachtungs-, Überwachungs- und Regelungstätigkeiten zu vollziehen und müssen sich auf neue Belastungen durch die veränderten Bedingungen einstellen. Sie stehen in der Pflicht, ständig Entscheidungen schnell, zuverlässig und verantwortungsvoll zu treffen und sich den veränderten Situationen am Leitstand anzupassen. Das trifft vor allem für den Umgang mit ungeplanten Ereignissen zu, da die Leitstandsfahrer aufgrund des Erfahrungswissens und der Problemlösungsfähigkeit in diesen Situationen Vorteile gegenüber der programmierten Technik bei der Entscheidungsfindung aufweisen (vgl. Reason, 1994). In der Vergangenheit (1970er Jahren) wurden in Zwickau schon einmal Untersuchungen an solchen Arbeitsplätzen mit dem Ziel vorgenommen, Ausbildungs- und Trainingsprogramme zur sicheren Beherrschung der damaligen Technik zu entwickeln. Danach verschob sich der Fokus der Forschung auf die Weiterentwicklung der Leittechnik. Mit der Technikstressforschung am Lehrgebiet Arbeitswissenschaft/Arbeitspsychologie der BTU Cottbus werden seit 2004 auch wieder Beanspruchungen des arbeitenden Menschen im Umgang mit neuer Technik interdisziplinär wissenschaftlich bearbeitet. In einer Kooperativen Forschungsstelle Technikstress (KFT) erforscht ein neunköpfiges Forscherteam in Kooperation mit Stromerzeugern und Netzbetreibern seit April 2011 Beanspruchungen durch Technik in drei Säulen: der Grundlagenforschung, der Feldforschung und der Konzeptentwicklung.

Zielstellung

Im vorliegenden Beitrag wird eine mehrjährige wissenschaftliche Untersuchung an Leitständen vorgestellt, die im Rahmen der KFT 2011 abgeschlossen wurde. Wissenschaftliche Zielstellung der Studie war es, einen Beitrag bei der Erforschung von Technikstress durch konkrete Feldforschung zu leisten und Beanspruchungen bei der Arbeit mit moderner Leittechnik zu evaluieren. Hauptzielstellung der Praxispartner war es, die Zuverlässigkeit der Stromversorgung und die psychische Gesundheit der Operatoren durch Beanspruchungsoptimierung zu garantieren. Dazu sollten in einem zweiten Schritt Handlungsregularien für Trainingsprogramme am Leitstandssimulator oder während verschiedener Arbeitsphasen entwickelt werden. Die folgenden Fragestellungen wurden bearbeitet:

¹ Brandenburgische Technische Universität (BTU) Cottbus, Lehrgebiet Arbeitswissenschaft/ Arbeitspsychologie, Konrad-Wachsmann-Allee 1, 03046 Cottbus, Tel.: +49 (0) 355/69-4824, Fax: +49 (0) 355/69-4866, hoppe@tu-cottbus.de, www.tu-cottbus.de/awip

² Vattenfall Europe Generation AG, Fachverantwortlicher Elektro- und Leittechnik, Tel.: +49 (0)355 28873736, dietmar.haake@vattenfall.de, www.vattenfall.de

- (1) Welche psychischen Belastungsfaktoren (Stressoren) existieren bei der Leitstandstätigkeit?
- (2) Können Ereignisse identifiziert werden, die zur signifikanten Veränderung der psychischen Beanspruchung führen?
- (3) Können prospektiv Handlungsregularien für den Umgang mit der Leittechnik entwickelt werden?

Methode

Zuerst wurde eine theoretische Standortbestimmung zur psychischen Beanspruchung allgemein und in spezieller Form des Technikstress vorgenommen. Auf dieser Grundlage und der DIN EN ISO 10075-3:2004 wurde eine mehrdimensionale Herangehensweise ausgewählt. Damit die psychische Beanspruchung von Leitstandsfahrern im Umgang mit der Prozessleittechnik in Form von Technikstress untersucht werden kann, bedarf es eines umfassenden Methodeninstrumentariums, welches sich zum einen aus quantitativen und zum anderen aus qualitativen Methoden zusammensetzt. *Befragung:* Um die subjektive Beanspruchung der einzelnen Leitstandsfahrer zu evaluieren wurde ein schriftlich standardisierter Fragebogen bestehend aus einer vierstufigen Likert-Skala mit geschlossenen Fragen (vgl. Bortz, Döring, 2006) für Leitstandsfahrer entwickelt. Mit Hilfe des Fragebogens können subjektive Daten über die momentane Befindlichkeit, soziographische Daten, Daten über Arbeitsanforderungen, Daten zur psychischen und physischen Belastung sowie Daten über zukünftig benötigte Fähigkeiten und Fertigkeiten bei der Arbeit erhoben werden. *Beobachtung:* Zweck der wissenschaftlichen Beobachtung war die Absicherung der Messgüte und die Dokumentation der einzelnen Handlungen beim Umgang mit dem Prozessleitsystem. Dabei wurden auch Einflussgrößen evaluiert, die als so genannte Artefakte nicht in die Auswertung eingehen durften. Mit Hilfe eines Beobachtungsprotokolls sollte eine Vergleichbarkeit der Probanden hergestellt werden. *Psycho-physiologische Messung:* Als wichtige Indikatoren für die psychische Beanspruchung werden in dieser Untersuchung mit Hilfe des Biosignalmessgerätes Parport/ F die psycho-physiologischen Parameter Herzschlagfrequenz und Hautleitfähigkeit verwendet. Die Messwerte konnten in einer nachfolgenden Auswertung mit bedeutsamen Handlungen der Probanden aus dem Beobachtungsprotokoll verglichen werden.

Ergebnisse

Es wurden erfolgreich Messungen zur Bewertung der psychischen Beanspruchung an Leitständen durchgeführt. Dabei konnten unterschiedliche Betriebszustände und standardisierte Simulatorszenarien berücksichtigt werden. Weiterhin wurden die Beanspruchungsreaktionen hinsichtlich ihrer Ursache in Monotonie und Aktivierung unterschieden und die Arbeitsbeanspruchungen dem prozesstechnischen Geschehen zugeordnet.

Es konnten Phasen geringer und besonders erhöhter psychischer Aktivierung bestimmt und analysiert werden. Es ließen sich beanspruchungsrelevante Systemmeldungen und -zustände ermitteln, die zu psycho-physischen Reaktionen der Probanden führten. Dadurch wurden einzelne potenziell über- und unterfordernde Arbeitssituationen identifiziert. Die psychischen Anforderungen von Kraftwerksoperatoren durch unterschiedliche Betriebszustände konnten transparent gemacht und spezifische Stressoren aufgezeigt werden.

Aus Beobachtung, Befragung und Messung wurden eine zukunftsorientierte Kompetenzentwicklung für Operatoren sowie Handlungsregularien für den betrieblichen Einsatz unter Berücksichtigung organisatorischer und technischer Anpassungen in bestimmten Phasen entwickelt. Wichtige Aus- und Weiterbildungskomponenten wurden in Form von Maßnahmevorschlägen zusammengestellt, die die bereits existierende Ausbildung von Leitstandspersonal ergänzen. Es konnte eine Übersicht zum Aufwand in der Vorbereitung und Durchführung dieser Maßnahmen zwecks Unterstützung nachfolgender Entscheidungen erarbeitet werden, die Nutzen und Synergieeffekte aufzeigt.

1.4 ENERGIEEFFIZIENZ (PLENUM P3)

1.4.1 Energiesparen und der sehr langfristige historische Rebound-Effekt

Reinhard HAAS¹, Amela AJANOVIC¹, Nebojsa NAKICENOVIC¹

Motivation

Die Steigerung der Energieeffizienz wird häufig mit dem Begriff „Energiesparen“ assoziiert und als wesentlicher Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen propagiert. Allerdings existiert andererseits eine Reihe von Untersuchungen zum sogenannten Rebound-Effekt, die besagen, dass von theoretisch berechneten Einsparungen praktisch nur geringe Anteile überbleiben. Die Gründe dafür sind in gesteigerte Nachfrage nach EDen, wenn die Technologien effizienter sind!

Methode

Basierend auf den Ergebnissen von Zeitreihen- und Querschnittsanalysen für verschiedene Anwendungen wie Heizen, Transport, Elektrogeräte, Beleuchtung analysieren wir, wie sich Effizienzentwicklung, Kosten für Dienstleistungen und Energieverbrauch entwickelt haben. Wir nutzen dazu eigene Untersuchungen und solche aus der Literatur.

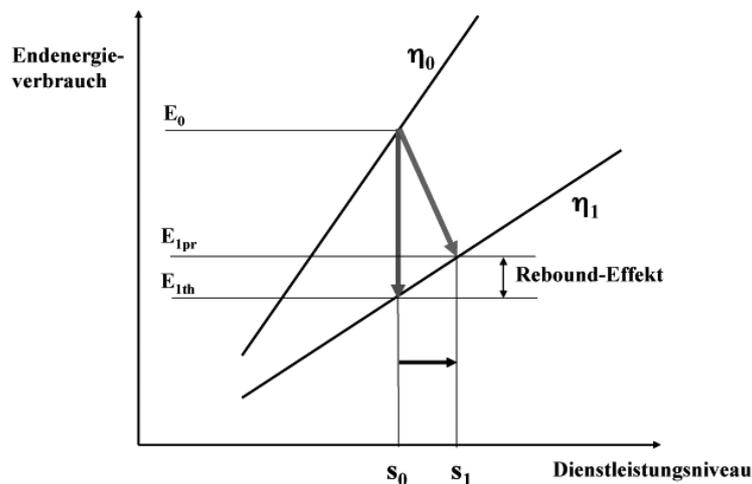


Abbildung 1: Das Grundprinzip des Rebound-Effekts für ein Gerät

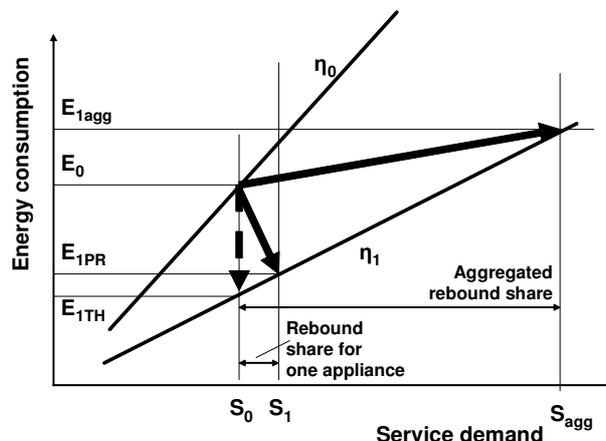


Abbildung 2: Der Rebound-Effekt für eine Technologie im Vergleich zum aggregierten Rebound Effekt für eine gesamte Wirtschaft

¹ Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Energy Economics Group (EEG), Technische Universität Wien, Gusshausstrasse 25-29/370-3, 1040 Wien, Tel.: +43-1-58801-370352, haas@eeg.tuwien.ac.at

Das Grundprinzip – den unterschiedlichen RE für ein Gerät vs den RE für alle Geräte in einer Wirtschaft – zeigt Abb. 2. Diese Abb. beinhaltet den wichtigen Aspekt, dass es – wie weiters in Abb. 3 präzisiert – bei höherer Effizienz η_1 mehr Geräte die länger betrieben werden mit größerer Leistung gibt.

An example: 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 (Sport Utility Vehicle) such as the new Toyota Highlander (even the latest hybrid version) say in Los Angeles

Die drei zentralen Dimensionen des Energieverbrauchs sind in Abb. 3 beschrieben. In dieser Darstellung wird die Energieintensität ($=1/\eta(T_i)$) – der Kehrwert der Energieeffizienz – verwendet, weil diese die Illustration der Zusammenhänge besser ermöglicht.

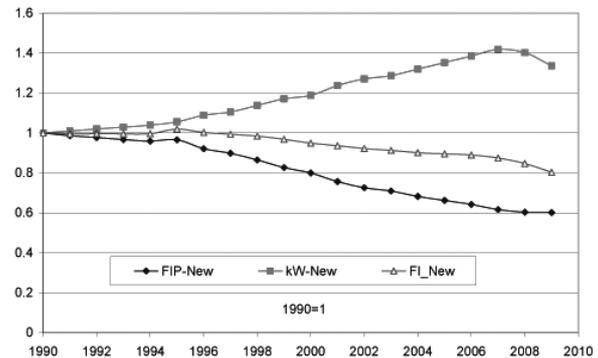
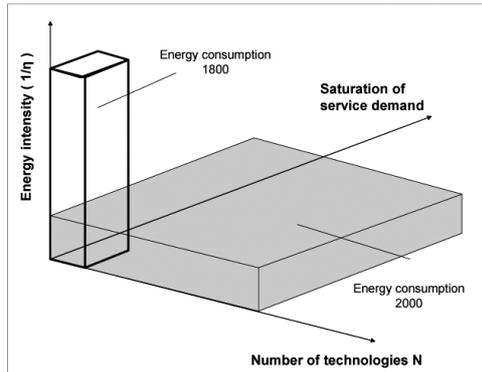


Abbildung 3 (links) Abbildung 4 (rechts): Stilisierte Darstellung der drei Dimensionen des Energieverbrauchs (links); Entwicklung von Fahrzeugleistung (kW), absoluter und spezifischer Fuel-Intensität 1990=1 (Ajanovic 2011b) (rechts)

Ergebnisse

Als wichtigstes Ergebnis zeigt sich, dass der kurzfristige RE – also Nachfrage nach kurzfristigen ED wie km gefahren, Temperatur, Betriebszeit von Geräten -- sehr stark vom Sättigungsniveau und dem Einkommen abhängt. Dieser kurzfristige RE kann rascher und einfacher bekämpft werden als der langfristige, z.B. Größer der Wohnungen oder Fahrzeuge. . grundsätzlich bis zu einem bestimmten Sättigungsniveau vor allem in den Bereichen stromspezifische Anwendungen (inkl. Beleuchtung), und Transport sowohl kurz- als auch sehr langfristig Effizienzsteigerungen zu einem Anstieg des Energieverbrauchs führen.

Schlußfolgerungen

Aus diesen Analysen resultiert, dass energiepolitische Instrumente, die rein auf Standards fokussieren, nicht zu den erwarteten – berechneten – Reduktionen des Energieverbrauchs führen werden. Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz (z. B. Standards) sind vielmehr nur dann wirksam, wenn sie von korrespondierenden fiskalischen Maßnahmen z.B. CO₂-Steuern, begleitet werden.

Referenzen

Ajanovic et al: Action plan des Projekts ALTER-MOTIVE, Wien 2011a

Ajanovic A, R. Haas, (2011b): On the effectiveness of standards vs taxes for reducing CO₂ emissions in passenger car transport Europe, Proc. RISÖ international conf. 2011

Haas, R., Nakicenovic, N., Ajanovic A., Faber T., Kranzl L., Mueller A., Resch G.: Towards sustainability of energy systems: a primer on how to promote the concept of energy services to identify necessary trends and policies, Energy Policy, 36, 11/2008, 4012-4021

1.4.2 Wieviel Energieeffizienz steckt in der EU Energy Roadmap 2050?

Tobias BOßMANN¹, Rainer ELSLAND¹, Wolfgang EICHHAMMER¹

Einleitung

Die Europäische Kommission hat am 15. Dezember 2011 ihren Fahrplan zu einem nachhaltigen, wettbewerbsfähigen und durch Versorgungssicherheit geprägten Energiesystem vorgestellt: die EU Energy Roadmap 2050 [Europäische Kommission, 2011a]. Inhalt der Roadmap ist die Untersuchung verschiedener Szenarien, die mögliche Pfade hin zu einer Reduktion der europäischen CO₂-Emissionen um 85% gegenüber dem Niveau von 1990 gewährleisten.

Zielsetzung und Vorgehensweise

Ziel des vorliegenden Beitrags ist es, die EU Energy Roadmap 2050 (kurz: Roadmap2050) daraufhin zu untersuchen, welche Bedeutung der Energieeffizienz im Hinblick auf die Minderung der Treibhausgasemissionen zukommt. Basierend auf einem Überblick über die Szenarienausgestaltung sowie die wesentlichen Ergebnisse der Roadmap2050 werden letztere insbesondere im Hinblick auf die Entwicklung der Energienachfrage analysiert. Dies beinhaltet die Gegenüberstellung der Roadmap2050-Ergebnisse mit den vorläufigen Resultaten einer Potentialstudie zu den technischen und ökonomischen Energieeinsparpotentialen in der EU27 bis zum Jahr 2050. Ein besonderer Fokus wird im Rahmen der Analyse der Roadmap2050 auf die Untersuchung der Einhaltung des 20%-Effizienzziels bis 2020 [Europäische Kommission, 2010a] gelegt.

Methodik

Die zu Vergleichszwecken herangezogene Potentialstudie beruht hauptsächlich auf zwei bestehenden Studien, welche am Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI angefertigt wurden. Dies ist zum einen die 2009 veröffentlichte „Study on the Energy Saving Potentials in EU Member States, Candidate Countries and EEA Countries“ [Fraunhofer ISI, 2009a], die, basierend auf einer technologiegenauen Bottom-up-Simulation, die Quantifizierung der Energieeinsparpotentiale bis zum Jahr 2030 beinhaltet. Für den Zeithorizont von 2030 bis 2050 wird auf Grund zunehmender Langfrist-Unsicherheiten eine Bestimmung der Einsparpotentiale auf Grundlage der Ergebnisse der ADAM-Studie [Fraunhofer ISI, 2009b] vorgenommen. Um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse mit den in 2010 veröffentlichten Nachfrageprojektionen der Europäischen Kommission zu gewährleisten und die Auswirkungen der Wirtschaftskrise in 2007/2008 zu berücksichtigen, wurden die Potentiale mittels der Daten der PRIMES 2009 Baseline-Entwicklung [Europäische Kommission, 2010b] aktualisiert. Zwecks Ermittlung der Primärenergieeinsparpotentiale wurde eine brennstoffspezifische Umrechnung auf Basis der Endenergieeinsparpotentiale unter der Annahme eines vorgegebenen Stromerzeugungsmixes mit 94% Anteil erneuerbarer Energieträger und einer mittleren Stromerzeugungseffizienz von 80% im Jahr 2050 (vgl. [DLR, 2006]) vorgenommen.

Ergebnisse

Die Roadmap2050 enthält einerseits zwei Vergleichsszenarien (Referenz- und Current Policy Initiatives-Szenario), welche die Auswirkungen gegenwärtig bestehender politischer Maßnahmen abbilden und von keinen zusätzlichen energiepolitischen Beschlüssen ausgehen [Europäische Kommission, 2011b]. Darüber hinaus werden in der Roadmap2050 fünf Dekarbonisierungsszenarien untersucht, welche der Restriktion einer 85%igen Minderung der energiebedingten CO₂-Emissionen im Vergleich zum Jahr 1990 unterliegen. Nur eines dieser fünf Szenarien setzt verstärkt auf Energieeffizienzmaßnahmen, wohingegen die verbleibenden vier Szenarien den Einsatz CO₂-neutraler Strombereitstellungstechnologien (CCS, erneuerbare Energieträger, Kernenergie) forcieren.

¹ Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe, Tel.: +49-721-6809257, Fax: +49-721-6809272, bossmann@isi.fhg.de, www.isi.fraunhofer.de

Die Analyse der Roadmap2050-Ergebnisse und die Gegenüberstellung mit den im Rahmen der Potentialstudie ermittelten Energieeinsparpotentialen gestatten die folgenden Schlussfolgerungen:

- Die in der Roadmap2050 unterstellten Effizienzmaßnahmen schöpfen die verfügbaren technischen Einsparpotentiale nicht aus. Die Primärenergienachfrage im Jahr 2050 liegt im ambitioniertesten Szenario 38% unter jener des Referenzszenarios. Dieser Wert könnte laut Potentialstudie allein mittels endenergieseitiger Effizienzmaßnahmen realisiert werden. Berücksichtigt man eine Umsetzung aller technisch umsetzbaren Maßnahmen zur Effizienzsteigerung, sowohl bei der Strom- und Wärmebereitstellungen als auch bei der Umwandlung von End- in Nutzenergie, beziffert die Potentialstudie das Primärenergieeinsparpotential auf 67%.
- Hinsichtlich der Endenergienachfrage in 2050 wird das gesamte im Rahmen der Potentialstudie identifizierte Einsparpotential in den Roadmap2050-Szenarien nur zu maximal zwei Dritteln ausgeschöpft (-40% in der Roadmap2050 vs. -55% Einsparpotential im Vergleich zum Roadmap2050-Referenzszenario). Die größten Umsetzungsdefizite weisen der Haushaltssektor (-43% statt -72%) und die Industrie auf (-30% vs. -52%), wohingegen die Potentiale im Tertiär- und Transportsektor (-67% bzw. -47%) zu mehr als 80% umgesetzt werden.
- Das von der EU formulierte 20%-Primärenergieeinsparziel bis zum Jahr 2020 wird in allen Roadmap2050-Szenarien klar verfehlt. Selbst das Szenario mit dem signifikantesten Nachfragerückgang erreicht lediglich eine Minderung um 18% gegenüber der dem Ziel zugrunde liegenden Referenzentwicklung [Europäische Kommission, 2010a].
- In allen Dekarbonisierungsszenarien der Roadmap2050 ist ein Kapazitätsausbau erneuerbarer Energieträger und hocheffizienter Gaskraftwerke zu beobachten, welcher direkte Primärenergieeinsparungen impliziert. Diese werden allerdings durch den (je nach Szenario unterschiedlich stark ausgeprägten) Einsatz von weitaus weniger effizienten Kern- und CCS-Kraftwerken sowie eine zunehmende Elektrifizierung gemindert. Um den größtmöglichen Nutzen von Effizienzmaßnahmen für das Energiesystem zu untersuchen, wäre folglich ein zusätzliches Szenario in der Roadmap2050 von Nutzen, welches einen maximalen Einsatz endenergiebezogener Effizienzmaßnahmen (analog zum EE-Szenario) mit einem massiven Ausbau der erneuerbaren Energieträger (analog zum RES-Szenario) kombiniert.

Literatur

[DLR, 2006]. TRANS-CSP. Trans-Mediterranean interconnection for Concentrating Solar Power. Verfügbar unter: http://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422_read-6588

[Europäische Kommission, 2010a]. Energy 2020 - A strategy for competitive, sustainable and secure energy. COM(2010) 639 final. Brüssel

[Europäische Kommission, 2010b]. EU energy trends to 2030 - Update 2009. Brüssel

[Europäische Kommission, 2011a]. Energy Roadmap 2050. COM(2011) 885/2. Brüssel

[Europäische Kommission, 2011b]. Impact Assessment of the Energy Roadmap 2050. SEC(2011)1565/2. Brüssel

[Fraunhofer ISI, 2009a]. Study on the Energy Saving Potentials in EU Member States, Candidate Countries and EEA Countries. Karlsruhe

[Fraunhofer ISI, 2009b]. ADAM report, M1, D2: Report of the Reference and 2°C Scenario for Europe. Karlsruhe

[UNFCCC, 2011]. GHG Data – Global Map - Annex 1. Available at <http://maps.unfccc.int/di/map/>. Zuletzt aufgerufen am 02.12.2011

1.4.3 Lernende Energieeffizienz-Netzwerke in der mittelständischen Wirtschaft – Verdopplung des energietechnischen Fortschritts durch Erfahrungsaustausch

Eberhard JOCHEM¹, Dirk KÖWENER², Michael MAI²

Motivation und zentrale Fragestellung

Etwa 10 bis 15 Energiemanager von mittelständischen Unternehmen einer Region von unterschiedlichen Branchen treffen sich viermal im Jahr zu einem moderierten Erfahrungsaustausch. Zu Beginn erhalten sie alle eine Initialberatung und eine individuelle Maßnahmenliste, anhand derer sie ein gemeinsames Ziel der Energieeffizienz und der CO₂-Minderung für die nächsten zwei drei Jahre beschließen. Jedes Jahr erfolgt ein Monitoring bei jedem Unternehmen, um den Fortschritt des einzelnen Beteiligten (vertraulich) und des Netzwerkes festzustellen. Der Erfahrungsaustausch wird bei jedem Treffen begleitet durch ein Energieeffizienzthema (technisch oder organisatorisch), zu dem auch ein eingeladenener externer Referent beiträgt (vgl. auch zeitlicher Ablauf).

Im Vortrag wird diese Art des Erfahrungsaustausches kurz beschrieben und die beobachteten Wirkungen von 70 derartigen Netzwerken in der Schweiz und weiteren 50 Netzwerken in Deutschland beschrieben.

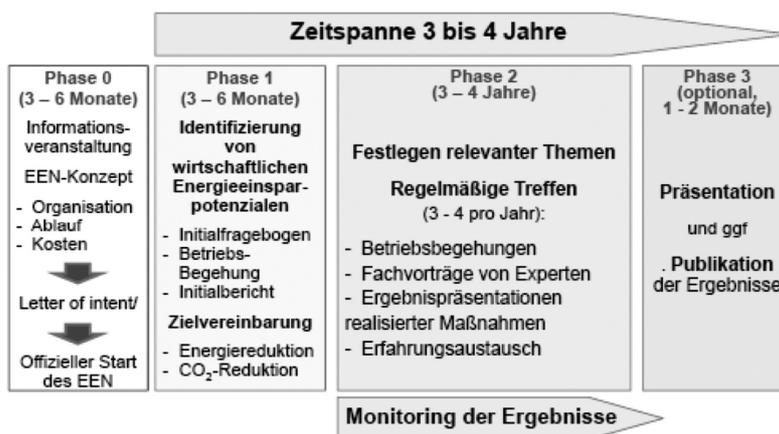


Abbildung 1: Arbeitsschritte eines Energieeffizienz-Netzwerkes (EEN) für die erste Drei- bis Vierjahres-Periode

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Als Ergebnisse der begleitenden Evaluation wird über folgende Fakten berichtet.

- (1) Die Verbesserung der Energieeffizienz der beteiligten Unternehmen ist im durchschnitt doppelt so hoch wie der Durchschnitt der Industrie (1).
- (2) Fast jedes Unternehmen hat ein wirtschaftliches Energieeffizienzpotential (interne Verzinsung > 12 %) von 5 bis 20 % seiner aktuellen Energiebedarfs. (2).
- (3) 85 % der Unternehmen treffen ihre Energieeffizienzentscheidungen ausschließlich nach der Amortisationszeiten-Methode (einem Risikomaß), d.h. ohne jegliche Rentabilitätsbetrachtung.
- (4) Der Einkauf der Unternehmen entscheidet meist ohne hinreichende Hinweise über Effizienzrelevante Informationen seitens des Energiemanagers und ohne nach den Lebenszykluskosten zu fragen.
- (5) Sehr oft kennen die Anbieter von Anlagen und Maschinen nicht den Energiebedarf ihrer Produkte, die sie anbieten und präsentieren ihre energieeffizienten Lösungen nicht mit Rentabilitätsmaßen.

¹ Fraunhofer-ISI, Breslauerstr. 48, 76139, Tel.: 0049 721 6809 169, Fax: 0049 721 680977 169, e.jochem@isi.fraunhofer.de, www.isi.fraunhofer.de, www.30Pilot-netzwerke.de

² IREES Karlsruhe

- (6) Wenn die Unternehmen 100 Energieeffizienzmaßnahmen durchführen, werden etwa 60 neue Ideen und Lösungen entwickelt. Diese sind i.a. technisch komplexer, weil der Energiemanager sich dies nun zutraut und die Geschäftsleitung inzwischen von der Kompetenz des Energiemanagers überzeugt ist.
- (7) Unternehmen in Energieeffizienz-Netzwerken beginnen auch ihre eigenen Produkte unter Energieeffizienz-Gesichtspunkten zu überprüfen und neue effizientere Generationen zu entwickeln.
- (8) Unternehmen in Energieeffizienz-Netzwerken beginnen zunehmend, ihre Maschinen- und anlagen-Lieferanten nach effizienteren Lösungen zu befragen.

Das zur Zeit laufende Pilot-Projekt mit 30 Netzwerken hat letztlich ein Potential in Deutschland von 600 bis 700 Netzwerken. diese würden bis zum Jahre 2020 ein CO₂-Minderungspotential von zusätzlich 10 Mill. Tonnen CO₂ pro Jahr haben und zusätzlich rund 100 Mill. €/a Gewinne nach Steuern den rund 10,000 Unternehmen ermöglichen.

Literatur

- [1] Jochem, E., Gruber, E. 2007: Local learning networks on energy efficiency in industry – Successful initiative in Germany. *Applied energy* 84(2007) p.806-816
- [2] Jochem, E, Mai, M., Ott, V. 2010: Energieeffizienznetzwerke – beschleunigte Emissionsminderungen in der mittelständischen Wirtschaft. Zeitschrift für Energiewirtschaft ZfE Vol. 34(2010) S. 21–28
- [3] Köwener, D., Jochem, E., Mielicke, U. 2011: Energy Efficiency Networks for companies - Concept, achievements and prospects. (published in the Proceeding of ECEEE conference in France, in June 2011)

1.4.4 Bedarfsseitige Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung des Energiesystems durch den Einsatz von M2M/Telekommunikationstechnologie

Bernd LIEBSCHER¹, Mario MAYERTHALER

Energie und Telekommunikation sind die zwei wesentlichen Wirtschaftsbereiche für das Wachstum in allen anderen Wirtschaftsbereichen. Österreich verfügt über eines der am weitesten entwickelten Telekommunikationsnetze Europas. Maximale Verfügbarkeit von breitbandiger Mobilfunktechnologie machen uns zu einem globalen Vorreiter. Konsumenten haben dies bereits seit langem erkannt und die Marktdurchdringung in den Segmenten Mobiltelefonie und Breitbandinternet – festnetzgebunden und mobil – zählt zu den höchsten in Europa.

Noch weniger bekannt sind die vielfältigen Anwendungsbereiche der Vernetzung von Maschinen: das Internet der Dinge. Obwohl schon seit über einem Jahrzehnt in verschiedensten Bereichen im Einsatz, ist dies derzeit eines der spannendsten Geschäftsfelder der IKT-Industrie. Geräte werden via Mobilfunk mit zentralen Applikationen vernetzt und können aus der Ferne ausgelesen, lokalisiert, gewartet oder gesteuert werden. Einfach und kostengünstig werden „Devices“ so zu „Smart Devices“.

Insbesondere im Energiebereich führt dies zu neuen Möglichkeiten die genutzt werden müssen, um die Klimaziele erreichen zu können. In Deutschland kann laut einer Studie der Deutschen Unternehmensinitiative für Energieeffizienz (DENEFF) durch Effizienzmaßnahmen bis 2020 der jährliche Stromverbrauch um 68,3 Mrd. Kilowattstunden reduziert werden, was ungefähr der Leistung von zehn Kernkraftwerken entspricht. Im Dezember 2008 hat sich die Europäische Union auf ein Richtlinien- und Zielpaket für Klimaschutz und Energie geeinigt, welches ambitionierte Zielvorgaben bis 2020 enthält - häufig als "20-20-20-Ziele" bezeichnet. Demnach gelten bis zum Jahr 2020 die folgenden europaweiten Vorgaben:

- 20 % weniger Treibhausgasemissionen als 2005
- 20 % Anteil an erneuerbaren Energien
- 20 % mehr Energieeffizienz

Während bislang Stromnetze mit zentraler Stromerzeugung dominieren, geht der Trend hin zu dezentralen Erzeugungsanlagen. Ein intelligentes Stromnetz integriert sämtliche Akteure auf dem Strommarkt durch das Zusammenspiel von Erzeugung, Speicherung, Netzmanagement und Verbrauch in ein Gesamtsystem. Intelligente Stromnetze beziehen in diese Steuerung die Verbraucher sowie dezentrale kleine Energielieferanten und -speicherorte mit ein, sodass einerseits ein zeitlich und räumlich homogenerer Verbrauch entsteht und andererseits prinzipiell inhomogene Erzeuger und Verbraucher besser integriert werden können. Hierbei bleibt die insgesamt übertragene Energiemenge in etwa gleich, es werden nur die Auslastung und damit die Kosten der Netze optimiert. Diese Nivellierung der Last kann mittels intelligenter Netze durch automatische Steuerungen und Kontrolle von Verbrauchsanlagen erfolgen. Dazu kann M2M-Technologie einen wichtigen Beitrag leisten: in den folgenden 6 Anwendungsbereichen ist M2M Technologie jeweils ein essentieller Enabler zur Realisierung von direkten und indirekten Energieeinsparungen:

- (1) **Smart Metering:** intelligente Stromzähler können durch die Nutzung unserer Breitbandnetze unter Einhaltung höchster Sicherheitsstandards angebunden werden. Dadurch sind die Verbrauchsdaten für Netzbetreiber und Konsumenten jederzeit verfügbar und können Rechnungsschocks am Jahresende vermieden werden. Die Verbrauchstransparenz kann das Nutzungsverhalten indirekt beeinflussen und die Laststeuerung unterstützen. Außerdem ist es die Grundlage für direkte Laststeuerung mit Hilfe tageszeitabhängiger Tarifmodelle. A1 kann einerseits durch die österreichweit verfügbare Field Force Netzbetreiber dabei unterstützen, Meter Roll-outs schnell und effizient durch zu führen und andererseits die Datenerfassung und –

¹ Telekom Austria Group M2M GmbH, Obere Donaustrasse 33, 1020 Wien, Tel.: +43 664 6624197, bernd.liebscher@telekomaustria.com, m2m.telekomaustria.com

verarbeitung bei Bedarf über bestehende Datacenter professionell und kostengünstig abgewickeln.

- (2) **Smart Home Lösungen** setzen auf der Transparenz auf, die durch intelligente Stromzähler geboten wird. Sie bieten neben dem Display des Verbrauchs sowie unterschiedlicher Alarmfunktionalitäten eine breite Palette von Möglichkeiten um den Energieverbrauch proaktiv und kontextbezogen steuern zu können. So können über einfache Smartphone Apps der Verbrauch abgelesen oder einzelne Stecker oder Stromkreisläufe bzw sogar einzelne Geräte aktiviert, getimet und deaktiviert werden. Ebenso können Sensoren wie Türöffner oder Thermometer miteinbezogen werden.
- (3) **Demand Side Management** oder Laststeuerung bezeichnet im weiteren Sinn die Steuerung der Stromnachfrage bei Abnehmern in Industrie, Gewerbe und Privathaushalten. Als Anreize zur Beeinflussung werden wie oben erwähnt spezielle Stromtarife wie beispielsweise Niedertarifstrom in nachfrageschwachen Zeiten angeboten. Bei Engpässen in der Stromerzeugung oder großer Nachfrage können durch Fernsteuerung Geräte ab- und wieder zugeschaltet werden. Dabei handelt es sich um zeitunkritische Prozesse wie Tiefkühlen, Heizen, Waschen oder Geschirrspülen. Mit Nachtspeicheröfen und festen Nachtтарifen wurde dies bereits vor Jahrzehnten realisiert, moderne Systeme können jedoch flexibler und intelligenter arbeiten, was insbesondere für die Einbeziehung erneuerbarer Energien wichtig ist. Derzeit werden Mechanismen erprobt, bei denen Haushaltsgeräte je nach Netzfrequenz verzögert bzw. vorzeitig ein- und ausschalten. So kann etwa der Start von Spülmaschinen zeitlich verzögert oder vorgezogen werden. Durch die Anbindung aller diesbezüglich relevanten Haushaltsgeräte an das Internet der Dinge kann diese Ansteuerung in Zukunft noch schneller, direkter und zuverlässiger passieren.
- (4) **Automatisiertes Gebäude Management** ist eine erweiterte Umsetzung von Demand Side Management. Es ermöglicht in einem großen Gebäudeverbund Heizung, Belüftung und Klimatisierung nicht nur in Abhängigkeit von der Spitzenlast sondern auch von Wochentag, Tageszeit, Besucherfrequenz und klimatischen Zuständen zentral zu steuern. Gemeinsam mit unseren Partnerunternehmen können wir dadurch Energieeinsparungen im zweistelligen Prozentbereich für unsere Kunden realisieren. Außerdem können auch sämtliche Alarmsysteme vom Feueralarm bis zum Liftnotruf über diese Steuerungsplattformen verwaltet werden, was zu weiteren Einsparungen durch Transparenz und besserer Planbarkeit bei Wartung und Instandhaltung führt. Unsere Plattformen können auch durch Hersteller von verschiedensten Geräten wie Wärmepumpen, Gasthermen oder Klimaanlage genutzt werden um ihren Kunden – meist Endverbrauchern – Wartungsmodelle anzubieten, welche die energieeffiziente Funktion der Geräte sicherstellen sollen. Ebenso können damit etwa Straßenbeleuchtungen zentral gesteuert werden.
- (5) **Intermodale Verkehrskonzepte:** eines der wichtigsten Effizienzpotenziale im öffentlichen Bereich betrifft den Verkehr, vor allem in den urbanen Ballungsräumen. Die große Herausforderung besteht darin den motorisierten Individualverkehr zu reduzieren, den öffentlichen Verkehr sowie umweltfreundliche Verkehrsmittel wie das Fahrrad zu forcieren und dabei die „Last Mile“ noch besser und schneller erreichbar zu machen. Ein Schlüsselkriterium dabei ist ein einheitliches und möglichst komfortables Ticketing und Verrechnungskonzept. Eine ganzheitliche Lösung, die von Zug über Bus, U-Bahn und Tram bis hin zum geharten E-Car oder City Bike alle Verkehrsmittel erfasst, vereinfacht die Nutzung des öffentlichen Verkehrs. Landesweit einheitliches Ticketing sowie unkompliziert berührungslose Abrechnung helfen dabei schnell Akzeptanz zu erreichen. A1 will als Telekommunikationsunternehmen mit mobilen und österreichweit interoperablen Verkehrslösungen sowie Banklizenz einen wertvollen Beitrag dazu leisten. Durch die Routine im sicheren und zuverlässigen Umgang mit der Verrechnung von tagtäglich etwa 100 Millionen Klein- und Kleinstbeträgen, der Pionierrolle bei mobilem Parken, Ticketing und Payment sowie der internationalen Vorreiterschaft im Einsatz von NFC Technologie können wir eine einfachere und kostengünstigere Realisierung intermodaler Verkehrskonzepte ermöglichen und damit die Basis für eine zufriedenere Stadt- und Landbevölkerung legen – denn eines der in jeder Umfrage genannten Top-Verbesserungspotenziale ist die Vermeidung von Staus.

-
- (6) **Elektromobilität** spielt dabei eine wichtige Rolle – allerdings nur als Teil des Ganzen. Eine reine Umschichtung von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor zu Fahrzeugen mit Elektromotor ist keine Lösung des Problems eines kontinuierlich wachsenden Individualverkehrs. Daher ist die Optimierung des oben genannten Modal Split eine wichtige Aufgabe vor der wir stehen. Im Rahmen des Modal Split sollte die Elektromobilität allerdings eine zunehmend gewichtigere Rolle spielen und dafür sind die notwendigen Infrastrukturen – insbesondere von durch alle Kunden nutzbaren Stromtankstellen – noch zu schaffen. Auch in diesem Kontext ist die Einfachheit der Verrechnung ein wichtiges Akzeptanzkriterium und kann A1 dazu heute bereits Lösungen für morgen bieten.

Wir sehen somit, dass zahlreiche technische Möglichkeiten zur bedarfsseitigen Steuerung des Energieverbrauchs bereits heute Realität sind. Es geht vielmehr darum den politischen und wirtschaftlichen Rahmen zu schaffen um diese Konzepte schneller und flächendeckend ausrollen zu können. Dabei ist auf eine faire Kostenverteilung zwischen den Stakeholdern zu achten und überdies darauf Rücksicht zu nehmen, dass den Kriterien des Datenschutzes und der Datensicherheit bestmöglich entsprochen wird, um die Konsumenten davor zu schützen, dass so viel Steuerbarkeit und Transparenz in die falschen Hände gerät. Wichtig ist ein konstruktiver Prozess der Entscheidungsfindung, der Datenschutzargumente lösungsorientiert aufgreift aber nicht dazu missbraucht, um den nötigen Fortschritt bei der Erreichung unserer Klimaziele zu bremsen.

1.5 FOSSILE ENERGIEN (PLENUM P4)

1.5.1 Zur Versorgungssicherheit Europas mit Kohlenwasserstoffen

Herbert HOFSTÄTTER¹

Der wirtschaftliche Fortschritt der Welt hängt nicht unwesentlich davon ab, ob die Energiewirtschaft erschwingliche, zuverlässige und saubere Energie zur Verfügung stellen kann. Diese Aufgabe war schon immer durch die Komplexität verschiedener, schwer vorhersehbarer Faktoren gekennzeichnet.

Unkonventionelles Öl ist eine Option für die Versorgungssicherheit in der Zukunft. Hier sind neben den weltweit größten Erdölreserven der OPEC die kanadischen Ölsande von besonderer Bedeutung.

Bei Erdgas sind durch die erfolgreiche Förderung unkonventioneller Vorkommen in den letzten Jahren viele Prognosen zu revidieren. Sowohl angebots- wie auch nachfrageseitig deutet alles auf glänzende Aussichten, wenngleich auch die Technik weitgehend zu verbessern ist um den hohen umwelttechnischen Anforderungen zu genügen. Dies trifft unter anderem auch für Österreich zu.

Während die globalen Unsicherheiten auf dem Energiesektor für viele Brennstoffe und Technologien Risiken bergen, stellen sie für Erdgas Chancen dar. Als Ersatz für andere fossile Brennstoffe kann mit Erdgas der Ausstoß von Treibhausgasen und lokalen Schadstoffen verringert werden. Da Gas in vielen Regionen nur in geringem Ausmaß als Kraftstoff eingesetzt wird, kann es zur Diversifizierung der Energieversorgung herangezogen werden und somit zur Versorgungssicherheit beitragen.

¹ Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Petroleum Production and Processing, Tel.: +43 3842 4023030, Fax: +43 3842 4028202, herbert.hofstaetter@unileoben.ac.at

1.5.2 Cost of Energy Transport

Jože VORŠIČ¹, Jože PIHLER, Gorazd ŠTUMBERGER, Jurček VOH

Abstract

Deposits of energy products (oil, coal, natural gas, ...) are located on various parts of the earth, depending on the conditions taking place during the million years of earth's development. This is why energy or energy products need to be transported to the intermediate or indirectly to the final consumer. The transport can take place in various forms, depending on the energy product and the physical state of this energy product. Solid and liquid energy products (coal, oil) are transported by means of shipping, railway and road transport. Oil is also transported by means of oil pipelines, whereas natural gas is transported in the gaseous state by means of gas pipelines or liquefied on board of special vessels for liquefied natural gas, and less often by means of railway and road transport in thermally insulated tanks. Electricity is a secondary energy product and is the most widely-spread and practical form of energy due to its branched infrastructure all the way to the final consumer. Remote heating covers shortest distances.

Slovenia is small and therefore the analysis of transport costs was performed at the longest possible distance from port in Koper to Lendava. The transport costs mainly depend on the quantity of transported energy products. Therefore, the quantity of 100 tons of lignite, which gives 1000 GJ of energy at average caloric value, was chosen as the reference.

¹ Faculty of Electrical Engineering and Computer Science, University of Maribor, Power Engineering Laboratory

1.5.3 Zukünftiger Einsatz fossil befeuerter Kraftwerkstechnologien in Strommärkten mit hohem Anteil erneuerbarer Erzeugung und Emissionshandelssystemen

Hans AUER¹, Günther KÖRBLER, Alexandra JURANITSCH, Reinhard HAAS

Motivation

Die zunehmende Marktintegration von zum Teil stark volatiler erneuerbarer Stromerzeugung und die Implementierung weiterer Instrumente zur Stabilisierung/Reduzierung zukünftiger CO₂-Emissionen haben bereits deutliche Auswirkungen auf den Betrieb und die Wirtschaftlichkeit bestehender fossiler Kraftwerkstechnologien bzw. auf anstehende Investitionsentscheidungen im Zusammenhang mit dem Repowering bzw. dem Bau neuer fossiler Kraftwerke. Neben vielen anderen Aspekten ist die kontinuierliche Reduktion der jährlich zu erwartenden Volllaststundenzahl der konventionellen Kraftwerkstechnologien – u.a. hervorgerufen durch die prioritäre Einspeisung erneuerbarer Stromerzeugung – ein kritischer Faktor punkto Wirtschaftlichkeit. Ein weiterer zukünftiger Unsicherheitsfaktor in diesem Zusammenhang ist die Entwicklung der CO₂-Preise; mit ebenfalls unmittelbaren Auswirkungen auf den wirtschaftlichen Betrieb fossiler Kraftwerke. Andererseits werden aber flexible, fossile Kraftwerkstechnologien (neben Pumpspeicherkraftwerken und höchstwahrscheinlich zukünftig auch Biomasse/Biogas-KWK-Anlagen) in zukünftigen Erzeugungsportfolios aufgrund der „gesicherten“ Kapazität weiterhin eine wichtige Rolle spielen; dies scheint allein eine Frage des geeigneten (bzw. im Falle von reinen Kapazitätsmärkten neu zu schaffenden) Marktsegments zu sein.

Methode

Ausgehend vom derzeitigen Portfolio und der Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks werden der zukünftige Bedarf und die Wirtschaftlichkeit fossiler Kraftwerkstechnologien unter Berücksichtigung sämtlicher struktureller (z.B. Kernkraft-Ausstieg), energiepolitischer (z.B. zukünftige Ziele der erneuerbaren Stromerzeugung) und sonstiger (z.B. CO₂-Handel) Randbedingung am Fallbeispiel Deutschlands abgeschätzt. Die Analyse erfolgt auf der Basis einer einfachen Matlab-Modellierung [siehe (1), (2)], wobei eine stündliche Kraftwerkseinsatzoptimierung des bestehenden deutschen Stromversorgungssystems über ein ganzes Jahr für verschiedene zukünftige Jahre (2010, 2020, 2030, 2050) durchführt und der noch zu deckende Anteil ausgewiesen wird (z.B. durch Re-powering, Neubau oder Importe). Dieser zukünftig zu deckende Anteil in Deutschland wird in weiterer Folge folgendermaßen quantitativ analysiert und einer umfassenden Sensitivitätsanalyse unterzogen: (i) Potenzial und Wirtschaftlichkeit zukünftiger fossiler Kraftwerke (Re-powering, Neubau) unter Berücksichtigung der jeweiligen vertikalen Residuallast und verschiedener Primärenergie- und CO₂-Preisszenarien und (ii) möglicher zukünftiger Beitrag von (Pump-)Speicherkraftwerkskapazitäten aus den Alpen bzw. Skandinavien. Darauf aufbauend folgt eine kritische Diskussion hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Lösungsansätze für fossile Kraftwerkstechnologien und schließlich hinsichtlich alternativer zukünftiger Vermarktungsmöglichkeiten von „gesicherten“ Kapazitäten abseits reiner „Energienmärkte“ (z.B. Intraday, mögliche Kapazitätsmärkte, etc.).

Ergebnisse

Die Modellierungsergebnisse zeigen deutlich, dass fossile Kraftwerkstechnologien in reinen „Energienmärkten“ mit einem zunehmenden Druck hinsichtlich des wirtschaftlichen Betriebs rechnen müssen. Abhängig vom Anteil der volatilen erneuerbaren Stromerzeugung in einem Stromversorgungssystem und den Annahmen der bestimmenden Parameter wie z.B. Primärenergie- und CO₂-Preise ergeben sich unterschiedliche Wirtschaftlichkeitsgrenzen. Aus reinen Wirtschaftlichkeitsüberlegungen und auch zur Aufrechterhaltung einer gewissen Flexibilität im System werden im Großteil der untersuchten Fälle gasbefeuerte Kraftwerkstechnologien den Stein- und Braunkohletechnologien vorgezogen. Schließlich

¹ Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Energy Economics Group (EEG), Technische Universität Wien, Gusshausstrasse 25-29/370-3, 1040 Wien, Tel.: +43-1-58801-370357, auer@eeg.tuwien.ac.at

ist es jedoch auch wichtig zu betonen, dass flexiblen fossilen Kraftwerkstechnologien auch weitere Vermarktungsmöglichkeiten offen stehen (z.B. Intraday, mögliche Kapazitätsmärkte, etc.), in denen mögliche Konkurrenztechnologien wie Pumpspeicherkraftwerke bzw. zukünftig auch Biomasse/ Biogas-KWK-Anlagen potenzialbedingt gewissen natürlichen Grenzen unterworfen sind.

Referenzen

- [1] Juranitsch Alexandra: „Zukünftiger Beitrag der österreichischen Pumpspeicherkapazitäten zur Bereitstellung von Ausgleichsenergie im deutschen Strommarkt mit einem hohen Anteil an variabler erneuerbarer Erzeugung“, Diplomarbeit am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Energy Economics Group (EEG), Wien, Dezember 2011
- [2] Körbler Günther: “Zukünftige Wirtschaftlichkeitsgrenzen fossiler Kraftwerkstechnologien im deutschen Strommarkt mit einem hohen Anteil an variabler erneuerbarer Erzeugung“, Diplomarbeit am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Energy Economics Group (EEG), Wien, Dezember 2011

1.5.4 Strategy for New Business Development of OMV - An Integrated Oil & Gas Company

Gerd SUMAH¹

Introduction

Issues of safety and the environmental impacts of energy supply have gained importance at the beginning of the 21st Century, and are reflected in energy and environmental policies at international, national and corporate levels. The strategic focus of energy companies thus increasingly integrates creative and sustainable paths of value creation, and the long-term energy outlook, based on their existing core competencies and core businesses, to ensure their continued ability to successfully deliver global energy needs.

Long-term Energy Outlook

The International Energy Agency (IEA) predicts in its latest Energy Outlook an increase in world population from 6.8bn in 2009 to 8.6bn in 2035, and an average global growth in GDP growth from 2020 - 2035 of 3.1% per annum. It further predicts a growth in global energy demand of 22% from 2009 - 2020 and of 15% from 2020 – 2035, which will lead to an increase in global oil demand of 12% by 2035.

New Business Strategy of OMV

OMV has in the past investigated various renewable energy concepts, in various parts of the world. It has now decided to focus on those which:

- Fit its core competencies / assets such as understanding of geology, drilling techniques, and operating conventional power plants.
- Are demonstrably capable of being profitable for the company (which may include government-offered subsidies, at least initially).
- Are able to be addressed by OMV at a scale which matches OMV's scale, within OMV's core geographical focus of southern Germany, Austria, Eastern Europe and Turkey.
- Are capable of being developed into substantial, sustainable industries in which OMV will be a major player with a strong market share.

OMV has thus changed its corporate strategy for renewable energy opportunities.

In the field of electricity generation from renewable assets:

- It has decided not to further pursue 1st-generation electricity-generating renewables, including wind, hydropower, and solar power - both concentrated solar power (CSP) and photovoltaics (PV) - as although some of these are in some cases profitable they do not match OMV's core competencies, nor, in some instances, its desire to achieve scale and a strong market share. It will instead help enable a wider usage of these technologies, most of which provide intermittent power, by providing balancing gas-fired power.
- In 2nd-generation electricity-generating renewables, ocean and wave power, in all their forms, currently both lie outside OMV's core competencies and are not yet demonstrably capable of being profitable. OMV also has no interest in biomass conversion either for electricity or for heat generation.
- OMV will instead concentrate its efforts on **geothermal power**. This opportunity matches OMV's competencies in the understanding of geology, drilling techniques, and operating conventional power plants. Although ultimately there may be opportunities across OMV's geographical focus, initial investigations are centred on Turkey, where there is extremely large geothermal potential

¹ OMV AG, Corporate Strategy - New Business Development, GS-D, Trabrennstrasse 6-8, 1020 Vienna, Tel.: +43-1-40440/23108, gerd.sumah@omv.com, www.omv.com

for electricity generation as yet largely undeveloped, and where the financial incentives offered for developing such by the Turkish Government support a strong business case. OMV is actively seeking suitable projects in which to participate.

In the field of renewable fuels for transport, OMV has two areas where it has now focused:

- **Biofuels:** OMV is developing **2nd generation biofuel** technologies (where these use non-food crops or waste biomass as sources) for use in its existing refineries. There are two ongoing projects:
 - Co-processing of vegetable oil to co-produce non-mineral diesel
 - Biocracking of biomass to produce non-mineral diesel
- **Hydrogen (H₂) Mobility:** OMV is exploring the market for H₂ as a transport fuel by supporting a joint industry effort to build up the distributed infrastructure needed to supply H₂ to vehicle users.

Financial commitment

To support these initiatives, OMV has increased its annual R&D budget for renewable energies for the realization of projects. This is currently €20m/year and will increase to €50m/year in the mid-term. Further capital budgets will be allocated as projects are selected and developed to operational status.

1.6 VERSORGUNGSSICHERHEIT (PLENUM P5)

1.6.1 Elektrische Versorgungsqualität im Europäischen Umfeld

Werner FRIEDL¹

Einleitung und Hintergrund

Die Vereinigung der europäischen Regulatoren untersucht und vergleicht periodisch die Qualität der Versorgung mit elektrischer Energie in deren Mitgliedsländern und analysiert und veröffentlicht die Ergebnisse in Form eines Berichts.

Das Ziel dieser Arbeit ist, die nationalen Ergebnisse zu sammeln, um in Folge die Unterschiede aufzeigen zu können und einen Schritt in Richtung Harmonisierung in der Erhebung, Berechnung und Auswertung zu ermöglichen bzw. anzustoßen.

Dieser Bericht wurde zum ersten Mal im Jahr 2001 mit der Teilnahme von 6 Ländern durchgeführt und sowohl die Anzahl der Teilnehmer als auch die Qualität konnte über die Jahre gesteigert werden. Internationale Entwicklungen wurden dokumentiert und Empfehlungen für weitere Entwicklungen gegeben. Die wachsende Zahl der teilnehmenden Länder, dem Nachkommen der Empfehlungen sowie die internationale fachliche Anerkennung dieser Arbeit, sind ein Indiz der Bedeutung dieses Berichts. So sind in der neuesten Version des Berichts neben den CEER Mitgliedsländern (Council of European Energy Regulators) auch die ECRB Länder (Energy Community Regulatory Board) und die Schweiz enthalten und somit kann ein Überblick über die elektrische Versorgungsqualität in rund 35 Ländern in Europa geschaffen werden.

Der Benchmarking Report umfasst die 3 Hauptaspekte die die Qualität der elektrischen Versorgung beschreiben, nämlich die:

- Versorgungszuverlässigkeit
- Spannungsqualität und
- Kommerzielle Qualität

Jedes Qualitätskriterium wird in einem eigenen Kapitel beschrieben, wobei die Kapitel ähnlich strukturiert sind. Zu Beginn werden die Hintergründe zum jeweiligen Qualitätskriterium dargestellt, die Aktivitäten der Regulatoren aus den vergangenen Jahren zum jeweiligen Aspekt aufgezeigt und dann auf die spezifischen Details wie z.B. was gemessen wird, wie wird dabei vorgegangen, was muss berücksichtigt werden, eingegangen. Die Ergebnisse der Erhebungen werden dann graphisch und/oder tabellarisch dargestellt und erläutert.

Speziell im Kapitel zur „Versorgungszuverlässigkeit“ wird ein eigener Teil dafür aufgewendet, um zu beschreiben, wie die Versorgungszuverlässigkeit in einzelnen Ländern bereits in der Qualitätsregulierung Berücksichtigung findet und welchen Herausforderungen wie entgegengetreten wird.

Abgeschlossen wird jedes Kapitel mit einer Reihe von „Findings“ & „Recommendations“, in denen zum Einen die Ergebnisse auf Basis von Fakten dargestellt werden und zum Anderen auch klare Empfehlungen für zukünftige Entwicklungen gegeben werden.

Beschreibung und Ergebnis je Qualitätskriterium

Versorgungszuverlässigkeit

Die Versorgungszuverlässigkeit bezieht sich auf Unterbrechungen der Versorgung von elektrischer Energie und kann in unterschiedlichen Formen ausgedrückt/ermittelt werden. Die dafür meist genutzten Indikatoren sind die Anzahl von Unterbrechungen und die Nichtverfügbarkeit (unterbrochene Zeit) pro Jahr, welche auch häufig als Qualitätselement/-komponente in

¹ Energie-Control Austria, Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien, Tel.: +43 1 24724 501, werner.friedl@e-control.at, www.e-control.at

Anreizregulierungsmodellen Anwendung finden, um das Qualitätsniveau in den Netzen in angemessener Weise auszubauen bzw. zu erhalten. In den meisten Ländern (15 von 26) gibt es bereits Qualitätsregulierung – 6 weitere Länder stehen unmittelbar davor, diese einzuführen.

Die Erhebung zeigt, dass in allen Ländern Unterbrechungen gemessen und überwacht werden und, dass in den meisten Ländern auch alle Spannungsebenen Berücksichtigung finden und sehr viele Länder auch alle Unterbrechungen (einschließlich kurzer Unterbrechungen) einbeziehen. Jedoch gibt es noch immer eine Vielzahl unterschiedlicher Kennzahlen und Gewichtungsmethoden.

Die einheitliche Erfassung aller Unterbrechungen auf allen Spannungsebenen, sowie eine Fortführung der Vereinheitlichung der Gewichtungsmethoden, werden demnach auch als Empfehlung abgeleitet.

Weiters wird gezeigt, dass in mehr als der Hälfte der Länder die Ausfallszeiten zurückgehen und speziell in jenen Ländern mit bereits sehr niedrigen Werten das Niveau ähnlich bleibt. Erstmals wurden auch mögliche Korrelationen von z.B. Bevölkerungsdichte und Anteil von Verkabelungen in Bezug auf die Versorgungszuverlässigkeit analysiert und aufgezeigt.

Spannungsqualität

Die Charakteristik der Spannungsqualität wird durch eine Reihe von Störmerkmalen/-kennzahlen in Bezug auf Abweichungen der Sinus-Form und Höhe der Spannung gekennzeichnet und gewinnt durch sensibler werdenden Nutzeranwendungen zunehmend an Bedeutung. Die Spannungsqualität ist zugleich auch das komplexeste Qualitätskriterium, speziell in Bezug auf die Messung, Ermittlung von Indikatoren und Festlegung von Grenzwerten. Während Unterbrechungen sich auf alle Netznutzer auswirken, sind Spannungsqualitätsauswirkungen stark von der Sensitivität und der Örtlichkeit der Netznutzer abhängig.

Die Norm EN 50160 regelt die Grenzen von Spannungsmerkmalen und wurde dieses Jahr (2011) nach einer Reihe von Verbesserungen neu herausgegeben, bedarf aber im Hinblick einer europäischen Harmonisierung noch weiteren Verbesserungen, unter anderem deswegen, da eine Reihe von Ländern bereits strengere Grenzwerte als in der Norm hat oder plant einzuführen.

Spannungsqualitätsmonitoring gibt es in den meisten Ländern, wobei die Anzahl der Messgeräte sich sehr stark unterscheidet, kontinuierliche Messungen zunehmen und die Anzahl der Messgeräte steigt. Welche Spannungsqualitätsparameter gemessen werden, variiert sehr stark in den Ländern. In einer Reihe von Ländern werden DIPS gemessen und auch veröffentlicht und erste Anzeichen von Harmonisierung in Bezug zur Klassifizierung sind erkennbar, eine direkte Vergleichbarkeit ist jedoch noch immer kaum möglich.

Kommerzielle Qualität

Je nach nationaler Regulierung unterzeichnet der Kunde im liberalisierten Markt entweder einen einzelnen Vertrag mit dem Lieferanten oder getrennte Verträge mit dem Lieferanten und dem Netzbetreiber. In beiden Fällen geht der Vertrag bzw. das Verhältnis von Kunden und Unternehmen über die reine Versorgung und den Verkauf von elektrischer Energie hinaus und umfasst auch Dienstleistungen wie z.B. die Herstellung eines neuen Anschlusses, die Erweiterung der Anschlussleistung, Abschaltungen auf Kundenwunsch, das Auslesen und Prüfen des Zählers, Reparaturen und die Beseitigung von Störfällen, Rückmeldungen auf Kundenanfragen usw.. Mittels definierter Standards soll der Kunde vor einem weiten Spektrum an „Rechtzeitig“ geschützt werden und für Unternehmen Anreize geschaffen werden, weiter effizient ihre Dienstleistungen anzubieten.

Im Bericht werden drei Wege wie kommerzielle Qualitätsstandards (insgesamt 199 aus 17 Ländern) zur Anwendung kommen dargestellt. Von generellen Standards, die einen Maßstab darstellen aber nicht zwingend monetär gehandelt werden, über garantierte Standards, die zu direkten Kompensationszahlungen für den Kunden führen, hin zu Sanktionierung durch Regulatoren bei Nichteinhaltung von Mindest-Anforderungen. Neben der periodischen Überprüfung der Standards, der Berücksichtigung von nationalen Gegebenheiten sowie technischen Entwicklungen (z.B. durch Einführung von Smart Metering), wird auch empfohlen, auf die optimale Anzahl von Standards zu achten und die Einführung von garantierten Standards voranzutreiben.

1.6.2 The Value of Energy Supply Security - The Costs of Power Outages to Households, Firms and the Public Sector

Johannes REICHL¹, Michael SCHMIDTHALER(*)², Friedrich SCHNEIDER³

Introduction

This paper presents a model for assessing economic losses caused by electricity cuts and the willingness to pay to avoid these outages as an approximation of the value of energy supply security (ESS). Economic losses occurring as a result of prolonged outages are calculated for simulated power cuts lasting from 1 to 48 hours, taking the respective season, day of the week and time of day into consideration. The simulated power cuts can be defined for the nine Austrian provinces and the costs due to power cuts are computed separately for all sectors of the economy and for households.

Methodology

The expected damages from a large scale supply interruption are being evaluated using both a macroeconomic direct worth assessment for businesses, institutions and public entities and a Contingent-Valuation-based Willingness-to-Pay analysis for households. This methodology provides an assessment tool for a power outage using pre-defined characteristics. The effect of prior warning has been evaluated. In some cases, consumers have no opportunity to anticipate and thus prepare for the outage. Furthermore the project results were implemented in an economic tool for assessing simulated power cuts. This tool (APOSTEL) can be downloaded from the website of the Energy Institute at the Johannes Kepler University Linz (www.energieinstitut-linz.at). The tool was implemented as Excel-based VBA software and enables policy makers and interested stakeholders to assess the monetary value of Energy Supply Security based on exemplary power cut scenarios.

Our estimation is based on two surveys, in which 1.307 households and about 300 institutions were extensively interviewed about their vulnerability to power outages. Due to a distortive nature of certain quantification methods (such as the "Value of Lost Load", or VoLL), we suggest a unique reference technique for Non-Households called the "Value of Lost Load per hour and employee" (in €/kWh). This reduces the VoLL's distortive bias, which assigns large electricity consumers low (relative) damages, thereby sending a suboptimal signal of the importance of a secure energy supply to policy makers.

Results

Our model suggests that the Austrian society is highly vulnerable to large scale power outages and that, for incidence, a 48-hour outage of the whole of Austria would imply outage costs of about 1.68 billion €. We found a non-linear relationship between time and costs. The Austrian energy system is among to the most reliable in the world. The quantification of the value of Energy Supply Security however is urgently needed in order to enable benefit-cost analyses of future infrastructure investments. We calculated the "Value of Lost Load" (VoLL) for every business sector in the statistic nomenclature ÖNACE2008 with an unprecedented accuracy at state-level. The quantified VoLL-figures support the notion that the value of supply security by far exceeds the current price of electricity and that Energy Supply Security is a basic necessity (e.g. Leontief production input), which is currently not being considered adequately in the political agenda.

One application of the outage simulation tool APOSTEL is depicted below. As an example, we evaluated a power outage in Styria on February 15, 2012, starting at 8 a.m and lasting until the following day 8 a.m. This exemplary outage scenario has no historic legitimacy as the reliability

¹ Energy Institute at the Johannes Kepler Universität Linz, Altenberger Straße 69, 4040 Linz, reichl@energieinstitut-linz.at

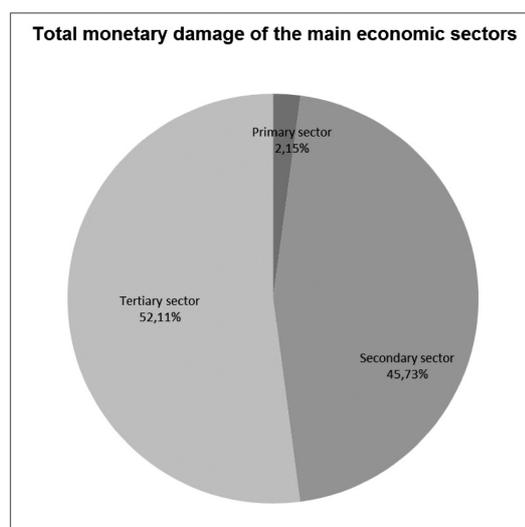
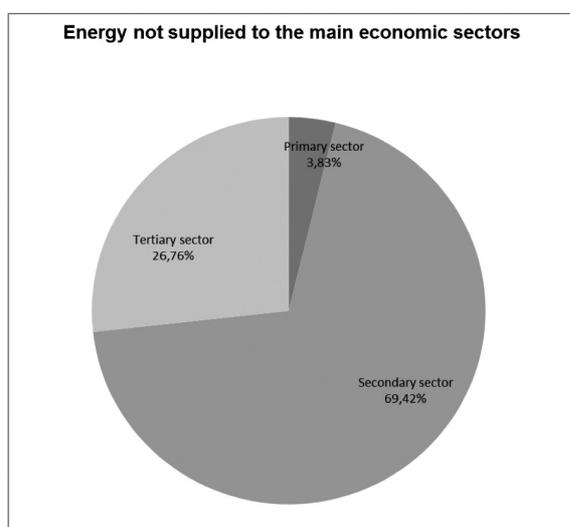
² Energy Institute at the Johannes Kepler Universität Linz, Altenberger Straße 69, 4040 Linz, Tel.:0732 2468 5665, schmidthaler@energieinstitut-linz.at

³ Institute of Economics, Johannes Kepler Universität Linz, Altenberger Straße 69, 4040 Linz; friedrich.schneider@jku.at

standards in Austria are much better (SAIDI on average below than one hour per year), but it illustrates the importance of a secure energy supply for the Styrian economy and its people.

Power Outage in Styria on a workday lasting 24 hours	
Date of outage begin	15.02.2012
Starting time of power supply interruption	8:00
Duration of power supply interruption (in hours)	24
Regional scale of the power outage (state level)	Styria
Date check	The day the power outage occurs is a workday.

The following graphs depict the distribution of the energy not supplied and the total monetary damages to each of the three primary economic sectors which occur in the case of the analysed outage given the properties stated above. The secondary sector experiences the highest share of unsupplied electricity, but due to the higher share of services in the GDP, the tertiary sector is bound to face the highest of monetary damages. This distribution varies significantly in other states depending on the structure of the economy (share of services of the value added).



We conclude that the issue of energy supply security is not represented appropriately in the discussion of the design of the energy system of the future, which will be characterized by a large scale implementation of renewable energy sources, intelligent grids and metering devices and efforts to enhance the efficacy of the entire system (e.g. by means of demand response or load shifts). Summarizing we conclude for the analysed power interruption with the stated properties that:

- the economic loss to the Styrian businesses and public administration amounts to 86.6 Mio €,
- the VoLL is calculated to be 3.5 €/kWh, the damage per employee and hour is 6.5 €,
- households are willing to pay 10.8 Mio€ to avoid this outage, which is equivalent to 1.5 €/kWh,
- 270,497 households and 36,144 businesses are negatively affected by this outage scenario.

1.6.3 Analyse des lokal aufgelösten Energieausgleichsbedarfs in Deutschland

Patrick WROBEL¹, Yvonne SCHOLZ², Nils ROLOFF²

Bei der Strombereitstellung ist darauf zu achten, dass die produzierte Strommenge der nachgefragten Last in jedem Moment entspricht. Im Zuge des Ausbaus der fluktuierenden Erneuerbaren Energien in Deutschland kommt es bereits heute zu temporären Ungleichgewichten zwischen Stromnachfrage und potenzieller Stromerzeugung, welche in Zukunft immer häufiger auftreten werden.

Im Rahmen des Gemeinschaftsprojekts zwischen den Fraunhofer Instituten UMSICHT und IOSB/AST wird eine Methode entwickelt, um den lokalen Energieausgleichsbedarf modellhaft unter Berücksichtigung regionaler Besonderheiten für Deutschland zu ermitteln. Hierzu sollen die lokale Verteilung und die Art des Ungleichgewichts Untersuchungsgegenstände des Projekts sein. Dabei kann ein positiver Energieausgleichsbedarf vorliegen, wenn zu wenig Strom zum Ausgleich der nachgefragten Last vorhanden ist, und ein negativer Bedarf, wenn Stromüberschüsse im Netz entstehen.

Zur Ermittlung des Energieausgleichsbedarfs wird Deutschland in 146 Regionen unterteilt, die sich hinsichtlich ihrer Bevölkerungsdichte und Zentralisation voneinander unterscheiden. Dies bedeutet, dass neben der Anzahl der Einwohner einer Region auch der Anteil der Industrie bzw. des Gewerbes mit gewichtet wird.

Mit Hilfe von zwei Teilmodellen wird der Energieausgleichsbedarf für jede einzelne Region bestimmt. Im ersten Modell „MELENA“ (Model for the Estimation of Local Energy Balancing Demand), entwickelt von Fraunhofer UMSICHT, werden für die Jahre 2020, 2030 und 2050 basierend auf dem Basisszenario A der Leitstudie 2010³ in stündlicher Auflösung die regionalen Stromlastgänge, die Einspeisung aus Geothermie-, Wasser- und Biomassekraftwerken, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und die Erzeugung konventioneller Kraftwerke simuliert. Dazu wird ein Kraftwerksparkmodell entwickelt, das den Einsatz der planbaren fossilen und nuklearen Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke umfasst. Ein externer Input in das Modell sind Einspeisezeitreihen für Photovoltaik- und Windenergieanlagen, welche am DLR modelliert werden. Dabei wird von Analysen des räumlich und zeitlich aufgelösten Einspeisepotenzials ausgegangen. Die zukünftige räumliche Verteilung der Anlagen wird dann in Abhängigkeit von der räumlichen Verteilung der Ressourcenqualität und damit von der möglichen Anlagenauslastung modelliert. MELENA berechnet auf Basis dieser Zeitreihen den sich aus der Differenz zwischen Erzeugung und Nachfrage ergebenden regionalen Energieausgleichsbedarf. Ausgehend von diesen Simulationsergebnisse werden anschließend in dem zweiten Modell, dem vom Fraunhofer IOSB/AST entwickelten physischen Netzmodell, die Leistungsflüsse, Verluste und Betriebsmittelauslastungsgrenzen bundesweit ermittelt.

¹ Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, Geschäftsfeld Energie-Effizienz-Technologien, Osterfelder Straße 3, 46047 Oberhausen, Tel.: + 49 208 8598-1380, patrick.wrobel@umsicht.fraunhofer.de, www.umsicht.fraunhofer.de

² Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, Pfaffenwaldring 38-40, Tel.: +49 (0)711 6862296, yvonne.scholz@dlr.de, nils.roloff@dlr.de

³ J. Nitsch et al.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, „Leitstudie 2010“. Studie gefördert vom BMU (BMU – FKZ 03MAP146), Dezember 2010

Ziel ist es, aufzuzeigen in welchen Regionen welche Art von Energieausgleichsbedarf auftreten wird. Anhand der detaillierten Netzsimulationen soll eine Aussage getroffen werden, ob ein kurzfristiger Energieausgleichsbedarf vorliegt oder ob langfristige Maßnahmen notwendig sind. Auf den Projektergebnissen aufbauend können in einem nächsten Schritt, der nicht mehr Bestandteil dieses Projektes ist, Untersuchungen über Maßnahmen zur Kompensation des Energieausgleichsbedarfs angestellt werden. Mögliche Optionen wären Last- und/oder Erzeugungsmanagement, Bau von Energiespeichern sowie der Ausbau des elektrischen Netzes. Unter welchen Bedingungen welche Lastausgleichsmaßnahmen zum Einsatz kommen, wird in einem weiterführenden Projekt am DLR untersucht.

1.6.4 Allokationssignale für Kraftwerke – Bewertungsgrundlage für exogene Ansätze

Henning SCHUSTER(*)¹, Albert MOSER

Inhalt

Im liberalisierten Energiemarkt in Deutschland stellen Netzausbaukosten bei Standortentscheidungen von Kraftwerken externe Kosten dar, obwohl Kraftwerksstandorte den notwendigen Netzausbau beeinflussen. Stattdessen basieren Standortentscheidungen von Kraftwerken auf ortsabhängigen Erzeugungs- und Investitionskosten. Es besteht eine Abweichung zwischen betriebswirtschaftlich effizienten und gesamtwirtschaftlich effizienten Kraftwerksstandorten. Um dieses Defizit zu beheben werden Allokationssignale diskutiert. Im Folgenden werden verschiedene Allokationssignale analysiert und ein Verfahren zur gesamtwirtschaftlichen Bewertung von Kraftwerksstandorten vorgestellt, welches als Grundlage zur Parametrierung exogener Allokationssignale dienen kann.

Allokationssignale für Kraftwerke

Durch ein Allokationssignal werden bei Standortentscheidungen nicht ausschließlich ortsabhängige Investitions- und Erzeugungskosten, sondern insbesondere auch die Wirkung des Standorts auf Übertragungskosten berücksichtigt. Eine Internalisierung der Übertragungskosten kann durch verschiedene Instrumente erreicht werden, bei denen zwei Gruppen unterschieden werden können. Bei **marktendogenen Allokationssignalen** wie Market Splitting, Nodal Pricing oder marktbasierter Redispatch werden Anreize zu netzentlastenden Standorten durch ortsabhängige Erlöspotenziale generiert. Bei **exogenen Allokationssignalen** setzt eine ortsabhängige Vorgabe von Preis oder Mengen für Erzeugungskapazitäten Anreize zu gesamtwirtschaftlich effizienten Standorten. Allerdings bedarf es bei exogenen Allokationssignalen einer Bewertungsgrundlage zu dessen Parametrierung.

Bewertungsgrundlage für die Parametrierung exogener Ansätze

Zur gesamtwirtschaftlichen Bewertung von Kraftwerksstandorten unter Berücksichtigung der Auswirkungen des Standorts auf Erzeugungskosten und Netzbelastung sowie die daraus resultierenden Übertragungskosten wurde eine in Abbildung 1 dargestellte Methodik entwickelt.

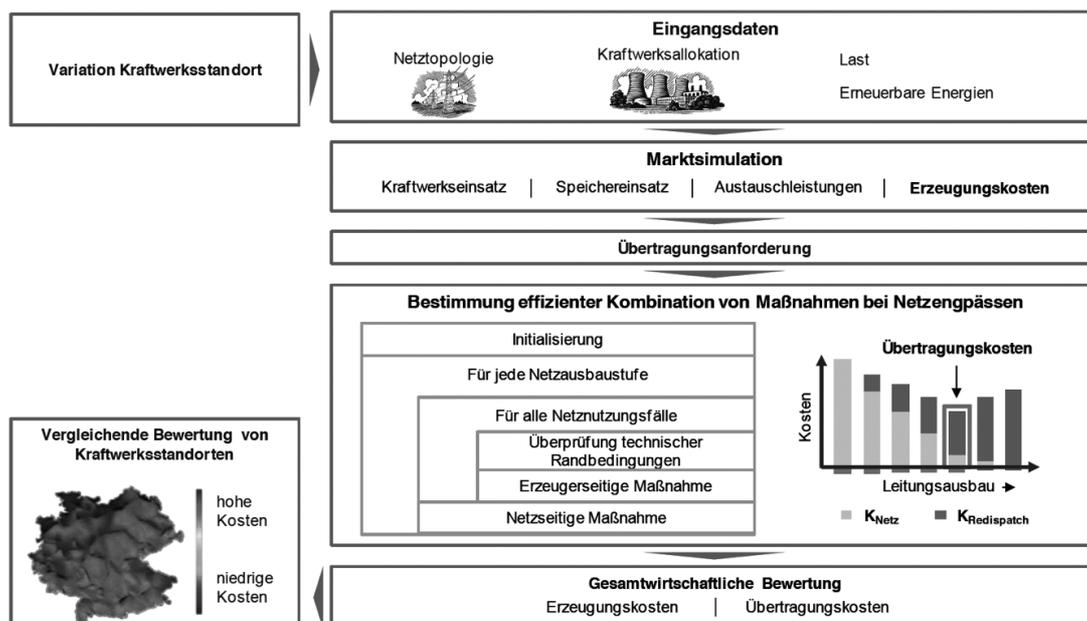


Abbildung 1: Gesamtwirtschaftliche Bewertung von Kraftwerksstandorten

¹ IAEW RWTH Aachen, Schinkelstraße 6, 52056 Aachen, Tel.: 0241/80-96711, Fax: 0241/80-92197, henning.schuster@iaew.rwth-AACHEN.de, www.iaew.rwth-aachen.de

Zunächst wird auf Basis der Eingangsdaten eine Marktsimulation des betrachteten Marktgebietes mit Hilfe eines am IAEW entwickelten Verfahrens durchgeführt [1]. Das Ergebnis der Marktsimulation sind stundenscharfe optimierte Einsätze des hydrothermischen Kraftwerksparks sowie minimale, zur Deckung der Last notwendigen Erzeugungskosten unter Berücksichtigung von Austauschleistungen und Speichern im Betrachtungsbereich. Optimale Kombination von erzeuger- und netzseitigen Maßnahmen bei Netzengpässen

Netzausbaukosten bei optimaler Kombination erzeuger- und netzseitiger Maßnahmen

Die Allokation der Einspeisung erneuerbarer Energien, der Last sowie der Einspeisung regelfähiger Kraftwerke determinieren die Anforderung an das Übertragungsnetz. Bei Verletzung technischer Randbedingungen sind Maßnahmen notwendig. Im Rahmen der entwickelten Methodik wird eine optimale Kombination von netzseitigen (Leitungszubau) und erzeugerseitigen Maßnahmen (Redispatch) zur Engpassbehebung ermittelt. Während sich der Einsatz kurzfristiger Redispatch-Maßnahmen zur Behebung temporärer Engpässe eignet, sind langfristige Netzausbaumaßnahmen insbesondere bei strukturellen Engpässen im Übertragungsnetz geeignet. Für jeden zu bewertenden Kraftwerksstandort wird die optimale Kombination kurzfristiger erzeugerseitiger und langfristiger netzseitiger Maßnahmen bestimmt. Somit können kraftwerksstandortabhängige Netzausbaukosten abgeleitet und darüber hinaus auch die Eignung eines Kraftwerks zur Behebung möglicher Engpässe bei der Standortbewertung berücksichtigt werden.

Die entwickelte Methodik kann durch eine gesamtwirtschaftliche Bewertung von Kraftwerksstandorten die Grundlage zur Parametrierung exogener Allokationssignale bilden, indem regionale Unterschiede der gesamtwirtschaftlichen Effizienz von Kraftwerksstandorten ermittelt werden.

Untersuchungsergebnisse

Das entwickelte Verfahren wird zur gesamtwirtschaftlichen Bewertung von Kraftwerksstandorten angewendet. Abbildung 2 zeigt sowohl für ein Gaskraftwerk (800 MW) als auch für ein Steinkohlekraftwerk (1500 MW) in einem Szenario 2022 in Deutschland die standortabhängigen Übertragungskosten sowie gesamtwirtschaftlichen Kosten im Vergleich zu einem Referenzfall ohne zusätzliches Kraftwerk.

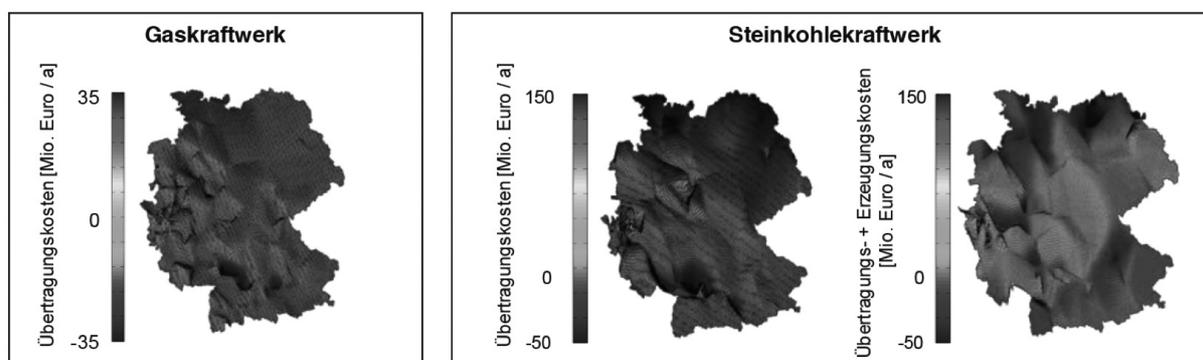


Abbildung 2: Gesamtwirtschaftliche Bewertung von Kraftwerksstandorten in Deutschland 2022

Es wird deutlich, dass sich mögliche Kraftwerksstandorte in Bezug auf notwendige Netzausbaukosten stark unterscheiden. Dabei lassen sich sowohl Standorte identifizieren, die im Vergleich zum Referenzfall zu höheren Netzbelastungen und Ausbaukosten führen, als auch Standorte, die durch eine lastnahe Erzeugung und Eignung zum Redispatcheinsatz zu geringerem Netzausbaubedarf und damit geringeren Übertragungskosten führen. In Bezug auf die regionale Bewertung zeigen sich zwischen den untersuchten Kraftwerksarten Korrelationen. Allerdings werden bei einer gesamtwirtschaftlichen Bewertung von Steinkohlekraftwerken deutlich, dass geringere Erzeugungskosten an küstennahen Standorten geringere Übertragungskosten an lastnahen Standorten in Deutschland überkompensieren.

Literatur

- [1] Mirbach, T., Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Strommarkt, Dissertation RWTH Aachen, ABEV Bd. 128, Klinkenberg Verlag, Aachen 2009

1.7 ELEKTROMOBILITÄT (PLENUM P6)

1.7.1 Energieeffiziente und kostengünstige Elektromobilität mit der Bahn

Johann PLUY¹

Das Mobilitätsbedürfnis der Menschen und das Transportvolumen von Gütern scheint ungebremst zu wachsen. Die Eisenbahn soll dabei auch zukünftig eine bedeutende Rolle spielen. In Österreich rechnet man damit, dass bis zum Jahr 2025 25% mehr Passagiere mit der Bahn befördert werden. Die Anzahl der Züge in unserem Land soll um 29% ansteigen, 33% mehr an Zugkilometer und um 55% mehr an Tonnenkilometern sollen auf der zukünftigen Bahninfrastruktur abgewickelt werden. Nachdem der Sektor Verkehr hauptverantwortlich für den Anstieg der CO₂-Emissionen seit 1990 ist, muss die Energieversorgung der Bahn möglichst klimaschonend organisiert werden.

Diese Rahmenbedingungen stellen auch hohe Anforderungen an die elektrische Energieversorgung für das System Bahn. Sowohl der Energiebedarf als auch die Leistungsspitze im österreichischen Bahnnetz werden um bis zu 50% ansteigen. Die hauptsächlichen Einflussfaktoren auf die Energiemenge und den Leistungsbedarf, wie beispielsweise integrierte Taktfahrpläne, die höheren Geschwindigkeiten im Personenfernverkehr, die Klimatisierung im Personennahverkehr und die immer schwereren Güterzüge, sind für den Energieversorger nicht disponibel. Sicherheit, Pünktlichkeit und an dritter Stelle (!) Energieeffizienz, diese Reihung zeigt deutlich, welchen Anforderungen ein modernes Energiemanagement von Bahnen genügen muss.

Die Österreichischen Bundesbahnen haben mit ihrer Energiestrategie, welche in diesem Beitrag näher dargestellt werden soll, qualitative und quantitative Vorgaben zur sicheren, energieeffizienten und kostengünstigen Stromversorgung der Bahn in Österreich festgeschrieben. Technische, technologische, ökologische und regulatorische Parameter sind bei der Planung eines Bahnstromversorgungssystem in Einklang zu bringen. Folgende zentrale Zielvorgaben sind im Jahr 2025 zu erreichen: eine hohe Versorgungssicherheit (ASIDI<15 Minuten), ein Anteil von rund 40% an Eigen-Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Wasser, Wind, Photovoltaik), ein erneuerbarer Energie-Anteil von mehr als 90% im Aufbringungsmix, sowie eine Erhöhung der Energieeffizienz um mehr als 25% im gesamten Bahnstromversorgungssystem. Zusätzliche verbraucherseitige Maßnahmen, wie beispielsweise eine energieeffiziente Zugsteuerung oder verbesserte Wärmedämmung in den Personenzügen, sollen weiter die Energieeffizienz um mehr als 10% im Zugbetrieb erhöhen.

Verschiedene Strategien müssen zum Erreichen dieser Ziele kombiniert werden: eine sinnvolle Kombination von zentralen Erzeugungsanlagen und dezentraler Stromerzeugung in Lastschwerpunkten, der Ausbau des 110 kV-Bahnstromleitungsnetzes, die Substitution von rotierenden Umformerwerken durch verlustarme Umrichterwerke, die zeitliche Optimierung von Instandhaltungsmaßnahmen oder die Optimierung der Betriebsführung von Kraft- und Umformerwerken. Besondere Aufmerksamkeit muss man den regulatorischen Fragestellungen schenken: Wie erfolgt die Bepreisung der (elektrischen) Bahninfrastruktur? Sollen „strommarktübliche“ Regeln auch bei Eisenbahnunternehmen gelten? Die Antworten auf diese Fragen determinieren die Erlöse des Bahnstromversorgers, und damit auch jene Cash-Flows, welche für die Investitionen in die Anlagen zu Verfügung stehen. Die mit der Zielerreichung verknüpften zentralen Grundressourcen, HR und Free Cash Flow, priorisieren damit direkt die Anwendung bzw. die Umsetzbarkeit der o.g. Strategien.

Auch technische und betriebliche Detail-Probleme müssen gelöst werden. Die immer leistungsfähigeren Züge erfordern eine möglichst impedanzarme Stromversorgung. Die Folge sind stark steigende Kurzschlussströme, welche klassisch durch die Auftrennung des großteils vermascht

¹ ÖBB-Infrastruktur AG, Geschäftsbereich Energie, 1020 Wien, Praterstern 3, Tel.: +43 1 93000-35512, Fax: +43 1 93000-25068, johann.pluy@oebb.at, www.oebb.at/infrastruktur

betriebenen Oberleitungsnetzes mit Trennstellen begrenzt werden. Diese Trennstellen im Oberleitungsnetz sind aus Sicht des Zugbetriebes und der Instandhaltung absolut unerwünscht. Hier müssen innovative, und vor allem zuverlässige Lösungen gefunden. Auch der zunehmende Einsatz von Kabelstrecken im gelöscht betriebenen 110 kV-Bahnstromleitungsnetz führt zu Problemen. Die in 50 Hertz Netzen geltende Löschgrenze von 132 A wird auch in 16,7 Hertz Netzen angewandt. Hier werden möglicherweise neue Methoden der Sternpunktbehandlung zu finden sein, damit die hohe aktuelle Betriebssicherheit beibehalten werden kann.

Im vorliegenden Beitrag werden die wichtigsten Handlungsfelder der zukünftigen Bahnstromversorgung in Österreich herausgearbeitet und anhand von praktischen Beispielen illustriert.

1.7.2 Demand Side Management in der Elektromobilität – Ausgestaltungsmöglichkeiten und Kundenakzeptanz

Alexandra-Gwyn PAETZ(*)¹, Patrick JOCHEM, Wolf FICHTNER

Außen- und umweltpolitische Ziele führen in zunehmendem Maße zu grundlegenden Veränderungen im Energie- und Verkehrssektor. Im Energiesektor liegen die Herausforderungen u. a. in der zunehmenden Elektrizitätsbereitstellung aus erneuerbaren Energiequellen, geringen wirtschaftlichen Speichermöglichkeiten und der steigenden dezentralen Einspeisung. Im Verkehrssektor soll die Elektrifizierung des Straßenverkehrs zu geringeren globalen und lokalen Emissionen (bspw. CO₂-Ausstoß) sowie zu einer Senkung der Erdölimporte beitragen. Die Elektromobilität hat jedoch auch Rückwirkungen auf die Energiewirtschaft: die Elektrizitätsnachfrage wird sowohl hinsichtlich des Energie- als auch des Leistungsbedarf, v. a. bei Gleichzeitigkeit einer lokal nachgefragte Ladeleistung für Elektrofahrzeuge (E-Pkw), erhöhen.

Demand Side Management (DSM) Maßnahmen sollen die Ladevorgänge von E-Pkw hinsichtlich des erneuerbaren Elektrizitätsangebots steuern und – eine Weiterentwicklung der Traktionsbatterien vorausgesetzt – die E-Pkw als Pufferspeicher nutzen (V2G / V2B). Dazu sind verschiedene konkrete Ausgestaltungsmöglichkeiten, die sich zwischen direkter Lastkontrolle und indirektem Lastmanagement bewegen denkbar. Ihre Wirksamkeit hängt dabei neben der technischen und ökonomischen Machbarkeit von der Akzeptanz bei den Fahrern von E-Pkw ab. Bislang gibt es kaum Kenntnisse zur Kundenakzeptanz von DSM-Maßnahmen in der Elektromobilität. Zwar werden DSM-Maßnahmen in Feldversuchen im Haushaltssektor erprobt, doch inwieweit die Erkenntnisse aus dem Haushalt auf die Mobilität übertragbar sind, bleibt offen. Aufgrund der Tatsache, dass E-Pkw die durchschnittliche Stromnachfrage (Lastspitze) eines Haushalts verdoppeln (verdreifachen) können und gleichzeitig diese Stromnachfrage aufgrund langer Standzeiten von Fahrzeugen im Vergleich zu anderen Haushaltsgeräten objektiv flexibler erscheint, ist diese Forschungsfrage besonders interessant.

Im Rahmen des Projektes MeRegioMobil sollten im Feldtest daher folgende Fragen beantwortet werden: Wie werden einzelne Ladestrategien von E-Pkw Fahrern wahrgenommen? Welche Motive und Barrieren beeinflussen die Bereitschaft die Ladevorgänge zu verschieben? Wie stehen insbesondere Konsumenten, die variable Tarife im Haushalt nutzen, diesem Konzept bei E-Pkw gegenüber?

Dazu ist ein Anreizsystem zum zeitversetzten Laden konzipiert und im Feldtest in Karlsruhe / Stuttgart erprobt worden. Mit einer Stichprobe von 14 Smart ed Fahrern sind qualitative Telefoninterviews geführt worden, um Antworten auf die Forschungsfragen zu finden.

Die Ergebnisse zeigen, dass die E-Pkw Fahrer bereit sind, Ladevorgänge zeitlich zu verlagern, so lange diese keine Einschränkung im Tagesablauf mit sich bringt. Automatisierte Ladestrategien wurden in dieser Stichprobe von allen als notwendig erachtet, da reine tarifliche Anreize geringe Verhaltenswirkung zeigten. Zentrales Motiv zur Lastverlagerung waren nicht primär monetäre Einsparungen, sondern vielmehr die ökologische Sinnhaftigkeit und Nutzung von erneuerbarem Strom, um emissionsfrei fahren zu können. Kritisch hinterfragt wurden die Auswirkungen der Lastverlagerung auf die Batterielebensdauer. Der Lade-Infrastrukturausbau an Arbeitsplätzen wurde von vielen gewünscht, um Lastverlagerung auch tagsüber zu ermöglichen.

¹ Karlsruher Institut für Technologie, Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Hertzstr. 16, 76187 Karlsruhe, Tel.: +49 721 608 44669, Fax: +49 721 608 44682, alexandra-gwyn.paetz@kit.edu, www.iip.kit.edu

1.7.3 Elektromobilität - Innovative Lösungen entlang der Wertschöpfungskette

Roman BARTHA¹

Im Zuge der Megatrends Entkarbonisierung und Effizienzerhöhung ist die vollständige Elektrifizierung das Rückgrat unseres zukünftigen Energiesystems. Im Rahmen dieser Trends und der Verknappung fossiler Energieressourcen wird die Elektromobilität ein wesentlicher Baustein, welcher auch den Individualverkehr in den nächsten Jahren massiv verändern wird.

Um für das Gesamtsystem Elektromobilität, beginnend vom Fahrzeug, über die intelligente Ladeinfrastruktur, die Einbindung in Smart Grid, sowie Abrechnungssysteme und Verkehrstelematiklösungen, eine wirtschaftliche Basis zu ermöglichen, ist es notwendig, dass übergreifende neue Businessmodelle entstehen. Energie und Mobilität wachsen zusammen und geben zukünftig den Endkunden die Möglichkeit aktiv den eigenen Energieeinsatz zu optimieren.

Elektromobilität als Motor für erneuerbare Energien

Eingebunden in ein Energiekonzept der Zukunft, das auf erneuerbarer Energie basiert, können elektrisch angetriebene Fahrzeuge zu mobilen und flexiblen Bestandteilen werden. Die Fahrzeuge könnten dabei nicht nur als Fortbewegungsmittel, sondern auch als mobiler Energiespeicher genutzt werden, wenn sie über Ladestationen bidirektional an das öffentliche Stromversorgungsnetz angebunden sind. Weil die Batterien der Elektroautos zeitlich variabel geladen und entladen werden können, lassen sich die tages- und jahreszeitlich schwankenden Anteile erneuerbarer Energien wie Wind- oder Solarenergie im Netz besser nutzen.

Dieses Konzept unter dem Schlagwort Vehicle to grid (V2G) wird natürlich erst bei entsprechender Durchdringung mit Elektrofahrzeugen wirtschaftlich und technisch interessant – die Entwicklungsarbeiten dazu starten aber schon heute.

Elektroautos im intelligenten Stromnetz der Zukunft

Da Elektroautos als Fortbewegungsmittel und mobile Energiespeicher eine Doppelrolle erfüllen, müssen die Energie- und Kommunikationsschnittstellen zum Energienetz standardisiert werden, damit der schnelle Lade- und Rückspeisungsvorgang netzweit koordiniert ablaufen und abgerechnet werden kann.

E-Autos müssen "überall" eingesteckt/aufgeladen/getankt werden können, daher braucht das Stromnetz Informationen über die vielen E-Autos/Verbraucher, die sich flexibel im Netz verteilen – eine Kommunikation zwischen E-Auto und Stromnetz ist notwendig.

Die Siemens-Vision des Smart Grid zielt auf ein neu konzipiertes und verwaltetes Energieversorgungsnetz ab: Der bislang statische Netzbetrieb muss aufgrund vielfältiger neuer Anforderungen eine „lebendige“ Infrastruktur werden, die eine flexible, transparente und schnelle gegenseitige Kommunikation zwischen Erzeuger und Verbraucher ermöglicht. Die wesentlichen Treiber hin zu intelligenten Netzbetriebslösungen sind neben der Elektromobilität die Integration dezentraler Eigenerzeugungsanlagen auf Basis regenerativer, energieeffizienter Erzeugung, die Schaffung von Marktplätzen und Stärkung des Handels, die Senkung der Netzbetriebskosten durch bessere Ausnutzung vorhandener Betriebsmittel, die zu erwartende Steigerung des Verbrauchs elektrischer Energie und die Transparenz des Energiekonsums für den Verbraucher.

¹ Siemens AG Österreich, Marco d Aviano-Gasse 1, 1010 Wien, Tel.: 051707-23082, roman.bartha@siemens.com, www.siemens.com

Austrian Mobile Power

Als weltweit führendes Unternehmen für Energiesysteme und Umwelttechnologien forscht Siemens intensiv auf dem Gebiet der Elektromobilität und deckt die gesamte elektrische Wertschöpfungskette ab. Siemens ist bei internationalen Elektromobilitätsprojekten wie "Edison" (Electric vehicles in a Distributed and Integrated market using Sustainable energy and Open Networks) in Dänemark und Harz.EE-mobility-Projekt in Deutschland führend dabei.

In Österreich ist Siemens Mitgründer der Plattform „Austrian Mobile Power“ – die Initiative wurde im Sommer 2009 gegründet. Neben Siemens, Magna und Verbund arbeiten im Rahmen von AMP bedeutende österreichische Technologieunternehmen zusammen, um die Basis für eine rasche Umsetzung der Elektromobilität in Österreich zu schaffen. Die Plattform ist als Verein organisiert und umfasst Spitzenrepräsentanten aus den Bereichen Fahrzeugentwicklung, Systementwicklung und Infrastruktur und hat mittlerweile über 30 Partner.

Das gemeinsame vom Klima- und Energiefonds geförderte Projekt emporA trägt maßgeblich dazu bei, dass das ambitionierte Ziel der Vereinsmitglieder erreicht wird, bis 2020 50 Mio. EUR für die Einführung der Elektromobilität in Österreich zu investieren, um die Rahmenbedingungen für 250.000 Elektrofahrzeuge auf Österreichs Straßen zu schaffen.

1.7.4 Zukünftige Chancen für Batterien – Ionentransport in Materialien für wiederaufladbare Lithiumbatterien

Martin WILKENING¹

Im Hinblick auf die Verknappung fossiler Brennstoffe ist die Entwicklung von effizienten und sicheren Langzeitspeichersystemen für elektrische Energie, die z. B. aus regenerativen Quellen gewonnen wird, eine der materialwissenschaftlichen Herausforderungen der Gesellschaften dieses Jahrhunderts. Die relativ hohen Speicherkapazitäten von Lithium-Sekundärlonenbatterien und der schnelle Ladungsträgertransport der Li⁺-Ionen sind vielversprechend, die elektromobile Zukunft wirtschaftlich mittelfristig zu etablieren und wissenschaftlich sicherzustellen.

Die zukünftigen Anforderungen an Batteriesysteme sind hoch: Die Batteriezellen sollen eine hohe Energiedichte bei gleichzeitig möglichst hoher Leistungsdichte sowie eine hohe zyklische und kalendarische Stabilität aufweisen. Zudem müssen sie sicher, kostengünstig und industriell zu fertigen sein. Lithium-Ionenbatterien erfüllen diese Anforderungen derzeit am besten. Allerdings müssen für einen nachhaltigen Erfolg der Elektromobilität die Energiedichte und Lebensdauer der Speichersysteme bei gleichbleibend hoher Sicherheit und Leistungsdichte weiter erhöht und die Kosten durch Entwicklung besserer Materialien und einer leistungsfähigeren Prozesstechnik deutlich gesenkt werden. Langfristig müssen parallel dazu auch alternative Batteriekonzepte wie Lithium-Schwefel-Batterien oder Metall-Luft-Batterien zur Serienreife entwickelt werden, um bei geringeren Kosten die Energiedichten noch weiter zu steigern.

Die strategische Entwicklung von wiederaufladbaren Lithium-Ionenbatterien für die mittelfristige Energiespeicherung kann nur im Rahmen eines konzertierten interdisziplinären Forschungsansatzes vorangetrieben werden, in dem material- und ingenieurwissenschaftliche Probleme und Fragestellungen in enger Vernetzung miteinander auf allen Ebenen der Wertschöpfungskette bearbeitet werden. In den letzten Jahren hat sich gezeigt, dass sich insbesondere nanostrukturierte Materialien mit großen Oberflächen und einer hohen (inneren) Grenzflächendichte als zukunftsweisende Speichermedien eignen. Der größte Vorteil derartiger Materialien liegt in ihrer meist hohen Defektdichte und der reduzierten Diffusionslänge für Ionen und Elektronen sowie der großen Kontaktfläche zwischen Aktivmaterial und Elektrolyt. Letztere erhöht die Li-Insertionsraten, kann aber in einigen Fällen auch zu einer unerwünschten hohen Reaktivität und Zersetzungsprozessen unter den Betriebsbedingungen der Zelle führen. Im Allgemeinen werden jedoch, im Falle von nano- oder mesostrukturierten Anoden und Kathoden die zugehörigen Leistungsdichten (trotz der zunächst geringeren volumetrischen Energiedichte) und Zyklenstabilitäten gegenüber ihren chemischen Analoga mit µm-großen Dimensionen erhöht. Höhere Speicherkapazitäten können vor allem erreicht werden, wenn z. B. auf Si-basierte Anodenmaterialien zurückgegriffen wird. Gegenüber konventionellen Graphitanoden mit einer spezifischen Kapazität von 300 mAh/g sind Steigerungen in Bereiche von 4200 mAh/g möglich. Ein noch zu lösendes Problem ist die Volumenänderung von bis zu 300 % während des Insertionsvorganges, die in der gleichen Größenordnung auch für LiAl und Li₂₂Sn₅ bekannt ist.

Neben der Optimierung bestehender und der Entwicklung neuer Materialien und Komponenten für Lithium-Ionenbatterien ist es dabei genauso wichtig, sich in systematischer Weise dem Verständnis der festkörperelektrochemischen Abläufe in den Batteriekomponenten zu widmen. Dazu zählt insbesondere der Lithium-Ionentransport in den Aktivmaterialien wie Anode und Kathode und dem elektronisch isolierenden (Fest-)Elektrolyten. Li-Selbstdiffusionskoeffizienten und Sprungraten sind in einmaliger Weise über verschiedene Festkörper-Kernresonanzmethoden zugänglich, zu denen insbesondere relaxometrische Messungen, mehrdimensionale Techniken und stimulierte Echo-Verfahren gehören [1-3]. Oftmals fehlen heutzutage noch grundlegende festkörperchemische Informationen über die Li-Dynamik in potentiellen Batteriematerialien. Am Beispiel aktuell diskutierter Aktivmaterialien und Festelektrolyte werden die methodischen Möglichkeiten von Lithium-Kernresonanztechniken aufgezeigt, Hilfestellungen bei der Charakterisierung und Optimierung von

¹ Institut für Chemische Technologie von Materialien (ICTM), Technische Universität Graz, Stremayrgasse 9, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873 32330, Fax: +43 316 873 1032330, wilkening@tugraz.at

Batteriematerialien zu leisten. Insbesondere in Li-haltigen Siliziden zeigt sich, dass die strukturelle Komplexität von Zintl-Phasen auch zu einer komplexen Li-Dynamik mit extrem schnellen und langsamen Wanderungsprozessen im Kristallgitter führt (siehe Abb. 1 als Beispiel).

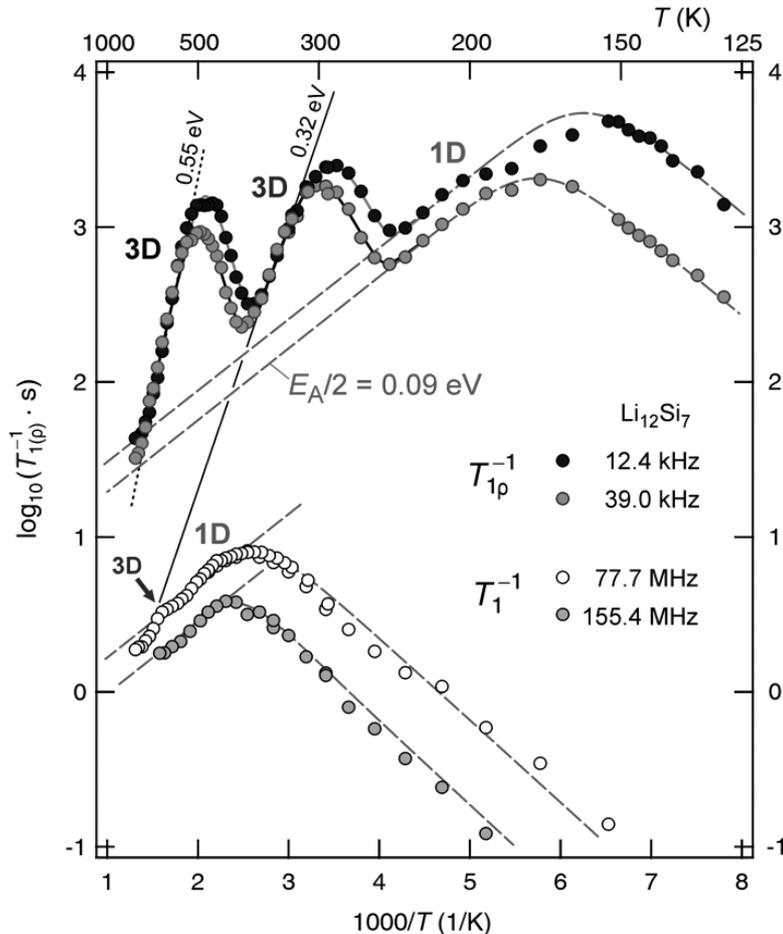


Abbildung 1: Arrhenius-Diagramm der diffusionsinduzierten ${}^7\text{Li}$ -NMR (*nuclear magnetic resonance*) Spin-Gitter-Relaxationsraten T_1^{-1} und T_{1p}^{-1} , welche die unterschiedlichen Diffusions- bzw. Transportprozesse der Li-Ionen in der kristallinen Zintl-Phase $\text{Li}_{12}\text{Si}_7$ widerspiegeln. Angegeben sind neben den Messfrequenzen (MHz- und kHz-Bereich) auch die Aktivierungsenergien für die einzelnen Li-Sprungprozesse. Aus den Maxima der Ratenpeaks lassen sich direkt die Selbstdiffusionskoeffizienten ablesen. Der Tieftemperaturpeak weist auf einen extrem schnellen (niederdimensionalen) Li-Hüpfprozess hin. Abbildung entnommen aus [1].

Referenzen

- [1] Li Ion Diffusion in the Anode Material $\text{Li}_{12}\text{Si}_7$ – Ultrafast Quasi-1D Diffusion and Two Distinct Fast 3D Jump Processes Separately Revealed by ${}^7\text{Li}$ NMR Relaxometry; A. Kuhn, P. Sreeraj, R. Pöttgen, H.-D. Wiemhöfer, M. Wilkening, P. Heitjans, J. Am. Chem. Soc. 113 (2011) 11018.
- [2] Structure and Dynamics of the Fast Lithium Ion Conductor " $\text{Li}_7\text{La}_3\text{Zr}_2\text{O}_{12}$ "; H. Buschmann, J. Dölle, S. Berendts, A. Kuhn, P. Bottke, M. Wilkening, P. Heitjans, A. Senyshyn, H. Ehrenberg, A. Lotnyk, V. Duppel, L. Kienle, J. Janek, Phys. Chem. Chem. Phys. 13 (2011) 19378.
- [3] Time-Resolved and Site-Specific Insights into Migration Pathways of Li^+ in $\alpha\text{-Li}_3\text{VF}_6$ by ${}^6\text{Li}$ 2D Exchange MAS NMR; M. Wilkening, E. Romanova, S. Nakhal, D. Weber, M. Lerch, P. Heitjans, J. Phys. Chem C 114 (2010) 19083.

1.8 ENERGIERECHT (PLENUM P7)

1.8.1 Neuer Rahmen für das Österreichische Energierecht – Herausforderungen der Gesetzgebung und Vollziehung für die Energiezukunft

Christian PETER¹

Inhalt

Auf der Grundlage der europäischen Gesetzgebung im Energiebereich wurden in den letzten beiden Jahren mehrere gesetzliche Neuregelungen geschaffen. Dieser Prozess ist noch nicht abgeschlossen und für die nächsten Monate sind auf Bundes- und Landesebene weitere gesetzliche Regelungen zu erwarten:

Im Einzelnen handelt es sich um die folgenden Gesetze:

- Elektrizitätswirtschafts- und – organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010, BGBl. I Nr. 110 /2010
- Energie-Control-Gesetz – E-ControlG, BGBl. I Nr. 110 /2010 idF BGBl. I Nr. 107 /2011
- Gaswirtschaftsgesetz 2011 BGBl. I Nr. 107 /2011
- Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012

Für die Umsetzung der Energie-Effizienz-Richtlinie sind derzeit mehrere landesgesetzliche Regelungen geplant. Auch auf Bundesebene bestehen Überlegungen für eine gesetzliche Regelung.

Mit gesetzlichen Regelungen soll die Umsetzung der europäischen 20-20-20-Ziele unterstützt werden.

In rechtlicher Hinsicht sind dabei u.a. die folgenden Fragestellungen von Interesse:

- Regulierung und Smart Grids – Smart Grids werden einen wesentlichen Beitrag für eine effiziente Energienutzung leisten. Dafür wird eine Adaptierung des bestehenden Rechtsrahmens notwendig sein
- Energieeffizienz – Kompetenzrechtliche Aspekte bei der nationalen Umsetzung
- Rechtsfragen im Zusammenhang mit der Elektromobilität

¹ Österreichs E-Wirtschaft, Brahmplatz 3, 1040 Wien, Tel.: +43 - (0)1 - 501 98 – 210,
Fax: +43 - (0)1 - 501 98 – 901, ch.peter@oesterreichsenergie.at, www.oesterreichsenergie.at

1.8.2 Umbruch der europäischen und österr. Energiegesetzgebung in den letzten zehn Jahren – Kann dieser völlig neue Rechtsrahmen den derzeitigen und künftigen Herausforderungen gerecht werden?

Norbert ACHLEITNER

Inhalt

In diesem Vortrag sollen vor allem die rechtlichen Entwicklungen der Energiegesetzgebung seit Beginn der Liberalisierung dargestellt werden. In einem weiteren Vortrag (Dr. Peter) wird die gegenwärtige Rechtslage und die obigen – in die Zukunft gerichteten Fragestellungen – behandelt.

Es ist daher in einer überblicksweisen, gekürzten Darstellung ausgehend von den europ. Grundlagen (Richtlinien) beabsichtigt, die Entwicklung der Energiegesetzgebung seit 1998 (elektrische Energie) bzw seit 2000 (Gas) und seit 2002(Ökostrom), die Überlegungen (bzw) Umsetzungsschritte, die zu dieser neuen Rechtslage geführt haben, und die in dieser Zeit – nur zum Teil erfolgreichen – Versuche zur Anpassung der neuen Rechtslage auch an neue Erfordernisse darzustellen.

Aus diesem inhaltlichen Ziel ergibt sich folgende Gliederung:

Europäische Grundlagen

Im Folgenden werden einige wichtige Richtlinien der EU genannt, die jeweils in österreichisches Recht umzusetzen waren:

- 19.12.1996 Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie
- 22.06.1998 EU-Gasbinnenmarktrichtlinie
- 27.09.2001 Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbarer Energie
- 16.12.2002 Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden.
- 13.10.2003 Emissionshandelsrichtlinie
- 11.02.2004 Kraft-Wärme-Kopplungs-Richtlinie
- 26.04.2004 Richtlinie Sicherheit der Gasversorgung
- 18.01.2006 Richtlinie Sicherheit der E-Versorgung
- 05.04.2006 Energieeffizienzrichtlinie
- 23.01.2008 Klimaschutzpaket
- 13.07.2009 Das Dritte Binnenmarktpaket

Elektrische Energie - ELWOG

Die Umsetzung der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie erfolgte in Österreich zunächst durch das Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz (EIWOG), das im Juli 1998 beschlossen wurde und am 19.2.1999 in Kraft trat. Das EIWOG 1998 sah keine vollständige Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes vor:

In einem ersten Schritt wurde der Markt lediglich für bestimmte Erzeuger und Netzbetreiber sowie für industrielle Großkunden geöffnet.

Seit 1998 wurde das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz mehrmals geändert.

Mit dem Energieliberalisierungsgesetz 2000(einem Gesetzespaket) wurde ein weiterer Abschnitt in der Liberalisierung der österreichischen Energiemärkte eingeleitet (100%ige Öffnung des Elektrizitätsmarktes).

Mit dem BGBl I Nr 63/2004 wurde eine neuerliche Novelle des EIWOG kundgemacht, mit der die europäische Richtlinie 2003/54/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt in

Österreich umgesetzt wird. Anpassungsbedarf war insbesondere bei den Bestimmungen betreffend die organisatorische und rechtliche Entflechtung (Unbundling-Vorschriften) gegeben.

Weitere Novellen des ELWOG 2006 und 2008.

Derzeitige Fassung: ELWOG 2010, BGBl. I Nr. 110/2010; gültig ab 3.3.2011

Gas - GWG

Gaswirtschaftsgesetz 2000 BGBl I Nr 121/2000

Mit dem Energieliberalisierungsgesetz, das auch das GWG 2000 enthält, wurde ein weiterer Abschnitt in der Liberalisierung der österreichischen Energiemärkte - die Liberalisierung des österreichischen Gasmarktes - gesetzt..

Mit dem GWG 2000 wurde die Erdgasbinnenmarkttrichtlinie umgesetzt und die schrittweise Öffnung des Erdgasmarktes in Österreich eingeleitet. Von der Liberalisierung waren vorerst nur Betreiber von gasbefeuerten Stromerzeugungsanlagen sowie industrielle Großkunden betroffen.

Auch das GWG 2000 wurde mehrmals novelliert.

Derzeitige Fassung: Am 04.11.2011 beschloss der Nationalrat das Gaswirtschaftsgesetz 2011 sowie die Änderung des Energie-Control-Gesetzes und des Preistransparenzgesetzes, BGBl I Nr.107/2011.

Erneuerbare Energie - ÖKOSTROM

Am 23. August 2002 wurde mit BGBl I Nr 149/2002 das Ökostromgesetz sowie die Änderung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EIWOG) und des Energieförderungsgesetzes 1979 (EnFG) erlassen, das die Basis zur Erreichung der europarechtlich geforderten Erhöhung der Ökostromproduktion in Österreich bildet.

Derzeitige Fassung: Ökostromgesetz 2012, BGBl I Nr. 75/2011

Anmerkung

Die Rechtslage im Energierecht ist seit der Liberalisierung 1998 bzw 2000 derart umfangreich und unübersichtlich geworden(siehe alleine die Fülle der umzusetzenden EU-Richtlinien!), dass meiner Meinung nach vorerst eine wesentliche Reduzierung (Rückführung) der Energierechtsgesetzgebung und der Vollziehung auf die tatsächlich für die sichere Energieversorgung erforderlichen Regelungen getroffen werden müsste, um die im oben genannten Thema angesprochenen Rahmenbedingungen für Investitionen (Kraftwerke, Leitungen, erneuerbare Energien und KWK) wirksam optimieren zu können.

1.8.3 Energiepolitische versus umweltpolitische Ziele am Beispiel der Wasserkraft als Treibstoff der Bahn - Ein Gegensatz?

Ludwig PISKERNIK¹

Europäische Ziele

Energiepolitische Ziele

Das Wohlbefinden der Menschen in Europa, als auch die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie und das generelle Funktionieren der Gesellschaft hängt im Wesentlichen von einer: sicheren (Zugang zu Energieträgern als auch sicheres technisches System), nachhaltigen und leistbaren Energieversorgung ab. Zur Gewährleistung der gesetzten Ziele werden entsprechende gesetzliche Rahmenbedingungen innerhalb der EU geschaffen die dann in nationales Recht umzusetzen sind.

Umweltpolitische- und klimapolitische Ziele

Neben dem Wohlbefinden der Gesellschaft aus ökonomischer Perspektive sind auch umweltpolitische Ziele der EU von besonderem Interesse, da diese die Lebensgrundlage der europäischen Gesellschaft bedingen. Beispielsweise verpflichtete sich die EU ihre Treibhausgase um 80-95 % gegenüber dem Level von 1990 im Jahr 2050 zu senken². Zur Erreichung dieser Ziele hat die EU-Kommission im Jahr 2011 zwei Mitteilungen³ zum Energiesystem als auch Verkehrssystem herausgegeben.

Strategie der EU-Kommission bis 2050 zur Gestaltung des Energiesystems

Die Kommission versucht mit diesen eingeschlagenen strategischen Ausrichtungen einerseits die Ökonomie im Sinne einer wettbewerbsfähigen Gesellschaft als auch die Anliegen der Ökologie im Sinne einer sauberen Lebensgrundlage zu erreichen. Die Ziele der EU-Kommission bis 2020 sind bereits sehr ambitioniert und tragen bei Fortsetzung bis 2050 zu einer Treibhausgasreduktion von bis zu 40 % bei. Diese Reduktion ist aber noch weit entfernt vom 80-95 % Einsparungsziel. Hier sind weitere intensive Anstrengungen nötig, um das Energie- und Verkehrssystem der europäischen Gesellschaft zu dekarbonisieren. In der Roadmap 2050 werden mehrere Wege vorgeschlagen. Elektrizität wird zukünftig eine größere Rolle (von derzeit 20 % wird der Anteil auf 39% des Energieverbrauch bis 2050 steigen) spielen, dies vor allem im Transportsektor (Elektromobilität) und beim Heizen und Kühlen. Dies bedingt einen Umbau des elektrischen Systems hin zu mehr Dezentralisierung und mehr erneuerbarer Energien, welches kapitalintensiver sein wird. Zusätzlich ist eine massive Reduktion des Energieverbrauchs auf allen Ebenen notwendig.

Der Beitrag der Bahn zu europäischen Zielsetzungen

Die Bahn als ein sehr energieeffizientes Transportmittel kann einen wichtigen Beitrag zur Erreichung europäischer Ziele liefern. Der Verkehrssektor ist gegenwärtig ein fossilgeprägter Bereich mit großem Wachstumspotenzial was an der Steigerung der Treibhausgasemissionen abgelesen werden kann. Im Verkehrssektor müssen sich neue Mobilitätsmuster herauskristallisieren, wie beispielsweise, dass Frachten und Reisende über Distanzen mit größer 300 km mit effizienten Transportmitteln (z.B. Schiffe, Bahn) befördert werden welche in Kombination mit umweltfreundlichen Verkehrsträgern (z.B. 1-Liter Autos, Elektromobile)⁴ die Mobilität von Tür zu Tür bedienen. Die Bahn als Verkehrsmittel trägt der Dekarbonisierung der Gesellschaft Rechnung und unterstützt sowohl energie-, verkehrs-, umwelt- und klimapolitische Ziele.

Besonderheiten des Bahnsystems in Österreich

¹ ÖBB-Infrastruktur AG / GB Energie - Interne Services, Praterstern 3, 1020 Wien, Tel.:0043-1-930000-36139, ludwig.piskernik@oebb.at, www.oebb.at/infrastruktur

² EU-Kommission (2011): Energy Rodamap im Entwurf

³ Fahrplan für eine wettbewerbsfähige CO2-arme Wirtschaft bis 2050 und Fahrplan zu einem einheitlichen europäischen Verkehrsraum - Hin zu einem wettbewerbsorientierten und ressourcenschonenden Verkehrssystem

⁴ EU-Kommission (2011). Weißbuch: "Fahrplan zu einem einheitlichen europäischen Verkehrsraum – Hin zu einem wettbewerbsorientierten und ressourcenschonenden Verkehrssystem". KOM (2011) 144 endgültig vom 28.03.2011

Die Österreichischen Bundesbahnen haben aufgrund eines sehr umweltfreundlichen Aufbringungsmix des Treibstoffes (mehr als 92 % stammen aus EE) eine hohe Wirkung auf die oben diskutierten Ziele der europäischen Gesellschaft. Die ÖBB verbrauchen gegenwärtig ca. 2.000 GWh an 16,7-Hz-Bahnstrom. Dieser wird in Wasserkraftwerken der ÖBB als auch von Partnerunternehmen und vom öffentlichen Stromnetz über sogenannte Umformer- / Umrichterwerke bereitgestellt. Die zukünftigen Entwicklungen am Verkehrssektor stellen einige Herausforderungen an das Bahnsystem dar. Mit den erwarteten Entwicklungen bis 2025 wird mit einem zusätzlichen Bedarf von bis zu 30 % an Bahnstrom gerechnet. Gleichzeitig wird möglicherweise die bestehende Erzeugung der ÖBB Bahnkraftwerke, um bis zu 20 % reduziert (Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie). Die sich ergebende Versorgungslücke mit Bahnstrom kann neben der Ausschöpfung aller Effizienzpotenziale (z.B. Rückspeisung beim Bremsen, Reduktion der Langsam-Fahrstellen) des Systems Bahn entweder durch: a) den Bau eigener 16,7 Hz Bahnkraftwerke auf Basis erneuerbarer Energien (Wasser, Wind, Sonne) oder b) Fremdbezug vom 50 Hz-Netz und Bau neuer Umformer- / Umrichterwerk begegnet werden. Im Falle des Fremdbezuges muss einerseits ein zusätzliches Umformer- / Umrichterwerk gebaut werden und andererseits entstehen zusätzliche Verluste bei der Umformung von 50 Hz auf 16,7 Hz von bis zu 10 %. Der Bau eigener Bahnkraftwerke hingegen sichert langfristig kostengünstige Treibstoffpreise wodurch die Wettbewerbsfähigkeit der Bahn langfristig gesteigert werden kann.

Spannungsfeld verschiedener politischer Ziele am Beispiel der Bahn

Vor diesem Hintergrund werden in diesem Artikel einige konkrete Beispiele diskutiert wo unterschiedliche Politiken in der Praxis an Ihre Grenzen geraten.

Spannungsfeld Wasserrahmenrichtlinie und Wasserkraftwerke zur Bahnstrom Erzeugung

Die Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie in Europa hat zum Ziel, dass die Gewässer Europas in einem guten ökologischen Zustand gebracht werden und es generell zu keiner Verschlechterung der Gewässergüte kommen darf. Das eigentliche Ziel der WRRL ist es die Flüsse in einem guten Zustand zu bringen (95 % der Giftstoffe werden durch Fische und Kleinstlebewesen herausgefiltert), um jenes Wasser nicht selbst aufwendig reinigen zu müssen, dass dann ein Großteil der Menschen in Europa trinkt. Dies ist eigentlich ein durchaus wirtschaftlicher Gedanke. In den derzeitigen Diskussionen wird dieser Aspekt vielfach ausgeklammert und der Fokus auf die ökologische Perspektive gelegt. Gerade im Falle von Bahnkraftwerken, die zweckgebunden den Treibstoff für ein sehr effizientes Verkehrsmittel bereitstellen, scheint oftmals die reine gewässerökologische Betrachtung zu kurz zu greifen. Aufbauend auf dem Beispiel des Kriterienkatalogs zur Abwägung des öffentlichen Interesses eines Kraftwerksbaus im Falle einer Verschlechterung der Gewässergüte (§ 104a WRG) wird dieses Spannungsfeld für den Bau von Bahnkraftwerken kritisch reflektiert und diskutiert.

Ausbau von bestehenden Bahnkraftwerken

Die Deckung des zusätzlichen Bedarfs an Bahnstrom ist durch den Ausbau bestehender Kraftwerke ein durchaus erstrebenswertes Ziel, zumal in vielen Fällen betont wird wie wichtig es ist, bestehende Standorte zu optimieren bevor Kraftwerke neu gebaut werden. Ein bestehender Kraftwerkstandort der ÖBB sollte durch Optimierung, zusätzliche Energiemengen für 6.000 Züge zwischen Wien und Innsbruck bereitstellen. Aufgrund regionaler Bedenken liegt dieses Projekt derzeit auf Eis. Aufbauend auf diesem aktuellen Anlassfall werden Druckpunkte diskutiert und die Tatsache erläutert, dass übergeordnete Politiken durch regionale Interessen überboten werden.

Kritische Reflexion des Istzustandes und Verbesserungsvorschläge für die Zukunft

Aufbauend auf den dargelegten Spannungsfeldern werden die unterschiedlichen Herausforderungen bezüglich des Spannungsfeldes „Ökologie und Ökonomie“ erläutert. Neben legislativen, wirtschaftlichen, regionalen und menschlichen Herausforderungen wird die Schwierigkeit einer Wertentscheidung im Sinne des „öffentlichen Interesses“ aus subjektiver Perspektive kritisch betrachtet und mögliche Verbesserungen aus Sicht eines Infrastrukturunternehmens aufgezeigt.

1.8.4 Die Energiezukunft der Schweiz nach Fukushima und rechtliche Aspekte der Entwicklung und Nutzung neuer Energietechniken

Meret Carola HEIERLE¹

Einleitung

Das Call for Papers der TU Graz zum diesjährigen Symposium verweist auf das verheerende Erdbeben in Japan vom März 2011, in dessen Folge ein Tsunami zum schweren Reaktorunglück in Fukushima führte, das in der Schweiz einen Ausstiegsbeschluss aus der Kernenergie von Regierung und Parlament zur Folge hatte. Der Bezug auf diese Ereignisse erlaubt den Schluss, dass ein Schwerpunkt der Fragestellungen um Alternativen für die Energiezukunft Europas den Stromsektor betrifft.

Die nachfolgenden Ausführungen beleuchten im ersten Teil den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie, wie ihn der schweizerische Bundesrat beschlossen hat, sowie dessen Energiestrategie 2050. Im zweiten Teil wird auf die rechtlichen Rahmenbedingungen und auch Stolpersteine eingegangen, die bei der Entwicklung neuer Techniken zu beachten sind, wobei der Schwerpunkt im Bereich der erneuerbaren Energien gelegt wird.

Der Ausstieg aus der Kernenergie und die Energiestrategie 2050 in der Schweiz

Der Bundesrat will in der Schweiz weiterhin eine hohe Stromversorgungssicherheit garantieren, mittelfristig jedoch ohne Kernenergie. Das hat er am 25. Mai 2011 beschlossen, und die beiden Kammern des Parlaments haben diesem Beschluss zugestimmt. Die bestehenden Kernkraftwerke sollen am Ende ihrer Betriebsdauer stillgelegt und nicht durch neue Kernkraftwerke ersetzt werden. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, setzt der Bundesrat im Rahmen der neuen Energiestrategie 2050 auf verstärkte Einsparungen (Energieeffizienz), den Ausbau der Wasserkraft und der neuen erneuerbaren Energien sowie, wenn nötig, auf fossile Stromproduktion (Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, Gaskombikraftwerke) und Importe. Zudem sollen die Stromnetze rasch ausgebaut und die Energieforschung verstärkt werden. Anfang Dezember 2011 hat er die Stoßrichtung der Energiestrategie 2050 konkretisiert.

Im Bereich Energieeffizienz soll der Stromverbrauch bei den bestehenden Anwendungen gesenkt werden. Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien soll bis 2020 um mindestens 4 TWh und bis 2035 um 13 TWh erhöht werden. Bei den fossilen Energien wird der Bau von Gaskombikraftwerke (GuD) und Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK-Anlagen) ins Auge gefasst. Da der Bundesrat auch mit der Energiestrategie 2050 an seinen klimapolitischen Zielen festhält, bedeutet dies, dass die Betreiber künftiger GuD-Anlagen die CO₂-Emissionen kompensieren müssen. Für die WKK-Anlagen sollen Vorgaben für die CO₂-Kompensation festgelegt werden. Des Weiteren müssen die Hochspannungs- und Verteilnetze erneuert und ausgebaut werden. Die Energieforschung soll mittel- und langfristig zu einer sicheren, nachhaltigen Energieversorgung und zur Stärkung des Technologiestandorts Schweiz beitragen. Für die Finanzierung dieser ehrgeizigen Vorhaben sollen die öffentliche Hand, die Wirtschaft und die Bevölkerung gleichermaßen gefordert werden.

Rechtliche Rahmenbedingungen und Hürden bei der Entwicklung und Nutzung neuer Energietechniken

Allgemeines

Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich auf Schweizer Recht, dürften aber in ihren Prinzipien auch für die Rechtsordnungen der meistens westeuropäischen Länder gültig sein.

Es findet sich kein umfassender energierechtlicher Erlass. Die Bestimmungen, die das Energierecht ausmachen und auch für Energieinnovationen relevant sind, finden sich verstreut in der Verfassung, in Gesetzen und Verordnungen des öffentlichen Rechts sowie des Privatrechts. Dies sind unter anderem

¹ Verband Schweizerischer Elektro-Installationsfirmen (VSEI), Zürich/Schweiz

das Elektrizitätsrecht, Umweltrecht, das Raumplanungsrecht, das Baurecht, das Handelsrecht, das Wettbewerbsrecht und das Sachenrecht, aber auch nachbarrechtliche Bestimmungen oder sicherheitsrechtliche Erlasse. Aufgrund dieser komplexen und komplizierten Rechtsverhältnisse sind Kollisionen kaum vermeidbar. Während die Rangfolge von Verfassung, Gesetz und Verordnung meistens keine größeren Schwierigkeiten macht, so sind Kollisionen von gleichrangigen Erlassen, seien es rechtliche Widersprüche oder Interessenkonflikte, oft nicht einfach zu lösen.

Wasserkraft und andere erneuerbare Energien

Für die Nutzbarmachung der Wasserkraft besteht weitgehend eine rechtliche Grundlage, die sowohl für die großen Wasserkraftwerke als auch für Kleinwasserkraftwerke gilt. Gesetzlich geregelt sind aber auch die Einschränkungen der Nutzung der Wasserkraft. Solche Bestimmungen finden sich allgemein im Umweltschutzgesetz und spezifisch, auf die Nutzung der Gewässer bezogen, im Gewässerschutzgesetz. Anders als bei der Wasserkraft bestehen für die Nutzung der anderen erneuerbaren Energien keine Regelungen. Sonne und Wind unterliegen keiner Verfügungsgewalt und können folglich von jedermann genutzt werden, ohne dass in Bezug auf die Nutzung dieser Primärenergieträger eine Bewilligung eingeholt werden muss. Auch die Nutzung von Biomasse oder Müll als primäre Energieform bedarf keiner behördlicher Genehmigung. Sie können mit privatrechtlichen Verträgen gehandelt werden. Die Errichtung und der Betrieb der Anlagen dagegen unterliegen den gesetzlichen Bewilligungsverfahren.

Ausgewählte Rechtsfragen zu Energieinnovationen

Die rechtlichen Aspekte können in zwei Kreise eingeteilt werden: Rechtsfragen, die sich während der Forschungs- und Demonstrationsphase stellen und solche, die sich bei der Nutzung neuer Energietechniken ergeben.

Vorab ist privat- oder öffentlich-rechtlich zumindest die teilweise Finanzierung eines Projektes zu sichern. Dabei ist auf Klauseln wie Rückzug oder Rückzahlung und andere Bedingungen zu achten. Bei privaten Investoren werden möglicherweise mit der Finanzierung spätere ausschließliche Nutzungsrechte ausbedungen. Forschungs- und Demonstrationsanlagen können zu Emissionen oder anderen Beeinträchtigungen führen. Der Bau und der Betrieb solcher Anlagen können daher sehr wohl bewilligungspflichtig sein, beispielsweise auf Grund des Raumplanungsrechtes und zur Einhaltung von Sicherheitsbestimmungen.

In der Nutzungsphase entstehen oft rechtliche Probleme wie Einsprachen, Interessenkollisionen oder wettbewerbsrechtliche Fragen. Bau und Betrieb einer Energieanlage erfordern eine Bau- und Betriebsbewilligung. Oft ist damit eine Umweltverträglichkeitsprüfung verbunden. Davon sind auch Energieinnovationen betroffen, denn kaum eine Technik ist „ohne Nebenwirkungen“. Auch bei der Planung grundsätzlich umweltfreundlicher Energieanlagen, ist mit Einsprachen, die den gesamten Instanzenzug zur Folge haben können, zu rechnen.

Interessenkonflikte bei der Nutzung erneuerbarer Energien

Bestehende Rechte und das Bestreben, die erneuerbaren Energien zu fördern, können zu Interessenkonflikten führen. Dabei sind Interessenkonflikte zwischen den Projektanten oder Betreibern von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien und Dritten möglich, aber auch Zielkonflikte zwischen Gesetzen. Beispielsweise kann eine Photovoltaikanlage dem Schattenwurf von Bäumen des Nachbargrundstückes ausgesetzt sein, die unter Umständen sogar geschützt sind. Sie kann auch durch Neubauten auf Nachbargrundstücken vermehrt in den Schatten zu liegen kommen. Die Höhe dieser Bauten entspricht jedoch den in der betreffenden Zone geltenden Vorschriften, und die Grundstücke wurden im Vertrauen auf diese Zonenordnung erworben. Bei Nutzung der Windenergie zeigt sich besonders deutlich der Zielkonflikt zwischen verschiedenen Gesetzen: Förderung der erneuerbaren Energien und Landschaftsschutz. Dieser Zielkonflikt tritt auch bei großen Wasserkraftanlagen und beim Bau neuer Hochspannungsleitungen, selbst wenn diese der vermehrten Nutzung erneuerbarer Energien dienen, auf.

Quellen

Pressemitteilungen des Bundes vom 25.05.2011.

Neue Zürcher Zeitung NZZ, Mai - Dezember 2011.

1.9 WASSERKRAFT (PLENUM P8)

1.9.1 Herausforderung mit der Wasserkraft

Gerald ZENZ¹, Josef SCHNEIDER²

Wasserkraft – Energie aus erneuerbarer Quelle

In Österreich kann durch Wasserkraft ein erfreulich hoher Anteil an elektrischer Energie umweltfreundlich erzeugt werden. Durch jede so erzeugte Kilowattstunde an Strom kann langfristig und nachhaltig eine Reduktion der Treibhausgasemission erreicht werden. Deshalb wird ein weiterer Ausbau des vorhandenen Wasserkraftpotentials angestrebt. Darüber hinaus ist es volkswirtschaftlich und im Sinne der Nachhaltigkeit von großem Interesse die Energiequelle Wasserkraft zu nutzen.

Diesem Ziel stehen jedoch ökologische Vorgaben entgegen, welche eine Reduktion der Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbarer und damit umweltfreundlicher Wasserkraft ergäben. Dabei ist es nun eine Herausforderung den hohen technischen Anforderungen bei Erreichung höchster ökologischer Ziele gerecht zu werden und dafür den politischen Konsens in Österreich und Europa zu erzielen. Verschärfte wirtschaftliche Rahmenbedingungen unter den gegebenen budgetären Verpflichtungen werden den Nutzungs- und Ausbaudruck noch verstärken und gleichzeitig wird die Erfüllung hoher ökologischer Randbedingungen für unsere Kulturlandschaft eingefordert.

Um beiden Ansprüchen gerecht werden zu können, ist es erforderlich die Einflüsse und Auswirkungen der Wasserkraftnutzung umfassend darzustellen. Prinzipiell wird allgemein festgestellt, dass sich der Ausbau der Wasserkraft auf die Umwelt, den Menschen und die Volkswirtschaft positiv ausgewirkt hat. Neben dieser generell sehr guten Situation gibt es aber auch aufgrund neuerer Kenntnisse über die komplexen natürlichen Zusammenhänge einen Verbesserungsbedarf. Diesem wird durch Nachrüstung von bestehenden Anlagen aber auch bei neuen Anlagen durch ein aufwändiges, manchmal aber leider auch sehr überzogenes Genehmigungsverfahren, Rechnung getragen.

Es wird zwar sehr oft so dargestellt, dass alle technischen Probleme, die mit der Errichtung einer Wasserkraftanlage verbunden sind, von untergeordneter Bedeutung und eigentlich keine Herausforderung mehr sind. Dies ist allerdings in keiner Weise so. Neben den allgemein hohen Sicherheitsanforderungen beginnend bei der Verbesserung der Hochwasserabfuhr, der Verbesserung von Abwassersystemen, der Bewirtschaftung des Grundwasserkörpers ist die Erzielung der Durchgängigkeit ein beherrschendes Thema beim Bau. Bei Hochdruckwasserkraftanlagen steht neben der Aufgabe der Errichtung des sicheren Absperrbauwerkes auch die nachhaltige Auslegung des Triebwasserweges im besonderen Interesse. Dabei wissen wir, dass Wasserkraftanlagen eine sehr hohe Zuverlässigkeit bei einer sehr langen Nutzungsdauer aufweisen. Dies lässt kurzfristige Überlegungen, wie diese bedingt durch Einflüsse z.B. an der Börse oder über eine Legislaturperiode angesetzt sind, in einem anderen Licht erscheinen.

Neben den technischen werden am Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft der TU-Graz auch Rahmenbedingungen für den ökologisch abgestimmten Ausbau von Wasserkraft in Forschungsprojekten untersucht. Dazu zählt das Projekt „South East European – Hydropower“. Dabei wird gemeinsam mit den Projektpartnern für Süd- Osteuropa das Wasserkraftpotenzial für den Ausbau bewertet. Als weiteres Projekt werden mit „Share – Sustainable Hydropower in Alpine Rivers Ecosystems“ sowohl umweltrelevante als auch wirtschaftliche Fragestellungen der Wasserkraftnutzung beantwortet. So wird das Zusammenspiel zwischen der EU-Richtlinie zur Förderung der erneuerbaren Energien und der Wasserrahmenrichtlinie betrachtet. Es werden Methoden zur Entscheidungsfindung für die Umsetzung von Wasserkraftprojekten und für einen nachhaltigen Betrieb von Wasserkraftanlage erarbeitet, wobei die Einbindung aller beteiligten Interessensvertreter angestrebt wird.

¹ Graz University of Technology, Stremayrgasse 10/II, gerald.zenz@tugraz.at, www.hydro.tugraz.at

² Graz University of Technology, Stremayrgasse 10/II, schneider@tugraz.at, www.hydro.tugraz.at

1.9.2 Auslegung von Pumpspeicher- und Laufkraftwerken

Helmut JABERG¹

- Optimierung von Zu- und Ausläufen von Kraftwerken - Spezifisch schnellläufige Turbinen reagieren extrem empfindlich auf gestörte Zu- oder Abströmungen
- Standortstudie für Hybridkraftwerk auf Kreta - Pumpspeicherkraftwerk in Verbindung mit Windkraftwerk auf isolierter Insel
- Schnellste Umschaltzeiten bei Large Hydro: +/- 500 MW Pumpspeicherkraftwerk - Gutachterliche Nachrechnung der Auslegelastfälle (Betrieb-/Ausnahme/Katastrophenlastfälle)
- Hydraulikdesign, Bifurkation und Auslauf für Kraftwerk in der Steiermark - Small Hydro Kraftwerksberechnungen zur Gesamtanalyse
- Instationäre Pulsationen bei Kraftwerksstandort - Saugrohrmodifikation zur Stabilisierung der Abströmverhältnisse

¹ Institut für Hydraulische Strömungsmaschinen, Kopernikusgasse 24/IV, 8010 Graz,
Tel.: +43 (316) 873 – 7570, Fax: +43 (316) 873 – 7577, helmut.jaberg@tugraz.at, www.hfm.tugraz.at

1.9.3 Entwicklung technischer Möglichkeiten für die Energiespeicherung und Netzregelung mit Pumpspeicherwerken in Europa

Paul OBERLEITNER¹

Durch den Strukturwandel im Europäischen Energiemarkt, hervorgerufen durch die Liberalisierung der Energiemärkte, der verstärkten Realisierung erneuerbarer Energieformen wie Windkraft und Photovoltaik verändern sich die Anforderungen an den Einsatz des bestehenden Kraftwerksparks und die Hochspannungsnetze.

Die neu organisierten Netzbetreiber versuchen nun zusammen mit Kraftwerksbetreibern oder Investoren Lösungen zu finden, die diese Energiespeicher und Regelanforderungen erfüllen können. Mit Pumpspeicherwerken (PSW) kann sowohl elektrische Energie großtechnisch gespeichert als auch der Ausgleich von Erzeugungs- als auch Lastspitzen und die im Netz erforderlichen Systemdienstleistungen bereitgestellt werden. Bei der Umwandlung von elektrischer Energie mittels Pumpen in potentielle Energie und der dann möglichen Erzeugung von regelbarer Spitzenenergie kann ein Gesamtwirkungsgrad von 70 bis 80% erzielt werden.

Die Anforderungen an Anlagengröße und Typ werden im Wesentlichen von den Energiemärkten über die Preise von verschiedenen Produkten elektrischer Energie bestimmt. Pumpspeicherwerke können diesen Anforderungen am ehesten entsprechen wenn sie im Rahmen aktueller Marktsituationen wirtschaftlich realisiert werden können. Bedingt durch die lange Projektentwicklungszeit verwendet man für diese Beurteilung speziell entwickelte kaufmännische Marktmodelle. Die Kriterien in der Wirtschaftlichkeitsanalyse unterscheiden sich nicht von jenen die im industriellen Anlagenbau für Investitionsentscheidungen angewendet werden.

In manchen Fällen kann das Ergebnis aus der Wirtschaftlichkeitsanalyse ein Stufenausbau begründen, da dieser einen Vorteil bei der Risikoabgrenzung bewirken kann.

Bei der Entwicklung technischer Möglichkeiten von Pumpspeicherwerken wird zunächst von der Bestimmung des energiewirtschaftlichen Rahmens durch den Projektentwickler ausgegangen. Mit den in Europa derzeit gegebenen Randbedingungen erfordert eine technisch- wirtschaftliche Lösung für ein Pumpspeicherprojekt eine Ausbauleistung von mindestens 150 MW und eine Einsatzdauer im Turbinenbetrieb von mindestens 6 Stunden pro Tag. Die Anforderungen aus dem Regeleinsatz des Pumpspeicherwerkes bestimmen den Maschinentyp und die Maschinenanzahl. Dazu stehen drei verschiedene Typen zur Auswahl.

Mit einem vorgegebenen Leistungsband und einer Annahme für die Einsatzdauer im Turbinenbetrieb wird zunächst eine Standortanalyse durchgeführt. Die wichtigsten Voraussetzungen sind die geologischen und topographischen Gegebenheiten mit Fallhöhenverhältnissen zwischen 300 m und 500 m, eine nahe zur Verfügung stehende Anbindung an ein Hochspannungsnetz und nicht zuletzt die Prüfung der widmungsrechtlichen und landschaftsökologischen Gegebenheiten im Projektgebiet. Die idealen Voraussetzungen dafür sind naturgemäß an jenen Standorten gegeben, wo es bereits ein Wasserkraftwerk mit vorhandenen Speichern gibt. Bei großzügig dimensionierten Stauseen in bestehenden Speicherkraftwerken steht ein Wasserpotential bereit, das zur Energiespeicherung genutzt werden kann.

Die Projektentwicklung beginnt mit einer Konzeptstudie und setzt sich nach einer ersten positiven Beurteilung und der Bereitstellung eines Budgets für Erkundungs- und Untersuchungsmaßnahmen der Projektstufe Machbarkeitsstudie fort.

Erster Schritt einer Machbarkeitsuntersuchung sollte immer eine eingehende Analyse von Alternativen hinsichtlich Standort und Anlagenkonfiguration und Maschinentyp sein. Bereits frühzeitig sollte mit den Untersuchungen zur Anbindung an das Hochspannungsnetz begonnen werden. Mit der Bestätigung der Machbarkeit beginnen die Projektschritte zur Erstellung des UVE Projektes für die neben dem

¹ Pöyry Energy GmbH, BA-Hydro, Rainerstraße 29, 5020 Salzburg, paul.oberleitner@poyry.com

Technischen Projekt auch umfangreiche umweltrelevante Untersuchungen durchzuführen sind. Im Beitrag werden Erfahrungen zur zeitlichen Projektentwicklung gegeben. Nach der Bewilligung des Projektes folgen die Stufen Ausschreibungsprojekt und Ausführungsprojekt.

An Hand von Projektbeispielen werden die Möglichkeiten bei der Projektierung der Anlagenteile wie folgt aufgezeigt:

- Systeme von Oberbecken in oberirdischer und unterirdischer Bauweise
- Anordnung der Triebwasserwege und deren Auskleidung
- Kraftwerkszentralen in Kavernen- und Schachtbauweise
- Elektromaschinelle Ausstattung
- Möglichkeiten zur Energieableitung und Einspeisung in das Hochspannungsnetz

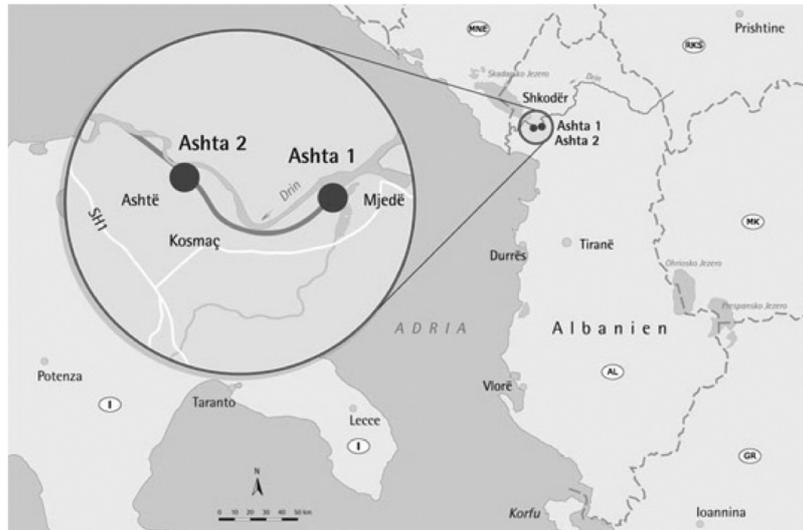
Der Beitrag wird mit einem Überblick über die derzeit bekannten Pumpspeicherprojekte in Mitteleuropa abgeschlossen.

1.9.4 KW Ashta – Weltweit größtes Matrixkraftwerk in Albanien

David OBERLERCHNER¹, Norbert HIESLEITNER²

Einführung

Im Herbst 2008 erwarb VERBUND vom albanischen Energieministerium (METE) die Konzession zum Bau und Betrieb eines Wasserkraftwerks im Norden Albanien nahe Shkodra, der viertgrößten Stadt Albanien. Gemeinsam mit dem Projektpartner EVN wurde eine Projektgesellschaft, Energji Ashta Shpk gegründet. Es handelt sich um ein BOOT-Modell (build-own-operate-transfer) mit einer Laufzeit von 35 Jahren.



Das Kraftwerk Ashta ist die letzte Kraftwerksstufe in einer Reihe von bestehenden Kraftwerken und nutzt die Fallhöhe zwischen dem vom Fluss Drin gespeisten Spathara-Stausee und der Mündungsstelle des Drin in die Buna. Das Einzugsgebiet umfasst 11.500km², der mittlere Abfluss beträgt rund 310m³/s. Es handelt sich um ein 2-stufiges Ausleitungskraftwerk, das zum Teil vorhandene Anlagenteile nutzt.

Als Besonderheit ist der Einsatz von 2x45 Matrix-Turbinen anzuführen. Es handelt sich um das weltweit größte Matrix-Kraftwerk der Welt.

Geschichte

Bereits in den 70er-Jahren wurde das Projekt „Bushat“ gestartet. Es handelte sich dabei auch um ein Ausleitungskraftwerk, allerdings mit einem weitaus längeren Kanal und Unterwasserstrecke. Die Wehranlage mit fester Schwelle wurde 1973, das Einlaufbauwerk samt Straßen- und Eisenbahnbrücke 1975 fertiggestellt. Finanzierungsschwierigkeiten führten im selben Jahr zur Einstellung des Projekts. Anfang 2001 wurde versucht die Arbeiten fortzusetzen. Dies scheiterte aber aus technischen, wirtschaftlichen und auch ökologischen Gründen, da eine Beeinflussung des Shkodrasees, dessen montenegrinischer Teil bereits 1996 zum Nationalpark erklärt wurde, gegeben war. Die albanischen Behörden haben daraufhin das Projekt so umkonzipiert, dass die Unterwasserstrecke ökologisch vorteilhaft noch vor dem Zusammenfluss mit der Buna in das Flussbett des Drin mündet und dieses Konzept als Konzessionsprojekt mit Hilfe des IFC international ausgeschrieben.

Nach Erhalt der Konzession 2008 und der Erteilung aller erforderlichen Genehmigungen im Jahr 2009 wurde Anfang 2010 mit dem Bau durch Energji Ashta begonnen.

¹ VERBUND Hydro Power, Am Hof 6a, 1010 Wien, Tel.: 0503131-50613, david.oberlerchner@verbund.com, www.verbund.com, www.energji-ashta.al

² VERBUND Hydro Power, Am Hof 6a, 1010 Wien, Tel.: 0503131-50513, norbert.hiesleitner@verbund.com, www.verbund.com, www.energji-ashta.al

Projekt Ashta

Dem bestehenden Wehr mit fester Schwelle wird ein 240m langes Schlauchwehr vorgesetzt um das Stauziel von 23,0m ü.A. zu erreichen sowie die sichere Hochwasserabfuhr nicht zu beeinträchtigen. An das bestehende Einlaufbauwerk schließt ein 200m langer, sich von 104m auf 126m (Kraftwerksbreite) aufweitender Einlaufkanal, an. Kurz nach dem Einlauf befindet sich der Ausstieg aus der Fischwanderhilfe.

Das Krafthaus Ashta 1 besteht aus 9 getrennten Sektionen, wobei jede Sektion 5 Turbinen-Generatoren-Einheiten (TGU) beherbergt. Die Gründung erfolgt auf Bohrpfahlreihen, sowie bewehrten Schlitzwänden, die gleichzeitig auch als Baugrubenabdichtung dienen. Eine hydraulische Rechenreinigungsmaschine hält Geschwemmsel und Treibgut von den Turbinen fern. Für Revisionszwecke können die Sektionen durch Dammbalken abgedämmt werden. Die elektrische Ausrüstung, Hydraulikaggregate sowie die 9 Blocktrafos, 20/3,3kV sind in der quer zur Fließrichtung laufenden Galerie untergebracht. Die elektrische Energie wird über diese in das Betriebsgebäude zur 20kV-Schaltanlage geführt und von dort über die 110kV Freiluftschaltanlage ins albanische Netz eingespeist. Das Betriebsgebäude enthält Büroräumlichkeiten sowie im Erdgeschoss eine Werkstatt und elektrische Betriebsräume.

Nach einer etwa 300m langen Verzugsstrecke schließt der eigentliche Ausleitungskanal mit einer Sohlbreite von 85m und einer Länge von etwa 5km an. Eine Restwasserabgabe von 30m³/s (entspricht etwa 10% des Mittelwassers) knapp unterhalb der ersten Stufe in das ursprüngliche Flussbett sowie eine dem Stand der Technik entsprechende Fischwanderhilfe (die erste in Albanien) gewährleisten die ökologische Funktion des Flusses.

Die Dammanlagen des Ausleitungskanals werden als Schüttdamm aus vorhandenem leicht sandigen Schotter ausgeführt. Der Damm ist 1:2 gebösch, die 4m breite Krone dient auch als Verbindungsstraße zwischen den beiden Kraftwerken. Die Dammhöhe variiert zwischen 4 und 8m. Um das Grundwasserregime des südlich liegenden Vorlands nicht zu beeinflussen, wird nur eine teilweise Dichtung des Kanals mit Bentonitmatten ausgeführt. Während die Böschungen, sowie jeweils die ersten etwa 20m der Sohle gedichtet sind verbleibt der Rest ungedichtet, um eine Kommunikation mit dem Grundwasser zu ermöglichen. Eine besondere Herausforderung an die statische Auslegung stellen die hohen Erdbebenlasten dar, da Albanien in einer seismisch stark gefährdeten Region liegt.

Nach einer Aufweitung des Kanals folgt das Krafthaus Ashta 2. Im Gegensatz zur oberen Stufe verfügt dieses über keine Rechenreinigung und oberwasserseitige Dammbalken, die Breite beträgt 126m. Der Aufbau des Krafthauses und der dazugehörigen Anlagenteile entspricht dem der ersten Stufe.

Im Anschluss an Ashta 2 folgt ein etwa 800m langer Unterwasserkanal gefolgt von einer 2,3km langen UW-Eintiefung, wobei das natürliche Gelände um rund 5m abgesenkt wird. Die Sohlbreite beträgt, wie im Kanal 85m. Die Sicherung gegen Erosion erfolgt mit schweren Wasserbausteinen.

Technische Daten

	Ashta 1	Ashta 2
Ausbaudurchfluss Q_A	560m ³ /s	530m ³ /s
Fallhöhe bei Q_A	4,98m	7,53m
Restwasserabgabe	30m ³ /s	-
Anzahl Maschinen	45	45
Leistung pro Maschine	524kVA	995kVA
Leistung Anlage	21 MVA	32 MVA
Jährliche Erzeugung	97 GWh	144GWh

Matrixtechnologie

Die Matrixturbine ist eine Entwicklung der Firma Andritz Hydro. Sie wurde speziell für die Nutzung von geringen Fallhöhen entwickelt. Die erste Versuchsanlage wurde beim Kraftwerk Freudenau errichtet, eine weitere Anlage am Donaukanal (Kraftwerk Nußdorf) mit einem Regelarbeitsvermögen von rund 25 GWh. Die Entwicklung des Konzessionsangebots für das Projekt Ashta erfolgte in enger Kooperation mit der Firma Andritz Hydro.

Die TGU-Einheiten bestehen im Wesentlichen aus 3 Teilen:

- Modul: Rahmen, der alle Teile verbindet, es beherbergt Ölabscheider, Leckwasserpumpen und diverse Messeinrichtungen
- Laufrad: es handelt sich um einen Propeller mit festen Schaufeln (Ashta 1 3-flügelig, Ashta 2 4-flügelig) aus einer Kupfer-Bronze-Legierung (CuAL10FeNi5-C)
- Generator: es handelt sich um direkt gekoppelte, permanenterregte Synchrongeneratoren mit Dauermagneten.

Die Energieableitung von den Turbinen-Generatoreinheiten zu den 3,3kV Schaltfeldern im Krafthaus erfolgt über durch Kabelketten geführte Mittelspannungskabel.

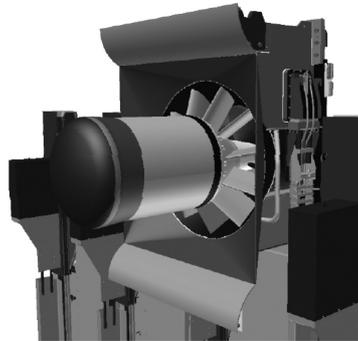


Abbildung 1: Turbinen-Generator-Einheit (TGU) in Wartungsposition

Derzeitiger Stand und Ausblick

Die Hauptbauarbeiten wurden mit Ausnahme der Unterwassereintiefung bei Ashta 2 mit Ende 2012 abgeschlossen. Derzeit läuft die Installation der elektromaschinellen Ausrüstung um bis Mitte 2012 mit der Nassinbetriebnahme zu starten. Mit dem Kraftwerk Ashta wird ein wesentlicher Beitrag zur Versorgungssicherheit in Albanien geleistet. Etwa 100.000 Haushalte können mit umweltfreundlichem Strom versorgt werden. Gerade in den Sommermonaten ist das albanische Netz instabil und es kommt oft zu Stromausfällen. Darüber hinaus ist die getätigte Investition von rund 200 Mio. € ein wichtiger Impuls für die lokale Wirtschaft.



Abbildung 2 (links), Abbildung 3 (rechts): Übersicht Baustelle Ashta, Sommer 2011 (links), Krafthaus Ashta 1, Blickrichtung flussauf (rechts)

1.10 ÜBERTRAGUNGSNETZE IV (PLENUM P9)

1.10.1 Aktuelle Entwicklungen der elektrischen Stromnetze zur Erlangung der EU 2020 Klima- und Energieziele

Christof SUMEREDER¹

Eine der größten Herausforderungen in der heutigen Zeit ist der Kampf gegen die Klimaerwärmung. Seitens der Europäischen Union wurden im Dezember 2008 die so genannten 2020 Klima- und Energieziele definiert, die eine Stabilisierung der steigenden Temperaturen erreichen sollen. Diese Strategie beabsichtigt bis zum Jahr 2020 den Ausstoß an Treibhausgasen um 20% zu senken, den Energieverbrauch durch Effizienzsteigerung um 20% zu reduzieren und die Deckung des Energiebedarfs durch erneuerbare Energien auf 20% zu erhöhen.

Aus diesen Bestrebungen geht klar hervor, dass umfangreiche Maßnahmen in vielen Bereichen erforderlich sind. Diese Ziele können nicht einfach durch Abschalten von alten Kohlekraftwerken und Errichtung einiger Windparks erreicht werden, nein es sind umfangreiche begleitende Eingriffe in die Struktur der elektrischen Energienetze erforderlich.

Es stellt sich jedoch die Frage was kann jedes Land, die Industrie oder sogar jeder Einzelne beitragen und welche Maßnahmen müssen umgesetzt werden. In diesem Beitrag wird ein aktueller Stand der Situation im Bereich der elektrischen Energietechnik mit dem Fokus auf elektrische Stromnetze und Erzeugungsanlagen aufgezeigt. Auch ein Ausblick auf mögliche Potenziale und technologische Neuerungen zur Erlangung dieser 2020 Ziele wird gegeben.

Im speziellen werden Anknüpfungspunkte dieser Energie- und Klimaziele mit der elektrischen Energietechnik und der Hochspannungstechnik gesucht und aufgezeigt. Die Reduktion der Treibhausgase ist begleitet von einem Umdenken in der Erzeugungsstruktur und dem Ausbau des Übertragungsnetzes. Neben den EU 2020 Zielen sind die Energieunternehmen gezwungen effizient zu wirtschaften und stehen seit der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes im Spannungsfeld einer effizienten Betriebsführung und einer Umstrukturierung durch die Forderung des Ausbaus regenerativer Energiequellen durch Errichtung dezentraler kleinerer Energieerzeugungseinheiten (Kleinwasserkraftwerke, Biomasse udgl.) sowie der Schließung bestehender schadstoffreicher Kraftwerke. Seit einigen Jahren kommt auch die Trennung von Erzeugung und Übertragung, das Unbundling hinzu. Neben diesen Aspekten ist natürlich auch der jährliche Anstieg des Energiebedarfs von etwa 2 bis 3% pro Jahr gegeben, der unweigerlich zu Engpässen auf bestehenden Leitungen sowie der Forderung zur Leitungsverstärkung und dem Leitungsneubau und der damit unmittelbar verbundenen Diskussion der Verkabelung von Höchstspannungsleitungen führt.

Zur Reduktion der Treibhausgase wird neben dem Neubau von regenerativen Kraftwerken auch die Überlegung angestellt das beim Erzeugungsprozess emittierte Kohlendioxid aus den Abgasen abzuscheiden und zu speichern. Diese Technologie ist unter dem Namen Carbon Capture and Storage (CCS) bekannt. Technologisch ist diese Methode zwar möglich, es ist jedoch zu bedenken, dass einerseits das Separieren des CO₂ auch nur durch Energieeinsatz möglich und andererseits die Speicherung von CO₂ ebenso mit CO₂ Ausstoß und einem enormen Platzbedarf verbunden ist.

Durch die Errichtung von großen Solarparks in Südeuropa und Nordafrika sowie Windfarmen in Nord- und Ostsee ist die Errichtung von leistungsstarken Übertragungsleitungen erforderlich geworden. Hiefür setzt sich zunehmend der Gedanke eines überregionalen Übertragungsnetzes durch. Dieses so genannte Supergrid soll vorrangig mittels Hochspannungsgleichstromtechnologie (HGÜ) realisiert werden soll. Auch die Anbindung unterschiedlicher Energienetze zwischen Zentraleuropa und

¹ Institut für Energie- und Automatisierungstechnik, Technische Universität Berlin, Einsteinufer 11, 10587 Berlin
Raum: HT 103, Tel.: +49 30 31478771, Tel.: +49 30 31423350, sumereder@ht.tu-berlin.de, www.ht.tu-berlin.de
Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz, Inffeldgasse 18,
8010 Graz, Raum: HS EG 014, Tel.: +43/316/8737411, Fax: +43/316/873107411, sumereder@tugraz.at,
www.hspt.tugraz.at

Nordeuropa sowie Nordafrika erfordert die Verstärkung bzw. Neuerrichtung von Seekabel, die zunehmend mittels HGÜ-Technik realisiert werden.

Zum Status im Bereich der Übertragungsnetze soll ein Blick auf die Entwicklungen in Deutschland geworfen werden. Die Deutsche Energie-Agentur hat in zwei Studien Szenarien erarbeitet um den zukünftigen Anforderungen an Ausfallsicherheit, Übertragungsleistung und der geänderten Erzeugungsstruktur gerecht zu werden.

Letztendlich bleibt noch die Forderung nach der Effizienzsteigerung über. Aus technologischer Sicht ist das Potenzial als eher gering einzustufen, betrachtet man den Wirkungsgrad elektromagnetischer Energiewandler (Generatoren, Transformatoren) von erreichbaren 99%, so ist hier ein Ansatz über die Netzstruktur und Übertragungsverluste zu finden. Durch den vermehrten Einsatz von Höchstspannungskabel im vermaschten Netz können querregelbare Transformatoren, so genannten Phasenschieber, den Lastfluss optimieren und somit zu einem effizienterem Netzbetrieb führen.

1.10.2 Auswirkung intensiver Wind- und Photovoltaikeinspeisung auf das Höchstspannungsnetz

Stephan ÖSTERBAUER(*)¹, Herwig RENNER

In den nächsten Jahren ist ein gradueller Ausbau der Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energiequellen vorgesehen. Dies dient in erster Linie der Erreichung der Klima- und Energieziele der EU bis 2020. Die daraus entstehenden Veränderungen und Herausforderungen für das Höchstspannungsnetz reichen aber weit über diesen Zeithorizont hinaus. Die Kernproblematik liegt hierbei in der volatilen und daher schwer prognostizierbaren Einspeisecharakteristik von Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Aufgrund dieser unangenehmen Eigenschaft erneuerbarer Energiequellen und der daraus resultierenden Wechselwirkung mit Energiespeichern, insbesondere Pumpspeicherkraftwerken, ist eine entsprechende Auswirkung auf das Übertragungsnetz zu erwarten.

Es wurde im Rahmen des e-Trend Forums (organisiert durch das Umweltbundesamt) eine Simulation zum Zwecke der Prognose dieser Auswirkungen auf das österreichische Höchstspannungsnetz entworfen. Ziel war vor allem die Ermittlung der zu erwartenden Leitungsbelastungen. Üblicherweise angewendeten deterministischen Methoden auf der Grundlage von Worst-Case Szenarien reichen für die Berechnung der stochastischen Einspeisecharakteristik der Erneuerbaren Energien nicht mehr aus. Daher wurde die Monte Carlo Methode im Rahmen einer probabilistischen Lastflussrechnung zur Ermittlung der Wirklastflüsse des Netzes herangezogen. Zur besseren Berücksichtigung der gegenseitigen Abhängigkeiten von Einspeisung und Last wurden diese mithilfe von korrelierten Zufallszahlen eingebunden. Die Ermittlung der dazu notwendigen Korrelationskoeffizienten wurde auf Basis von realen Daten durchgeführt.

Mit den ermittelten Eingangsparametern wurde nur ein Teil des österreichischen Übertragungsnetzes (ehemalige Regelzone APG) modelliert. Westösterreich und das umgebende Ausland wurde durch ein Äquivalenzmodell berücksichtigt. Die Simulation wurde anhand von bereits vorliegenden Messungen evaluiert. In weiterer Folge wurde eine Prognose für das Jahr 2050 auf Basis der Ergebnisse des SUSPLAN Projekts für Alpine Regionen und der dabei ermittelten sogenannten Storylines erarbeitet. Dabei wurden verschiedene Szenarien ausgewählt und miteinander verglichen. Mit Hilfe dieses Modells können zukünftig drohende Engpässe erkannt und rechtzeitig die notwendigen Gegenmaßnahmen ergriffen werden.

Um die Sensitivität des Modells und somit auch des ostösterreichischen Höchstspannungsnetzes auf sich veränderte Umgebungsparameter genauer untersuchen zu können, wurden zusätzliche zukünftige Szenarien für die Grenzknoten entwickelt. Ein Vergleich dieser verschiedenen Austauschvariationen wird in der nachfolgenden Grafik dargestellt. Diese zeigt die Belastung einer repräsentativen Übertragungsleitung in der Nähe von Speicherkraftwerken. Für eine bessere Veranschaulichung werden die Lastflüsse in die Form einer Dauerlinie präsentiert. Bei der Abszisse handelt es sich um eine Zeitachse die ein ganzes Kalenderjahr in der Simulation darstellt.

¹ Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, 8010 Graz Inffeldgasse 18, Tel.: 0316 873 7557, Fax: 0316 873 7553, herwig.renner@tugraz.at, stephan.oesterbauer@gmail.com, www.ifea.tugraz.at

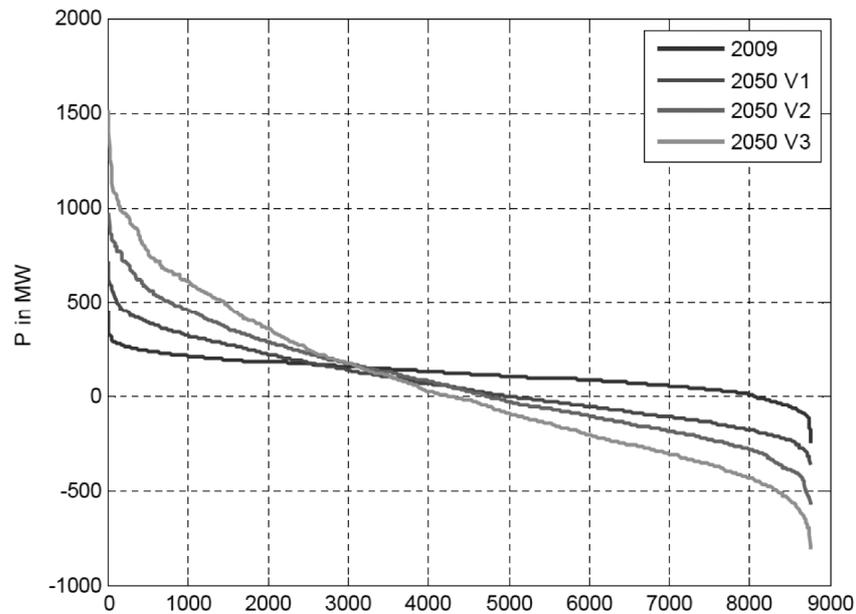


Abbildung 1: Leitungsbelastung einer Übertragungsleitung in der Nähe von Speicherkraftwerken

Die Blaue Dauerlinie zeigt die Ergebnisse des Referenzszenarios aus dem Jahr 2009. Die Ergebnisse des Referenzszenarios wurden bereits im Vorfeld mit realen Messwerten verglichen. Dabei wurde nur eine geringe Abweichung festgestellt. Das grüne Szenario 2050 V1 zeigt die Leitungsbelastung für das Jahr 2050 ohne Import oder Export aus dem angrenzenden Netz. Bei der roten Kurve handelt es sich um das Szenario 2050 V2. Dabei wird der gleiche Austausch wie im Referenzszenario 2009 angenommen. Im Gegensatz dazu wird im türkisenen Szenario 2050 V3 eine Verdopplung des Importes bzw. Exportes gegenüber dem Referenzszenario unterstellt. Das daraus resultierende Spektrum an Dauerlinien zeigt primär den äußerst starken Einfluss der Modellierung der Grenzknoten auf die einzelnen Leitungsbelastungen.

1.10.3 Engpassvermeidung in Übertragungsnetzen durch Online Dynamic Security Assessment

Rainer KREBS¹, Chris-Oliver HEYDE(*)²

Kurzfassung

Die Zunahme fluktuierender Einspeisungen in Übertragungsnetze in Form grosser offshore Windparks wie auch kleiner, verteilter Erzeuger in Verteilnetzen, bedingen neue Strategien in der Netzbetriebsführung.

Einerseits muss die Übertragungskapazität der Netze wie gewohnt stationär (n-1)-sicher geplant und ausgebaut sein. Andererseits müssen auch schnelle ungeplante Änderungen der Einspeisesituation beherrscht werden, ohne dass Engpässe entstehen. Solche hochdynamischen Änderungen treten nicht nur lokal, sondern auch über große Distanzen auf und benötigen eine betriebliche Koordination zwischen verschiedenen Übertragungsnetzbetreibern. In der Vergangenheit genügten quasistationäre Größen zur Führung des Betriebs. Heute muss zunehmend die Stabilität des Netzes kontinuierlich bewertet und Abstände zu Stabilitätsgrenzen ermittelt werden. Dies kann mit einem sogenannten „Online Dynamic Security Assessment“ erfolgen, welches auf regelmäßigen State Estimator Snapshots der Netzleitstelle aufsetzt und vorausschauend mögliche Ausfallszenarien analysiert. Wichtig sind dabei ebenso prognostizierte Systemzustände basierend auf Handelsdaten sowie Wind- und Lastprognosen. Werden Ausfallszenarien als dynamisch kritisch erkannt, müssen mögliche Maßnahmen vorgeschlagen und verifiziert werden.

Auf der Basis einer derart erweiterten Netzleitstelle sind frühzeitig auch dynamische Engpässe erkennbar und durch präventive oder nachgelagerte Maßnahmen vermeidbar. Damit kann das Transportnetz wesentlich flexibler und im Störfall bis an seine Stabilitätsgrenzen betrieben werden.

¹ Siemens AG, Infrastructure and Cities, Freyeslebenstr. 1, 91052 Erlangen, Tel.: +49 9131 7-33515, Fax: +49 9131 7-35017, rainer.krebs@siemens.com, www.siemens.com

² Siemens AG, Infrastructure and Cities, Freyeslebenstr. 1, 91052 Erlangen, Tel.: +49 9131 7-33875, Fax: +49 9131 7-35017, chris.heyde@siemens.com, www.siemens.com

1.10.4 Wirkungen von Verbundleitungen

Gernot NISCHLER¹(*), Udo BACHHIESL¹, Heinz STIGLER¹

Motivation und zentrale Fragestellung

Der Ausbau der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien geht derzeit deutlich schneller voran als der Ausbau des Übertragungsnetzes. Diese Asymmetrie in der Entwicklung des Elektrizitätssystems stellt ein Hemmnis für die Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der Europäischen Union und deren Mitgliedsstaaten dar. Ein von der EU-Kommission im Oktober 2011 eingebrachter Vorschlag einer Verordnung über die zukünftige Weiterentwicklung transeuropäischer Energieinfrastruktur [1] benennt zwölf vorrangige Korridore, innerhalb welcher zukünftig sog. „Vorhaben von gemeinsamem Interesse“ definiert werden. Eine der notwendigen Bedingungen für die Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der EU (20-20-20 Ziele, Integration erneuerbarer Energien, Erreichung des Elektrizitätsbinnenmarktes, Versorgungssicherheit) ist eine rasche Realisierung dieser Vorhaben, weshalb ihnen auch national höchste Priorität zukommen soll. Die unionsweite Liste über Vorhaben von gemeinsamem Interesse, welche im Abstand von zwei Jahren von Seiten der EU-Kommission unter Einbindung relevanter Parteien erscheinen soll, begründet implizit das öffentliche Interesse und die unbedingte Notwendigkeit dieser Vorhaben innerhalb der betroffenen Mitgliedsstaaten.

In diesem Beitrag werden am Beispiel eines TEN-E Korridors am Alpenbogen die Wirkungen von Verbundleitungen auf das Elektrizitätssystem in Kontinentaleuropa (ENTSO-E CE) dargestellt. Gemeinsam mit einer Kurzdarstellung geltender Vorschriften und Richtlinien kann daraus das öffentliche Interesse am Leitungsbau mit Simulationsergebnissen untermauert werden.

Methodische Vorgehensweise

Unter Anwendung des Simulationsmodells ATLANTIS [2] wird die Wirkung der Errichtung einer TEN-E Leitung hinsichtlich Integration von erneuerbaren Energien (EE), Reduktion von CO₂-Emissionen sowie bezüglich Erzeugungskosten und damit letzten Endes auf die Volkswirtschaft dargestellt. Die Entwicklung des Kraftwerkspark, jene des Verbrauchs sowie die Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklung in den Simulationen folgt dem *EU Energy Trend to 2030 (Baseline Scenario)* [3]. Für den europäischen Netzausbau bis 2030 wird der zehnjährige Netzentwicklungsplan der ENTSO-E herangezogen [4]. Zusätzlich werden ab dem Jahr 2031 zwei HVDC-Leitungen von Windeinspeiseknoten im Norden Deutschlands in die süddeutschen Ballungszentren München und Stuttgart angenommen. Nur durch entsprechende Netzinfrastruktur wird es zukünftig möglich sein die räumliche Distanz zwischen Pumpspeichern im Alpenbogen und Windkraftwerken v.a. in Norddeutschland sowie Offshore-Anlagen in Nord- und Ostsee zu überbrücken und eine bestmögliche Integration fluktuierender Einspeisung sowie den sicheren Netzbetrieb auch bei zunehmend volatilen Lastflusssituationen zu gewährleisten. Unter sonst gleichen Rahmenbedingungen wird eine Simulation ohne die TEN-E Leitung einer Simulation mit der TEN-E Leitung gegenübergestellt.

Die Inbetriebnahme von Übertragungsleitungen hat einen weitreichenden Einfluss auf den Kraftwerkeinsatz. Wenn durch eine zusätzliche Leitung weniger Netzengpässe im System auftreten, verändert sich der kostenminimale Kraftwerkeinsatz (mit Berücksichtigung von Handelsergebnissen und Netzrestriktionen). Daraus lassen sich Antworten auf folgende Kernfragen ableiten, welche von öffentlichem Interesse sind:

- (7) Ermöglicht die TEN-E Leitung eine bessere Integration erneuerbarer Energieerzeugung?
- (8) Kann durch die TEN-E Leitung eine Verringerung der CO₂-Emissionen erreicht werden?
- (9) Reduziert die Errichtung der TEN-E Leitung die Gesamtkosten in der Stromerzeugung?

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: 0316 873-7907, gernot.nischler@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Innerhalb der EU gibt es einen breiten Konsens über die energie- und klimapolitischen Ziele, welche in den sogenannten 20-20-20 Zielen gebündelt sind. Darüber hinaus verfolgt die EU mit dem dritten Energieliberalisierungspaket zum Einen die rasche Entwicklung des integrierten Binnenmarktes und zum Anderen die Integration und Förderung der erneuerbaren Energien. Ein dritter Aspekt ist die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Im gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan werden im Abstand von zwei Jahren Netzinvestitionen aufgezeigt, welche insbesondere im Bezug auf diese drei Aspekte relevant sind. Im Zuge des EU-Vorschlages [1] sind innerhalb strategisch relevanter Korridore sog. *Vorhaben von gemeinsamen Interesse* vorgesehen, deren Durchführung „unter bestimmten Bedingungen aus Gründen des überwiegenden **öffentlichen Interesses** im Sinne der Richtlinie 92/43/EG¹ und 2000/60/EG² zulässig ist“. Projekte bzw. Vorhaben von gemeinsamem Interesse implizieren automatisch das öffentliche Interesse dieses Vorhabens und können daher als Vorhaben von **überwiegendem öffentlichem Interesse** bezeichnet werden. Für den voraussichtlich im Juni 2012 erscheinenden *TYNDP-2012* werden in Kohärenz mit dem Vorschlag der EU [1] folgende Indikatoren für die Bewertung von Netzprojekten herangezogen, welche bereits für die mit ATLANTIS untersuchte Wirkung einer TEN-E Leitung betrachtet werden:

- Auswirkung auf die grenzüberschreitende Übertragungskapazität im Sinne des Binnenmarktes
- Auswirkungen auf die Integration von erneuerbaren Energiequellen und CO₂-Emissionen
- Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und soziale Wohlfahrt

Aufgrund des hochvermaschten Höchstspannungsnetzes in Kontinentaleuropa (ENTSO-E CE) sind die Wirkungen der TEN-E Leitung in ganz Mitteleuropa erkennbar. So können durch deren Errichtung in den ersten zehn Betriebsjahren der Leitung in Summe rund **9,2 Mio. t CO₂** eingespart werden. Gesamteuropäisch bewirkt die Leitung eine zusätzliche EE-Integration von rund **7,7 TWh** innerhalb der ersten zehn Jahre nach Inbetriebnahme der TEN-E Leitung. Hinsichtlich der geringen angebotsrelevanten Erzeugungskosten von erneuerbaren Energietechnologien (Windkraft, Photovoltaik,...) ist diese zusätzlich durch die Leitung ermöglichte Integration regenerativ erzeugten Stroms gleichbedeutend mit der Verringerung von Netzengpässen, wodurch auch der Beitrag der Leitung zur Versorgungssicherheit untermauert wird. Können durch den Bau einer Leitung Netzengpässe verringert werden, so sinkt auch das Ausmaß an netzsicherheitsbedingten Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz entgegen dem Marktpreis (sog. Redispatch). Damit einher geht die Reduktion der gesamten Erzeugungskosten. Die Simulationen mit ATLANTIS zeigen eine Reduktion der Stromerzeugungskosten im Netzgebiet der ENTSO-E CE in der Größenordnung von **1,2 Mrd. EUR₂₀₁₁** kumuliert innerhalb der ersten zehn Jahre nach Inbetriebnahme der TEN-E Leitung. Den durch die Investition in die Leitung eventuell steigenden Netztarifen steht demnach eine Reduktion der Erzeugungskosten gegenüber, wobei letzterer Effekt überwiegt und die Leitung somit kostenreduzierend für den Endkunden wirken kann. Neben der Reduktion der Erzeugungskosten sowie der Reduktion von Treibhausgasemissionen sind überdies weitere volkswirtschaftliche Effekte wie beispielsweise Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte durch den Leitungsbau beobachtbar. Abschließend kann festgehalten werden, dass Verbundleitungen einen positiven Beitrag zur Marktintegration von erneuerbaren Energien, zur Reduktion von Treibhausgasemissionen und zur Verringerung der Erzeugungskosten leisten können. Zusätzlich tragen sie maßgeblich zur Erreichung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes sowie zur Versorgungssicherheit bei.

¹ vgl. Richtlinie 92/43/EG zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen (Fauna-Flora Habitat Richtlinie, FFH Richtlinie)

² vgl. Richtlinie 2000/60/EG zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich Wasserpolitik

Literatur

- [1] EUROPÄISCHE KOMMISSION. 2011. Vorschlag für VERORDNUNG zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfra-struktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG. Brüssel.
- [2] GUTSCHI, JAGL, NISCHLER et al. 2010. Scenarios for the development of the electricity economy in Continental Europe. 21st World Energy Congress. Montreal
- [3] EUROPEAN COMMISSION. 2010. Directorate-General for Energy - EU energy trends to 2030 - update 2009.
- [4] ENTSO-E. 2010. Ten-Year Net Development Plan 2010-2020. Brüssel.

1.11 SCHLUSSPLENUM (PLENUM P10)

1.11.1 Managementforschung für die Energiewirtschaft – Anforderungen und Analyse des Status quo

Patrick KEMNITZ(*)¹, Michael ZELLER(*)²

Es besteht ein erheblicher Bedarf an einer auf die Energiewirtschaft zugeschnittenen, branchenspezifischen Managementforschung, der zugleich Potenzial für neue Forschungsthemen bietet. Energiewirtschaftslehrstühle an Hochschulen können hierbei eine führende Rolle einnehmen. Diese Perspektive wird in dem Beitrag

- durch die Anforderungen an das Management von Energieversorgungsunternehmen und dem Bedarf an spezifischen Instrumenten dargestellt und
- durch Ergebnisse einer Erhebung und Analyse zur Verknüpfung energiewirtschaftlich- und management-orientierten Forschungsausrichtungen deutscher Hochschulen begründet.

Die Unternehmensführung von Energieversorgungsunternehmen steht vor neuen, besonderen Herausforderungen hinsichtlich Technologie, Markt und Wettbewerb, aber auch Umwelt und Gesellschaft (Versorgungssicherheit, Klimawandel, Erneuerbare Energien, Smart Grids, Engpassleistung etc.). Die Entwicklung adäquater Strategien für die Bewältigung zukünftiger Herausforderungen begründet einen erheblichen Bedarf an einer auf die Energiewirtschaft zugeschnittenen, branchenspezifischen Managementforschung. Der Beitrag geht daher u. a. der Frage nach, ob und wie weit durch die energiewirtschaftliche Forschung an Hochschulen und deren Energiewirtschaftslehrstühlen auch Themen der Managementforschung bedient werden.

Vorgehensweise und Analyse – Methodik

Ausgangspunkt der Analyse stellen die Hochschulen in Deutschland dar. Von 352 Hochschulen (Stand Juli 2008) werden Fachhochschulen und Hochschulen ohne Promotionsrecht sowie die Kategorie der Kunst- und Musikhochschulen nicht mit in die weitere Betrachtung einbezogen. Die resultierenden 109 Universitäten und Hochschulen mit Promotionsrecht werden einem zusätzlichen Prüfungsschritt unterzogen, in dem 17 fachspezifische Hochschulen ausgeschlossen werden konnten. Die Detailanalyse umfasst demnach 92 Universitäten und Hochschulen mit Promotionsrecht.

Es gilt zunächst zu klären, an welchen der 92 Hochschulen entsprechende Einrichtungen vorhanden sind, um anschließend deren Inhalte zu eruieren. Dazu wurde in folgenden Schritten vorgegangen:

- Indirekte Recherche über Suchmaschinen im Internet zu dem Begriff „Lehrstuhl Energiewirtschaft“: Hierbei können durch die angezeigten Suchergebnisse direkt zehn Hochschulen, darunter fünf Technische Universitäten, aus der zuvor generierten Liste identifiziert werden.
- Direkte Recherche auf den Websites der restlichen 82 Hochschulen: Orientierung liefern die Fakultäten und dabei die wirtschaftswissenschaftliche Fakultäten (BWL/VWL; rein technische und rechtliche Ausrichtungen werden nicht berücksichtigt) mit Untergliederungen nach Lehrstühlen und/oder Professuren, welche nach den Begriffen „Energie“ und „Energiewirtschaft“ durchsucht werden. Sofern ein Lehrstuhl eine fachliche Ausrichtung auf die Energiewirtschaft aufweist, können die dargestellten Forschungsthemen und -schwerpunkte als Schlagworte aufgenommen werden. Sofern diese nicht ersichtlich sind, werden weitergehend die Vorlesungs- oder Seminarartikel herangezogen. Um energiewirtschaftliche Aspekte einer Hochschule, die durch das

¹ Fachgebiet Energie- und Rohstoffwirtschaft, Technische Universität Berlin, Franklinstraße 28/29, 10587 Berlin, Tel.: + 49 30 314 23214, Fax: + 49 30 314 25582, pkemnitz@energiewirtschaft.tu-berlin.de, www.energiewirtschaft.tu-berlin.de

² Fachgebiet Energie- und Rohstoffwirtschaft, Technische Universität Berlin, Franklinstraße 28/29, 10587 Berlin, Tel.: + 49 30 314 23214, Fax: + 49 30 314 25582, mzeller@energiewirtschaft.tu-berlin.de, www.energiewirtschaft.tu-berlin.de

bisherige Vorgehen nicht aufgedeckt werden konnten, zu erfassen, wird abschließend die gesamte Website der Hochschule sowie das Vorlesungsverzeichnis nach den Begriffen „Energie“ und „Energiewirtschaft“ durchsucht.

- Validierung der resultierenden Identifikation von energiewirtschaftlichen Lehrstühlen: Um die Validität der Stichprobe wesentlicher Lehrstühle mit Forschung im Bereich Energiewirtschaft zu erhöhen, wird eine Sichtung der Fachartikel in den Zeitschriften „Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)“ (2008 und 2009), „Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE)“ (2010) und „Energy Economics (EE)“ (2010) abgeschlossen.

Fazit und Ausblick – Ergebnisse

Aus der Stichprobe von 92 Universitäten für die Detailanalyse konnten 26 Lehrstühle mit energiewirtschaftlichem Schwerpunkt an 22 Hochschulen identifiziert werden. Es lassen sich folgende Thesen aus der Analyse ableiten:

- Ein Großteil der identifizierten Lehrstühle befasst sich in Forschung und Lehre mit volks- und betriebswirtschaftlichen Bestandteilen der Energiewirtschaft. Teilweise kommen rechtlich-politische Aspekte aufgrund der hohen Bedeutung der regulatorischen Rahmenbedingungen hinzu. Ein hohes Maß an Interdisziplinarität ergibt sich zudem durch die Überschneidungen mit den ingenieurwissenschaftlichen Inhalten.
- Es werden grundsätzlich Themen behandelt, die für das Management von Energieversorgungsunternehmen von hoher Relevanz sind: Prognosen zu Preisentwicklungen, Modellbildung sowie Simulation von Marktstrukturen und Technologieentwicklungen, Risikomanagement des Energiehandels etc.
- Eine explizite Auseinandersetzung mit dem Management von Energieversorgungsunternehmen findet jedoch kaum oder nur in einzelnen Fällen statt. Lediglich an wenigen Lehrstühlen werden allgemeine Managementmethoden und -instrumente bezogen auf Unternehmen in der Energiewirtschaft aufgegriffen.

Somit wird deutlich, dass vor dem Hintergrund des aufgezeigten Bedarfs an wissenschaftlicher Auseinandersetzung erhebliches Potenzial für neue Forschungsthemen besteht. Durch die Expertise und Kompetenzen der energiewirtschaftlichen Lehrstühle über die Märkte mit ihren Lieferanten, Kunden, Produkten und Dienstleistungen sowie Technologien besteht eine vorteilhafte Ausgangslage für eine entsprechende Forschung, die das Management von Energieversorgungsunternehmen in das Zentrum der Betrachtung rückt.

Im Weiteren werden in dem Beitrag Ansätze für Folgestudien zur branchenspezifischen Managementforschung für die Energiewirtschaft sowie mögliche Entwicklungen der energiewirtschaftlichen Managementforschung aufgezeigt.

Literatur

Briner, R. B.; Denyer, D.; Rousseau, D. M. (2009): Evidence-Based Management: Concept Cleanup Time?, in: Academy of Management Perspectives, 23. Jg., 2009, Heft 4, S. 19-32.

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina; acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften; Berlin-Brandenburgische Akademie der Wissenschaften (Hrsg.) (2009): Konzept für ein integriertes Energieforschungsprogramm für Deutschland, Berlin 2009.

Bundesregierung (2008); Fortschrittsbericht 2008 zur nationalen Nachhaltigkeitsstrategie – Für ein Nachhaltiges Deutschland; Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, Berlin 2008

Kopsch, A. (2010): Einsatz von Management-Instrumenten bei kommunalen Energieversorgern, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 60. Jg., 2010, Heft 8, S. 8-11.

Rigby, D.; Bilodeau, B. (2009): Management Tools and Trends 2009 - Presentation Global Results, Online im Internet: http://www.bain.com/management_tools/Management_Tools_and_Trends_2009_Global_Results.pdf

Statistisches Bundesamt (2009): Anschriftenverzeichnis deutscher Hochschulen 2007/08, basierend auf dem Hochschulkompass der Hochschulrektorenkonferenz (HRK), Stand: Juli 2008.

2 STREAM A: ENERGIEWIRTSCHAFTLICHER RAHMEN

2.1 ENERGIEWIRTSCHAFT (SESSION A1)

2.1.1 Europapolitische Visionen und Strategien zur nachhaltigen Regionalentwicklung in Hinblick auf die Ressourcen- und Energiewirtschaft

Martin LUGER(*)¹

Ausgangslage

Politische Maßnahmen, um dem Klimawandel entgegen zu wirken und auf eine Energiewende hinzuarbeiten, werden auf mehreren Ebenen entworfen. Visionen und Strategien, die international, europäisch oder national beschlossen werden, müssen letztendlich auf regionaler Ebene konkret umgesetzt werden.

Inhalt und Methodik

Der Gegenstand dieses Beitrages ist eine Bestandaufnahme der europapolitischen Visionen und **Strategien zur nachhaltigen Regionalentwicklung** mit Schwerpunkt auf die **Ressourcen- und Energiewirtschaft**. Dazu ist es notwendig, die unterschiedlichen Dokumente der Europäischen Institutionen anhand einer Kriterien-Matrix zu analysieren und zu bewerten. Betrachtet werden **Rechtstexte mit verbindlichem und unverbindlichem Charakter** des Europäischen Rates, des Europäischen Parlaments, des Rates der Europäischen Union sowie der Europäischen Kommission. Zu diesen Dokumenten zählen vorwiegend:

- Verordnungen und Richtlinien, Beschlüsse
- Schlussfolgerungen
- Empfehlungen und Stellungnahmen
- Mitteilungen und Arbeitsdokumente

Diese zu erarbeitende **Analyse- und Bewertungs-Matrix** umfasst folgende Kategorien für die Querschnittsbetrachtung:

- Ziele und deren Quantifizierungen
- Geographie/Ressourcen: Wirtschaft, Soziales und Territoriales
- Energie: Wärme, Strom und Mobilität
- Akteure: Politik, Wirtschaft, Haushalte, Zivilgesellschaft

Erwartete Ergebnisse

Das Forschungsprojekt bezweckt, dass der **derzeitige Stand der politischen Diskussion** zur Gestaltung der Ressourcen- und Energiewirtschaft auf europäischer Ebene dargestellt wird. Es sollen die unterschiedlichen Ansätze und Herangehensweisen der politischen Institutionen und Entscheidungsträger erarbeitet werden.

Die Dokumente der Europäischen Institutionen werden anhand des speziellen Kriterienkataloges untersucht. Die Ergebnisse dieser Analyse werden anschließend zu einem **Europäischen Modell der nachhaltigen Regionalentwicklung mit Schwerpunkt Ressourcen- und Energiewirtschaft** integriert.

¹ Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, Altenberger Straße 69, 4040 Linz, Tel.: +43-732-2468-5661, Fax: +43-732-2468-5651, luger@energieinstitut-linz.at, www.energieinstitut-linz.at

Dieses Modell beschreibt somit die ressourcen- und energiewirtschaftlichen Visionen und Strategien auf europäischer Ebene, die von den zentralen politischen, wirtschaftlichen und zivilgesellschaftlichen Akteuren in den Nationalstaaten und in den Regionen umgesetzt werden sollen.

2.1.2 Energieinnovationen zwischen Gesellschaft und Technik - Die HGF-Allianz Energy-Trans

Jens SCHIPPL¹, Armin GRUNWALD²

Die Energiewende braucht die Gesellschaft

Auch wenn es unterschiedliche Vorstellungen über die zukünftige Ausgestaltung des Energiesystems gibt, sind sich doch die meisten Experten darin einig, dass sich das zukünftige Energiesystem in vielen Punkten von dem uns heute vertrauten unterscheiden wird. In vielen dieser Vorstellungen wird deutlich, dass sich dabei nicht nur die Technologien verändern, sondern dass es auch für die Nutzer und Bürger zu einschneidenden Änderungen kommen kann. Den Nutzern und Bürgern kommt damit eine besondere Rolle bei der Ausgestaltung des zukünftigen Energiesystems zu. Das gilt insbesondere für Deutschland, wo der Ausstieg aus der Atomkraft und das entsprechende Energiekonzept der Bundesregierung eine massive Umgestaltung des Energiesystems zwangsläufig nach sich ziehen.

Bisher läuft die Energieversorgung für die Bürger eher im Hintergrund ab, die Schnittstellen zwischen Technik und Gesellschaft sind durch etablierte Alltagsroutinen und Einstellungen geprägt. Bei genauer Betrachtung der Vorstellungen über die Zukunft der Energieversorgung fällt aber auf, dass sich bei einem Umbau der energierelevanten Infrastrukturen auch diese Schnittstellen über kurz oder lang ändern müssen. Beispiele für sich verändernde Schnittstellen sind:

- Vorstellungen die mit den Stichworten „Smart Grid“, Smart Home, oder „Internet der Energie“ verbunden sind, zielen in der Regel auf die Schaffung und Realisierung von Lastverschiebungen, d.h. auf eine Flexibilisierung der Lastgänge ab. Oft zitiertes Beispiel ist die Waschmaschine, deren Nutzung bei hohem Angebot, also wenn beispielsweise der Wind weht, durch finanzielle Anreize belohnt wird;
- Neue Geschäftsmodelle sollen es Energieversorgern ermöglichen, auf kleinere, dezentrale Erzeugungsanlagen zuzugreifen, die aber bei privaten Nutzern stehen;
- Der erforderliche Netzausbau oder die Installation neuer Windanlagen weckt bei den direkt betroffenen Bürgern oft auch Ängste und Widerstände, die einem zügigen Umbau entgegen wirken können;
- Im Mobilitätsbereich sind erhebliche Veränderungen für die Nutzer in der Diskussion, z.B. wenn nicht mehr, wie eben gewohnt, Benzin sondern Strom „getankt“ wird und die Batterie dann auch noch als „Puffer“ in das Gesamtsystem integriert wäre;
- Auch für industrielle oder gewerbliche Nutzer können Veränderungen auftreten in Form neuer Geschäftsmodelle, Regelungen oder dezentraler Anlagen

So wird deutlich: die Schnittstellen zwischen Technik und Gesellschaft, die Berührungspunkte zwischen Bürgern bzw. Nutzern auf der einen Seite, und den Technologien bzw. Infrastrukturen auf der anderen Seite, werden sich verändern müssen. Diese Veränderungen werden spürbar und sichtbar. Viele Energieinnovationen wirken sich auf die Verhaltensmuster und Alltagsroutinen der Menschen aus - und sie müssen von den Menschen akzeptiert werden um effektiv zu sein.

Eine interdisziplinäre Perspektive ist erforderlich

In vielen Studien finden sich relativ genaue Vorstellungen darüber, wie ein zukünftiges Technik-Infrastruktur System in Deutschland und auch in anderen Ländern aussehen müsste, das die ambitionierten Ziele für einen sehr hohen Anteil erneuerbarer Energieträger erreichbar macht und gleichzeitig die Kriterien Zuverlässigkeit und Kostengünstigkeit der Energieversorgung erfüllt.

¹ Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS), Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Tel.: 0049-721-60823994, jens.schippl@kit.edu, www.itas.kit.edu

² Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS), Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Tel.: 0049-721-60822501, armin.grunwald@kit.edu; itas.kit.edu

Netze müssen ausgebaut werden, neue Windanlagen müssen entstehen. Innovationen, die zum einen den Energieverbrauch reduzieren und zum anderen die effiziente Erschließung erneuerbarer Energien ermöglichen sind erforderlich. Dazu gehören auch Speichertechnologien sowie technische und organisatorische Innovationen, wie neue Geschäftsmodelle, welche die Flexibilität des Gesamtsystems erhöhen und einen besseren Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage ermöglichen.

Weitaus weniger klar ist dagegen, welche Veränderungen der Umbau der Energieinfrastrukturen für Alltagsroutinen und Einstellungen der Verbraucher bzw. Bürger bedeuten kann bzw. voraussetzt und - vor allem - wie diese darauf reagieren. Ein erfolgreicher Umbau des Energiesystems und eine entsprechende Gestaltung der Schnittstellen zu Nutzern und Bürgern setzt aber auch solches Wissen voraus.

Während die Energieforschung bisher vielfach auf die Entwicklung neuer Technologien fokussiert ist, sind mögliche Veränderungen auf der Nachfrageseite nicht so häufig im Mittelpunkt des Interesses. Auch prospektive Ansätze wie Szenarien oder Delphis, oft unter dem Begriff Foresight zusammengefasst, nehmen vielfach vornehmlich Technologien und Infrastrukturen in den Blick. Damit sich Innovationen durchsetzen und wirken können, müssen sie aber auch von der Gesellschaft akzeptiert und von den Nutzern angenommen werden. Energiesysteme lassen sich somit als sozio-technische Systeme beschreiben. Zur Analyse und Ausgestaltung solcher Systeme bedarf es mehr als rein technischer Ansätze, Wissensbestände unterschiedlicher Disziplinen müssen zusammen gebracht werden, interdisziplinäre Forschung ist erforderlich.

Erforschung der Schnittstellen zwischen Gesellschaft und Technik: Die HGF Allianz Energy-Trans

Im Sommer 2012 wurde in Deutschland die Helmholtz Allianz ENERGY-TRANS eingerichtet, die aus acht renommierten Forschungseinrichtungen besteht, über 5 Jahre läuft und auf die Erforschung der oben skizzierten Schnittstellen abzielt.¹ Die neuartige Perspektive der Allianz liegt darin, das Energiesystem in Deutschland (in seinem europäischen und internationalen Kontext) nicht primär von der Angebotsseite, der Bereitstellung technischer Artefakte (Maschinen, Kraftwerke, Leitungen, Steuerungselemente etc.) zu betrachten, sondern vor allem von der gesellschaftlichen Bedarfs- und Nutzerseite her. Ausgehend von den erwarteten Funktionen und Leistungsparametern der zukünftigen Infrastruktur der Energieversorgung wird die Einbettung der zukünftig zum Einsatz kommenden technischen Mittel in den organisatorischen, wirtschaftlichen, sozialen und kulturellen Kontext beleuchtet.

Der vorliegende Beitrag will den Forschungsansatz der Allianz vorstellen und dabei besonders auf folgende Punkte eingehen:

- Die Ziele der Allianz und deren Bedeutung für einen erfolgreichen Umbau des Energiesystems;
- Die Notwendigkeit interdisziplinärer Forschung zu den oben genannten Schnittstellen;
- Aufbau und konkrete Forschungsfragen;
- Methodische Implikationen und Belastbarkeit von Ergebnissen.

¹ www.helmholtz.de/en/joint_initiative_for_innovation_and_research/initiating_and_networking/helmholtz_alliances/energy_trans

2.1.3 Renewable Sources in Aluminium Industry?

Blaž TROPENAUER¹

Our company Talum is an aluminium producer, producing 90.000 tons of pure aluminium yearly. The process is highly energy demanding and consumes large amounts of electric energy although our electrolysis plant is very effective. In fact it is the second effective in the world regarding specific consumption of energy which is necessary to produce 1 ton of aluminium.

Generally the process to produce aluminium is highly energy demanding all over the world because a better solution as electrolysis has so far existing not been found.

We are convinced that in the near future every consumer of energy must at the same time also take care of energy production and effectiveness. And this should apply not only to industrial but also to service and housekeeping consumers.

Nowadays all the European aluminium production industry is facing the threat of uncompetitive position in the global market. High electricity costs and Carbon Dioxide taxes are opening the way to cheaper suppliers from the East. Arab world has a big advantage in investments and low cost energy which they use to produce electricity out of gas. China on the other hand has advantages in cheap work force and has no obligations to comply with environmental standards.

If Europe is not possible to protect her own basic metal industry then we must prepare for yet another lost part of sovereignty. Costs of our end products will in large part dictate foreign big suppliers which will on long term have the possibility to induce prices.

One of the possible solutions are the renewable sources and effective usage of consumed energy. Europe must continue to finance renewable sources with subsidies and take decisions to improve competitiveness of her own industry on global market. In this way it is possible to protect the environment and simultaneously enable European companies to flourish in future.

So the main activities that can improve industrial energy balance are investment in profitable renewable sources, use of own waste energy and implementation of new energy conversion technologies like fuel cells, heat pumps, CHPs, ORCs, etc.

Talum is planning to explore and realize all mentioned methods to improve energy independence. Namely we see the future of energetic in connectedness tightly between consumers and energy generation.

The energy is not getting cheaper these days therefore we are thinking about alternative solutions. Our company is having an everyday struggle with energy costs. Our strategic plan is to minimize all unnecessary consumption and to erect new sources of energy out of existent technology and other ones. Some of successful projects have already been realized and we are steady continuing this path. Our foundry plants produce lots of heat energy which we intend to reuse. This kind of energy can be accommodated and transmitted to nearby situated heat consumers or in high temperature case transformed to produce electric energy. One of the main obstacles in reusing heat energy is its low temperature. Therefore we are preparing studies to rise temperature with heat pumps installations.

One of the rising stars on the field of energy production are the renewable sources like wind, solar, biomass and geothermal. Our opinion is that a company with intense energy issues must be prepared for new kinds of energy production technologies. In this manner we erected a biomass boiler house of 1,5 MW thermal energy which we use to heat our greenhouses.

In last three years we constructed the biggest solar plant in Slovenia. Till now it has an installed electrical power of 6MWp. The subsidy price of electricity produced out of ground solar plant is still relatively high (287€/MWh in 2011) but is losing on price every year.

¹ TALUM d.d. Kidričevo, Tovarniška cesta 10, 2325 Kidričevo, Slovenija, Tel.:+386 2 79 95 126, Fax: + 386 2 79 95 103, blaz.tropenauer@talum.si, www.talum.si

The main hindrance is the national quota which limits the construction of solar plants on ground to only 5MWp per year. Namely the construction of solar plants is taking place on our soil which is by the way an improved dump of our earlier out-of-date technology.

Current solar field of 6MWp has a surface of 11 hectares and we have still plenty of free space because all the dump area is nearly 50 hectares large.

Talum is offering not only the erection of solar plants trough all construction phases but is also providing investment studies, project engineering, leading and supervising the project. Also we take care for the activities after the project is realised. This mainly refers to accounting, technical control, maintenance and protection of the energetic objects.

What was the initiation for us to build such new plants, namely we are on the basis an aluminium producer? The answer lies in the global crisis. The price of aluminium was very low but the cost of electricity and raw materials especially alumina were increasing. On 2009 the economic situation forced us down to switch off half of the production. In this time we had some surplus in engineering resources and we took advantage out of it. We started to experiment with projects we never thought we would ever start. One of them was the construction of our first 1MWp solar plant in 2009.



Figure 1: Solar field near Kidričevo (biggest in Slovenia) installed 6MWp on cca. 11 ha area

2.1.4 Auswirkungen der neuen schweizerischen Energiepolitik - Analyse des Stromangebots

Florian ESS(*)¹, Almut KIRCHNER¹

Ausgangslage und Ziel

Im Rahmen der Aufdatierung und Anpassung der Energieperspektiven Schweiz werden Szenarien entwickelt, welche langfristige Pfade für die Strom- und Energieversorgung der Schweiz beschreiben. Ab 2022 laufen in der Schweiz die Betriebsbewilligungen der Kernkraftwerke aus, wobei für die bestehenden Kernkraftwerke eine Laufzeit von 50 Jahren festgelegt wurde. In Folge der Ereignisse in Japan von März 2011 hat der Bundesrat zudem beschlossen, dass kein Neubau von Kernkraftwerken als Ersatz für die bestehenden Anlagen in Frage kommt. Die im Folgenden dargestellten Analysen wurden im Rahmen der neuen Energieperspektiven durchgeführt und haben das Ziel, Implikationen für das zukünftige Stromangebot zu bestimmen. Insbesondere werden dabei verschiedene Stromangebotsvarianten hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und notwendige Änderungen im zukünftigen Management von Kraftwerken analysiert. Dabei wird besonders auf das Management von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken, welche im schweizerischen Kraftwerkspark eine bedeutende Funktion innehaben, eingegangen.

Die Modellierung des Stromangebots der Schweiz erfolgt mit einem Bottom-Up-Kraftwerksmodell. Das Modell greift auf eine umfangreiche Datenbank zu, welche die wesentlichen Eigenschaften des schweizerischen Kraftwerksparks abbildet. Die Stromnachfrage (je nach Nachfrageszenario) wird exogen vorgegeben und es können je nach energiepolitischer Zielvorgabe Prioritäten für den Zubau verschiedener Technologien festgelegt werden. Die wesentliche Zielgröße für das Modell stellt die Deckung der schweizerischen Stromnachfrage dar. In einem weiteren Modul des Strommodells wird eine stundengenaue Modellierung von Stromnachfrage und Stromangebot durchgeführt. Dabei wird insbesondere auch das stochastische Verhalten erneuerbarer Stromerzeugung mitberücksichtigt.

Auswirkungen auf das Stromangebot

Nach dem Beschluss des Bundesrates gegen den Neubau von Kernkraftwerken wurden mehrere Stromangebotsvarianten als Alternative zur Stromerzeugung aus Kernkraftwerken erarbeitet. Dabei kann prinzipiell zwischen Varianten mit einem Schwerpunkt des Baus von zentralen Gaskraftwerken (GuD) und Varianten mit einem hohen Ausbau dezentraler Stromerzeugungstechnologien (Erneuerbare, WKK) unterschieden werden. Eine weitere Stromangebotsvariante besteht aus einer Mischung der beiden angesprochenen Varianten. Außerdem werden im Rahmen der Energieperspektiven zwei Energienachfrageszenarien berechnet, welche sich im Elektrizitätssektor in zwei verschiedenen Stromnachfrageszenarien widerspiegeln.

Durch die Außerbetriebnahme von bestehenden Kraftwerken und unter Berücksichtigung der Entwicklung der Stromnachfrage kann erstmals frühestens im Jahr 2017 die Nachfrage im Winterhalbjahr nicht mehr gedeckt werden, wenn keine neuen Kraftwerke zugebaut werden. Neben dem Zubau von erneuerbaren Kraftwerken und KWK-Anlagen muss auf Stromimporte zurückgegriffen werden, oder es müssen Gaskraftwerke zugebaut werden, um im Rahmen des erlaubten Kraftwerkszubaues die Inlandsnachfrage decken zu können.

Durch den Neubau von Kraftwerken ändert sich die Struktur des schweizerischen Kraftwerksparks grundlegend. Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2035 fallen Kraftwerke weg, die gegenwärtig rund 85 % der Grundlastenergie bereitstellen. Von der heute installierten Kraftwerksleistung bleiben bis zum Jahr 2050 einzig die Wasserkraftanlagen bestehen. In den Angebotsvarianten mit einem hohen Zubau erneuerbarer Erzeugung ändert sich das Einspeisungsprofil durch den hohen Anteil stochastischer Stromerzeugung.

¹ Prognos AG, Henric-Petri-Strasse 9, 4010 Basel, Tel.: +4161 3273-200, Fax: +4161 3273-300, florian.ess@prognos.com, www.prognos.com

Damit besteht ein hoher Bedarf an flexibler Stromerzeugung, wodurch wiederum Änderungen im Management von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken, sowie gegebenenfalls im Betrieb von Gaskraftwerken und KWK-Anlagen erforderlich sind. Die dabei bestehenden Restriktionen (z.B. Speichereinhalt der benutzten Speicherseen, Nutzinhalt der Unterseen für die Pumpspeicherung und Zuflusscharakteristika) müssen berücksichtigt werden, um eine zuverlässige Abschätzung der zukünftigen Herausforderungen für die schweizerische Stromversorgung zu ermöglichen. Zudem können die quantitativen Ergebnisse der Modellierung herangezogen werden, um den möglichen Beitrag der Schweiz zur Lieferung von Regelenergie für den Ausgleich fluktuierender Erzeugung in Europa einschätzen zu können.

2.1.5 Auswirkungen unterschiedlicher Stromangebotsvarianten auf die Schweizer Elektrizitätswirtschaft

Thomas NACHT¹(*), Heinz STIGLER¹, Christoph GUTSCHI¹, Gernot NISCHLER¹

Aufgabenstellung

Die Elektrizitätswirtschaft unterliegt heute einem starken Wandel. Der Versuch eine möglichst umweltschonende Stromversorgung bei gleichzeitiger Wirtschaftlichkeit zu erreichen ist das erklärte Ziel vieler Länder Europas. Die Katastrophe im Kernkraftwerk Fukushima beeinflusst maßgeblich die Entscheidungen über die elektrizitätswirtschaftliche Zukunft Europas.

Die Schweiz als Stromdrehscheibe Europas hat sich zum Ziel gesetzt, ihre Position in Zukunft zu stärken, ohne dabei die aktuellen Entwicklungen in der **Elektrizitätswirtschaft** zu vernachlässigen. Im Auftrag des schweizerischen Bundesamtes für Energie (BFE) wurde eine Studie über die Auswirkungen verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz durchgeführt.

Im Rahmen dieses Papers werden zwei der in den Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates vorgeschlagenen Erzeugungsvarianten, die Varianten C&E und E aus dem Nachfrageszenario "Neue Energiepolitik"[1], sowie zwei unterschiedliche Netzausbauvarianten untersucht. Dabei werden Auswirkungen der Erzeugungs- und Netzvarianten auf den Stromhandel der Schweiz mit den Nachbarländern, den Redispatchbedarf (netzengpassbedingter Eingriff in den Kraftwerkseinsatz) und den CO₂-Ausstoß durch die Stromerzeugung in der Schweiz analysiert und diskutiert. Diese Studie hat eine Vertiefung der in den letzten Jahren erarbeiteten Energieperspektiven der Schweiz im Bereich der Elektrizitätswirtschaft zum Ziel.

Methodik

Die Studie wurde in den bereits bestehenden Rahmen der Energieperspektiven eingebunden, wodurch Szenarien für die Weiterentwicklung der Erzeugungskapazitäten in der Schweiz und den Nachbarländern vorgegeben waren. Die Untersuchungen der Auswirkungen der Erzeugungs- und Netzvarianten werden mit Hilfe des Simulationsmodells ATLANTIS [2] durchgeführt.

Für das Nachfrageszenario "Neue Energiepolitik" wird angenommen, dass hohe Effizienzziele und damit Energieverbrauchsziele erreicht werden. Zudem wird davon ausgegangen, dass sich die schweizerischen Ziele und Instrumente in der Energie- und Klimapolitik an Maßnahmen auf europäischer bzw. globaler Ebene orientieren. Die Entwicklung des schweizerischen Kraftwerksparks und Verbrauches entspricht den Daten aus [1]. Für die Nachbarländer der Schweiz werden Verbrauch und Kraftwerkspark gemäß dem Szenario 450 aus dem World Energy Outlook 2010 [3] modelliert.

In der Variante E wird in der Schweiz ein starker Ausbau erneuerbarer Erzeugung angenommen. Zusätzlich wird der Ausbau der Wasserkraft vorangetrieben und dezentrale Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen (WKK-Anlagen) zugebaut. Die Variante C&E hat den selben Kraftwerksausbau wie die Variante E mit leichten Abweichungen in den Zubauten der dezentralen WKK-Anlagen und dem entscheidenden Unterschied, dass zusätzlich fünf zentrale GuD-Anlagen mit je 550 MW installierter Leistung zugebaut werden. Die Netzausbauvariante "Netz 2020" beschreibt einen umfassenden Ausbau des Schweizer Übertragungsnetzes bis 2020, die Netzvariante "Netz 2011(+)" entspricht dem heutigen Stand des Übertragungsnetzes mit einem minimalen Ausbau zur Einbindung anstehender Kraftwerksgroßprojekte.

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43 (0)316/873-7911, Fax: +43 (0)316/873-107900, thomas.nacht@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Untersuchungen der Auswirkungen auf den Stromhandel ergeben, dass durch einen Kraftwerksausbau gemäß Variante E die Schweiz durch die Außerbetriebnahme der bestehenden Kernkraftwerke zunehmend mehr Energie importieren muss. Dieser Effekt wird in der Variante C&E durch den Zubau der GuD-Anlagen größtenteils kompensiert und rückt die Schweiz sogar in die Rolle des Netto-Exporteurs. Die Analyse zeigt jedoch, dass aufgrund der hohen CO₂- und Gaspreise und dem starken Zubau von erneuerbaren Erzeugern in Kontinentaleuropa zwischen 2035 und 2050 die neu errichteten GuD-Anlagen abnehmende Volllaststunden verzeichnen.

Bei der Ermittlung der Auswirkungen der Netzvarianten zeigt sich, dass ein schwächer ausgebautes Netz, wie es in der Variante "Netz 2011(+)" der Fall ist, das Handelssaldo in Richtung zunehmender Importe verschiebt. Dieser Effekt kommt zu tragen da ein weniger stark ausgebautes Netz weniger inländische Stromerzeugung aufgrund von Netzengpässen zulässt.

Die Analyse des Redispatchbedarfs zeigt, dass ein Ausbau des Kraftwerksparks gemäß Variante C&E einen höheren Redispatchbedarf zur Folge hat als im Vergleich dazu jener der Variante E. Dieser erhöhte Redispatchbedarf resultiert aus der allgemein höheren Netzbelastung durch die Kraftwerke der Variante C&E, welche mehr Engpässe hervorrufen.

Eine Berücksichtigung der verschiedenen Netzvarianten ergibt, dass die Variante "Netz 2020" für beide Erzeugungsvarianten einen geringeren Redispatchbedarf mit sich bringt. Dies lässt die Schlussfolgerung zu, dass in der Netzvariante "Netz 2011(+)" mehr Netzengpässe vorliegen welche mit Hilfe von Redispatch beseitigt werden müssen. Den Kosten für den Netzausbau sind somit deutliche Kostenersparnisse durch den verringerten Redispatchbedarf gegenüberzustellen.

In puncto CO₂-Emissionen erzeugt ein Kraftwerkspark gemäß Variante C&E aufgrund des höheren Anteils fossiler Erzeugung erwartungsgemäß einen höheren Ausstoß an CO₂ in der Schweiz als ein Kraftwerkspark laut Variante E. Hier muss beachtet werden, dass aufgrund der höheren Importen bei der Erzeugungsvariante E mehr Energie im Ausland produziert werden muss. Diese Energie muss von Kraftwerken, welche unter Umständen schlechtere CO₂-Intensitäten als die GuD-Anlagen der Variante C&E aufweisen, produziert werden.

Es zeigt sich, dass für beide Erzeugungsvarianten die Netzvariante "Netz 2020" geringere CO₂-Emissionen aufgrund der Stromerzeugung mit sich bringt. Ein Resultat welches daher rührt, dass durch die Engpässe im "Netz 2011(+)" in der Schweiz Kraftwerke mit schlechteren CO₂-Intensitäten zur Aufhebung von Engpässen Strom erzeugen müssen, während Kraftwerke mit besseren CO₂-Intensitäten ihre Produktion drosseln müssen.

Zusammenfassend zeigt der Vergleich der beiden Erzeugungsvarianten, dass die Variante E im Vergleich zur Variante C&E bei weniger CO₂-Emissionen eine geringere Netzbelastung mit sich bringt, die Schweiz jedoch zum Netto-Importeur wird. Ein umfassender Netzausbau gemäß "Netz 2020" ist aus Gründen des geringeren Redispatchbedarfs, der Einsparungen an CO₂ in der Schweiz und der positiven Auswirkungen auf den Stromhandel anzuraten.

Neben den oben erwähnten Ergebnissen zeigen die Simulationen, dass sich bei einem Ausbau des Netzes gemäß Variante "Netz 2011(+)" netzkritische Situationen in der Schweiz ergeben, was ebenfalls für einen Netzausbau laut Variante "Netz 2020" spricht.

Literatur

- [1] Bundesamt für Energie BFE. (2011). Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates; Frühjahr 2011, Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 (energiwirtschaftliches Modell). Bern.
- [2] GUTSCHI, JAGL, NISCHLER et al. (2010). Scenarios for the development of the electricity economy in Continental Europe. 21st World Energy Congress. Montreal
- [3] International Energy Agency. (2010). World Energy Outlook 2010. France: OECD/IEA.

2.2 ELEKTRIZITÄTSMÄRKTE (SESSION A2)

2.2.1 Analyse von Investitionen in neue Pumpspeicher und thermische Kraftwerke mittels hochauflösender Simulation der zukünftigen Strommärkte in Österreich und Deutschland

Gerhard TOTSCHNIG¹, Johannes RADL(*)¹, Kai KEMENDY(*)¹, Hans AUER¹

Inhalt

In diesem Paper wird eine Analyse von Investitionen in neue Pumpspeicher und thermische Kraftwerke für das zukünftige Stromsystem mittels einer hochauflösenden Simulation der Strommärkte in Österreich und Deutschland durchgeführt. Dabei wird untersucht welche Auswirkungen ein steigender Anteil von Wind und Solarenergie an der Stromerzeugung hat. Weiters werden die Veränderung im stündlichen Verlauf der Strompreise dargestellt.

Methode

Für dieses Paper wird ein hochauflösendes Stromsystem Simulationsmodell des Österreichischen und deutschen Stromsystems verwendet. Das stündlich aufgelöste Modell beinhaltet eine detaillierte Modellierung der Wasserkraftwerke und deren oft komplizierte Topologie, eine dynamische Modellierung der thermischen Kraftwerke (inklusive Startup Kosten und der Effizienzreduktion bei Teillastbetrieb) und der variablen Einspeisung von Solar und Windenergie. Aus der stündlichen Simulation ergeben sich endogen die Strompreise, die Kraftwerkseinsatzplanung und die erzielbaren Gewinne.

Ergebnisse

Die Ergebnisse beinhalten eine Darstellung der zu erwartenden Änderungen im Tages und Jahresverlauf der Strompreise bis 2030 vor dem Hintergrund eines steigenden Anteils von Solar und Windenergie. Weiters wird die Wirtschaftlichkeit neuer Pumpspeicher und von neun thermischen Kraftwerken für verschiedene Szenario Annahmen zu den Anteilen der erneuerbaren Energien und den Brennstoff- und CO₂ Preisen dargestellt.

¹ Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Energy Economics Group (EEG), TU Wien, Gusshausstrasse 25-29 / 370-3, 1040 Wien, Tel.: +43-1-58801-370356, Fax: +43-1-58801-370397, totschnig@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

2.2.2 Investitionen erneuerbarer Energietechnologien unter dem Einfluss schwankender Rohstoffpreise – Eine ökonometrische Analyse

Christian PANZER¹, Patrik SÖDERHOLM²

Motivation/Inhalt

Die Entwicklung eines nachhaltigen Energiesystems im europäischen Raum spielt derzeit eine größere Rolle denn je. Daher hat der Europäische Rat 2009 verbindliche Ziele [*Renewable Energy Directive (2009/28/EC)*] für alle 27 EU Mitgliedstaaten beschlossen, welche den Ausbau erneuerbarer Energieträger stark forciert und im Jahr 2020 20% des Bruttoendenergieverbrauchs bedeuten.

Heutzutage sind erneuerbare Energietechnologien (EET) auf den nationalen und internationalen Energiemärkten (in den meisten Fällen) ohne jegliche finanzielle Anreize noch nicht wettbewerbsfähig. Allen erneuerbaren Energieträgern ist gemein, dass ihre Kostenstruktur von vielen verschiedenen Parametern auf- als auch abwärts stark beeinflusst wird. Hauptsächlich Treiber für den Abwärtstrend erneuerbarer Energien ist das technologische Lernen, hervorgerufen durch den verstärkten Ausbau dieser Technologien. Andersrum, hat speziell die nahe Vergangenheit gezeigt, dass technologische Lerneffekte stark von den Einflüssen internationaler Energie- und Rohstoffpreise kompensiert werden können. Diese Tatsache stellt besondere Anforderungen an Energiemodelle in deren Umgang mit der zukünftigen Entwicklung der Investitionskosten erneuerbarer Energietechnologien.

Hauptaufgabe dieses Beitrags ist es, den Einfluss internationaler Energie- und Rohstoffpreise auf die Kostenstruktur erneuerbarer Energien quantitativ aufzuzeigen und von den Einflüssen des technologischen Lernens zu separieren. Eine tiefgehende ökonometrische Analyse wird hierfür ausgeführt und Ergebnisse diskutiert.

Methode

Basierend auf historischen Investitionen EET [*EWEA, Yu et al, Bloomberg, 2009*] werden ökonometrische Analysen ausgeführt welche den reinen Einfluss von Stahl-, Beton- und Siliziumpreisen an den EET Investitionen aufzeigen. Eine zusätzliche Betrachtung des „learning by doing“ Effekts erlaubt Szenarien einer zukünftigen Entwicklung jener EET Investitionen abzuleiten.

In einem ersten Schritt wird der Zusammenhang zwischen Primärenergiepreisen und Rohstoffpreisen (Stahl, Beton, Silizium) abgeleitet und in einem zweiten Schritt deren Einfluss auf EET Investitionen untersucht. Somit ergibt sich eine endogene Rückkopplung von Energiepreisen auf die Investitionen (u.a.) derer Erzeuger.

Das hier angewandte Schätzverfahren der Regressionen bezieht sich auf die Kleinstquadratschätzer Methode und genügt den Anforderungen des Gauss-Markoff Theorems der Statistik. Der Einfluss von Rohstoffpreisen auf Investitionen EET wurde mit Hilfe des folgenden Modells abgebildet:

$$c(x_t) = \prod_{CP} (\alpha + \vec{\beta} * CP_t + \vec{u}_t) \cdot \left(\frac{x_t}{x_0} \right)^{-b} \quad \text{wobei gilt}$$

α	Konstante	β	Koeffizientenvektor der Rohstoffpreise
u_t	Fehlerterm der Regression	x_t	Installierte Leistung zum Zeitpunkt t
x_0	Installierte Leistung zum Anfangszeitpunkt	b	Koeffizient des technologischen Lernens

Eine genaue Analyse der historischen Entwicklung der Investitionen EET, unter Betracht der Theorie des technologischen Lernens, erlaubt eine getrennte Betrachtung des Einflusses technologischen Lernens und der Rohstoffefflüsse.

¹ Energy Economics Group (EEG), Technische Universität Wien, Gusshausstrasse 25-29/373-2, 1040 Wien, Austria, Tel.: +43-1-58801-37360, Fax: +43-1-58801-37397, panzer@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at
² Lulea University of Technology, Lulea, Sweden

Des Weiteren wird der Unterscheidung zwischen Kosten und Preisen insofern Rechnung getragen, als dass eine vorgelagerte Marktanalyse den Einfluss von Opportunitätskosten EET quantifizierte und bereinigte. Nichtsdestotrotz, konnten zusätzliche Einflüsse (wie strategische oder nachfrageseitig beeinflusste Preise) welche außerhalb der endogenen Modellierbarkeit von Energiemodellen liegen, nicht in dieser Arbeit berücksichtigt werden.

Ergebnisse

Da die Herstellung aller drei untersuchten Rohstoffe (Stahl, Beton und Silizium) sehr energieintensiv ist, ergeben sich signifikante Abhängigkeiten von Energiepreisen zu Rohstoffpreisen. Haupteinfluss hierbei übt der Kohlepreis, gefolgt von Erdgas- und elektrischen Strompreisen. Teilweise zeitverzögerte, sowie differentiale, Effekte konnten hierbei festgestellt werden, welche auf die verschiedenen Produktionsverfahren zurückzuführen sind. Weiters zeigt die ökonometrische Analyse einen starken Einfluss der Rohstoffpreise auf Investitionen EET, welche den technologischen Lerneffekt teilweise zur Gänze kompensiert (zB wind onshore, wie in Abbildung 1) aber auch einen zusätzlichen Kostensenkungseffekt (fallende Siliziumkosten bei Photovoltaikinvestitionen). Die statistische Auswertung liefert signifikante Ergebnisse in sehr hoher Anpassungsqualität ($R^2 = 0,91$ im Falle von wind onshore, siehe Abbildung 1).

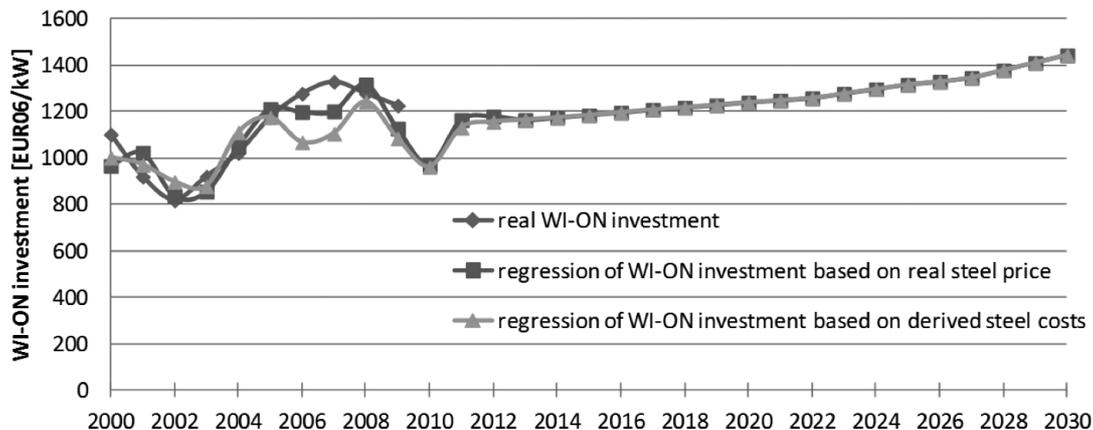


Abbildung 1: Entwicklung von Wind onshore Investitionen. Historische Beobachtung (Kreis) und Regressionsergebnisse basierend auf tatsächlichen Stahlpreisen (Quadrat) als auch errechneten Stahlpreisen basierend auf Kohlepreisen (Dreieck). Quelle Kohlepreise: PRIMES 2009 reference, Quelle Berechnung: Eigene Berechnungen

Neben den zuvor beschriebenen Technologien, weisen auch Investitionen von offhsore Windkraftanlagen einen hohen Einfluss von Stahl und Betonpreisen auf. Im Gegensatz dazu, zeigen Biomasse befeuerte Kraft-Wärme Kopplungsanlagen (KWK) und Wasserkraftwerke nur einen minimalen Einfluss von Rohstoffpreisen. Hauptkostenpunkte letztere Kraftwerke sind Planung, Genehmigung und Personalkosten, wobei bei Biomasse Kraftwerken wiederum die zusätzlichen Brennstoffkosten eine wesentliche Rolle spielen.

Zusammenfassend soll bemerkt werden, dass neuere Technologien höhere Lernraten aufweisen und dadurch robuster gegen Schwankungen der Rohstoffpreise reagieren als bereits weit entwickelte Technologien. Allerdings, zentrale Großkraftwerke, wie Biomasse KWK oder Wasserkraftanlagen, sind nahezu unbeeinträchtigt von Rohstoffpreisen, da nur ein geringer Teil ihrer Investitionen den Rohmaterialien zugewiesen wird und Planung, Genehmigung, wie auch Personalkosten einen höheren Anteil halten.

Literatur

Chupka M, Basheda G.; "Rising Utility Construction Costs"; The Brattle Group, Washington, US, 2007

Yu, C. F., W. G. J. H. M. van Sark and E. A. Alsema (2010): "Unraveling the photovoltaic technology learning curve by incorporation of input price changes and scale effects." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15(1): 324-337

Junginger, M., A. Faaij, R. Björheden and W. C. Turkenburg (2005). "Technological learning and cost reductions in wood fuel supply chains in Sweden." *Biomass and Bioenergy* 29(6): 399-418.

Gregory Nemet "Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics." *Energy Policy* 34(17), page 3218-3232, 2006

2.2.3 Haben wir auf den Leistungspreis vergessen? – Ein alternativer Blickwinkel zu aktuellen Diskussionen um Kapazitätsmärkte

Michael ZOGLAUER¹

Während der Umsetzung der Liberalisierungserfordernisse und gleichzeitigen Integration der Europäischen Energiemärkte bekamen die Preise auf den Großhandelsmärkten die Rolle, zur Orientierung und zum Maßstab vieler Bewertungen und Entscheidungen zu werden. Der Wert der physischen Verfügbarkeit von Leistung und dahinterstehender Energiemengen ist dabei aus verschiedenen Gründen aus dem Bewusstsein vieler Akteure verschwunden.

Erst verschiedene Effekte der Marktreaktion – insbesondere im Zusammenhang mit der forcierten Integration erneuerbarer Energien in die Elektrizitätsversorgungssysteme – führten in manchen Ländern zu neuen Erfordernissen: Sie mussten Maßnahmen ergreifen, um die Verfügbarkeit von Erzeugungskapazitäten zu gewährleisten. Zu diesem Zweck wurden verschiedene Kapazitätsvergütungen eingeführt und wir erlebten in den letzten Jahren den Start einer intensiven Diskussion zur europäischen Harmonisierung in diesem Themenbereich.

Der Beitrag zeigt die Historie dieser Entwicklung auf und postuliert, dass es langfristig nicht möglich ist, die strukturellen Zusammenhänge der Kostenstrukturen außer Acht zu lassen. Jede Berücksichtigung - sowohl im Bereich der Verantwortung der Marktakteure, als auch im Bereich der Regulierungsverantwortung – hat Rückwirkungen sowohl auf die Kostenstruktur als auch auf das Niveau der Versorgungssicherheit.

Da wir von hoher Versorgungssicherheit verwöhnt sind, wird die entscheidende Relevanz der Thematik oft nicht wahrgenommen. Dennoch sind die adressierten Zusammenhänge entscheidend für die Position der Marktteilnehmer. Beispielhaft wird Produkte und Vertragsstrukturen verwiesen, welche auch im freien Markt eine Abbildung von Kapazitätskosten vornehmen. Daraus abgeleitet wird auf entscheidende Kriterien verwiesen – entscheidend für die Entwicklung der Position der Marktteilnehmer angesichts der Diskussion um öffentliche Märkte oder Mechanismen für die Verfügbarkeit von Kapazität.

¹ TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, Abteilung Energiestrategie und Energieeffizienz, Eduard-Wallnöfer-Platz 2, 6020 Innsbruck, Tel.: +43 (0) 50607 21503, Fax: +43 (0) 50607 41503, michael.zoglauer@tiwag.at, www.tiroler-wasserkraft.at

2.2.4 Analyse des Einflusses des Emissionshandels auf Produktion und Emissionen ausgewählter Industriesektoren

Lutz HILLEMACHER(*)¹, Wolf FICHTNER

Motivation und zentrale Fragestellung

Der im Jahr 2005 eingeführte EU-Emissionshandel versteht sich als marktwirtschaftliches Instrument zur Senkung der Emissionen von Treibhausgasen. In diesen Handel einbezogen sind seit Beginn die Kohlendioxid-Emissionen des Energieversorgungssektors sowie energieintensiver Industriebranchen. Letztere teilen sich auf in die Bereiche Eisen- und Stahlverhüttung, Raffinerien und Chemie, Zement- und Kalkherstellung, Glas-, Keramik- und Ziegelindustrie sowie Papier- und Zellstoffherzeugung.

Mit Hilfe des optimierenden Energiesystemmodells „PERSEUS“ (Programme Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply) wurde untersucht, inwieweit durch den Emissionshandel Veränderungen im Produktions- und Emissionsverhalten der in den Handel einbezogenen Industriesektoren festgestellt werden können.

Methodische Vorgehensweise

Die am Lehrstuhl für Energiewirtschaft des Instituts für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) entwickelten „PERSEUS“-Modelle stellen eine Familie technologiebasierter optimierender Energie- und Stoffflussmodelle dar. Zum Einsatz gelangte bei der dargestellten Untersuchung das Modell „PERSEUS-CERT“, das im Hinblick auf eine detaillierte Abbildung des Handels mit Emissionszertifikaten entwickelt wurde. Der methodische Ansatz gründet auf einer mehrperiodigen, gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung mit einem zeitlichen Optimierungshorizont von bis zu 30 Jahren.

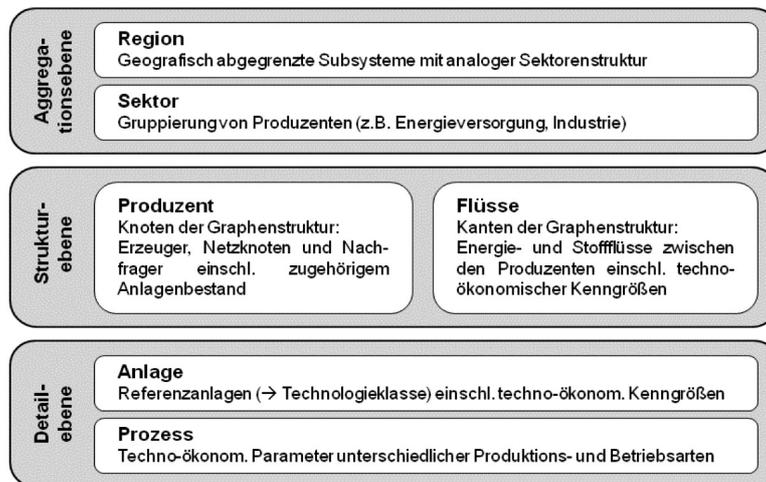


Abbildung 1: Hierarchien des „PERSEUS-CERT“-Modells

Die drei Hierarchieebenen des Energiesystems und der modellierten Industriesektoren zeigt Abb. 1. Berücksichtigte Regionen sind die 27 EU-Staaten sowie Norwegen und die Schweiz. Die treibende Größe des Modells stellt dabei für den Energiesektor die exogen vorgegebene Stromnachfrage dar, die mittels hinterlegten Last- und Produktionskurven für Typtage abgebildet ist. Im Falle der Industriesektoren sind die prognostizierten Produktionsmengen hinterlegt. Das Modell minimiert die auf das Basisjahr diskontierten entscheidungsrelevanten Systemausgaben unter Berücksichtigung der als Nebenbedingungen implementierten techno-ökonomischen und ökologischen Restriktionen des modellierten Energiesystems sowie der berücksichtigten Industriesektoren.

¹ Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Hertzstraße 16, 76187 Karlsruhe, Tel.: +49 721 608-44409, Fax: +49 721 608-44682, hillemacher@kit.edu, www.iip.kit.edu

Auf der Detailebene stehen neben Standardprozessen, die den derzeitigen Stand der Technik in der Produktion repräsentieren, alternativ auch neuartige Produktionsprozesse, die dem technologischen Fortschritt Rechnung tragen, zur Verfügung. Diese ermöglichen unter Inkaufnahme entsprechender Investitionen eine Produktion mit veränderten Rohstoff-, Kosten- und Emissionsparametern, so dass modellseitig eine Entscheidung zwischen unterschiedlichen Produktionsverfahren und damit einhergehend auch der durch entsprechende Zertifikate abzudeckenden Emissionsmengen getroffen werden kann. Zur Verhinderung einer unrealistischen, sofortigen Umstellung der gesamten Produktion durch das Modell sind die Alternativprozesse mit zeitlich progressiven Durchdringungsraten hinterlegt.

Die Analyse der Auswirkungen des Zertifikatehandels auf die teilnehmenden Industriesektoren erfolgte mittels einer Szenarienbetrachtung. Als Referenzszenario diente ein Szenario mit prognostizierten Brennstoffpreisen auf mittlerem Niveau gemäß aktuellem World Energy Outlook. Die vorgegebene industrielle Produktion stützte sich auf Prognosen der jeweiligen Branchenverbände. Zusätzlich wurde eine hochpreisige Entwicklung der Brennstoffe, eine Reduzierung der Emissionszertifikate um 20% sowie eine Verringerungen der Produktionsmengen gegenüber den Prognosen betrachtet.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Wie in Abb. 2 erkennbar, beeinflussen Veränderungen der Brennstoffpreise sowie eine Verknappung der zugeteilten Emissionszertifikate den CO₂-Ausstoß der Industriesektoren – im Gegensatz zum Energiesektor – nur minimal. Exemplarisch wurde in Abb. 2 zusätzlich eine Reduzierung der Glasproduktion um 10% berücksichtigt.

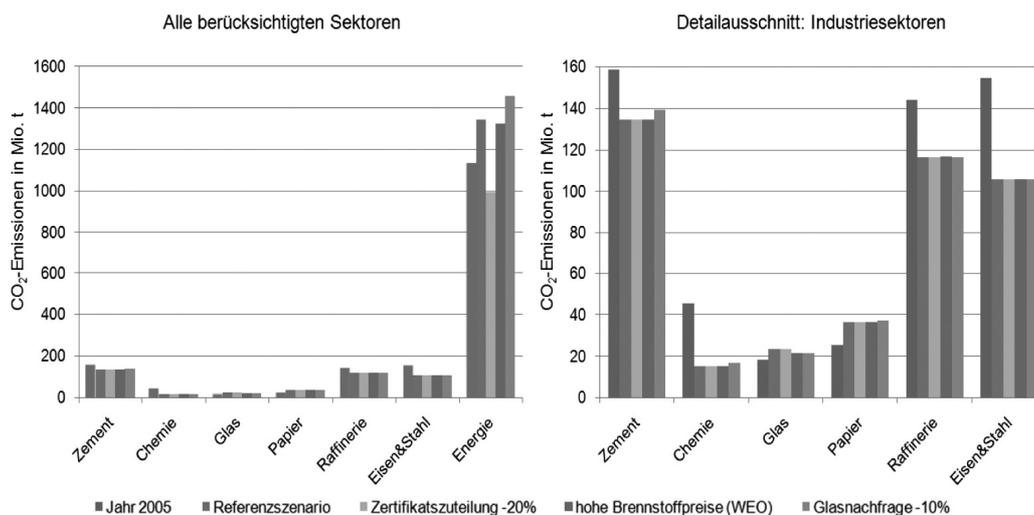


Abbildung 2: Szenarioabhängige CO₂-Emissionen im Jahr 2025 nach Sektoren (EU15-Staaten zzgl. Polen, Norwegen, Schweiz)

Den Grund hierfür offenbart eine Betrachtung der modellseitig gewählten Produktionsprozesse. Mit zunehmender Verfügbarkeit der Alternativprozesse erfolgt eine Verlagerung zu Prozessen mit geringeren variablen Kosten und Emissionen. Eine genaue Betrachtung der einzelnen Sektoren zeigt, dass einzig eine nennenswerte Veränderung der prognostizierten Produktionsmenge zu stärkeren Veränderungen im Emissionsverhalten führt.

Sowohl Aspekte des Emissionshandels als auch üblicherweise anzunehmende Veränderungen bei den Brennstoffpreisen auf Seiten der Industriesektoren führen somit zu keinen nennenswerten Veränderungen bei den Produktionsverfahren. Vielmehr werden die emissionsmindernden Umstellungen der Produktionsverfahren getrieben durch die geringeren variablen Kosten der unmittelbaren Produktion.

2.2.5 Kraftwerkseinsatzplanung in einem integrierten Netz- und Strommarktsimulator

Torsten RENDEL(*)¹, Christian RATHKE¹, Lutz HOFMANN¹

Inhalt

Die Liberalisierung des europäischen Strommarktes und der Ausbau der Erneuerbaren Energien konfrontieren die europäischen Energieversorgungsnetze mit einem systematischen Strukturwandel. Dieser wird in Deutschland darüber hinaus durch das Abschalten der Kernkraftwerke zusätzlich verstärkt. Um die kurz- und langfristigen Auswirkungen der Änderungen im europäischen Energieversorgungssystem analysieren zu können, entwickelt das Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik an der Leibniz Universität Hannover (IEH) einen integrierten Netz- und Strommarktsimulator. Dieser Marktanalysator ermöglicht es, beispielsweise Netzengpässe oder Probleme in Bezug auf die Kurzschlussleistung zu identifizieren und geeignete Maßnahmen für deren Behebung zu untersuchen. Die Oberfläche des Simulators ist so gestaltet, dass sich verschiedene individuelle Entwicklungsszenarien in der elektrischen Energieversorgung darstellen lassen.

Datenbasis

Als Grunddaten für die Simulationen können eigene Datensätze in den Simulator importiert werden. Darüber hinaus hat das IEH einen Satz von Grunddaten für Europa erstellt. Dieser Grunddatensatz beinhaltet eine Kraftwerksdatenbank, eine Netzdatenbank und eine Regionaldatenbank. Die Inhalte und Funktion der aus öffentlichen Quellen ermittelten Datenbanken werden im Folgenden erläutert.

Regionenmodell

Für die Simulation wird das Netzgebiet der ehemaligen UCTE in Preiszonen zerlegt. Eine Preiszone ist ein Teil des Netzgebietes, in dem angenommen wird, dass die vorhandenen Leitungen so stark ausgebaut sind, dass es bei allen möglichen Kraftwerksfahrplänen nicht zu Übertragungsempässen kommt. Da die Netze in den einzelnen Staaten gut ausgebaut sind und die Kuppelleitungen dazwischen meist nicht für eine engpassfreie Leistungsübertragung nutzbar sind, werden in der Regel Staaten als Preiszonen definiert.

In einer zweiten Ebene werden die Preiszonen in Regionen zerlegt. In Deutschland erfolgt die regionale Einteilung nach den ersten beiden Ziffern der Postleitzahlen, bei anderen Staaten werden unter anderem auch politische Regionen zur Einteilung verwendet. Dies dient dazu dezentrale Erzeuger, vornehmlich Erneuerbare Energieträger und Kraftwerke für die kein Netzverknüpfungspunkt bekannt ist, und Lasten auf die Netzknoten innerhalb der Region zu verteilen.

Datenbanken

In der Kraftwerksdatenbank sind Daten von 2.877 europäischen Kraftwerken hinterlegt. Jedem Kraftwerk wird eine Identifikationsnummer zugewiesen. Dazu sind der Name, die Leistung, der Baujahr, der Standort, der Brennstoff, der Kraftwerkstyp und der Netzverknüpfungspunkt jedes Kraftwerks gespeichert.

Die Netzdatenbank umfasst ca. 3.100 Knoten und ca. 4.000 Leitungstrassen. Die enthaltenen Spannungsebenen sind die 380- und 220-kV-Ebene, die über etwa 400 Transformatoren in den einzelnen Knoten verbunden sind. Darüber hinaus ist es möglich weitere Netzebenen einzuführen, um z.B. die Auswirkungen eines Overlay-Netzes mit einer Nennspannung von z. B. 750 kV auf das Energieversorgungsnetz zu untersuchen.

Zur Nachbildung der Lasten nutzt der Simulator derzeit einen Datensatz der ehemaligen UCTE. Dieser enthält für die Mitgliedsstaaten Zeitreihen, die anhand der Einwohnerzahlen von Staaten und Regionen auf die Regionen umgelegt werden.

¹ Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Leibniz Universität Hannover, Appelstraße 9a, 30167 Hannover, Tel.: +49 (0) 511 762 19986, Fax: +49 (0) 511 762 2369, rendel@iee.uni-hannover.de, www.iee.uni-hannover.de

Kraftwerkseinsatzplanung

Zur Generierung von Knotenleistungen für die Leistungsflussberechnung und möglichen daraus folgenden Analysen erstellt der Simulator anhand von Kraftwerksgrenzkosten und dem Merit-Order-Prinzip einen Kraftwerksfahrplan. Die Grenzkosten werden aus den Brennstoffkosten und dem Wirkungsgrad der Kraftwerke berechnet. Kraftwerke die aufgrund gesetzlicher Bestimmungen bevorzugt einspeisen sollen, werden mit Grenzkosten von 0 €/MWh an den Anfang der Merit-Order gesetzt. Bei konventionellen thermischen Kraftwerken werden zusätzliche Kosten, die durch die An- und Abfahrvorgänge sowie die notwendigen CO₂-Zertifikate entstehen, berücksichtigt. Die An- und Abfahrkosten werden hierbei auf den gesamten Betriebszeitraum in dem sie verursacht werden umgelegt. Dadurch ergibt sich eine dynamische Merit-Order, da die Kraftwerksgrenzkosten sich in Abhängigkeit der Kraftwerksbetriebszeit in jedem Zeitschritt ändern.

Im Simulationsmodell wird zur Ermittlung der Kraftwerksfahrpläne zunächst eine blockweise Zerlegung der Residuallast durchgeführt, die sich nach einer Optimierung des internationalen Stromaustausches ergibt. Jedes Kraftwerk kann ein Angebot für die verschiedenen Lastblöcke abgeben. Das jeweils günstigste Kraftwerk erhält den Zuschlag. Nach Abschluss der Zuteilung findet sich in jedem Zeitpunkt ein teuerstes Kraftwerk, welches gerade noch für die Deckung der Last benötigt wird. Dieses gibt mit seinen Grenzkosten den Strompreis vor.

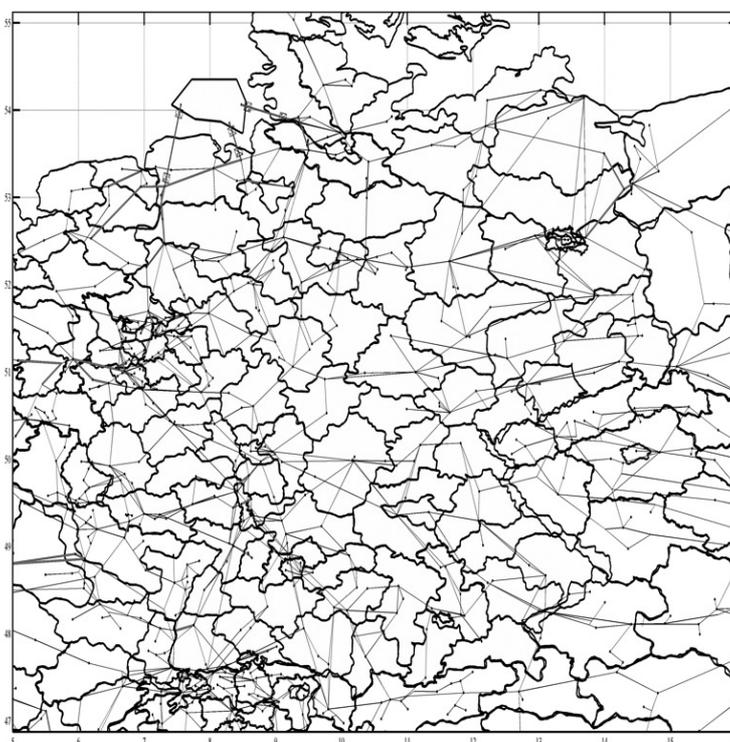


Abbildung 1: Leitungsbelastungen nach der Installation und dem Anschluss 10 GW Offshore-Wind

Entwicklungen im Energieversorgungsnetz

Mit dem integrierten Netz- und Strommarktsimulator wurde ein zukünftiges Energieversorgungsszenario für Deutschland nachgebildet, das teilweise der DENA-Netzstudie entspricht (vgl. Abbildung 1). Das Szenario umfasst die Installation von 10 GW Windeinspeisung in der Nordsee. Die zum Anschluss verwendeten 2XS(FL)Y1x2500RM/50 Kabel sind so dimensioniert, dass theoretisch eine engpassfreie Übertragung der Leistung an das Festland möglich ist.

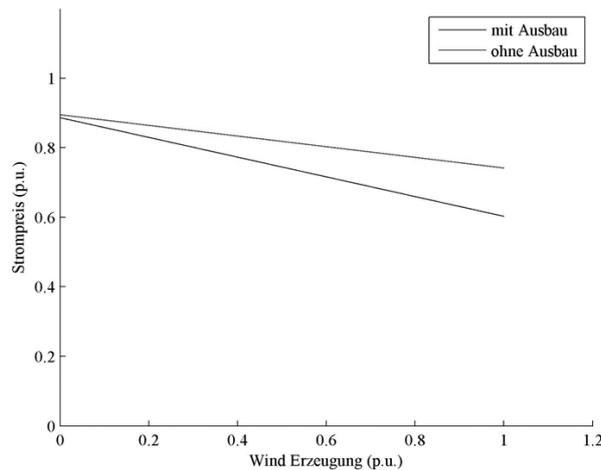


Abbildung 2: Strompreise in Abhängigkeit der Windenergieeinspeisung im Vergleich

Es zeigt sich jedoch, dass die insgesamt ausreichend dimensionierten Kabelverbindungen zum Anschluss des Windparks überlastet sind. Diese Überlastungen resultieren aus den schwach ausgebauten Netzen und der schwachen Last in den Küstengebieten.

Durch den Zubau der Windenergie verändert sich auch die Abhängigkeit des Strompreises von der Windeinspeisung (vgl. A). Der Gradient der Abhängigkeit sinkt von $-0,04 \text{ €/100 MW}$ im Ausgangsszenario ohne Ausbau auf $-0,05 \text{ €/100 MW}$ im Szenario mit Windenergieausbau. Daraus wird deutlich, dass der Strompreis bei erhöhter installierter Windleistung und steigender Windeinspeisung schneller sinkt.

Diesem Absinken des Strompreises auf Basis der Kraftwerksgrenzkosten durch den Zubau der Windenergieanlagen steht eine Erhöhung der Netznutzungsentgelte durch die Umlage der Netzertüchtigungsmaßnahmen, die in der DENA-Netzstudie mit 544 T€/MW abgeschätzt werden gegenüber.

2.2.6 Marktbasierte Beschaffung von Regelenergie

Werner FRIEDL¹, Wilhelm SUESSENBACHER¹, Benedikt ENNSER¹

Einleitung und Hintergrund

Als eine wesentliche Säule für ein stabiles und sicheres elektrisches Energiesystem gilt die Leistungs-Frequenzregelung, welche durch die Aufrechterhaltung der Frequenz von 50 Hertz innerhalb eines Verbundnetzes sichergestellt werden kann. Die mangelnde Speicherbarkeit von Strom erfordert, dass Lastschwankungen zeitnahe ausgeglichen werden und somit ein quasistationärer Frequenzzustand gesichert wird. Der Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch lässt sich anhand eines mehrstufigen Ablaufes beschreiben [1] und erfolgt bei kurzen Leistungsdefiziten bzw. -überschüssen mittels Primärregelung (bis ca. 30 Sekunden), welche bei längeren (mehreren Minuten) Beeinflussungen durch die Sekundärregelung abgelöst und bei Leistungsabweichungen von mehr als ca. 15 Minuten durch die Tertiärregelung ersetzt wird. Die Unterscheidung in die unterschiedlichen Regelmechanismen, welche sich durchaus überlappen können, lässt sich wirtschaftlich erklären, da nur wenige Kraftwerke in der Lage sind, sehr schnellen Leistungsänderungen zu folgen.

Während die Abweichung der Prognose in einer Bilanzgruppe als Ausgleichsenergie bezeichnet wird, wird der Saldo der Ausgleichsenergie über alle Bilanzgruppen in der Regelzone als Regelenergiebedarf bezeichnet. Die Summe der Ausgleichsenergie kann um ein vielfaches höher sein als die Regelenergie, da sich in der saldierten Betrachtung die Bilanzgruppen mitunter selbst ausgleichen. Die Kosten für die Aufbringung der Regelenergie werden den einzelnen Bilanzgruppen und Erzeugern anteilig in Rechnung gestellt.

Die beiden Komponenten der Tertiärregelung, Marketmaker und Minutenreserve, werden seit 2001 durch die Verrechnungsstellen marktbasiert beschafft (ab 2012 Beschaffung durch den Regelzonenführer) und belaufen sich bei einem aktuell fallendem Trend im 5 Jahres-Mittel auf jährlich rund 11 Mio. € (davon > 80% für Marketmaker).

Die Novellierung des EIWOG im Jahr 2006 schuf die rechtliche Grundlage für eine ausschreibungs-basierte Beschaffung der Primärregelung, welche bis 2010 umgesetzt wurde und sich 2010 mit Kosten von ca. 15 Mio. € für Erzeuger größer 5 MW darstellen lässt.

Das EIWOG 2010 [2] sieht vor, dass die bislang nur auf vertraglicher Basis mit Kraftwerksbetreibern erbrachte Sekundärregelung ab 2012 als letztes Regelenergieprodukt marktbasiert zu beschaffen ist. Aufgrund des bedeutenden Umsatzes von etwa 60 bis 90 Mio. € für Sekundärregelung und der Aktualität der Neugestaltung dieses Marktes wird in dieser Arbeit der Fokus auf die Sekundärregelung gelegt.

Das österreichische Marktmodell zur Beschaffung der Sekundärregelung

Nach den Bestimmungen des 3. Binnenmarktpakets haben Übertragungsnetzbetreiber Leistungen zur Ausregelung von Energieungleichgewichten auf objektive, transparente und nichtdiskriminierende Art zu erbringen [3]. In Österreich obliegen die Leistungs-Frequenz-Regelung und die Beschaffung der dafür erforderlichen Regelenergie dem Regelzonenführer. Primär- und Sekundärregelung sind nach neuer Rechtslage durch regelmäßige Ausschreibungen zu beschaffen, zu denen auch ein transparentes Präqualifikationsverfahren zählt, mit dem Ziel einer Teilnahme von möglichst vielen geeigneten Anbietern.

Unter Sekundärregelung ist die automatisch wirksam werdende Wiederherstellung der Sollfrequenz nach Störung des Gleichgewichtes zwischen erzeugter und verbrauchter Wirkleistung mit Hilfe von zentralen oder dezentralen Regeleinrichtungen binnen mehrerer Minuten zu verstehen. Die Bedingungen für die Beschaffung der Sekundärregelung sind von der Regulierungsbehörde bescheidmäßig zu genehmigen.

¹ Energie-Control Austria, Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien, Tel.: +43 1 24724 0, www.e-control.at

Die Höhe der bereitzustellenden Leistung hat den Anforderungen des Europäischen Verbundbetriebes zu entsprechen, wobei hier das "Operation Handbook" [4] von ENTSO-E/Continental Europe (European Network of Transmission System Operators for Electricity) einschlägig ist. Die Kosten für die Sekundärregelung sind zu 78 % durch das Systemdienstleistungsentgelt und zu 22 % über die Entgelte für Ausgleichsenergie im Wege der Bilanzgruppen aufzubringen.

Wann wie viel Regelreserve je Produkt vorzuhalten und zu aktivieren ist, ist im Operation Handbook geregelt. Daraus ergeben sich folgende Einsatzkriterien für Sekundärregelung: Aktivierung ab 30 Sekunden, volle Verfügbarkeit spätestens ab 15 Minuten zur vollständigen Rückführung der Primärregelung. Das Sekundärregelband lässt sich gemäß Formel des Operation Handbook für die Regelzone APG mit +/- 195 MW errechnen und zur Abdeckung des größtmöglichen Kraftwerksblockausfalls (Ausfallreserve) kann das Sekundärregelband vorübergehend bis auf + 425 MW erhöht werden.

Die technischen Anforderungen insbesondere an die Leistungsänderungsgeschwindigkeit der erbringenden Kraftwerke haben wesentlichen Einfluss auf den Kreis der potenziellen Anbieter und erfordern ein Abwägen zwischen Wettbewerbspotenzial und Systembetriebssicherheit.

Internationales Umfeld

Die Integration der Strommärkte bringt das Erfordernis von EU-weit harmonisierten Marktregeln mit sich. Dazu sieht der geltende EU-Rechtsrahmen die Entwicklung von Netzkodizes durch die Europäischen Netzbetreiberverbände (ENTSO) auf der Grundlage von Rahmenleitlinien, die von der Agentur für die Zusammenarbeit der europäischen Energieregulierungsbehörden (ACER) festgelegt werden, vor. Netzkodizes können von der Kommission nach Durchführung eines Ausschussverfahrens als Rechtsakte erlassen werden und erlangen damit rechtliche Verbindlichkeit, direkte Anwendbarkeit sowie Vorrang vor nationalen Regelungen. Gegenstand des angestrebten Harmonisierungsprozesses sind alle marktrelevanten Gestaltungsparameter, welche den grenzüberschreitenden Handel von Regelenergie beeinflussen können. Dies sind neben der generellen Produktdefinition anhand technischer Kenngrößen wie der Anfahrtszeit der Anlagen vor allem die Handelsschlusszeiten und Gebotszeiträume der einzelnen Teilmärkte, die angewandten Preisfindungskonzepte sowie die Definition der Verantwortlichkeiten und die Zuteilung der entstandenen Ausgleichsenergiekosten [5]. Zusätzlich sind für einen regelzonenüberschreitenden Handel sinnvolle Marktkonzepte zu entwickeln und ein langfristig anzustrebendes Ziel in der Form eines sogenannten „Target Model“ zu definieren [6]. In der vorliegenden Arbeit werden die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Erstellung eines grenzüberschreitenden Regelenergiemarktes dargestellt, die wesentlichsten Gestaltungsparameter identifiziert und deren mögliche Optionen erläutert.

Quellen

- [1] Friedl, Knaus, Kaiser, Kapetanovic (2010). „Beschaffung von Sekundärregelleistung und -energie in Österreich“, 11. Symposium Energieinnovation, 10.-12.2.2010, Graz/Austria
- [2] Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010), BGBl. I Nr. 110/2010
- [3] Vgl. Art 15 Abs 7 und 37 Abs 6 lit b der Richtlinie 2009/72/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt
- [4] Siehe <https://www.entsoe.eu/resources/publications/system-operations/operation-handbook>
- [5] Doorman, van de Veen, Abassy (August 2011); Balancing Market Design; Abgerufen am 02.12.2011 von der Homepage von SINTEF Energy Research
- [6] Katholieke Universiteit Leuven, Tractebel (February 2009); Study of the interactions and dependencies of balancing markets, intraday trade and automatically activated reserves; Abgerufen am 02.12.2011 von der Homepage der Europäischen Kommission

2.3 STROMAUTARKIE (SESSION A3)

2.3.1 Electricity Market Design for 100% Renewable Electricity in Germany

Jenny WINKLER(*)¹

Background

Given the German decision to phase out nuclear power and at the same time aggressive carbon reduction targets, a completely renewable electricity system becomes a plausible possibility. At the same time, a discussion about integrating the rapidly rising share of renewables into the existing electricity wholesale market is ongoing at the political level. Therefore it makes sense to investigate whether the current electricity wholesale market design is suitable for a completely renewable system. A closer integration only makes sense if the current market design is valid for the future.

Methodology

The research at hand is purely qualitative. Given the huge uncertainties when assessing a completely renewable electricity sector, it was possible to develop and elaborate general arguments and mechanisms and include a broader spectrum of proposals by using a qualitative approach. The research tools included literature reviews on a number of relevant topics and semi-structured interviews with experts.

Comparison between the current and a completely renewable electricity system

When looking at different scenarios for a completely renewable electricity system for Germany, the differences in absolute and relative values for generation, consumption and contribution of different technologies are striking². This makes clear that uncertainties regarding future developments are substantial indeed.

Implications for the electricity wholesale market

Despite the wide variation, several differences between the current electricity system and a completely renewable one with relevance to the electricity market can be identified. These lead to the following challenges for the current market design:

- Cost recovery will be challenging and investment incentives missing for variable plants with close to zero marginal production costs (especially wind generators). These costs are used for setting the price in the electricity spot market and the spot market price is the reference price for forward and futures trading. As a consequence, at times of high production by variable renewable sources, wholesale market prices will be low.
- The high degree of uncertainty regarding price developments in the electricity wholesale market and operation hours due to volatile and less predictable electricity generation reduces investment incentives for dispatchable plants. High price spikes due to scarcity can enable cost recovery in few operating hours but this is difficult to plan for.
- The need for balancing or intraday adjustment is increased due to the relatively low predictability of variable sources in the day-ahead market. This raises system costs under the current regime with low liquidity in the intraday markets.
- Other challenges include grid congestion (as locations of renewable plants are different from the current ones) and the need to incorporate more diverse actors (because more diverse plant

¹ Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Breslauer Str. 48, 76329 Karlsruhe, Deutschland, Tel.: +497216809329, jenny.winkler@isi.fraunhofer.de, www.isi.fraunhofer.de

² The analysis is based on scenarios by SRU (2 scenarios), Greenpeace, WWF, BMU and Umweltbundesamt

operators such as households or communities need to be included) into the market as well as the continuing possibility of market power.

The problem of insufficient investment incentives and the difficulties with cost recovery were identified as most important by the expert interviewees.

Options for making the electricity market design fit for the future

Four options exist to make the electricity market design fit for the future. The first one is to adapt the generation structure to the current one by aggregating different kinds of renewable plants ('virtual power plants'). This approach will however result in relatively high costs. The second option is to adapt the current market design in order to incorporate renewables. Adaptations include among others more flexible products in the spot, futures and balancing markets and a more liquid intraday market. The problem of cost recovery is however difficult to tackle by adapting the current market design as changing pricing mechanisms is very complicated and might not be sufficient. However, the discussion on whether the current market design can deliver adequate investment incentives is still ongoing. The third option is to add additional mechanisms to the current design, for example feed-in premiums for variable renewables and a capacity market for dispatchable units. Such a solution seems to be feasible but adds additional complexity to the system. The last option is to implement more radical changes to the market design. The pool market following the American model is ruled out as it does not bring substantial benefits but requires a big change. Promising options are long term feed-in tariffs (following the current design) for all generation assets or technology-specific auctions with long term contracts as currently in place in Brazil and suggested for the UK and Germany.

An evaluation of all proposed market designs according to their contribution to solving the above listed problems as well as degree of change, cost efficiency, simplicity and public acceptance reveals that no market design is perfect but some deserve further research. In general, simple options that require the least change, are cost efficient and accepted by the public should be preferred in order to minimize investment costs and maximize implementability.

Conclusion and policy recommendations

At this point in time it is uncertain whether the current market design can provide cost recovery and investment incentives in a completely renewable system. Other designs are successful in this but do not necessarily solve all other problems. In addition, changes in the market design lead to increased regulatory risk which raises investment risks and costs. Therefore, the main policy recommendation of the study is to take enough time to prove and test possible future market designs regarding their performance for a completely renewable electricity system. This wait-and-see approach concerning the changing of the market design was also recommended by most interviewees. The optional introduction of feed-in premiums (FIP) from 2012 on is reasonable in order to better understand the impacts of renewables actively participating in the market. Moreover, it is recommended to facilitate the integration and participation of renewables in the balancing market. In addition, a distinction between variable and dispatchable sources makes sense already now. Dispatchable renewables such as biomass need to be incentivised to become more flexible as soon as possible. Policy also needs to consider the trade-off between waiting for all necessary research to be completed and the need for action to incentivise adequate investment and ensure security of supply with an increasing share of variable generation.

2.3.2 100% Regeneratives Österreich - Energie & Leistung

Christoph GROISS(*)¹, Martin BOXLEITNER(*)¹,
Christoph MAIER(*)¹



Inhalt

Im Projekt „Super-4-Micro-Grid – Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel“ lautet die zentrale Fragestellung:

„Ist eine regenerative Vollversorgung Österreichs im Bereich der Elektrizität überhaupt möglich, und wenn ja, wie?“

Ein autarkes Österreich bedingt zunächst die **energetische Deckung** des Jahresbedarfs. Darüber hinaus muss die **Gleichheit der Leistung** von Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt gewährleistet sein.

Für die regenerative Vollversorgung wurden die dargebotsabhängigen Erzeugungsformen Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik betrachtet. Diese werden um die steuerbare Erzeugung aus Speicherkraftwerken ergänzt. Die Leistungsdifferenz von Erzeugung und Verbrauch muss durch Energiespeicher ausgeglichen werden. Daraus leiten sich die notwendigen **Speicherkapazitäten** sowie die **Belastungen des Übertragungsnetzes** ab. In diesem Paper werden die beiden Teilaspekte der Erzeugungspotenziale und der dabei auftretenden Einspeiseleistungen behandelt.

Methodik

In einem ersten Schritt wurden die **Erzeugungspotenziale** regenerativer Einspeiser erhoben. Im Bereich der Wasserkraft wird als Ausbauszenario das reduzierte technisch-wirtschaftliche Restpotenzial der Studie (Pöyry Energie GmbH, 2008) herangezogen. Diese Potenziale verringern sich um die Auswirkungen der Wasserrahmenrichtlinie (WRRL). Im Bereich der Windkraft und der Photovoltaik beruhen die Potenzialabschätzungen auf der Erhebung der Flächenpotenziale. Diese wurden mit einem Geo-Informationssystem (GIS) unter Berücksichtigung von Ausschlusskriterien (Flächennutzung, Naturschutz,...) bestimmt. Für den zukünftigen Verbrauch wurden die Beibehaltung des Strombedarfs aus dem Jahre 2008 (69 TWh/a) als auch eine 25 %-ige Steigerung berechnet.

Ein Niederschlags-Abflussmodell wurde verwendet, um die **Zeitreihe der elektrischen Erzeugung** für die Laufwasserkraft zu erstellen. Die Leistungsverläufe von Windkraft und Photovoltaikanlagen wurden aus historischen Zeitreihen von Wind- und Globalstrahlungsmesswerten von rund 100 Messstationen berechnet. Der Zeitverlauf des elektrischen Verbrauchs beruht auf den Belastungsläufen der Endverbraucher (E-Control). Insgesamt stehen die elektrischen Zeitreihen über 15 Jahre im Stundenraster zur Verfügung.

Die österreichischen **Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke** wurden hinsichtlich des aktuellen Ausbaugrads als auch der technischen Restpotenziale analysiert. Anhand der Daten wie Energieinhalte, Engpassleistungen sowie Ausbaudurchflussmengen wurde die Dauerlinie bei einmaliger Entleerung aller Speicher bestimmt.

Ergebnisse

Die erhobenen regenerativen Erzeugungspotenziale für Österreich sind in Tabelle 1 dargestellt.

Speicherkraftwerke	10 TWh/a
Laufwasserkraft (inkl. Zubau)	42 TWh/a
Windkraft	8 TWh/a
Photovoltaik	31 TWh/a
Gesamterzeugung	91 TWh/a

Tabelle 1: Regenerative Erzeugungspotenziale in Österreich

¹ Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Technische Universität Wien, Gußhausstraße 25/370-1, 1040 Wien, Austria, Tel.: +43 1 58801 370126, Fax: +43 1 58801 370199, groiss@ea.tuwien.ac.at, boxleitner@ea.tuwien.ac.at; www.ea.tuwien.ac.at

Somit ist eine energetische Deckung des österreichischen Inlandsstromverbrauchs aus dem Jahr 2008 mit 69 TWh möglich. Eine **Verbrauchssteigerung um 25 %** stellt bei der Berücksichtigung der zusätzlichen Verluste durch Pumpspeicherung die **Grenze der energetischen Deckung** des Verbrauchs dar.

Die Erhebung der Speicherpotenziale hat ergeben, dass der Energieinhalt aller österreichischen **Pumpspeicherkraftwerke** in Summe **143 GWh** beträgt. Dieses reversibel verwendbare Speichervermögen wird durch den Energieinhalt der **Speicherkraftwerke** ergänzt. Bei vollem Füllstand weisen diese insgesamt **3000 GWh** auf.

Die Differenzleistung von dargebotsabhängiger Erzeugung minus des Verbrauchs ist jene Leistung, welche durch Speicher gedeckt werden muss. Der **Erzeugungsüberschuss übersteigt** dabei die verfügbare **Pumpleistung** deutlich. Diese Einspeisung kann im Netz nicht mehr verwertet werden.

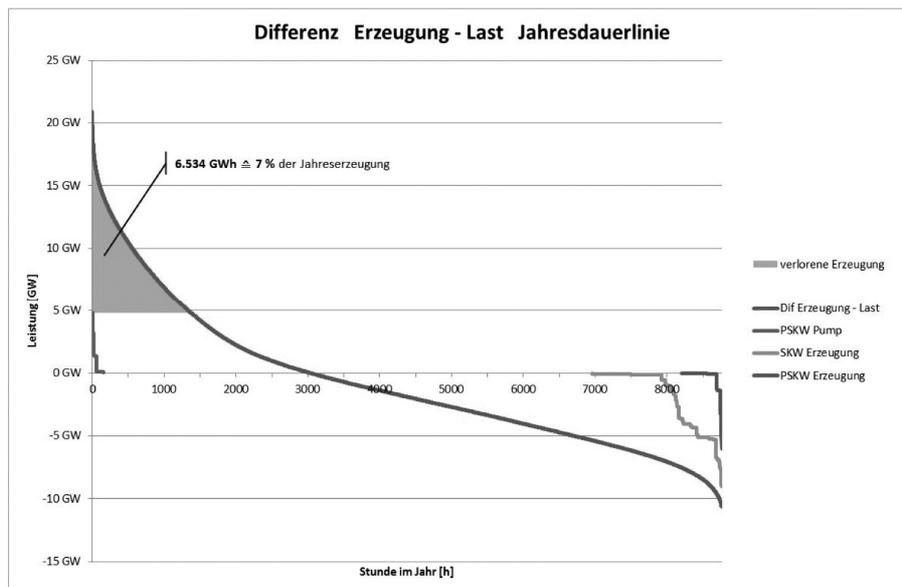


Abbildung 1: Jahresdauerlinie der Differenz aus dargebotsabhängiger Erzeugung mit dem Verbrauch (86 TWh), sowie die Leistungs-Zeit Kennlinien von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken

In der Abbildung 1 ist zu erkennen, dass das Speichervermögen der Pumpspeicherung mit 0,14 TWh deutlich geringer ist als der gesamte Überschuss von 16 TWh. Somit kann die **Pumpspeicherung für kurzfristige Ausgleichsvorgänge**, nicht jedoch für die Langzeitspeicherung verwendet werden.

Literatur

- [1] Groiß, Christoph: Photovoltaik-Erzeugung für eine regenerative Vollversorgung Österreichs, EnInnov 2010, Graz
- [2] Boxleitner, Martin: Super-4-Micro-Grid und das Österreichische Windpotenzial, EnInnov 2010, Graz

Das Projekt „Super-4-Micro-Grid“ wird aus den Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

2.3.3 Speicherbedarf für eine Vollversorgung Österreichs mit regenerativem Strom

Martin BOXLEITNER(*)¹, Christoph GROISS(*)¹



Inhalt

Die zentrale Frage des Forschungsprojektes „Super-4-Micro-Grid – Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel“ lautet, ob es auf Basis der inländischen Potenziale für Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik möglich ist, eine Vollversorgung mit regenerativem Strom für Österreich zu ermöglichen und wenn ja, wie. Da diese Frage mit ja beantwortet werden konnte, stellte sich darauf aufbauend unter anderem die Frage, welcher Speicherbedarf für ein solches regeneratives Stromsystem notwendig wäre. Diese Frage soll in diesem Beitrag beantwortet werden.

Im Projekt wurde die Annahme getroffen Österreich als Insel zu betrachten. Dies impliziert die Unabhängigkeit dieses Systems in zwei Stufen: Erstens die Energieautarkie und zweitens die Leistungsautarkie. Die letztere Bedingung geht über die erste hinaus und fordert, dass zu jedem Zeitpunkt die Bilanz von Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen sein muss, um einen stabilen Netzbetrieb zu ermöglichen. Als ausgleichende Komponente im Energiesystem werden Speicher eingesetzt, deren Größenordnung bestimmt werden soll.

Methodik

Die Datenbasis für das Projekt stellen meteorologische Messdaten des Niederschlags, der Windgeschwindigkeit und der Globalstrahlung dar. Diese Daten liegen für einen Zeitraum von 15 Jahren in stündlicher Auslösung auf Messstationsbasis vor. Durch Anwendung von Konversionsmodellen (Niederschlagsabfluss-, Windkraft- und Photovoltaik-Modell) wurden die meteorologischen Daten in elektrischen Einspeisezeitreihen umgerechnet. Zusammen mit einer Flächenpotenzialanalyse konnte die regenerativen Potenziale für Windkraft [1] und Photovoltaik [2] in Österreich bestimmt werden. Darüber hinaus wurde auf Basis der Messdaten eine Regionalisierung Österreichs in acht Regionen vorgenommen, um damit Ausgleichseffekte analysieren zu können [3]. Schließlich wurden auf Basis von Recherchen die (Pump-)Speicherpotenziale für Österreich ermittelt.

Um mögliche Entwicklung hinsichtlich des Ausbaus der Wasserkraft sowie des Stromverbrauches abzubilden, wurden sechs Szenarien entwickelt. Der jährliche Stromverbrauch variiert zwischen 69 TWh, 86 TWh und 137 TWh, die jährliche Erzeugung aus Wasserkraft zwischen 41 TWh und 51 TWh. Die Wasserkraft wird als must-run-Kapazität angesehen, d.h. es wird das vorhandene Potenzial stets abgearbeitet. Die Anteile von Windkraft und Photovoltaik können im Rahmen ihrer Potenziale variiert werden.

Um den Speicherbedarf zu bestimmen, wurde ein iterativer Optimierungsprozess implementiert. Beginnend mit einem Anfangsmix der Erzeugungsanteile aus Windkraft und Photovoltaik wird für jeden Zeitpunkt die Differenz zwischen Erzeugung und Last über alle Regionen und Technologien gebildet. Darauf aufsetzend wird in einer unterlagerten, dreistufigen Optimierung die bestmögliche Abarbeitung des Regelarbeitsvermögens der Speicherkraftwerke ermittelt. Es werden dabei die Ergebnisse der Speicherpotenzialanalyse hinsichtlich des Regelarbeitsvermögens, aufgeteilt nach Tages-, Wochen- und Monatsspeichern, verwendet. Dadurch können Lastspitzen ausgeglichen und der Restlastbedarf geglättet werden. Schließlich wird der zusätzliche Speicherbedarf ermittelt, um die Leistungsautarkie des Systems zu gewährleisten. Dabei wird der Wälzwirkungsgrad für die Pumpspeicherung berücksichtigt.

Als Zielfunktion der Optimierung können wahlweise die Speicherkapazität (Energieinhalt) oder die Pumpleistung minimiert werden. Als Nebenbedingung muss der Stromverbrauch samt Verlusten durch die regenerative Erzeugung über den Betrachtungszeitraum von 15 Jahren gedeckt werden.

¹ Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Technische Universität Wien, Gußhausstraße 25/370-1, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801 370114, Fax: +43 1 58801 9370114, boxleitner@ea.tuwien.ac.at, www.ea.tuwien.ac.at

Die Optimierung wurde in Matlab implementiert. Aufgrund der Komplexität der Problemstellung wurde ein Multistart-Problem formuliert. Damit soll vermieden werden, dass lokale Optima anstatt des globalen Optimums gefunden werden.

Ergebnisse

In Tabelle 1 sind die notwendigen Speicherkapazitäten und maximalen Pumpleistungen für ausgewählte Szenarien und Zielfunktionen dargestellt. Der Bedarf an Pumpleistung übersteigt das Potenzial je nach Szenario um den Faktor zwei bis vier. Die notwendigen Speicherkapazitäten übersteigen die potenziell vorhandenen Kapazitäten sogar um mehr als den Faktor 100.

	Speicherkapazität [TWh]	max. Pumpleistung [GW]
Österreichisches Potenzial	0,14	4,8
LZ-1	17,0	11,7
LZ-2	17,3	10,6
MZ-1	23,4	21,4

Tabelle 1: Notwendige Speicherkapazitäten und max. Pumpleistungen für ausgewählte Szenarien im Vergleich zum österreichischen Potenzial

Die Abbildung 1 zeigt den Speicherfüllstand über den gesamten Betrachtungszeitraum von 15 Jahren, sowie die Speicherfüllstände zum jeweiligen Jahresbeginn für ein ausgewähltes Szenario. Es zeigt sich, dass mehrjährige Betrachtungen notwendig sind, um die Auswirkungen einer regenerativen Stromvollversorgung abbilden zu können. Wie die Abbildung zeigt, müssten in Jahren mit gutem regenerativem Dargebot Reserven für Jahre mit schlechterem Dargebot aufgebaut werden, um eine ausgeglichene energetische Bilanzierung zu ermöglichen.

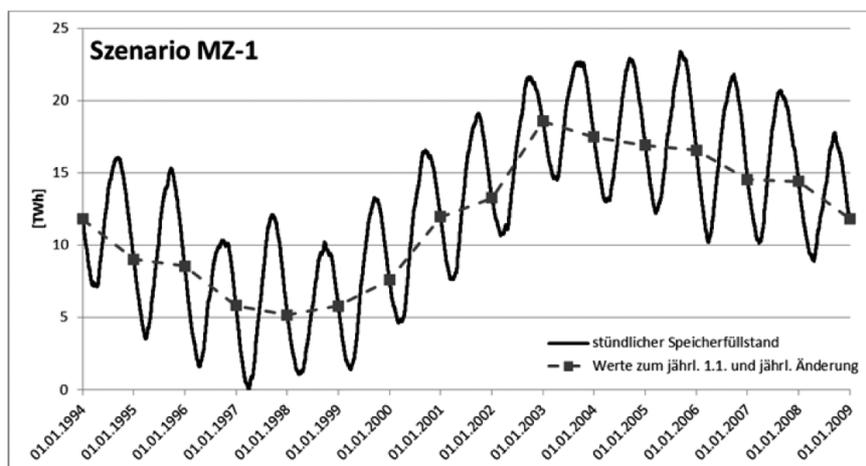


Abbildung 1: Speicherfüllstand über dem Betrachtungszeitraum von 15 Jahren und die Speicherfüllstände zum jeweiligen Jahresbeginn (1.1.) sowie die jährlichen Änderungen für das Szenario MZ-1

Zusammengefasst zeigt sich, dass trotz vorhandener regenerativer Potenziale eine leistungsautarke Vollversorgung mit Strom aus regenerativen Quellen in Österreich mit einem Speicheraufwand verbunden wäre, der die Potenziale z.T. weit übersteigt.

Literatur

- [1] Boxleitner, M. et al.: Super-4-Micro-Grid und das Österreichische Windpotenzial; 11. Symposium Energieinnovationen, 10.-12.2.2010, Graz/Austria
- [2] Groß, Chr. et al.: Photovoltaik-Erzeugung für eine regenerative Vollversorgung Österreichs; 11. Symposium Energieinnovationen, 10.-12.2.2010, Graz/Austria
- [3] Boxleitner, M. et al.: Optimaler Erzeugungsmix für 100 Prozent regenerativen Strom in Österreich, 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 16.-18.2.2011, Wien

Das Projekt „Super-4-Micro-Grid“ wird aus den Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

2.3.4 Lokale Autarkie vs. Stromverbund – Szenarien für eine zukünftige Stromversorgung

Mark NOWAKOWSKI¹, Thomas KLAUS, Carla VOLLMER, Kathrin WERNER, Harry LEHMANN, Klaus MÜSCHEN, Carsten PAPE, Michael STERNER, Stefan PETER

Kurzfassung

In einem europäischen Stromsystem, in dem hohe Anteile der Erzeugung aus erneuerbaren Quellen stammen, ist ein gut ausgebautes Übertragungsnetz, das ganz Europa überspannt und auch die umliegenden Regionen mit einbezieht, vorteilhaft. Die Erzeugungsschwerpunkte werden auf diese Weise mit den Verbrauchszentren verbunden, und der großräumige europaweite Ausgleich von Einspeisungsschwankungen aus fluktuierenden erneuerbaren Energien sowie deren optimale Nutzung werden ermöglicht. Die relativen Einspeisespitzen lassen sich so verringern und der Beitrag insbesondere der Windenergie zur gesicherten Leistung erhöhen. Damit könnte auch der Bedarf an Speicher- und Reservekraftwerksleistung erheblich sinken.

Drei „archetypische“ Szenarien

In diese Richtung weisen die Ergebnisse bereits abgeschlossener und laufender Studien des Umweltbundesamtes. Es wurden drei grundsätzlich verschiedene Szenarien für eine vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2050 entwickelt. Diese unterscheiden sich vor allem im Grad der Vernetzung voneinander: Im Szenario „Lokal-Autark“ versorgen sich kleinräumige, dezentrale Strukturen autark mit Strom und sind dabei untereinander und nach außen nicht vernetzt, importieren somit auch keinen Strom. Im Szenario „Regionenverbund“ hingegen findet ein deutschlandweiter Stromaustausch statt, wobei nur ein geringer Teil der Last über Stromimporte aus den Nachbarstaaten gedeckt wird. Das Szenario „International-Großtechnik“ beschreibt eine Stromversorgung Deutschlands, die auf den großtechnisch leicht erschließbaren deutschen, europäischen und europahanen Potentialen aller erneuerbaren Energien und Speicherkraftwerke basiert. Ein erheblicher Anteil des deutschen Strombedarfs wird dabei über ein gut ausgebautes interkontinentales Übertragungsnetz importiert.

Diese drei „archetypischen“ Szenarien spannen gemeinsam einen Lösungsraum für eine regenerativ basierte Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2050 auf. Das Umweltbundesamt zeigt damit, dass es nicht nur einen technisch-ökologisch gangbaren Weg zur Erreichung dieses Ziels gibt, sondern viele mögliche Varianten, je nach politischer und gesellschaftlicher Prioritätensetzung. Tatsächlich werden in einem zukünftigen Energieversorgungssystem Deutschlands und Europas voraussichtlich Elemente aller drei Szenarien nebeneinander existieren.

Regionenverbund

Bereits im Sommer 2010 wurde die Studie „Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen“ veröffentlicht, in der die Ergebnisse für das Szenario „Regionenverbund“ dargestellt werden. In diesem Szenario nutzen alle Regionen Deutschlands ihre Potentiale der erneuerbaren Energien weitgehend aus. Durch effiziente Stromnutzung in allen Sektoren lassen sich auch eine moderate gesamtwirtschaftliche Entwicklung sowie der wachsende Verbrauch durch Elektromobilität und Wärmepumpen kompensieren. Die Einführung von großtechnischer Stromspeicherung sowie die Nutzung von Lastmanagementpotentialen leisten einen substantziellen Beitrag zum Ausgleich zwischen Last und Erzeugung.

Die Simulationen zeigen, dass unter den getroffenen Annahmen für 2050 auf ökologisch verträgliche Weise jederzeit die Verbrauchslast mit dem heutigen Niveau der Versorgungssicherheit gedeckt werden kann. Auch können die Leistungsfluktuation der erneuerbaren Energien ausgeglichen und zugleich ausreichend Regelleistung bereitgestellt werden.

¹ Umweltbundesamt, Fachgebiet I 2.2 Energiestrategien und –szenarien, Wörlitzer Platz 1, 06844 Dessau-Roßlau, Tel.: +49 (0) 340 2103-2283, Fax: +49 (0) 340 2104-2283, mark.nowakowski@uba.de, www.uba.de

Dabei wird nicht von Techniksprüngen ausgegangen – die Ergebnisse lassen sich mit der besten bereits heute am Markt verfügbaren Technik erreichen. Selbst der erhebliche zusätzliche Stromverbrauch der Elektromobilität, die weitgehende Bereitstellung des Heizungs- und Warmwasserbedarfs mit Wärmepumpen und die Klimatisierung können mit abgedeckt werden.

Notwendige Voraussetzungen sind allerdings ein deutlicher Ausbau der Reservekapazitäten zur Stromerzeugung und -speicherung, die Erschließung der großen Potentiale im Lastmanagement sowie die Erweiterung und der Umbau der Infrastruktur für diese und insbesondere für den Stromtransport. Die erforderlichen Weichenstellungen für eine derartige Entwicklung müssen in den nächsten Jahren getroffen werden. Entsprechende Handlungsempfehlungen stellen ein eigenes Kapitel der Studie dar.

Lokal-Autark

Im Szenario „Lokal-Autark“ wurden exemplarisch eine Gemeinde im ländlichen Raum sowie ein Stadtteil modelliert und simuliert, jeweils mit und ohne Gewerbe/Industrie und jeweils an einem Standort in Nord- und in Süddeutschland. Diese nutzen die vor Ort verfügbaren technisch-ökologischen Potentiale der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung nahezu vollständig aus und sind nicht Teil eines Verbundnetzes.

Die Ergebnisse zeigen, dass eine lokale Autarkie im Sinne von Inselösungen im Einzelfalle technisch möglich sein mag, etwa bei Vorhandensein von erschließbaren Geothermie- und/oder Wasserkraftpotentialen. Fehlen solche Potentiale, was der Regelfall ist, lässt sich eine regenerative Stromvollversorgung jedoch weder für die betrachteten ländlichen noch für die urbanen Strukturen darstellen, insbesondere nicht, wenn auf die Einwohnerzahl hochgerechnete Arbeitsplätze in Industrie und Gewerbe vor Ort angenommen werden (welche ansonsten von anderen Gemeinden elektrisch „mitversorgt“ werden müssten). Somit zeigt sich die gute innerdeutsche Vernetzung im Szenario „Regionenverbund“ als deutlich vorteilhaft gegenüber der dezentral-autarken Stromversorgung, die nach den vorliegenden Erkenntnissen zumindest für Deutschland als Ganzes keine Alternative darstellt.

International-Großtechnik

Noch stärkere Synergieeffekte bei der optimalen Nutzung der erneuerbaren Energien sowie dem großräumigen Ausgleich zwischen ihrer fluktuierenden Einspeisung und der Last sowie bei der Nutzung von Speicherpotentialen lässt das zurzeit in Arbeit befindliche Szenario „International-Großtechnik“ erwarten. Der Strom-Importanteil nach Deutschland ist in diesem Szenario am höchsten. Mit den Ergebnissen der Untersuchung dieses Szenarios ist im Frühjahr 2012 zu rechnen.

Die vorgestellten sowie weitere in Arbeit befindliche Studien deuten darauf hin, dass ein Ausbau des europäischen Stromverbundes ein beträchtliches Optimierungspotential hinsichtlich der Energieversorgungssicherheit in einem Europa bietet, das zunehmend auf erneuerbare Energiequellen setzt. Je stärker die Vernetzung, desto besser ist ein großräumiger europaweiter Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung von Windenergie und Photovoltaik möglich.

2.3.5 Energiewende oder Klimakollaps?

August RAGGAM

Erneuerbare Energieformen gestalten die Energiezukunft Europas

Eine Humus aufbauende ökologische Land- und Forstwirtschaft löst Sturm-, Hochwasser- und Trockenheitsprobleme und verhindert drohende Anspringreaktionen. Die Energie aus Biomasse löst Arbeitsplatz- und Gesundheitsprobleme und ist ein Grundpfeiler für den Wohlstand eines Landes. Die Energiewende schafft Wohlstand für alle.

- (1) Die Energiewende wird einerseits durch den Klimawandel und andererseits durch die explodierenden Preise der immer knapper werden- den fossilen und atomaren Ressourcen erzwungen.
- (2) Um 56% der Primärenergie in Haushalten, Industrie, Gewerbe, Ver- kehr, Kraftwerken und bei der öffentlichen Hand einzusparen, müssen ca. € 260 Mrd. investiert werden. Die restliche Energie, vorwiegend aus Biomasse, wird von inländischen Bauern und Grundbesitzern bereitgestellt.
- (3) Die in Punkt 2 investierten € 260 Mrd. sparen dem Staat in 10 Jahren über € 400 Mrd. und senken die direkten (Strom, Wärme und Treibstoffe) und indirekten (Energiekostenanteil der Konsumgüter und Dienstleistungen) Energiekosten für Haushalte auf ein Viertel gegenüber Weiterwursteln. Die Staatsverschuldung kann rasch abgebaut werden, Arbeitslose braucht es nicht mehr zu geben und Wohlstand (und Frieden, wenn unser Beispiel in die Welt leuchtet) wird für alle Menschen möglich.
- (4) So wie jetzt weiterzumachen (weiterzuwursteln) können wir uns in Wahrheit gar nicht leisten! Politiker werden für ihr gefährliches Fehlverhalten gerade stehen müssen.
- (5) Die Ausreden, wir hätten zu wenig erneuerbare Energien, vor allem Biomasse, halten nicht. Dies sind Angstbehauptungen der Fossil- und Atomlobbyisten.
- (6) Jedes Land, das etwa 0,2 Hektar Grund je Einwohner aufweist, kann sich mit Energie, Lebensmitteln und biogenen Rohstoffen selbst versorgen.
- (7) Die gefährliche Steigerung der Weltdurchschnittstemperatur um 2°C kann durch Humusaufbau und Holzkohleneinbindung in unsere Böden und durch die Energiewende verhindert werden.
- (8) Alles Geld in eine neue, nachhaltige und kreislauforientierte Kombination von Land- und Forstwirtschaft (Agroforstwirtschaft)!
- (9) Unsere Zukunft liegt in der Hand der Bauern und Grundbesitzer, die uns ausreichend mit Sonnenenergieformen, geerntet von ihren Grundflächen, versorgen können.
- (10) Je schneller wir uns von Öl, Gas, Kohle, Geothermie, Atomkraftwerken und vom Traum der Kernfusion verabschieden, umso mehr Elend und Leid bleibt uns erspart.
- (11) „Die Welt hat genug für jedermanns Bedürfnisse, aber nicht für jedermanns Gier.“ (Mahatma Gandhi)

Aus der Entwicklungsgeschichte der Erdatmosphäre und des wunderbaren grünen Produktionssystems unserer Erde werden zwingend Lösungswege wie Bioenergie und eine Humus aufbauende Bodenbewirtschaftung für die derzeitigen Erscheinungsformen der Klimaproblematik, wie die Zunahme von Stürmen, Hochwasser- und Dürreschäden, abgeleitet.

Die Lösungsvorschläge und Resultate der Klimakonferenzen beziehen sich bisher nur auf die Reduktion von CO₂ aus Öl, Gas und Kohle. Es wird gezeigt, dass das CO₂-Problem nicht nur durch die Plünderung der fossilen Lagerstätten (Öl, Gas und Kohle), sondern auch durch die Nutzung der Atomenergie (Kernspaltung und Kernfusion) und insbesondere durch Humus Oxidation in der chemischen Landwirtschaft verursacht wird.

Durch die Nutzung von Öl, Gas und Kohle würden wir zwar erst in 45.000 Jahren den Sauerstoffvorrat der Erdatmosphäre verbraucht haben, aber schon in weiteren 22 Jahren den CO₂-Gehalt in der Atmosphäre auf einen für die Menschheit wahrscheinlich tödlichen Wert verdoppeln.

Es ist nicht die Knappheit der fossilen Lager, die den Umstieg auf die verschiedenen Sonnenenergieformen und somit die Wiedereinbindung all unseres Handelns in das grüne Produktionssystem erzwingt, sondern die Erkenntnis, dass die Verbrennung von Öl, Gas und Kohle einen ökologischen Wahnsinn darstellt. Wir führen dadurch jenes CO₂ wieder in die Atmosphäre zurück, aus welcher es über Milliarden Jahre in tiefe Erdschichten abgespeichert wurde, damit wir Menschen überhaupt leben können. Wir können nur überleben, wenn wir uns so verhalten, dass aus den fossilen Lagern, den Humusschichten, dem Welt-Biomassebewuchs und dem Meer auf Dauer kein CO₂ in die Atmosphäre zurück gelangt.

Wir haben den Kohlenstoffspeicher Humus durch die chemische Landwirtschaft großflächig reduziert und somit auch den Wasservorrat für Pflanzen. Erstmals können diese nun nicht mehr einen CO₂- und Temperaturanstieg in der Atmosphäre durch erhöhtes Pflanzenwachstum abpuffern. Erstmals drohen uns Anspringreaktionen, die von uns nicht mehr gestoppt werden können und menschliches Leben auf der Erde weitgehend auslöschen können.

Der weltweite Humusverlust (auch die österreichischen Ackerflächen fallen in die Kategorie Wüste) wird zur Kenntnis genommen, allerdings im regionalen Bereich von den zuständigen Politikern und Experten vehement bestritten. Österreich ist hierfür ein Musterbeispiel.

Experten aus der Energiewirtschaft, der Politik, der Land- und Forstwirtschaft, der Biomasseverbände und der Klimatologie glauben meist nicht an die Möglichkeit einer alleinigen Energieversorgung mit Biomasse. Sie stellen sich die Energiezukunft aus einem Mix aus Öl, Gas, Kohle, Atomenergie (also weiterwursteln) und maximal 20% Biomasse vor. In Österreich können wir uns noch über ca. 10% Wasserkraft freuen. Es wird gezeigt, dass die Energieimporte der nächsten 10 Jahre bei Weiterwursteln mit € 296 Mrd. um € 36 Mrd. höher sein werden als die Investitionskosten von € 260 Mrd. für die Energiewende. Das Schenken der Investitionen käme also den Staat billiger als weiterzuwursteln.

Es ist mir ein besonderes Anliegen die CO₂-Neutralität der Kernspaltung und Kernfusion sowie die allgemeine Meinung, wir hätten zu wenig Biomasse und die Biomassepreise würden im selben Ausmaß wie die von Öl und Gas steigen, zu widerlegen. In diesem Zusammenhang sei auch auf mein Buch, Biomasse stoppt Klimawandel, dbv-Verlag 2008 (Kapitel 12: mögliche Biomasse mengen und Kapitel 15: mindestens 300.000 neue Arbeitsplätze) sowie auf das Buch von Faißner/Raggam, Zukunft ohne Öl, Stocker Verlag 2008, hingewiesen.

Die Energiewende stoppt nicht nur den Klimawandel, sondern bewahrt uns auch vor weiteren Katastrophen analog Tschernobyl und Fukushima.

Schließlich wird gezeigt, dass durch Humusaufbau in einer neuen ökologischen Kreislauf- und Kreislaufforstwirtschaft (und Umstieg vorerst auf die Sonnenenergieform Biomasse) in wenigen Jahren der CO₂-Gehalt der Atmosphäre von heute ca. 400 ppm wieder auf unter 300 ppm gesenkt werden kann.

Dann wären Sturm-, Hochwasser- und Trockenheitsprobleme weitgehend gelöst und die drohende Gefahr der Anspringreaktionen abgewendet.

Siehe hierzu auch die Serie „HUMUS, die letzte Chance für das Klima“ von Werner Huemer, Grals Welt, Heft 54 bis 57, 2009 (www.gralswelt.de) und den Film „Humus, die vergessene Klima-Chance“, 2009, zu beziehen über die Ökoregion Kaindorf bei Hartberg.

2.4 CO₂ UND KLIMAWANDEL (SESSION A4)

2.4.1 EL.ADAPT - Impacts of Climate Change on Electricity Demand

C. TÖGLHOFFER(*)^{1,2}, C. HABSBURG-LOTHRINGEN², F. PRETTENTHALER², N. ROGLER², M. THEMESSEL¹

Abstract

Power generation is not only an important source of carbon emissions, it is also vulnerable to climate change both due to the growing share of renewables and due to temperature related changes in seasonal demand patterns. The project El.Adapt investigates the climate change impacts on the electricity industry and the influence of adaptation strategies on the Austrian economy up to 2050. In this contribution, we provide information on the shift from electricity demand for heating services in winter to electricity demand for cooling services in summer by (1) using four different climate scenarios from the Ensembles project, (2) doing calculations for altogether 16 continental European countries and their NUTS-3 regions, and (3) working with daily data. The latter allows both considering the non-linearity of electricity demand by the means of statistical models such as Logarithmic Smooth Transition Regression Models and correcting data for non-temperature related effects such as summer holiday and Christmas time effects.

For Austria, results reveal that climate change will lead to a significant reduction in electricity demand. Dependent on the climate scenario, the temperature induced change in consumption for the scenario period 2011-50 compared to the reference period 1961-90 lies between -7 % and -14 % for heating and between +37% and +144% for cooling (Figure 1). Assuming current consumption patterns, the net effect accounts to -270 GWh to -670 GWh, which equals -0.5% to -1.2% of the total electricity consumption. However, a temperature-induced demand reduction is even estimated when for other factors than climate assuming a rapidly growing cooling demand (higher market penetration, changes in behavior etc.) and a decreasing heating electricity demand (better insulation, change to other heating fuels etc.). While this also holds true for most other central European countries, patterns are different for South European countries and the Austrian electricity systems might be heavily affected by a strong increase in Italian electricity demand for cooling purposes in summer. In this respect, results from a cross-country comparison heavily suggest that climate is and will not be the main driver for the amount of electricity used for heating and cooling purposes, but it is energy policy.

¹ Wegener Center for Climate and Global Change, University of Graz (WegCenter/UniGraz), Leechgasse 25, 8010 Graz, Austria, Tel.: +43-316-380-8446, Fax: +43-316-380-9830, christoph.toeghofer@uni-graz.at, www.wegcenter.at, www.uni-graz.at/igam7www_eladapt.htm

² Joanneum Research, Centre for Economic and Innovation Research, Leonhardstraße 59, 8010 Graz, franz.prettenthaler@joanneum.at, www.joanneum.at/policies

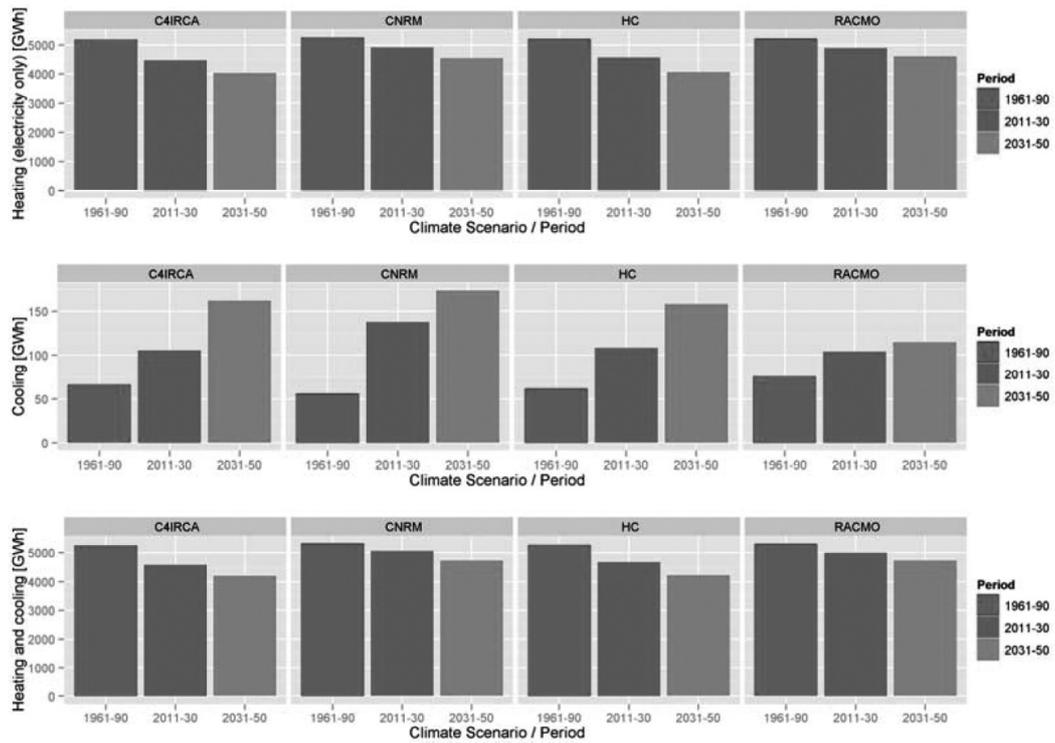


Figure 1: Climate induced change in electricity use for heating and cooling services in Austria

2.4.2 Kraftwerke im Klimawandel – Auswirkungen auf die Erzeugung von Elektrizität

Michael WANЕК(*)¹, Matthias THEISSING, Martina ZISLER

Motivation und zentrale Fragestellung

Die Elektrizitätserzeugung im öffentlichen Netz in Österreich erfolgt in einem Hydro-Thermischen-Kraftwerksverbund, einem integrierten Zusammenspiel von Wasserkraftnutzung und thermischen Kraftwerken. Erfüllten die thermischen Kraftwerke ursprünglich die Funktion eines Ausgleichs des durch die niedrige Wasserführung bedingten Erzeugungsdefizits der Wasserkraftwerke (Laufkraftwerke) im Winter, so kommt ihnen zunehmend eine ganzjährige Bedeutung im Erzeugungsmix zu. Der Parallelbetrieb von Wasserkraftwerken (Laufkraftwerken) und thermischen Anlagen ist somit bereits Realität.

Der Klimawandel manifestiert sich in unseren Breiten primär durch einen Anstieg der Umgebungstemperaturen und einer Verschiebung der Niederschlagsereignisse, wodurch es zu einer Veränderung in der Wasserführung der Gewässer kommt. Generell gibt es dabei eine Tendenz hin zu extremen Situationen (z. B. Hitzeperioden, Hochwasser- und Niedrigwasserereignisse). Es sind somit sowohl für die Wasserkraftnutzung, als auch für die thermischen Kraftwerke geänderte Randbedingungen zu erwarten, die eine direkte Auswirkung auf die elektrische Erzeugung haben.

Diese Klimaauswirkungen sind jeweils für sich, und teilweise nur qualitativ bekannt. Es fehlte jedoch eine einheitliche, technologieübergreifende Datenbasis, mit der auch die Wechselwirkungseffekte in einem hydro-thermischen Kraftwerksverbund simuliert werden können. Im Zuge dieses Projekts wurde eine solche Datenbasis geschaffen und ein Simulationsmodell erstellt, um damit die Auswirkungen veränderter Umgebungsbedingungen auf den Kraftwerksbetrieb simulieren und quantitativ darstellen zu können.

Methodische Vorgangsweise

Die angewandte Methodik kann wie folgt dargelegt werden:

(1) Analyse und Recherche (Erstellung der Datenbasis)

Die Erarbeitung der Datenbasis erfolgte durch wissenschaftliche Recherche, Auswertung verfügbarer Statistiken und einen intensiven Diskussionsprozess mit Anlagenbetreibern und –lieferanten. Hierzu wurden mehrere Workshops durchgeführt, in denen die Fragestellungen aus dem Blickwinkel der Praxis eingehend diskutiert wurden. Schließlich folgte eine grundlegende Aufbereitung, Analyse und Ausarbeitung der Daten. Dabei wurden diese zusammengeführt und abgeglichen um Kennfelder und Kennlinien auszuarbeiten.

(2) Entwicklung eines Simulationsmodells

Um die Anwendbarkeit und Signifikanz der erarbeiteten Daten und Kennlinien zu demonstrieren, wurden diese in einem Simulationstool aufbereitet. Mittels dieses Tools konnten die Komponentenmodelle unterteilt nach Wasser- und Thermischen Kraftwerke aufgebaut werden.

(3) Beispielhafte Anwendung und Evaluierung

Das Simulationsmodell wurde anhand realer Vorgaben aufgebaut und die Simulation mit einer kommerziell verfügbaren Software (IPSEpro) auf Basis von Kennlinienmodellen durchgeführt. Dazu wurde eine Kraftwerkskette beispielhaft ausgewählt und alle relevanten Umgebungsdaten (Wasserdaten, Umgebungstemperaturen) für ein signifikantes Zeitintervall, das die zu erwartenden Klimaefekte möglichst gut widerspiegelt (z. B. Sommer 2003) erhoben. Die Simulationsergebnisse konnten mit den tatsächlichen Daten verglichen werden. So war es

¹ FH JOANNEUM Gesellschaft mbH, Energie-, Verkehrs- und Umweltmanagement, Werk-VI-Straße 46, 8605 Kapfenberg, Austria, Tel.: +43 (0) 3862 33600 8366, Fax: +43 (0) 3862 33600 8381, michael.wanek@fh-joanneum.at

möglich zu analysieren, inwieweit die Modellierung mittels Kennlinienmodellen gegenüber der realen Situation zu Fehlern führt.

(4) Durchführen des Projektmanagements und der Dokumentation

Die gesamte Projektdurchführung wurde dokumentiert und durch Workshops konnte ein ständiger Informationsfluss (auch über die Projektfortschritte) mit Kraftwerksbetreibern erreicht werden.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Im Rahmen des Projekts wurden die Einflüsse der verschiedenen Umgebungsparameter auf die unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien (Wasserkraft, thermische Kraftwerke) erhoben und in konsistenter Form aufbereitet, sodass sie als Basis für integrierte Simulationen der Elektrizitätsaufbringung im Hydro-Thermischen Kraftwerksverbund genutzt werden können.

Mit den im Rahmen des Projekts erhobenen Daten und der Simulation, steht erstmals ein Instrumentarium zur Verfügung, Auswirkungen des Klimawandels auf den Hydro-Thermischen-Kraftwerksverbund qualitativ und quantitativ darstellen zu können. In diesem Zusammenhang erfolgte auch eine Identifikation und Bewertung technologischer Maßnahmen, mit denen die Einflüsse der Umgebungseffekte vermindert werden können (z. B. Ablaufkühlung des Kühlwassers, Trockenkühltürme, inlet-air-fogging). Zu beachten ist dabei jedoch auch, dass diese Maßnahmen selbst wiederum durch die Umgebungszustände beeinflusst werden können (z. B. Auswirkung der Luftfeuchtigkeit auf inlet-air-fogging). Zur Abrundung erfolgte noch die Anwendung der gewonnenen Datenbasis auf eine beispielhafte Simulation des Zusammenwirkens Umgebungszustände – Wasserkraftnutzung – thermische Kraftwerksanlagen für ein österreichisches Fließgewässer. Im Allgemeinen liegen also folgende Ergebnisse vor:

- Konsistente Daten zu den Umgebungseinflüssen auf verschiedenen Kraftwerkstechnologien (Wasserkraft, thermische Kraftwerke) als Basis für integrierte Simulationen.
- Sammlung möglicher technologischer Maßnahmen zur Minderung der Umgebungseinflüsse.
- Anwendung der gewonnenen Daten in einem Simulationsbeispiel.
- Auswirkungen veränderter Umgebungsbedingungen auf die Elektrizitätserzeugung im österreichischen Kraftwerkspark.

Aus derzeitiger Sicht werden die Klimateffekte die momentan in Österreich bestehende, inländische Stromerzeugung vor keine existenziellen Probleme stellen. Prinzipiell können Erzeugungseinbußen der Wasserkraftwerke durch die thermischen Kraftwerke ausgeglichen werden. Das bedeutet, dass mit einem Anstieg der thermischen Stromerzeugung zu rechnen sein wird.

Um einen gesteigerten Strombedarf ohne weitere Importe abdecken zu können, ist eine Ausweitung der Kraftwerkskapazitäten erforderlich. In diesem Zusammenhang bietet sich ein Ersatz bzw. Upgrade bestehender thermischer Kraftwerke mit neuester Technologie (GuD-Anlagen) und sehr hohen elektrischen Wirkungsgraden an, die mit Zusatztechnologien (Ansaugluftkühlung, Ablaufkühlturm) bis zu einem gewissen Grad von Umgebungseinflüssen entkoppelt werden können. Weiters kann so die elektrische Erzeugung auf ca. das Dreifache angehoben werden, ohne dass der Kühlbedarf steigt.

Im Sinne einer wissenschaftlichen Begleitung dieses Weiterentwicklungsprozesses sollten die für die elektrische Erzeugung maßgeblichen Umgebungsparameter zusätzlich zu den Erzeugungsdaten erhoben und dokumentiert werden. Somit kann der Umgebungseinfluss auf die Erzeugungssituation abgebildet werden. Weiters kann auch dargestellt werden, wie stark der Effekt der Verlagerung der Stromerzeugung auf die thermischen Kraftwerke ist.

Dieses Projekt wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIE 2020“ unter der Abwicklung der Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG) durchgeführt.

Literatur

- [1] Böhm, Reinhard; Godina, Reinhold; Nachtnebel, Hans-Peter, Pirker, Otto: "Mögliche Klimafolgen für die Wasserwirtschaft in Österreich", in: „Auswirkungen des Klimawandels auf die österreichische Wasserwirtschaft“, Hrsg. von Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft und Österreichischer Wasser- u. Abfallwirtschaftsverband (ÖWAV), Wien, 2008
- [2] Lechner C., Seume Jörg (Hrsg.): „Stationäre Gasturbinen“, Springer Verlag, Berlin, 2002
- [3] VDI Gesellschaft für Verfahrenstechnik 2002: VDI Gesellschaft für Verfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen; „VDI-Wärmeatlas“, 9. überarbeitete und erweiterte Auflage, Springer Verlag, Heidelberg, 2002

2.4.3 Modellgestützte Betrachtung möglicher Pfade für eine Dekarbonisierung des europäischen Stromsektors bis 2050

Benjamin PFLUGER¹

Inhalt

Ziel der Europäischen Union (EU) ist es, in weltweiter Kooperation den globalen Temperaturanstieg auf nicht mehr als 2°C über dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen (Europäische Kommission 2007). Bei den hierfür notwendigen Reduktionen der Treibhausgasemissionen hat der Stromsektor eine herausragende Bedeutung, da er für derzeit näherungsweise ein Drittel der CO₂-Emission der EU-27 verantwortlich ist.²

Die Arbeit untersucht mit Hilfe von Szenarien, wie mögliche Portfolien aus Erzeugungstechnologien, Übertragungsnetzen und Stromspeichern zusammengesetzt sein müssen um die notwendige Reduktion der Treibhausgasemissionen zu erreichen. Hierbei werden die Aus- und Wechselwirkungen der unterschiedlichen Zusammenstellungen der genannten Parameter betrachtet. Der Schwerpunkt liegt auf den zentralen Emissionsminderungstechnologien der Stromerzeugungsseite, Erneuerbare Energien (EE), Carbon Capture and Storage (CCS) und Kernenergie, sowie einer verringerten Stromnachfrage durch Effizienzmaßnahmen auf der Nachfrageseite. Das Wechselspiel der Technologien sowie die damit verbundenen Kosten werden analysiert und einem Szenario, welches die Klimaschutzziele verfehlt, gegenübergestellt.

Methodik

Da in nahezu allen Klimaschutzszenarien von einem starken Ausbau der fluktuierenden EE-Technologien Wind- und Solarenergie ausgegangen wird, musste ein Modellverbund (weiter)entwickelt werden, welches in der Lage ist, die daraus resultierenden Herausforderungen abzubilden.

Bei dem für diese Arbeit zentralen Modell, PowerACE-Europe³, werden die Stützjahre 2020, 2030, 2040 und 2050 stundenscharf simuliert, wobei jeweils alle Mitgliedstaaten der EU-27 sowie Norwegen und die Schweiz mit einbezogen werden. Das Modell ermittelt in einer Optimierung über den Zeithorizont mit den zur Verfügung stehenden Optionen die günstigste Variante, um in allen Ländern und allen Stunden der Jahre die Stromnachfrage zu decken. Hierbei werden existierende Kraftwerke und Pumpwasserspeicher berücksichtigt und ihre jeweilige technische Lebensdauer berücksichtigt. Zentrale Ergebnisse der Simulation sind dabei sowohl der zukünftige Ausbau als auch der Einsatz der Optionen, letzterer beispielhaft dargestellt in Abbildung 1, sowie die damit verbundenen Kosten und Emissionen.

Da der Ausbau der EE derzeit durch nationale Förderpolitiken getrieben wird, wird die Diffusion dieser Technologien in einem vorgelagerten Arbeitsschritt in Form von Szenarien berechnet, welche das Modell ResInvest auf der Grundlage von Förderpolitiken und Ausbauzielen generiert⁴. Die Einspeisung aus fluktuierenden EE wird dabei von zwei Modellen (ISI-PV Europe und ISI-Wind Europe) detailliert auf Basis von realen Wetterdaten berechnet. Die stundenscharfe Auflösung des Modells in Kombination mit realen Wetterdaten für drei meteorologische Jahre erlaubt es dabei, den Einfluss der schwankenden Erzeugung aus Wind- und Solarenergie abzubilden und Korrelation zwischen Wetterzonen implizit zu erfassen.

¹ Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe, Tel.: +49 721 6809-163, Fax: +49 721 6809-272, benjamin.pfluger@isi.fraunhofer.de, www.isi.fraunhofer.de

² In 2009 entstanden 1.218 von insgesamt 2.765 Mt CO₂-Emissionen der EU-27 bei der Bereitstellung von Strom und öffentlicher Nahwärme (UNFCCC 2011)

³ Das verwendete Modell ist eine Weiterentwicklung des agentenbasierten Modells PowerACE von F. Sensfuß, siehe u.a. Sensfuß (2008)

⁴ Siehe: Held (2010)

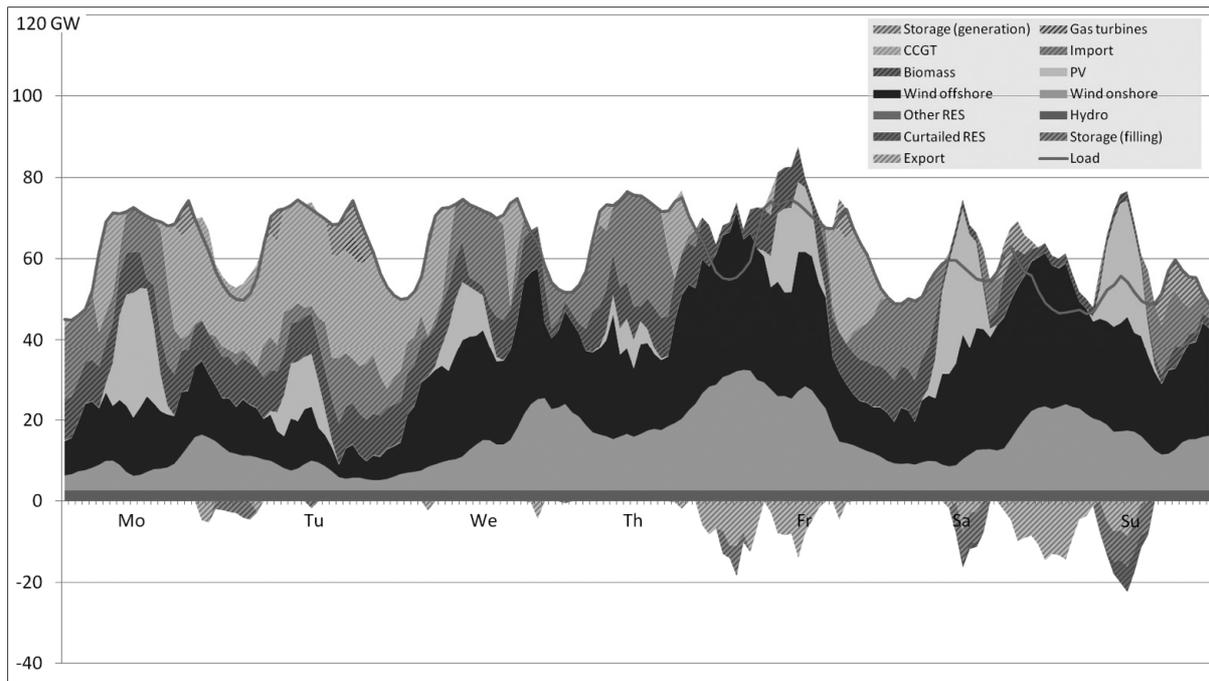


Abbildung 1: Beispiel eines stundenscharfen Dispatchs, Deutschland im Jahr 2050, KW 42, auf Basis der meteorologischen Daten des Jahres 2008

Ergebnisse

Mit dem entwickelten Modell und den betrachteten Szenarien können mehrere Aspekte der Umgestaltung des Stromsektors im Sinne einer Dekarbonisierung quantitativ analysiert werden. Hierzu zählen:

- der stark steigende Bedarf an Übertragungskapazitäten durch den Ausbau der Stromnetze, insbesondere die Anbindungen von Großbritannien und der iberischen Halbinsel an Westeuropa,
- der Einfluss von steigenden Preisen für CO₂-Zertifikate im Rahmen des Emissionshandels-systems auf die Erzeugungsstruktur, der erst bei sehr schnell steigenden Preisen rechtzeitig die notwendigen Anreize für Investitionen in emissionsarme Kraftwerke setzt,
- der begrenzte Nutzen, den Stromspeicher in einem kostenoptimierten System bringen,
- sowie die Schwierigkeiten, die sich für kapitalintensive Technologien wie Kernenergie durch den vom Ausbau von fluktuierenden EE verursachten Rückgang der Auslastung ergeben.

Die Gegenüberstellung der Szenarien macht deutlich, dass ein Umstieg auf Erneuerbare Energien nur mit einem massiven Ausbau der Stromnetze möglich ist und dass klare Signale und möglicherweise Eingriffe seitens der Politik oder der regulierenden Organisationen notwendig sind, um Entscheidungen bezüglich Investitionen in Kraftwerkstechnologien in eine Richtung zu lenken, die mit dem 2°C-Ziel vereinbar ist.

Literatur

Europäische Kommission (2010): Limiting Global Climate Change to 2 degrees Celsius. The way ahead for 2020 and beyond. COM(2007) 2 final. Brüssel

Held, A. M. (2010): Modelling the future development of renewable energy technologies in the European electricity sector using agent-based simulation. Fraunhofer Verlag. München.

Sensfuß, F. (2008): Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector. An agent-based simulation approach. Dissertation. Universität Karlsruhe (TH). Fortschritt-Berichte Reihe 16 Nr. 188. VDI Verlag. Düsseldorf

UNFCCC (2011): Greenhouse gas data. Online verfügbar auf: <http://unfccc.int>. Abgerufen am 28.11.2011

2.4.4 Carbon Capture and Utilization (CCU) – Verfahrenswege und deren Bewertung

Markus LEHNER¹, Robert TREIMER², Peter MOSER², Vassiliki THEODORIDOU³, Hubert BIEDERMANN³

Ausgangslage

Das EU-Klimapakete fordert eine Reduktion der Treibhausgas (THG)-Emissionen um 20 % im Zeitraum 1990 bis 2020. Österreich ist aufgefordert, seine THG-Emissionen im Zeitraum 2005 bis 2020 um 16 % zu reduzieren. Die wichtigsten Verursacher von THG-Emissionen sind in Österreich laut Umweltbundesamt die Sektoren Industrie und produzierendes Gewerbe, Verkehr, Energieaufbringung, Raumwärme und sonstiger Kleinverbrauch. Laut Klimaschutzbericht 2009 des Umweltbundesamts ist in Österreich in der Periode 1990 bis 2020 mit einem Anstieg der CO₂-Emissionen von 23 % zu rechnen, falls keine Anstrengungen zur THG-Reduktion unternommen werden.

Laut IEA kann der Beitrag von Carbon Capture and Storage (CCS) zur THG-Reduktion einen Anteil von 19% übernehmen. Die in Österreich laufende Gesetzgebung lässt CO₂-Speicherstätten nur bis zu einer Kapazität von 100.000 Tonnen zu Forschungszwecken zu. Es kann daher erwartet werden, dass CCS für Österreich keine Option darstellt. Eine Möglichkeit, um den Widerspruch zwischen Anstieg der THG-Emissionen und der Forderung nach einer Reduktion der THG-Emissionen aufzulösen, besteht in CCU - Carbon Capture and Utilization.

CCU Verfahrenswege

Die Reduktion der CO₂ Emissionen und des CO₂-Gehaltes in der Atmosphäre beruht im Sinne einer Gesamtstrategie für das CO₂ Management auf den drei Elementen Vermeidung, Speicherung und stofflicher Verwertung. Dabei nimmt die Vermeidung von CO₂ Emissionen eine vorrangige Stellung ein, da Maßnahmen zur Speicherung oder Verwertung von CO₂ zusätzliche Energie erfordert und damit, falls diese Energie nicht aus CO₂ neutralen Quellen stammt, die Emission von zusätzlichem CO₂ erzeugt. Die Speicherung von CO₂ kann bestenfalls eine Übergangslösung sein, nicht zuletzt deshalb, da sie mit erheblichen Kosten und einem großen Energieaufwand verbunden ist, der zusätzliches CO₂ emittiert.

Da CO₂-Mitigationsmaßnahmen alleine jedoch nicht ausreichen werden, um den Anstieg an CO₂ in der Atmosphäre wirkungsvoll einzuschränken, haben wertschöpfende Verfahren zur CO₂-Nutzung eindeutig Vorrang vor nicht-wertschöpfender Speicherung. Die stoffliche Nutzung von CO₂ als eine billige, in großen Mengen verfügbare C1-Kohlenstoffquelle kann dabei grundsätzlich in chemischen oder biologischen Prozessen unter Generierung einer Wertschöpfung in Produkten erfolgen.

Als CO₂-Senke sind chemische Umsetzungen nur dann relevant, wenn netto über den gesamten Lebenszyklus des „Speicherprodukts“ CO₂ eingespart wird. Da CO₂ ein energetisches Endprodukt aus Verbrennungsprozessen mit einer freien Standardbildungsenthalpie von -393 kJ/mol ist, ist die Aktivierung, also Reduktion von CO₂, als Umkehrung der Verbrennung energetisch entsprechend aufwändig. Daher ist die stoffliche Nutzung von CO₂ im großen Maßstab an die Verfügbarkeit nicht fossiler Energiequellen gebunden, weil sonst im Extremfall ein höherer Energieeinsatz erforderlich ist als die aus der ursprünglichen Verbrennung gewonnene Energie.

¹ Institut für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes, Montanuniversität Leoben, Franz-Josef-Str. 18, 8700 Leoben, Tel.: 03842/402-5001, Fax: 03842/402-5002, markus.lehner@unileoben.ac.at, www.vtiu.unileoben.ac.at

² Lehrstuhl für Bergbaukunde, Bergtechnik und Bergwirtschaft, Montanuniversität Leoben, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, Tel.: 03842/402-2001, Fax: 03842/402-2002, robert.treimer@unileoben.ac.at, www.unileoben.ac.at/bbk

³ Lehrstuhl für Wirtschafts- und Betriebswissenschaften, Montanuniversität Leoben, Peter-Tunner-Str. 25/III, 8700 Leoben, Tel.: 03842/402-6001, Fax: 03842/402-6002, vassiliki.theodoridou@unileoben.ac.at, www.wbw.unileoben.ac.at

Für die stoffliche Nutzung von CO₂ als C1-Synthesebaustein, sowohl in chemischen als auch in biologischen Prozessen, sind unter anderem folgende Kriterien relevant:

- Die Energie- und CO₂-Bilanz des gesamten Prozesses
- Die generierte Wertschöpfung, die den Prozess wirtschaftlich selbsttragend machen kann
- Das jeweilige Mengenpotential in Relation zu den gesamten, fassbaren CO₂-Emissionen
- Mögliche Prozessalternativen, auch im Vergleich mit herkömmlichen Synthesewegen
- Die notwendige Reinheit des CO₂ im Hinblick auf katalytische Synthesewege
- Die Produkteigenschaften, sowohl im Vergleich mit auf herkömmlichen Wege synthetisierten Produkten, als auch im Hinblick auf die Lebensdauer der Produkte (vollständige Lebenszyklusbetrachtung)

Im Beitrag werden folgende chemische und biologische Verwertungsoptionen von CO₂ vorgestellt:

- Synthese von Methan
- Synthese von Kraftstoffen und Chemierohstoffen
- Karbonatisierung mineralischer Rohstoffe
- Mikroalgen
- Photokatalyse und „Dream Reactions“

Dabei wird auf das Mengenpotential, den Stand der Technik sowie die Limitierungen der einzelnen Optionen eingegangen. Es wird aufgezeigt, dass für eine energetische, ökologische und ökonomische Gesamtbewertung derzeit noch ein fundierter Überblick über die verfügbare Datengrundlage zu diesen Verwertungsoptionen sowie geeignete methodische Bewertungswerkzeuge fehlen. Ansätze zum Schließen dieser Lücken werden abschließend diskutiert.

2.4.5 Thermische Kraftwerke höchsten Wirkungsgrades ohne CO₂ Ausstoss

Herbert JERICHA¹

Kurzfassung

Das schwierigste Problem der heutigen Welt ist der schnelle Anstieg von CO₂ in der Atmosphäre und damit der Anstieg der globalen Temperatur. Gegenmassnahmen sind daher unerlässlich.

Vorgestellt werden Gasturbinen ohne CO₂ Ausstoss und die Anlagen zur Brennstoffgenerierung, die erzielbaren Wirkungsgrade und die dazu nötigen Entwicklungen der Konstruktion.

Als Emeritus Professor des Institutes für Thermische Turbomaschinen und Maschinendynamik der TU Graz arbeite ich seit 1970 an modernsten Gasturbinen und den zugehörigen Anlagen. Vorgestellt bei VDI wurden auch Anlagen, die Trennung von CO₂ und H₂ ermöglichen dies in Zusammenarbeit mit RWTH Aachen. Auf diese wird nicht weiter eingegangen. Die Versuche aus Luft saugenden Gasturbinen im Abgas CO₂ abzuscheiden erreichen nur unvollständige Ergebnisse, erfordern umfangreiche Chemieanlagen und bewirken Leistungsverluste und Wirkungsgradverluste dieser Gasturbinen.

Die Anlagen mit dem Titel Graz Cycle, die hier schon früher vorgestellt wurden, haben den Vorteil, dass reines CO₂ unter hohem Druck per Pipeline aus den Kraftwerken abgegeben werden kann. Gegenüber der Abtrennung von CO₂ aus dem Gemisch von Stickstoff und Restsauerstoff im Abgas von Gasturbinen der heutigen Konstruktion ist dies ein grosser Vorteil.

Ich habe über die Gasturbine Graz Cycle in der Tagung „Energiewende“ 2008 ausführlich berichtet und darin eine 400 MW Gasturbine höchsten Wirkungsgrades in allen Konstruktionsdetails vorgestellt. Im selben Jahr wurde auf der Tagung ASME Turbo Expo Berlin meine technische Lösung für eine 600 MW Graz Cycle Gasturbine vorgestellt.

Im Vortrag Bild: Schnittbild von Kompressor, Brennkammer, Gasturbine 600 MW.

Ein weiterer Schritt in die Zukunft ergab sich wie folgt.

In der Veranstaltung der TU Graz zur Energieinnovation 2010 wurde von mir eine Gasturbine vorgestellt, die überhaupt kein CO₂ erzeugt.

Diese Idee beruht auf der Verwendung von Fotovoltaik (Princeton University 1984) und Verwendung des erhaltenen elektrischen Stromes zur Wasserspaltung und somit zu den Brennstoffen H₂ und O₂, siehe mein Paper CIMAC Oslo 1985. Wirkungsgrade 67 % auf der Basis grosser Fotovoltaikanlagen in USA.

Diese vorteilhafte Lösung wurde von mir weiter ausgebaut und als wichtiger Beitrag zur ASME Konferenz Glasgow 2010 vorgestellt. (Mitautor V. Hacker, W. Sanz, G. Zotter). Hier wurde die Zusammenarbeit von Brennstoffzellen mit einer optimal konstruierten Gasturbine gezeigt, sodass sich ein thermischer Wirkungsgrad von 75 % ergab.

Im Vortrag Bild: Schema der Zusammenarbeit von Brennstoffzellen und Gasturbine.

Probleme bezüglich einer Verwertung eines Abgases bestehen hier nicht, da dieses nur Warmwasser ist. In diesem reinen Zustand kann daher Wasser sofort über Hochdruckpumpen den Elektrolysatoren der einzelnen Umwelanlagen zugeführt werden. Die nötige hohe Kompression herzustellen (im Elektrolytator) ist mit Wasser als Medium einfach, es müssen nicht die Gase H₂ und O₂ getrennt verdichtet werden.

Im Vortrag Bild: ASME 2010 Glasgow Brennstoffzellen und Gasturbine, Wirkungsgrad 75 %

¹ Institut für Thermische Turbomaschinen und Maschinendynamik, TU Graz, 8010 Graz, Inffeldgasse 25/A, Tel.: +43 (316) 873 – 7725, Fax: +43 (0)316 / 873 – 7239, jericha@tm.tu-graz.ac.at, <http://ttm.tugraz.at>

Es wird eine 140 MW Anlage vorgestellt – in allen Konstruktionsdetails – wobei 30 MW aus den Brennstoffzellen und 110 MW aus der Gasturbine erzeugt werden. Diese Anlage wurde in allen Details auf der Tagung ASME Glasgow und dann danach bei VDI Leverkusen vorgestellt.

Heute arbeiten wir (W.Sanz, E Goettlich) an zwei Typen von Windkraftanlagen, die von uns in Graz konstruktiv fertig gestellt sind. Eine wurde durch den Forschungsrektor der TU Graz zur Patentanmeldung durch die Hochschule angenommen. Geplant ist die Vorstellung auf der kommenden ASME Konferenz Turbo Expo 2012 in Kopenhagen.

Weitere Gedanken zur Brennstofflieferung mit H₂ und O₂ jeweils in Hochdrucktanks bzw. den die verbindenden Pipelines von Umweltsanlage zu Kraftwerk wurden angestellt. Dies hinsichtlich Solaranlagen neuer Konstruktion und bei Windanlagen am Meer. Die Notwendigkeit zur Speicherung von H₂ und O₂ ergibt sich aus den unterschiedlichen Funktionsmöglichkeiten der einzelnen Umweltsanlagen. Wind und Wasserströmungen sind nicht beeinflussbar, der Wunsch der Verbraucher nach Energie muss jedoch befolgt werden.

3 STREAM B: ERNEUERBARE ENERGIEN

3.1 WASSERKRAFT (SESSION B1)

3.1.1 GIS-basierte Potenzialanalyse der Wasserkraft am Beispiel von Südtirol

Fabian ÖTTL(*)¹, Gernot NISCHLER(*)¹, Heinz STIGLER¹, Dieter THEINER², Armin KAGER²

Motivation und zentrale Fragestellung

Für das Erreichen der Energie- und Umweltziele der Europäischen Union werden erneuerbare Energietechnologien vermehrt gefördert und ausgebaut. Nationale Gesetzgebung wie nationale und regionale Aktionspläne knüpfen an diesen Trend an. Bedingt durch seine Topografie und seinen Wasserreichtum ist der Alpenbogen besonders für die Nutzung der Stromerzeugung aus Wasserkraft geeignet. So bezeichnet etwa der Klimaplan der Südtiroler Landesregierung die Wasserkraft als die „wichtigste Säule“ Südtirols auf dem Weg hin zum KlimaLand [1].

Die Notwendigkeit einer Erhebung der Ausbaupotenziale der Wasserkraft wurde von der Südtiroler Elektrizitätsaktiengesellschaft (SEL AG) bereits frühzeitig erkannt, woraus in Zusammenarbeit mit dem Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz eine GIS-basierte Potenzialstudie vorgenommen wurde. Neben der Lokalisierung und Quantifizierung des Jahrespotenzials ist auch die Bestimmung des Potenzials in monatlicher Auflösung Gegenstand der Untersuchung. Zusätzlich sollten Aussagen über ausschöpfbare Optimierungspotenziale bei bestehenden Wasserkraftanlagen vorgenommen und das technisch- wirtschaftliche Neuerschließungspotenzial erhoben werden. Letzteres enthält bereits die ökologischen Richtlinien des Wassernutzungsplans [2] des Landes Südtirol.

Methodische Vorgehensweise

Basis der Untersuchungen mit ESRI ArcGIS 9.3 bilden ein digitales Höhenmodell (DHM) des Untersuchungsgebietes in einer räumlichen Auflösung von 50 x 50 m je Rasterzelle [3], Rasterdaten des langjährigen mittleren Niederschlags pro Jahr bzw. pro Monat ([4], [5]) sowie Rasterdaten der aktuellen Evapotranspiration (Verdunstung, ET_a) ([4], [6]).

Nach einer Analyse über den Stand der Technik in hydrologischen Potenzialanalyseverfahren und der Definition der wichtigsten Potenzialbegriffe [7] kann das Jahrespotenzial je Rasterzelle bestimmt werden. Ausgehend von der vereinfachten Wasserhaushaltsgleichung, welche als die Differenz aus Niederschlag und aktueller Verdunstung definiert ist, wird der abflussrelevante Niederschlag berechnet. Die Höhendifferenz von einer Rasterzelle zur benachbarten Zelle in Fließrichtung kann aus dem Höhenmodell abgeleitet werden, wodurch die Kenngrößen Masse m und Höhe h der potenziellen Energie bekannt sind. Ergebnis ist somit ein Raster mit dem jährlichen Energiepotenzial in GWh in einer Auflösung von 50 x 50 m.

Für die Berechnung des monatlichen Potenzials muss ein Speicherglied in die Wasserhaushaltsgleichung einbezogen werden, da die Auswirkungen von Rücklagen etwa in Form von Schnee im Gegensatz zum Jahresmodell nicht vernachlässigbar sind. Die Bestimmung der speicherrelevanten Niederschlagsmenge für jede Rasterzelle erfolgt mit Hilfe eines modifizierten Temperaturindex-Verfahrens.

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43 0316 873-7907, gernot.nischler@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

² Südtiroler Elektrizitätsaktiengesellschaft, Kanonikus-Michael-Gamper Str. 9, 39100 Bozen, Tel.: +39 0471 060 717, dieter.theiner@sel.bz.it, www.sel.bz.it

In beiden Modellen (Jahr, Monat), werden die modellierten Abflussmengen in einem iterativen Prozess unter Zuhilfenahme langjähriger Pegelmessreihen [8] kalibriert.

Für 27 Großanlagen im Untersuchungsgebiet, welche rund 80% der mittleren Jahresproduktion Südtirols bereitstellen, wird ausgehend von den Koordinaten der Wasserfassungen das bergwärts liegende Einzugsgebiet (EZG) berechnet und der abflussrelevante Niederschlag in diesem Gebiet bestimmt. Nach Berücksichtigung der Restwassermenge kann das Nettoabflusslinienpotenzial an der Wasserfassung bzw. an der Höhe der Turbinenachse aufsummiert und die mögliche Jahreserzeugung am betrachteten Standort ermittelt werden. Die Differenz aus modelliertem Jahrespotenzial multipliziert mit einem pauschalen Wirkungsgrad von 0,866 (*angelehnt an* [7]) und mittlerer jährlicher Erzeugung kann als Optimierungspotenzial für den jeweiligen Standort interpretiert werden. Eine weitere, konservativere Methode zur Berechnung des Optimierungspotenzials besteht in der Analyse des Alters der einzelnen elektromaschinellen Bauteile [9].

Um das technisch-wirtschaftliche Neuerschließungspotenzial abschätzen zu können, wird das Untersuchungsgebiet in Einzugsgebiete und diese wiederum anhand ihrer Merkmale (mittlerer Abfluss, Gefälle) in fünf Klassen unterteilt. Für jede dieser Klassen wird ein Gebietsnutzungsgrad (GNG) berechnet, welcher sich aus dem Verhältnis des bereits ausgebautem Regelarbeitsvermögen und dem modellierten Jahresproduktion ergibt. Bei letzterer fließen dabei bereits die grundlegenden ökologischen Rahmenbedingungen des Wassernutzungsplans der Südtiroler Landesregierung [2] mit ein. Der höchste GNG in der jeweiligen Klasse gilt als Referenz für alle anderen Einzugsgebiete in dieser Klasse und die zusätzlich notwendige Energie zum Erreichen dieses GNG als technisch wirtschaftliches Neuerschließungspotenzial (*angelehnt an* [7]).

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Kalibrierung des Modells erfolgt mit Hilfe langjähriger Pegelmessstationen. Deren Werte liegen, verglichen mit den simulierten Abflüssen, mit Ausnahme einiger kleiner Einzugsgebiete, innerhalb der Toleranzschwelle vergleichbarer Modelle ([10], [11]). Gleiches gilt für das monatliche Potenzial. Auch hier folgen die modellierten Abflusswerte den langjährigen Mittelwerten, mit wenigen Ausnahmen, im selben Toleranzband. Grundsätzlich wird der mittlere Abfluss und somit auch das Abflusslinienpotenzial etwas unterschätzt. Die Ursachen dafür liegen bei der hohen Sensitivität des Modells bezüglich der Eingangsdaten bzw. am nicht in die Untersuchung mit einbezogenen Gletscherverhalten, dessen Modellierung eine wesentliche qualitative Verbesserung bedeuten würde.

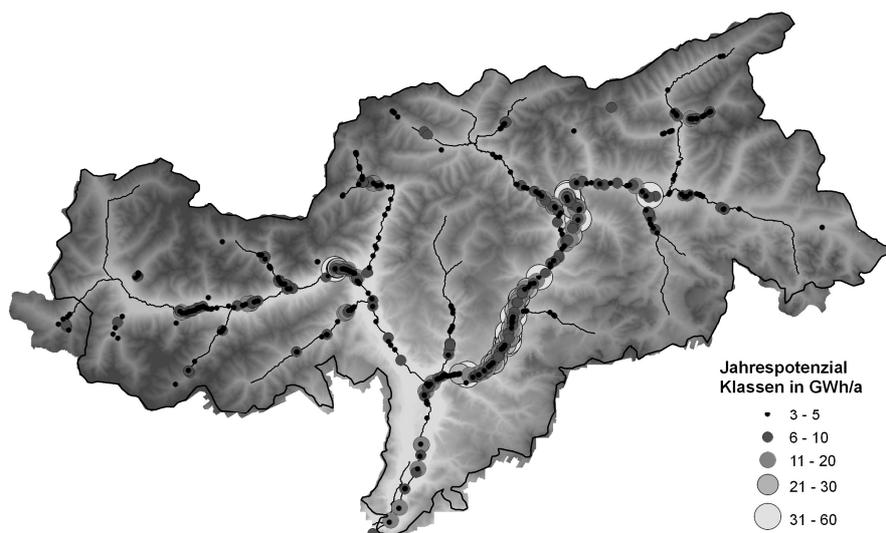


Abbildung 1: Theoretisches Abflusslinienpotenzial im Untersuchungsgebiet

Die Jahresmodellierung ergibt für Südtirol ein theoretisches Abflusslinienpotenzial von rund 20 TWh/a (Abbildung 1). Wird ein pauschaler Restwassermindestwert von 2 l/s/km² [2] berücksichtigt¹, so reduziert sich das Potenzial auf ein theoretisches Abflusslinienpotenzial Netto von rund 18 TWh/a.

Das Ergebnis aus der Standortanalyse einzelner Anlagen ergibt ein Optimierungspotenzial von rund 720 GWh/a, wobei bauliche, betriebliche oder elektromaschinelle Maßnahmen, zur Steigerung des Regelarbeitsvermögens der Anlage berücksichtigt werden. Dementsprechend wird dieses Szenario als optimistisch angesehen.

Die konservative Methode bezüglich des Optimierungspotenzials, welche auf empirischen Verbesserungswerten nach Erneuerung von elektromaschinellm Equipment basiert, fällt mit 170 GWh/a deutlich geringer aus.

Die Abschätzung des Neuerschließungspotenzials beläuft sich auf ca. 2 TWh/a, wobei es zu beachten gilt, dass einzelne Einzugsgebiete bzw. Fließstrecken für angedachte Neubauprojekte detailliert zu untersuchen und auf ihre Machbarkeit zu prüfen sind.

Literatur

- [1] Autonome Provinz Bozen, 2011, Energie-Südtirol-2050 KLIMA-Strategie Südtirol auf dem Weg zum KlimaLand, Bozen
- [2] Autonome Provinz Bozen, 2010. Wassernutzungsplan für die Autonome Provinz Bozen, Bozen
- [3] Amt für raumbezogene und statistische Informatik, 2010, Digitales Höhenmodell 50mx50m, Bozen
- [4] Institut für Geographie, Universität Innsbruck, Tirol Atlas, <http://tirolatlas.uibk.ac.at>
- [5] Hijmans, R., Cameron, S., Parra, J., Jones, P., & Jarvis, A., 2005, <http://worldclim.org>
- [6] Trabucco, A., 2010, Global Soil Water Balance Geospatial Database, <http://www.cgiar-csi.org>
- [7] Pöyry, 2008, Wasserkraftpotenzialstudie, Studie von Pöyry Energy GmbH im Auftrag des VEÖ, Wien
- [8] Hydrographisches Amt Provinz Bozen, 2010, Durchflussmessdaten, Bozen
- [9] Laufer, F., Grötzinger, S., Peter, M., & Schmutz, A., 2004, Ausbaupotenzial der Wasserkraft, Studie im Auftrag des BFE, Bern
- [10] Bundesanstalt für Gewässerkunde, 2003, Wasserhaushaltsverfahren zur Berechnung vieljähriger Mittelwerte der tatsächlichen Verdunstung und des Gesamtabflusse, Koblenz
- [11] Fecht, M., Höfle, B., Starnberger, R., & Kaser, G., 2004, Eine Karte der aktuellen Verdunstung für das Tirol Atlas Gebiet anhand von Landnutzungs- und Vegetationsdaten, Innsbruck
- [12] Öttl, F., 2011, GIS-basierte Potenzialerhebung der Wasserkraft am Beispiel von Südtirol, IEE TU Graz

¹ Entsprechend der geltenden Gesetzeslage zum Zeitpunkt der Entstehung der Arbeit [12], auf welcher diese Veröffentlichung basiert.

3.1.2 Detaillierte Simulation der Wasserkraft in Norwegen und deren Beitrag zur Integration von Wind- und Solarenergie aus Europa

Martin URSPRUNG(*)¹, Gerhard TOTSCHNIG¹, Hans AUER¹

Inhalt

Um einen hohen Anteil von Erneuerbaren in Europa zu erreichen ist es wichtig die Möglichkeiten des Ausgleichs der variablen Erzeugung der Erneuerbaren in Europa zu untersuchen. In diesem Paper wird mit einem hochauflösenden Simulationsmodell untersucht welchen Beitrag die norwegische Wasserkraft bei der Integration von Wind und Solarenergie in Europa leisten kann.

Methode

Für dieses Paper wird ein hochauflösendes Simulationsmodell der norwegischen Wasserkraft verwendet und mit einem dynamischen Modell der thermischen Kraftwerke (inklusive Startup Kosten und der Effizienzreduktion bei Teillastbetrieb) im angrenzenden Europa und mit stündlich aufgelösten Daten der variablen Einspeisung von Solar und Windenergie kombiniert. Dadurch ist es möglich das Zusammenwirken von Wasserkraft und thermischen Kraftwerken beim Ausgleich der variablen erneuerbaren Erzeugung zu untersuchen. Die notwendige Übertragungskapazität von und nach Norwegen wird evaluiert. Das Übertragungsnetz als solches wird in dieser Analyse aber nicht untersucht.

Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen den Beitrag den die norwegische Wasserkraft für die Integration von Wind und Solarenergie aus dem angrenzenden Europa leisten kann. Die Kosteneinsparungen im gesamten Stromsystem durch den Ausbau von Übertragungsleitungskapazitäten nach Norwegen werden bewertet.

¹ Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Energy Economics Group (EEG), TU Wien, Gusshausstrasse 25-29 / 370-3, 1040 Wien, Tel.: +43-1-58801-370356, Fax: +43-1-58801-370397, totschnig@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

3.1.3 Potenzialstudie Wasserkraft Steiermark

Thomas GEISLER¹, Johannes WELLACHER²

Kurzfassung

Der Österreichische Aktionsplan für erneuerbaren Energien sieht bis zum Jahr 2020 einen Ausbau der heimischen Wasserkraft im Umfang von insgesamt 3,5 TWh/a vor. Gemäß einer im Auftrag von Österreichs Energie durchgeführten Potenzialstudie aus dem Jahr 2008 verfügt die Steiermark über ein theoretisches Ausbaupotenzial von etwa 2,1 TWh/a (ohne Gewässerabschnitte im Weltkulturerbe oder Nationalparks). Um weitere ökologische Einschränkungen zum Schutz der Natur und des Landschaftsbildes, insbesondere aufgrund der Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie, zu berücksichtigen, hat die Energie Steiermark AG eine weiterführende Studie zur Ermittlung des tatsächlich nutzbaren Wasserkraftpotenziales durchgeführt. Als Teil der „Energiesstrategie Steiermark 2025“ der Steiermärkischen Landesregierung zielt diese Studie darauf ab, jene Gewässerabschnitte zu finden, die für den weiteren Ausbau der Wasserkraft unter Berücksichtigung von umfassenden ökologischen Kriterien geeignet sind.

Das Gewässernetz der Steiermark wurde dazu in kleine, maximal 500 m lange, Teilabschnitte eingeteilt und das theoretisch verfügbare Abflusslinienpotenzial für jeden dieser Teilabschnitte mithilfe eines geografischen Informationssystems (GIS) ermittelt. Folgende Daten wurden für die Ermittlung des Abflusslinienpotenziales und der Beurteilung der ökologischen Sensibilität herangezogen:

Datensatz	Beschreibung	Quelle
Digitales Gelände-modell (DGM)	10x10m-Repräsentation der Erdoberfläche, abgeleitet aus Luftbildaufnahmen; Höhengenaugigkeit 1 ÷ 25m, abhängig von der Bodenbedeckung	Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen (BEV)
Abfluss	Jahresmittelwerte an Pegelmessstellen in und außerhalb der Steiermark, abgeleitet aus Tagesmittelwerten der Jahre 1971 bis 2000	Hydrografischer Landesdienst
Gewässernetz	Berichtsgewässernetz des Nationalen Gewässerbewirtschaftungsplanes (NGP), eingeteilt in Teilabschnitte ≤ 500m	
Gewässerzustand	chemischer, hydromorphologischer und ökologischer Zustand der Gewässerkörper (NGP), einschließlich Sicherheit der Zustandsbewertung	Umweltbundesamt (UBA)
Fischregionen	Zonierung des Gewässernetzes basierend auf den charakteristisch vorkommenden Fischarten Forelle, Äsche, Barbe und Brachse (NGP)	
Querbauwerke	Unterbrechungen des Fließgewässerkontinuums einschließlich Passierbarkeit für Fische, abgeleitet aus Begehungen (NGP)	Steiermärkische Fachabteilung für Wasserwirtschaft
Wasserkraftnutzung	Stau- Ausleitungs- und Schwallstrecken im Gewässernetz, abgeleitet aus Begehungen und Luftbilddaten (NGP)	
Schutzgebiete	Gebiete zum Schutz der Natur oder Landschaft von europäischer, nationaler oder regionaler Bedeutung (Natura 2000 Gebiete, RAMSAR-Gebiete, Nationparke, Geschützte Landschaftsteile, Naturdenkmäler, usw.)	Steiermärkische Fachabteilung für Naturschutz
Lufttemperatur	Durchschnittliche Jahrestemperatur, abgeleitet aus Beobachtungen der Jahre 1971 bis 2000, interpoliert auf ein 250x250m-Raster	Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG)
Globalstrahlung	Durchschnittliche Globalstrahlung auf realer Fläche im Jahr, abgeleitet aus Beobachtungen der Jahre 1971 bis 2000, interpoliert auf ein 250x250m-Raster	

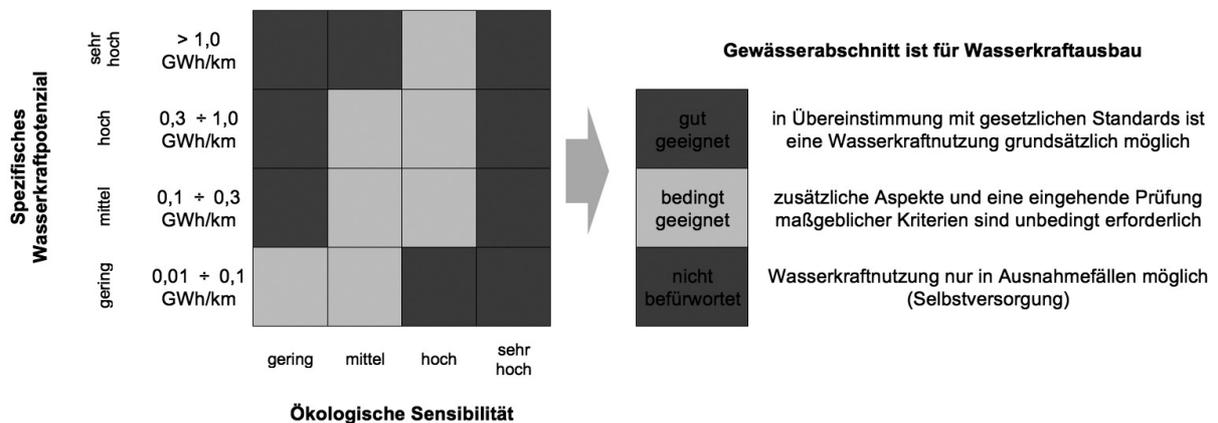
Die Beurteilung der ökologischen Sensibilität der einzelnen Teilabschnitte erfolgte in Anlehnung an folgende Kriterien, die sich auch im Ökomasterplan des WWF wiederfinden:

¹ Energie Steiermark AG, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz, Tel.: +43(0)664/6160882, Fax: +43(0)316/9000-20869, thomas.geisler@e-steiermark.com, www.e-steiermark.com

² Energie Steiermark AG, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz, Tel.: +43(0)664/6160860, Fax: +43(0)316/9000-20869, johannes.wellacher@e-steiermark.com, www.e-steiermark.com

Ökologische Sensibilität	Kriterium
geschützt (Potenzialreduktion)	Lage in einem Schutzgebiet, das jegliche Nutzung der Wasserkraft ausschließt (Ramsar-Gebiete, Nationalparke, Geschützte Landschaftsteile, Naturdenkmäler)
sehr hoch	- sehr guter ökologischer oder hydromorphologischer Zustand oder - Lage in einem Schutzgebiet, das eine Nutzung der Wasserkraft unter bestimmten Voraussetzungen zulässt (Natura 2000 Gebiete, Landschaftsschutzgebiete, Naturparke) oder - Lage in einer freien Fließstrecke von hoher Bedeutung (Forellenregion $\geq 5\text{km}$, Äschenregion $\geq 25\text{km}$, Barbenregion $\geq 50\text{km}$)
hoch	- guter ökologischer oder hydromorphologischer Zustand oder - Lage in einer freien Fließstrecke von geringerer Bedeutung (Forellenregion $\geq 2\text{km}$, Äschenregion $\geq 5\text{km}$, Barbenregion $\geq 10\text{km}$)
mittel	mäßiger ökologischer Zustand
gering	ökologischer Zustand schlechter als mäßig

Für die abschließende Bewertung der Gewässerabschnitte in für einen weiteren Wasserkraftausbau „gut geeignete“, „bedingt geeignete“ und „nicht befürwortete“ Abschnitte wurde ein von der Alpenkonvention ursprünglich für die Kleinwasserkraftnutzung im Alpenraum entwickeltes Schema verwendet, das den energetischen Nutzen wie folgt der ökologischen Sensibilität gegenüberstellt:



Im Einzugsgebiet der Mürz sind die Untersuchungen bereits abgeschlossen und lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Potenzial	Gewässernetz		Leistung (MW)	Arbeit (A)		Lage entlang			
	(km)	(%)		(GW h/a)	(%)	Mürz (84 km)		Zubringer (367 km)	
(-)						(GWh/a)	(% von A)	(GWh/a)	(% von A)
Theoretisch	450	100	93.6	820	100	315	38	505	62
Technisch	450	100	81.4	442	54	222	50	220	50
- Ausgebaut	-60	-13	-28.1	-175	-21	-136	78	-39	22
(- Ausgebaut)	-	-	(37.1)	(165)	(-20)	(141)	(85)	(24)	(15)
- Geschützt	-2	$< 0,01$	-0.6	-3	$< 0,01$	-3	94	-0.2	6
Verbleibend	387	86	53.9	264	32	81	31	183	69
- nicht befürwortet	-142	32	-16.9	-89	11	-36	40	-53	60
Geeignet	245	54	36.0	175	21	45	26	130	74
+ bedingt	232	32	31.6	147	18	20	14	127	86
+ gut	13	2.1	4.4	28	3	25	89	3	11

*) gemäß Anlagendaten

Die Ergebnisse zeigen, dass im Einzugsgebiet der Mürz nur noch etwa 2 % des Gewässernetzes ökologisch verträglich genutzt werden können. Zum einen ist der vorhandene Ausbaugrad in dieser Region bereits außerordentlich hoch, zum anderen sind energiewirtschaftlich attraktive Gewässerabschnitte meist auch ökologisch besonders sensibel.

3.1.4 Aktuelle Herausforderungen bei der Errichtung von Wasserkraftwerken am Beispiel der Murkraftwerke Gössendorf und Kalsdorf

Heinz JAUK¹

Die Wasserkraftwerke Gössendorf und Kalsdorf sind die ersten Laufkraftwerke in Österreich, wo sowohl die Umweltverträglichkeitsprüfung nach UVP-G 2000 Rechtsgrundlage, als auch die europäische Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) einzuhalten war. Die Herausforderung bei der Abwicklung des Genehmigungsverfahrens war dementsprechend groß und stellte hohe Anforderungen sowohl an die Behördenvertreter, den Projektwerber als auch an sämtliche Planer und Gutachter. Die UVE umfasste schlussendlich 330 m² Pläne und 3.300 Gutachterseiten von über 75 Experten, die von der UVP-Behörde zu bearbeiten waren.

Mit den Planungsarbeiten wurde im Jänner 2005 begonnen. Aufgrund des hohen Einsatzes aller Beteiligten und des ausgewogenen Projektes war es möglich, innerhalb von knapp fünf Jahren sowohl die Projekterstellung, als auch die Genehmigungsverfahren in allen Instanzen und die Grundablösen abzuwickeln, sodass mit dem Bau im Herbst 2009 begonnen werden konnte.

Entsprechend dem UVP-Bauzeitplan konnte beim Kraftwerk Gössendorf mit Ende des Jahres 2011 der Probetrieb aufgenommen werden. Das Kraftwerk Kalsdorf, welches genau ein Jahr zeitversetzt begonnen wurde, wird mit Ende 2012 erstmals Strom aus regenerativer Wasserkraft ins Netz speisen.

Das gesamte Projekt, welches über 100 ökologische Ausgleichsmaßnahmen beinhaltet, soll dann im zweiten Halbjahr 2013 abgeschlossen sein.

Im Vortrag wird sowohl auf das Genehmigungsverfahren, als auch auf die Bauabwicklung und die Ausgleichsmaßnahmen genauer eingegangen.

¹ Steweag-Steg GmbH, Neuholdaugasse 56, 8010 Graz, Tel.: +43 (316) 9000-55800, Fax: +43 (316) 9000-25809, heinz.jauk@e-steiermark.com, www.e-steiermark.com

3.1.5 Evaluation of Households' Preferences for the Planned Hydropower Station in Graz-Puntigam Using a Choice Experiment

Andrea KLINGLMAIR¹, Markus Gilbert BLIEM²

Introduction

Hydropower plays a substantial role in the Austrian energy sector. Currently (2010) 58.5 percent of total electricity produced in Austria comes from hydroelectric power stations. Nevertheless there is still potential for new hydropower facilities, especially for small-scale hydropower. The hydropower potential study of PÖYRY ENERGY GMBH (2008) provides a value for the reduced techno-economic potential of 13,000 GWh, which is effectively exploitable. The expansion of hydropower utilisation also represents an important measure to meet future energy goals in the *Austrian Master Plan* as well as in the *Austrian Energy Strategy*. Currently 100 new hydropower plants are in the stage of planning, whereas 70 of these projects are small-scaled with a capacity less than 15 megawatt (MW). In the province of Styria 22 new hydropower stations are planned to be built, among them the project "Graz-Puntigam". The construction of this hydropower station with a total capacity of 16 MW is planned within the city limits of Graz. The overall investment volume adds up to € 87 Mio. The construction works are scheduled to start in autumn 2013 and will be finished by the end of 2015. Moreover the power station will be able to generate an electricity amount of 74 gigawatt hours (GWh) per year. However, the use of hydropower implies a considerable conflict potential. On the one hand there are the targets of climate and energy policy (e.g. reduction of greenhouse gas emissions, intensified use of renewable energy sources) and on the other hand the standards of nature and water protection as for instance the European Water Framework Directive (WFD). Accordingly, the installation of new hydropower stations is associated with external costs and benefits. Positive effects from the use of hydropower are the emission-free generation of electricity and the associated CO₂ avoidance, impacts for the local economy (especially employment effects) as well as the improvement of domestic energy security. Important environmental concerns related to the operation of hydropower plants are the visual impact of a power plant on the landscape and the natural environment, erosion, sedimentation and oxygen-deficiency problems due to the alteration of the water flow in the river, and correspondingly the impacts of these changes on fish and other water-dependent wildlife. Hence, all these social, economic and environmental impacts have to be taken into consideration if socially-optimal investments are to be made.

The aim of this paper is to examine public perception and preferences for the planned hydropower project in Graz-Puntigam. In particular, we estimate willingness to pay (WTP) values for the external costs and benefits associated with the new hydropower plant. In addition we use the estimated model results to calculate total consumer surplus for different policy scenarios. Finally we analyse determinants of overall WTP for the extension of hydropower use in Austria (Contingent Valuation).

Methodology

The costs and benefits associated with the hydropower plant Graz-Puntigam are estimated by conducting a choice experiment (CE). In this CE the value of the new hydropower station is expressed by several attributes, namely the number of households that can be provided with "green" electricity, the impact on landscape and natural environment, the impact on recreational activities as well as additional monthly electricity payments. Within the scope of a CE respondents are asked to choose between a selection of different alternatives described by the choice attributes in a hypothetical setting. Usually respondents are asked to make a sequence of choices. This sequence of choice outcomes enables to model the probability of an alternative being chosen and provide information on the willingness of respondents to make trade-offs between the individual attributes.

¹ Institut für Höhere Studien (IHS) Kärnten, Alter Platz 10, 9020 Klagenfurt, Tel.: +43 (0) 463 592 150-19, Fax: +43 (0) 463 592 150-23, a.klinglmair@carinthia.ihs.ac.at, www.carinthia.ihs.ac.at

² Institut für Höhere Studien (IHS) Kärnten, Alter Platz 10, 9020 Klagenfurt, Tel.: +43 (0) 463 592 150-18, Fax: +43 (0) 463 592 150-23, bliem@carinthia.ihs.ac.at, www.carinthia.ihs.ac.at

Due to the inclusion of a monetary attribute it is further possible to obtain WTP values for the different attributes used in the CE.

In order to examine public preferences for the hydropower plant Graz-Puntigam a web-based questionnaire consisting of 43 questions was developed and used to interview about 200 people living in Graz und its surrounding communities (online survey). The sample is representative with regard to sex, age, income and regional distribution. A mixed logit model (also called random parameter logit model) is used to estimate households' preferences. Furthermore a contingent valuation question is included in the questionnaire asking directly how much people are willing to pay for the expansion of hydropower. Using a Tobit regression model for censored (truncated) data we explore determinants of respondents' WTP.

Results

At first, public perception for renewable energy and hydropower use in Austria respectively Styria is elicited and analysed through a series of questions. The main part of the respondents has a very positive or rather positive attitude towards the construction of new hydropower plants along the Mur. Moreover the hydropower project Graz-Puntigam is well known throughout the local population. About three quarter of respondents know that there are plans to build a new hydropower station. Two third out of these respondents reported not to be affected by the planned hydropower project, while slightly more than one quarter stated to feel positively affected.

The results of the mixed logit model show that the choice attributes used to describe the hydropower project have a statistically significant impact on choice with the expected signs. First, respondents have some inherent propensity to vote for the construction of the new hydropower plant. Second, the supply of additional households with "green" electricity from the new hydropower plant is valued positively and therefore exhibits a positive WTP. Furthermore people have a positive WTP for power plant constructions which create new possibilities for recreational activities. Finally, people do not favour power plant alternatives which cause strong impacts on landscape and natural environment. Therefore WTP is negative, meaning that overall WTP decreases with a strong environmental impact. Consequently, the realisation of the new hydropower plant must come with a small environmental impact in order to gain a significant welfare increasing impact.

Additionally people were directly asked to state their monthly willingness to pay for the extension of hydropower. The median WTP amounts to € 5.0 per month. Using a Tobit regression model we are able to identify five determinants of WTP.

3.1.6 Powertower – Hydraulischer Energiespeicher

Valerie NEISCH¹, Robert KLAR², Markus AUFLEGER³

Projektmotivation

Der Bedarf an Energiespeichern steigt vor dem Hintergrund der aktuellen Energiewende mit dem erhöhten Einsatz regenerativer Energien. Sowohl Wind- als auch Solarkraftwerke sind volatile Energielieferanten. Energiespeicher müssen daher verstärkt das unbeständige Energieangebot dem Energiebedarf anpassen und Netzschwankungen ausgleichen.

Pumpspeicherwerke, die bisher effizientesten Energiespeicher, liegen funktionsbedingt in Bergregionen. Beim Energietransfer dorthin kommt es zu Netzverlusten. Daher wäre eine dezentrale Energiespeicherung in der Nähe der Stromproduktion von Vorteil. Powertower können einzeln oder in Clustern geländeunabhängig sowohl über- als auch unterirdisch gebaut werden.

Der Powertower ist ein Energiespeicher mit hohem Wirkungsgrad und langer Lebensdauer. Die Technologie ist einfach und robust und in der Größe skalierbar und somit adaptierbar für verschiedenste Anforderungen.

Die Idee „Powertower“

Der Powertower ist ein neuer hydraulischer Energiespeicher und basiert auf der jahrelang erprobten Technologie der Pumpspeicherkraftwerke. Es handelt sich hierbei um ein geschlossenes System, welches topographieunabhängig nahe an Standorten volatiler Energieerzeugung angeordnet werden kann. Ein Powertower besteht aus einem mit Wasser gefüllten Zylinder, in dem sich eine vertikal bewegliche Auflastkonstruktion befindet. Diese Auflast bewirkt durch die Dichte ihres Materials und ihr Höhenmaß, unabhängig von ihrer Position, eine konstante Druckerhöhung im darunter befindlichen Reservoir. Durch zusätzliche Federkonstruktionen lässt sich die Druckhöhe wegabhängig noch erhöhen.

Zur Energiespeicherung wird Wasser aus dem oberen in das untere Reservoir gepumpt, wodurch die Auflast im Zylinder aufsteigt und der Energiegehalt zunimmt (Auflast oben = geladener Zustand). Um die gespeicherte Energie wieder freizugeben, wechselt die Richtung des Förderstroms, die Auflast sinkt ab und treibt eine Turbine an. Somit kann elektrische Energie mit hohem Wirkungsgrad (~85%) standortunabhängig gespeichert werden.

Experimentelle Untersuchungen am Prototyp

Im Rahmen eines FFG-Projektes des Forschungsprogramms Energien 2020 konnte die Funktionalität des Powertowers an einem kleinen Prototypen nachgewiesen werden. Im Wasserbaulabor der Universität Innsbruck wurde ein 2,20 m hoher Plexiglaszylinder mit einem Durchmesser von 0,64 m aufgestellt und mit einer Stahlaulast von 1t Gewicht versehen (siehe Abbildung 1). Außerhalb des Zylinders ist eine kleine Pumpenturbine angeordnet, die über einen Frequenzumformer mit dem Stromnetz verbunden ist. Sie lässt sich über ein Schaltpult steuern, an dem auch die elektrische Leistung angezeigt wird.

Durch Untersuchung der Einzelkomponenten werden die hydraulischen Verluste im System und die Wirkungsgrade der Maschinenelemente bestimmt. Der Aufbau wird in Varianten untersucht und optimiert.

¹ Universität Innsbruck, Arbeitsbereich Wasserbau, Technikerstr. 13, 6020 Innsbruck, Tel.: +43 512 507 6949, Fax: +43 512 507 2912, valerie.neisch@uibk.ac.at, www.powertower.eu

² Universität Innsbruck, Arbeitsbereich Wasserbau, Technikerstr. 13, 6020 Innsbruck, Tel.: +43 512 507 2986, Fax: +43 512 507 2912, robert.klar@uibk.ac.at, www.powertower.eu

³ Universität Innsbruck, Arbeitsbereich Wasserbau, Technikerstr. 13, 6020 Innsbruck, Tel.: +43 512 507 6940, Fax: +43 512 507 2912, markus.aufleger@uibk.ac.at, www.powertower.eu



Abbildung 1: Prototyp des Powertowers

Eine Erweiterung des Prototyps mit einer besser ausgelegten Maschineneinheit befindet sich in Planung, denkbar sind auch eine separate Pumpe und Turbine, die optimal für die vorhandene Druckhöhe des Powertowers steuerbar sind. Zur Auflasterhöhung sind zusätzlich wegabhängige Federsysteme geplant. Weiterer Optimierungsbedarf besteht für das Führungs- und Dichtungssystem.

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Investitionskosten für den Bau eines Powertowers sind vermutlich relativ hoch. Hier gilt es noch, möglichst kostengünstige Bauweisen für die Errichtung eines Powertowers zu entwickeln, um diese Kosten zu reduzieren. Die Betriebskosten fallen dafür bei einer hohen Lebensdauer sehr gering aus. Die Technologie und der Systemaufbau sind einfach und robust und die verwendeten Materialien umweltverträglich. Durch die Möglichkeit, einen Powertower unter der Erdoberfläche zu installieren, ist der Eingriff in die Landschaft gering und somit die Erteilung von Baugenehmigungen aussichtsreich.

Bezüglich der Betriebsweise sind beliebig viele Ladezyklen bei schneller Reaktionszeit möglich. Die Technologie kann damit sowohl für Kurz- als auch für Langzeitspeicherung eingesetzt werden. Bei Stillstand bleibt der Ladezustand erhalten, es kommt zu keiner Entladung. Der größte Energiegehalt [kWh] ergibt sich bei einer Auflasthöhe von der Hälfte der gesamten Zylinderhöhe. Da die Auflast jedoch den größten Kostenanteil einnimmt, muss ihre Dimensionierung nach einer Kosten-/Nutzenabwägung vorgenommen werden. Generell sind die Außenabmessungen des Powertowers skalierbar und lassen sich nach den Anforderungen von Leistung, Dauer, Verfügbarkeit und Kosten anpassen. Dabei sind kleinere Anlagen für Haushalte im Inselbetrieb in Verbindung mit Photovoltaik genauso möglich wie Großanlagen von mehreren Powertowern im Verbund.

Ein großes Plus der dezentralen Speichermöglichkeit ist der Wegfall von Übertragungsverlusten im Stromnetz. Eine Netzsimulation soll die Bedeutung der dezentralen Speichermöglichkeit für das Stromnetz bewerten. Außerdem werden die potentiellen Erlöse des Powertowers am Strommarkt für die nächsten Jahre ermittelt.

3.2 PHOTOVOLTAIK (SESSION B2)

3.2.1 Modellierung der stündlichen Photovoltaik- und Windstromeinspeisung in Europa

Gerda SCHUBERT(*)¹

Inhalt

Dieser Beitrag befasst sich mit der Modellierung der Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Um die Auswirkungen hoher Anteile fluktuierender Einspeisung auf den europäischen Strommarkt zu untersuchen, ist eine zeitlich hoch aufgelöste und räumlich umfassende Betrachtung nötig. Mit den entwickelten Modellen lassen sich auf Grundlage historischer Wetterdaten für alle Länder der EU27 sowie für Norwegen und die Schweiz stündliche Zeitreihen zur Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen generieren.

Methodik

Mit einem Bottom-Up Ansatz wird auf Grundlage der technischen Eigenschaften unterschiedlicher Windkraft- und Photovoltaik-Referenzanlagen die Stromeinspeisung modelliert. Die Referenzanlagen können regionspezifisch definiert und gewichtet werden.

ISI-PV Europe

Für die Modellierung stehen Einstrahlungs- und Temperaturdaten für die Jahre 2006 bis 2010 zur Verfügung. Im Modell genutzt werden Einstrahlungsdaten, die nach der Heliosat 2 Methode aus Satellitenbeobachtungen gewonnen werden (SoDa Web Service 2010). Die räumliche Auflösung beträgt $0,25^\circ$ mal $0,25^\circ$, in Deutschland entspricht dies einem Gitter von etwa 17 km mal 27 km. Weiterhin stehen für den gleichen Zeitraum Temperaturdaten von Messstationen in Europa zu Verfügung (MeteoMedia AG 2011).

Die Modellstruktur von ISI-PV Europe ist in Abbildung 1 links dargestellt. Zur Ermittlung der Einstrahlung auf Modulebene wird für jeden Gitterpunkt (Station) der Winkel, unter dem die Sonne auf das Modul scheint, berechnet. Dazu wird in einem ersten Schritt der Sonnenstand bestimmt, anschließend erfolgt die Berechnung der Einstrahlung auf Modulebene (G_{mod}) für jede Stunde, Ausrichtung und Neigung. Im nächsten Schritt werden für die unterschiedlichen Montagearten unter Berücksichtigung der Außentemperatur (ϑ_U) die Modultemperaturen (ϑ_M) bestimmt. Auf Grundlage der Zwischenergebnisse erfolgt die Berechnung der Systemleistung unter Berücksichtigung von Einstrahlung und Modultemperatur, sowie der Auslastung des Wechselrichters. Die Systemleistungen der einzelnen Stationen werden anschließend gewichtet und für jeden Datenpunkt unter der Annahme einer installierten Leistung von einem Megawatt zusammengefasst. Die berechneten Zeitreihen werden zunächst zur Regionssumme für NUTS2-Regionen und anschließend unter der Vorgabe des Anteils der in der Region installierten Leistung zur Ländersumme zusammengefasst.

¹ Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe, Tel.: +49 721 6809-358, Fax: +49 721 6809-272, gerda.schubert@isi.fraunhofer.de, www.isi.fraunhofer.de

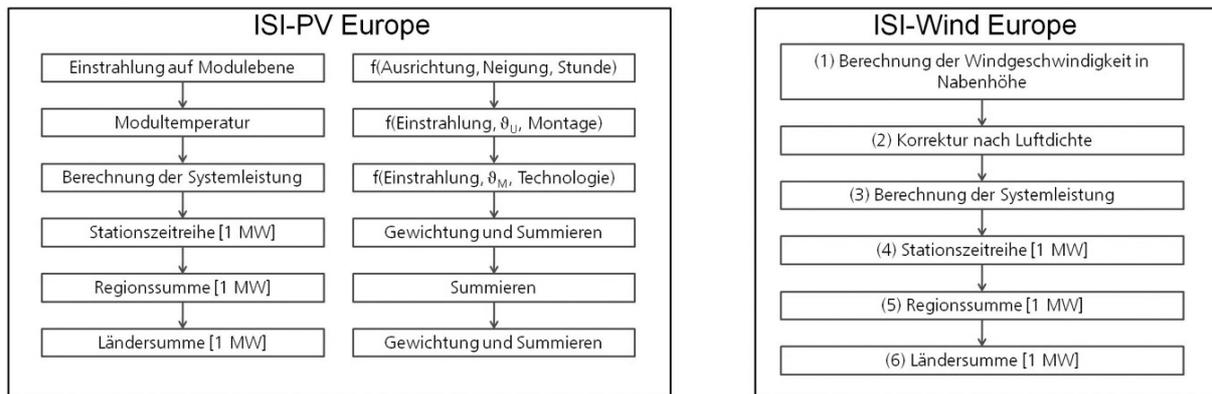


Abbildung 1: Modellstruktur ISI-PV Europe und ISI-Wind Europe

ISI-Wind Europe

Im Windmodell werden Wetterdaten zur Windgeschwindigkeit in zehn Metern Höhe in einer Auflösung von einem Knoten, zur Temperatur in zwei Metern Höhe in einer Auflösung von einem Kelvin und zum Luftdruck in einer Auflösung von 0,1 Hektopascal (hPa) für die Jahre 2006 bis 2010 (Meteomedia AG 2011) für insgesamt mehr als 3000 Wetterstationen genutzt. Für die Berechnung der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe sind die Tageszeit, die Jahreszeit, die Rauigkeitslänge und die stündliche atmosphärische Schichtung notwendig. Die Rauigkeitslängen werden auf Grundlage der Landnutzungen nach dem Corine Land Cover Datensatz (CLC, (ETC 2010)) und dem Global Land Cover Datensatz (GLC, (EEA 2008)) abgeschätzt. Der Zustand der Atmosphäre wird für jede Stunde anhand der VDI-Norm 3782 (VDI 2009) und der TA Luft (BMU 2002) bestimmt.

Die Modellstruktur von ISI-Wind Europe ist in Abbildung 1 rechts dargestellt. Für jede einzelne Wetterstation und jede Referenzanlage wird die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe mittels exponentieller Höhenkorrektur berechnet (1). Bei der Berechnung des Exponenten wird der Zustand der Atmosphäre mit der Obukhov-Länge¹ berücksichtigt (Foken 2006, 141). Die Obukhov-Länge wird dazu für jede Stunde auf Grundlage der Tages- und Jahreszeit, der herrschenden Windgeschwindigkeit und der Rauigkeitslänge der Umgebung nach VDI 3782 Blatt1 Anhang A (VDI 2009) und der Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft) (BMU 2002) abgeschätzt. Für leistungsgeregelte Anlagen wird anschließend noch eine Korrektur zur Berücksichtigung der Luftdichte (2) vorgenommen. Mit den errechneten Windgeschwindigkeiten wird die für die Referenzanlage hinterlegte relative Leistungskennlinie ausgelesen (3). Nach der Gewichtung der einzelnen Referenzanlagen wird die Stationszeitreihe für ein Megawatt installierter Leistung ermittelt (4). Im nächsten Schritt werden die Stationen innerhalb der einzelnen NUTS2-Regionen (5) und anschließend die Regionen innerhalb der einzelnen Länder gewichtet und aggregiert. Nach dieser Berechnung liegen für jedes Land stündliche Zeitreihen zur relativen Einspeisung vor. Die Zeitreihen stellen gleichermaßen die stündlich zur Verfügung stehende Leistung pro Megawatt installierter Leistung (6) dar.

Ergebnisse

Zur Simulation der Auswirkungen der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist die Bereitstellung realistischer Daten zum zeitlichen Verlauf der Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien neben den Daten zum Kraftwerkspark und zum zeitlichen Verlauf der Stromnachfrage ein zentraler Bestandteil. Die entwickelten Modelle dienen als Grundlage für die stundenscharfe Modellierung des europäischen Stromsystems und wurden unter anderem bereits zur Erstellung und Analyse von Langfristszenarien mit hohen Anteilen Erneuerbaren Energien für das europäische Stromsystem eingesetzt.

¹ Maß für die Stabilität der atmosphärischen Schichtung

Literatur

- BMU. 2002. „Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft-TA Luft)“. http://www.verwaltungsvorschriften-im-internet.de/bsvwvbund_24072002_IGI2501391.htm (Zugegriffen Januar 16, 2010).
- EEA. 2008. „Global land cover - 250m - Datasets — EEA“. <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/global-land-cover-250m> (Zugegriffen November 22, 2010).
- EEETC. 2010. „Corine land cover 2000 (CLC2000) 250 m - version 12/2009 - Datasets — EEA“. <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/corine-land-cover-2000-clc2000-250-m-version-12-2009> (Zugegriffen November 22, 2010).
- EEETC. 2010. „Corine land cover 2000 (CLC2000) 250 m - version 12/2009 - Datasets — EEA“. <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/corine-land-cover-2000-clc2000-250-m-version-12-2009> (Zugegriffen November 22, 2010).
- Foken, Thomas. 2006. Angewandte Meteorologie: Mikrometeorologische Methoden. 2. Aufl. Springer, Berlin.
- Meteomedia AG. 2011. Meteorologischer Datensatz. Gais, Schweiz.
- SoDa Web Service. 2010. „Stündliche Einstrahlungsdaten aus HC3hourDNI“.
- VDI. 2009. „VDI-Richtlinie: VDI/DIN-Handbuch Reinhaltung der Luft Band 1“. In VDI 3782 Blatt 1 Umweltmeteorologie - Atmosphärische Ausbreitungsmodelle - Gaußsches Fahrenmodell zur Bestimmung von Immissionskenngößen, Düsseldorf: VDI-Verlag.

3.2.2 Modellierung der dynamischen „PV Parity“ für verschiedene europäische Länder

Georg LETTNER¹, Hans AUER¹

Motivation

In den letzten Jahren sind die Marktanteile der Stromerzeugung aus Photovoltaik (PV) kontinuierlich gewachsen. Daher konnten eine erhebliche Kostenreduktion für PV-Technologien (technologisches Lernen) beobachtet werden. Dies führt zu einer erhöhten Wettbewerbsfähigkeit der PV-Erzeugung im Vergleich zu anderen Stromerzeugungstechnologien (sowohl konventionelle als auch erneuerbare), wenn man die „Levelised Costs of Electricity“ (LCOE) als Maßstab verwendet. Im Allgemeinen beschreiben die LCOE die Wirtschaftlichkeit einer Technologie auf einer aggregierten Ebene (z.B. jährlich). Durch die volatile Eigenschaften der PV-Stromerzeugung (z.B. Tag-Nacht-Charakteristik) sind unterschiedliche Herausforderungen bei der Integration der PV-Technologien in das Strom System zu berücksichtigen, da die Stromerzeugung und Nachfrage zu jeden Zeitpunkt gleich sein muss. Dennoch wird ein sinkender Gradient der LCOE von PV-Erzeugung erwartet und es eröffnet sich eine breite Palette von unterschiedlichen Anwendungen in verschiedenen Marktsegmenten. In diesem Zusammenhang spielen die Haushaltskunden bei der Implementierung von dezentraler PV-Erzeugung seit jeher eine wichtige Rolle. Und als Folge daraus, war bereits in der Vergangenheit der Endkundenstrompreis (d.h. die Endkundenabrechnung) immer ein vergleichender Parameter mit den LCOE der PV-Erzeugung. In den letzten Jahren hat sich daraus der Begriff „PV Grid Parity“ (dt. „PV Netzparität“) etabliert, diese ist in der statischen Situation erreicht, wenn der Endkundenstrompreis gleich/kleiner den LCOE der PV-Erzeugung ist (siehe z.B. [1]). Diese Definition hat jedoch 2 Mängel (siehe z.B. [2]): (i) es gibt keine dynamische Betrachtung der der zukünftigen dynamischen Entwicklung verschiedener Parameter und (ii) keine Aussage über die Wirtschaftlichkeit der PV-Erzeugung durch die Betrachtung der Barwerte (engl. Net Present Value = NPV) der jährlichen Kosten, die einerseits verschiedene Einnahmen (z.B. der Eigenverbrauch reduziert den Strombezug aus dem Netz und somit wird die Stromrechnung ebenfalls reduziert, weiter kann überschüssige Erzeugung in das Netz verkauft werden) und andererseits die Kosten der PV-Erzeugung beinhalten, über die gesamte Lebensdauer der PV-Anlage. In diesem Paper wird die vollkommen dynamischen Definition von „PV Parity“ über die Lebensdauer des PV-Systems für unterschiedliche Kundengruppen (unter der Berücksichtigung der unterschiedlichen charakteristischen Lastprofile) und Energieerzeugern in verschiedenen europäischen Ländern modelliert.

Methode

Wie bereits oben erwähnt, wird ein Simulationsmodell entwickelt (im Zuge des europäischen IEE-Projekts „PV Parity“) das eine umfassende dynamische „PV Parity“-Studie ermöglicht, welches unter einer Vielzahl von verschiedenen Randbedingungen und Annahmen über die künftige Entwicklung mehrerer wichtiger Parameter (z.B. spezifische Kosten, Effizienz, etc.) zur Berechnung der LCOE der PV-Erzeugung auf der einen Seite und die Entwicklung zukünftiger Großhandels-/Endkundenpreise, sowie weitere Technologieoptionen die das Lastprofil von verschiedenen Kundengruppen beeinflussen (z.B. Erhöhung des Eigenverbrauchs durch die Implementierung von zusätzlichen Speichertechnologien) auf der anderen Seite berücksichtigt. Das Ziel des Simulationsmodells ist es, den Barwert (NPV) von verschiedenen ökonomischen Parametern (Einnahmen aus dem Verkauf ins Netz, Kosten für die Einkäufe aus dem Netz, Kosten für die PV-Erzeugung) über die gesamte Lebensdauer des PV-Systems für verschiedene Kundengruppen, charakterisiert durch verschiedene Lastprofile, zu berechnen. Letztlich führt das Modell einen Vergleich mit dem Barwert (NPV) der Stromanschaffungskosten im gleichen Zeitraum für einen Kunden ohne PV-Anlage durch und ermittelt dadurch die mögliche „PV Parity“.

¹ Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Energy Economics Group (EEG), TU Wien, Gusshausstrasse 25-29/E370-3, 1040 Wien, Tel.:+43-1-58801-370376, Fax:+43-1-58801-370397, lettner@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

Ergebnisse

Basierend auf der oben beschriebenen Methode, werden umfassende empirische Studien zur dynamischen „PV Parity“ für unterschiedliche Kundengruppen in verschiedenen europäischen Ländern ermittelt. Umfangreiche Sensitivitätsanalysen in jedem Marktsegment, mit dem Ziel einen besseren Einblick in die zukünftiger Ökonomie der PV-Erzeugung zu bekommen, werden durchgeführt. Jene Kunden mit dem höchsten Endkundenpreis (d.h. Haushalte) werden auch das attraktivste Marktsegment in der dynamischen Definition der „PV Parity“ sein. Aber auch bei gewerbliche und industrielle Kunden, die durch den höheren Eigenverbrauch der Vorort-PV-Erzeugung (im Vergleich zu den Haushalten) profitieren, wird erwartet dass sie die „PV Parity“ innerhalb des nächsten Jahrzehnts erreichen. In der Langfassung des Papers werden neben dem Vergleich und Diskussion der verschiedenen Ergebnisse der Modellierung, auch Empfehlungen abgegeben, wie mit den vorhandenen finanziellen Instrumenten die PV-Durchdringung in das europäische Energiesystem beschleunigt werden kann. Darüber hinaus können die Ergebnisse dazu beitragen die Investitionsentscheidungen bei der Implementierung der PV-Technologie für unterschiedliche Kundengruppen zu unterstützen.

Referenzen

- [1] Breyer Ch., Gerlach A., Global Overview on Grid-Parity event dynamics, Q-Cells SE, Bitterfeld-Wolfen, 2011
- [2] Solar Photovoltaics – Competing in the energy sector – Part 1, European Photovoltaic Industry Association (EPIA), 2011.
- [3] IEE project “PV Parity”: www.pvparity.eu

3.2.3 Ein Jahr Photovoltaik-Forschungszentrum Zwentendorf

Christoph GROISS(*)¹

Inhalt

Die Photovoltaik-Anlage Zwentendorf ist seit Juni 2009 in Betrieb. Das Messsystem der Anlage zeichnet seit Juni 2010 durchgehend Daten auf. Das hier erstellte Paper analysiert die Anlage im einjährigen Betrachtungszeitraum bis Mai 2011.

Ziel der Untersuchung ist, Erkenntnisse und Empfehlungen sowohl für Einzelanlagen als auch für den großflächigen Einsatz von Photovoltaiksystemen abzuleiten. Die Photovoltaik-Anlage in Zwentendorf bietet hierfür vielfältige Variationen, um verschiedene Effekte untersuchen zu können. Die Anlage am Freifeld liefert Aufschluss über kleinräumige Ausgleichseffekte gleicher Anlagentypen. Mit den Trackeranlagen ist die Beurteilung des Mehrertrags von nachgeführten Systemen möglich. Von besonderem Interesse sind die Fassadenmodule, welche mit Südost-, Südwest und Nordwestorientierung eine deutlich unterschiedliche Einspeisecharakteristik aufweisen. Anhand der südorientierte Aufdachanlage können standortbedingte Unterschiede (z.B. Verschmutzung, Teilverschattung, Temperaturunterschiede,...) zu den Freifeldanlagen beurteilt werden.

Methodik

Das Messsystem beinhaltet eine **Wettermessstation** (Globalstrahlung, Wind, Niederschlag, etc.), **Modultemperaturmessung** sowie eine **richtungsabhängige Einstrahlungsmessung**. Die Einspeiseleistung wird sowohl durch die interne Messung der Wechselrichter, durch eine externe detaillierte Messung an bestimmten Wechselrichter sowie durch den Einspeisezähler für die gesamte Anlage bestimmt. Je nach Messsystem liegt die zeitliche Auflösung im Bereich von **1s** bis **10s**.

In einem ersten Schritt wurde die Genauigkeit des Messsystems überprüft. Die gemessenen Monats- und Jahreserträge wurden sowohl mit der internen Aufzeichnung der Wechselrichter als auch der Abschätzung von Ertragsberechnungstools gegenübergestellt. Neben der Aufzeichnung der Umweltbedingungen (Globalstrahlung, Temperatur, Windgeschwindigkeit) werden die Leistungen sowohl auf Gleichspannungsseite als auch Wechselspannungsseite aufgezeichnet. Somit konnten die Limitierungen als auch Ausnutzungsgrade der Module und Wechselrichter berechnet werden.

Ergebnisse

Der Jahresertrag liegt je nach Modulgruppe um 4% bis 39% über dem prognostizierten Wert. Besonders die am Reaktor montierten Anlagen liegen größtenteils deutlich über dem erwarteten Ertrag. Insgesamt liefert die Anlage einen Jahresertrag von 204 MWh (siehe Tabelle 1). Die Modulgruppen am Reaktor liefern aufgrund der teilweise ungünstigen Ausrichtung mit 697 Volllaststunden eine geringere Ausbeute als die **Freifeldanlagen mit 1043 Volllaststunden**.

	Freifeld	Reaktor	Gesamt
Jahreserzeugung	166 MWh	38 MWh	204 MWh
Installierte Leistung	159 kWp	55 kWp	214 kWp
Volllaststunden	1043 h	697 h	955 h

Tabelle 1: Jahreserzeugung der PV-Anlage Zwentendorf

Abbildung 1 zeigt den Zugewinn des Trackers im Vergleich zu den aufgeständerten Freifeldanlagen. Die Jahreserzeugung der nachgeführten Anlagen liegt hier um knapp 30% höher als jene der fest installierten Freifeldanlagen. Es zeigt sich, dass der Zugewinn gerade in den Monaten Mai, Juni und Juli mit 40% bis knapp 50% am größten ist.

¹ Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Technische Universität Wien, Gußhausstraße 25/370-1, 1040 Wien, Austria, Tel.: +43 1 58801 370126, Fax: +43 1 58801 370199, groiss@ea.tuwien.ac.at; www.ea.tuwien.ac.at

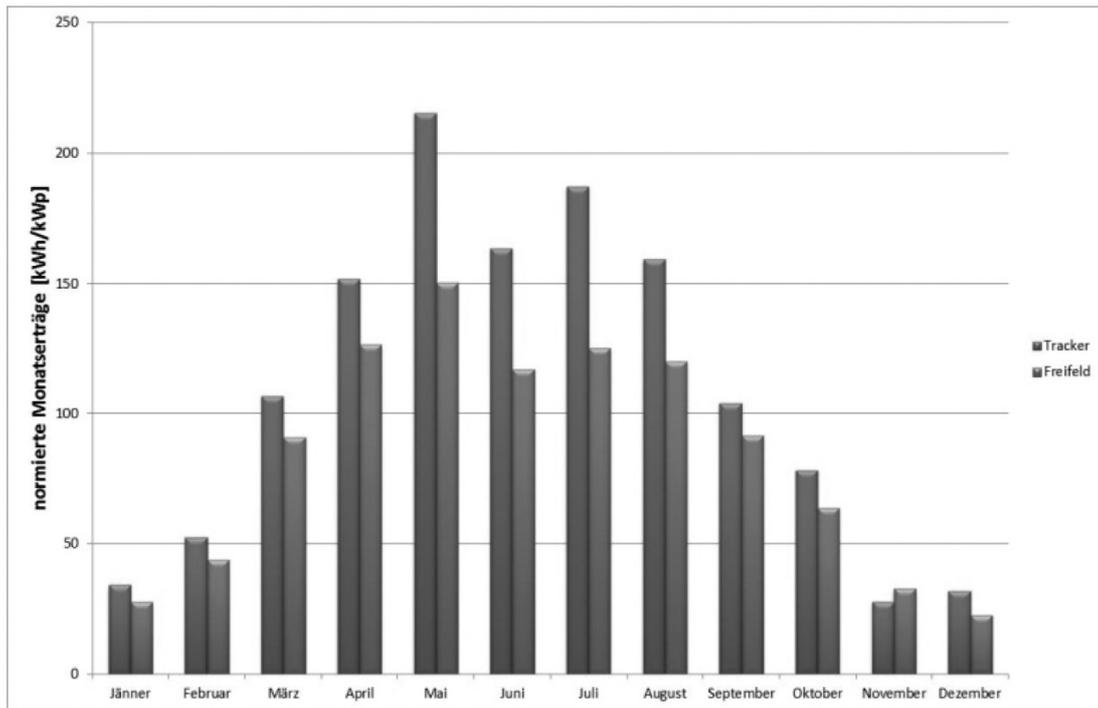


Abbildung 1: Vergleich der Monatserträge zwischen nachgeführten und aufgeständerten Anlagen

Die in Abbildung 2 dargestellten **Dauerlinien** zeigen die unterschiedlichen Erzeugungscharakteristika von **nachgeführten**, **südorientierten** und **fassadenintegrierten Modulgruppen**. Die Auswirkung der Dimensionierung von Modul- zu Wechselrichterleistung lässt sich an der teilweisen Limitierung der Einspeiseleistung durch den Wechselrichter erkennen (siehe Punkte A bis F der Legende).

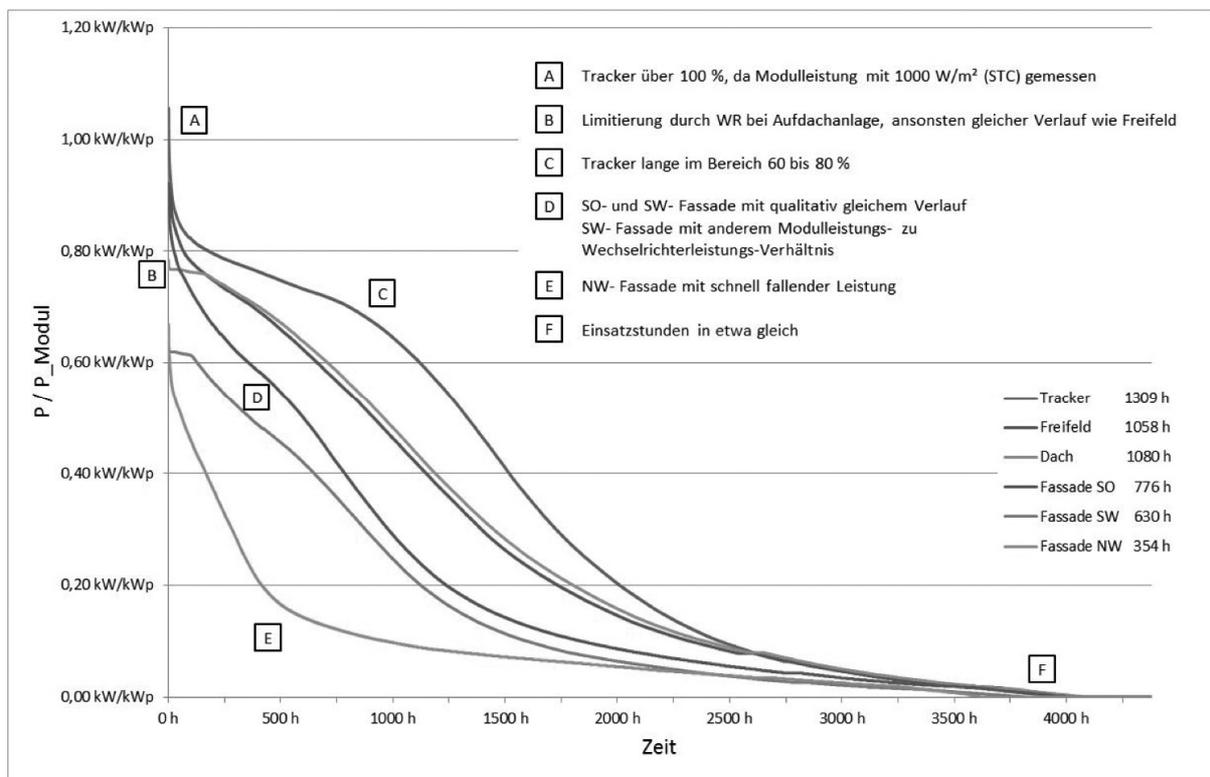


Abbildung 2: Jahresdauerlinien der Modulgruppen im Vergleich

3.2.4 Erfahrungen aus einem kompletten Betriebsjahr der 1 MWp Photovoltaikanlage Eberstalzell

Heinrich WILK¹, Stefan POINTNER²

Am 18. September 2010 eröffnete die Energie AG an der Westautobahn bei Eberstalzell (Bezirk Wels-Land) das größte Photovoltaik-Forschungskraftwerk Österreichs. Der "SolarCampus der Energie AG" ist aber weit mehr als ein Kraftwerk - durch die Größe und die Systemvielfalt kann gezielt Anwendungs- und Technikforschung im Bereich Photovoltaik betrieben werden. Verschiedene Modultechniken und Wechselrichterkonzepte werden zur Stromerzeugung parallel betrieben, neue Lösungsansätze werden im Betrieb des Kraftwerkes auf deren Praxistauglichkeit hin überprüft. Aufschlüsse erwarten wir uns zudem über die Einflüsse von Witterung, Komponententalterung, Lebensdauer und Leistungsänderung durch die natürliche Verschmutzung der Solarzellen [1].



Österreichs größtes Sonnenkraftwerk liefert seit 21. Mai 2010 umweltfreundlichen Sonnenstrom. In der Anlage sind fast 8.000 Quadratmeter Paneelfläche installiert.

Kenndaten

- Gesamtleistung
1,05 MWp (inkl. Tracker und Dünnschicht-Module)
- Solarmodule
mono- und polykristalline Zellen und Dünnschichtpaneele: a-Si, CdTe, CIS und CIGS
- Tracker
6 verschiedene Einheiten: 1-achsig und 2-achsig
- Ausrichtung
30°< Neigung, exakte Süd-Orientierung
- Wechselrichter
18 x CL48 von Fronius International
- Einspeisung
30 kV – Netz der Energie AG über eigenen Trafo
- Stromertrag
ca. 1.000.000 kWh/Jahr (Vorausberechnung)

¹ Energie AG OÖ Kraftwerke GmbH, heinrich.wilk@energieag.at

² Energie AG OÖ Fair Energy GmbH, stefan.pointner@energieag.at

Die Solarpaneele haben wir so ausgewählt dass wir einen möglichst hohen Gewinn an Know-how erzielen können. Neben den klassischen kristallinen Solarzellen von 5 verschiedenen Herstellern wie Energetica und KIOTO aus Österreich sowie SOLON und Schott aus Deutschland und dem chinesischen Suntech Power von Viessmann wollten wir Erkenntnisse über die neuen Dünnschichttechnologien gewinnen:

- Amorphes Silizium
Schott (D)
- CIS und CIGS:
Würth Solar (D), Mia Sole (USA)
- Cadmium-Tellurid
First Solar (USA, D)

Mit der Sonne nachgeführten Solargeneratoren (Tracker) wird der zusätzliche Stromertrag im Vergleich zum finanziellen Mehraufwand analysiert. Ein umfangreiches Monitoringprogramm unterstützt die Visualisierung.

Die einzelnen Stränge der 18 Teilsolargeneratoren werden überwacht. Fällt ein Strang aus wird dieser Fehler von der Fronius String-Control erfasst. Über den Wechselrichter erfolgt die Alarmierung des Betriebspersonals.

Nach Abwägung der Vor- und Nachteile haben wir uns für ein zentrales Wechselrichterkonzept entschieden. Die Inverter werden im Erdgeschoss des Infocenters untergebracht. Damit sind sie vor Wind und Wetter geschützt und haben eine längere Lebenserwartung.

Der Anschluss der Photovoltaikanlage an das Mittelspannungsnetz erfolgt über ein ca. 1 km langes 30 kV - Erdkabel. Die Leistung des neu errichteten Transformators beträgt 1000 kVA. Es wurde ein Spezialtrafo mit amorphem Kern eingesetzt. Damit lassen sich die Eisenverluste von 1.000 auf ca. 350 Watt reduzieren.

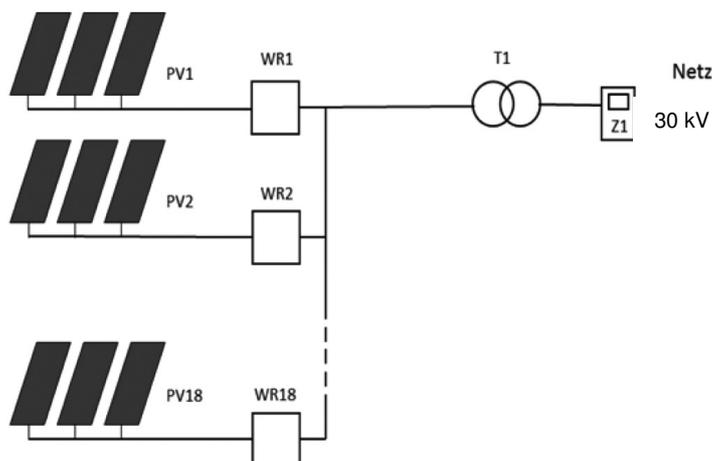


Abbildung 1: mono/poly-Silizium Hauptfelder: Teilsolargeneratoren 1 bis 18: 998 kWp

Betriebsergebnisse - Jahr 2011

Generell kann gesagt werden, dass die Anlage sehr zuverlässig arbeitet. Die Verfügbarkeit lag bei 99,7 %. Für die wenigen Ausfälle waren Software-Updates, 30 kV-Störungen (Gewitter), MPP-Fehler, Tausch von Modulen mit Isolationsfehlern und eine nicht eingesetzte Stringsicherung verantwortlich. Die Verschmutzungen der Solarmodule wurden durch Regengüsse zuverlässig abgewaschen.

Die Globalstrahlung lag im Jahr 2011 um 7 % über dem langjährigen Mittel.

- Einstrahlung 30°<: 1 371 kWh/m².a

In den 18 mono/poly-Si **Hauptfeldern** wurden folgende Produktionszahlen erzielt:

- Stromproduktion
1 184 549 kWh
- Spez. Stromproduktion
1 187 kWh/kWp.a
- Performance Ratio
0,866

Da alle Solarfelder dieselbe Einstrahlung erhalten ist ein fairer Vergleich der spezifischen Stromerzeugung der 18 Teilgeneratoren möglich. Der Unterschied zwischen dem besten und dem schlechtesten Solargenerator betrug 3,5 % (2011). Im Zeitraum Juni 2010 bis Mai 2011 lag die Differenz noch bei 2,5 %.

Die 5 **Experimentalfelder**, bestehend aus verschiedenen Dünnschichtmodulen und hocheffizienten Paneelen von SunPower lieferten insgesamt 16 123,6 kWh.

- Spezifischer Stromertrag
CIGS: 1142
CdTe: 1169
CIS: 982
a-Si: 1110
SunPower: 1110 kWh/kWp.a (2011)

Die 6 **Tracker** lieferten insgesamt 59 327,1 kWh. Der spezifische Stromertrag betrug:

- T1: 1602, SolarTrack+Sanyo, 2-achsig
- T2: 1517, Solon Hilber + SunPower2-achsig
- T3: 1540, Sonnensystem + Kioto 2-achsig
- T4: 1584, Sonnensystem + Yingli 2-achsig
- T5: 1530, Deger + Energetica, 2-achsig mit Sensoren
- T6: 1434 kWh/kWp EtaTrack + Kyocera, 1-achsig

Der Ertragsgewinn durch die 2-achsige Nachführung betrug im Mittel von T1 bis T5: 1,31. Beim 1-achsigen Tracker T6 lag der Energiegewinn bei 1,21.

Referenzen

- [1] „66 kWp Photovoltaikfassade des Power Tower, dem Aktiv-Bürohochhaus der Energie AG Oberösterreich“, 25. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, März 2010, Dipl.-Ing. Heinrich Wilk, Energie AG Oberösterreich, Kraftwerke GmbH
- [2] „Höhere Flächenausbeute durch Optimierung bei aufgeständerten Modulen“, 13. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, März 1998, Prof. Dr.-Ing. Volker Quaschnig, Prof. Dr.-Ing. Rolf Hanitsch, TU-Berlin

3.2.5 Gebäudeübergreifender Energieaustausch

Markus HEIMBERGER(*)¹



Inhalt

Durch einen massiven Ausbau von erneuerbaren Energieträgern, welcher im städtischen Bereich speziell Photovoltaik sein wird. Ergeben sich aufgrund der Volatilität der Erzeugung Probleme mit den Leistungsbilanzen der Energiebereitstellung und dem Verbrauch, da die erneuerbare Erzeugung dem Verbrauch nicht mehr nachgeführt werden kann. Darum wird untersucht in wie weit sich Synergieeffekte verschiedener Verbrauchergruppen wie zB.: Wohnen, Büro, Gewerbe nutzen lassen, um möglichst viel der erneuerbar erzeugten Energie vor Ort verwerten zu können. Was eine Reduzierung der Leitungsbelastungen und Speicherauslegungen zur Folge hätte. Diese Untersuchungen wurden im Zuge des Projektes „Gebäudeübergreifende Energie“ speziell für den Stadtteil Seestadt Aspern in Wien durchgeführt, was aber keine Einschränkung gegenüber jedem anderen urbanen Gebiet bedeutet.

Methodik

Ziel ist ein integriertes Softwaretool welches derzeit noch aus einem dreistufigen Prozess besteht:

Im ersten Schritt erfolgt die Leistungsdatengenerierung sowohl für Erzeugung und auch Verbrauch auf Stundenbasis, vom Institut für Hochbau und Technologie basierend auf den Daten der Dissertation „Efficiency potential in private sector in ADRES“ [1] und den VDEW Lastprofilen [2]. Die elektrischen Verbrauchs- und Erzeugungs-Profile werden mittels Java für jedes Baufeld unter Berücksichtigung des zu erwartenden Bebauungsmixes erstellt. Dadurch wird eine zeitlich aufgelöste Leistungsbetrachtung gegenüber einer reinen Jahresenergiebetrachtung möglich.

Darauf aufbauend, folgt als zweiter Schritt die Berechnung der Netzsimulation in Excel. Es handelt sich dabei um eine vereinfachte Form der Netzsimulation. Dies bedeutet, dass derzeit nur eine Simulation von Strahlennetzen möglich ist und die Simulation rein straight forward ausgeführt wird (kein iterativer Prozess). Dabei werden dem Endknoten Nennbedingungen vorgegeben (Spannung) und an den Leitungsanfang rückgerechnet. Referenzvergleiche mit dem Netzsimulationstool NEPLAN haben gezeigt, dass dieser Ansatz für städtische Netzbedingungen hinreichend genau ist und sich der Fehler nur im einige Prozentbereich bewegt.

Als dritter Schritt, werden die Leistungsdaten und die Ergebnisse der Netzsimulation in Matlab eingelesen. Da an dieser Stelle die Berechnung der Leistungsüberschüsse und Defizite erfolgt. Es werden unterschiedliche Bilanzen gebildet, wobei die kleinste Skaleneinheit die Baufeldebene und die größte Einheit das gesamte Entwicklungsgebiet Aspern darstellt.

Für die Erstellung geeigneter Szenarien standen zwei Variablen zur Verfügung, einerseits der Energieverbrauch, dh. der Energiestandard der Gebäude wie zum Beispiel Passiv- oder Plus- Haus ebenso wie die Effizienz der Geräte und andererseits das Einspeisepotential, welches direkt mit dem Photovoltaikausbau korreliert. Um den Szenarienraum nicht ausufern zu lassen wurden nur sinnvolle Konstellationen der beiden Variablen zugelassen, wie effiziente Bauweise, effiziente Geräte plus hohen Ausbaus erneuerbarer Energie oder der gegenteilige Fall.

Ergebnis

Bevor auf

Tabelle Bezug genommen wird, soll erläutert werden, was unter Plan- und Ambitioniertes-Szenario und unter Eigendeckungs- und Eigennutzungsgrad zu verstehen ist. Das Stadtgebiet Aspern soll in drei Stufen erschlossen werden. Beim Planszenario wird davon ausgegangen, dass bei den einzelnen

¹ Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Technische Universität Wien, Gußhausstraße 25/370-1, 1040 Wien; Tel.: +43(1)58801-370130, Fax: +43(1)58801-370199, markus.heimberger@tuwien.ac.at, www.ea.tuwien.ac.at

Ausbaustufen 90%-80%-70% des Energiebedarfes verglichen mit 2007 für die Gebäude (Heizen und Haustechnik) benötigt wird.

Zusätzlich liegen die Verwendung von herkömmlichen effizienten Geräten und ein Photovoltaikausbau (PV) von 50% der Dachflächen zugrunde. Für das Ambitionierte- Szenario wird angenommen das der Ausbau entsprechend 60%-50%-40% und die Verwendung der effizientesten derzeit am Markt erhältlichen Geräte und ein 100% PV-Ausbau erfolgt. Unter Eigennutzungsgrad ist jener Energieanteil zu verstehen, welcher im Gebäude/Nutzergruppe direkt in einem Jahr verwertet werden kann, bezogen auf die gesamte in einem Jahr von der PV-Anlage erzeugten Energie. Bei Eigendeckungsgrad ändert sich lediglich die Bezugsgröße, hierbei wird auf die gesamte in einem Jahr vom Gebäude/Nutzergruppe verbrauchte Energie bezogen.

Ein Vergleich der beiden Szenarien in Tabelle 1 macht ersichtlich, dass beim Planszenario, die Eigennutzungsgrade höher sind als beim Ambitionierten-Szenario. Bei den Eigendeckungsgraden ist dies hingegen umgekehrt. Dies liegt an der höheren PV-Erzeugung und dem geringeren Verbrauch, dadurch kann nur mehr ein kleinerer Teil der PV-Energie direkt im Gebäude verwertet werden. Jener Anteil, welcher aber verwertet wird, macht einen größeren Anteil am Gesamtjahresverbrauch aus.

		Aspern	Wohnen	Büro	Gewerbe	Handel
Planszenario	Eigennutzungsgrad	93%	92%	92%	93%	100%
	Eigendeckungsgrad	15%	24%	9%	27%	6%
Ambitioniertes-Szenario	Eigennutzungsgrad	54%	45%	69%	42%	92%
	Eigendeckungsgrad	41%	39%	43%	49%	27%

Tabelle 1: Eigennutzungs- und Eigendeckungsgrad für die beiden Szenarien (Plan und Ambitioniert) für verschiedene Nutzungsgruppen

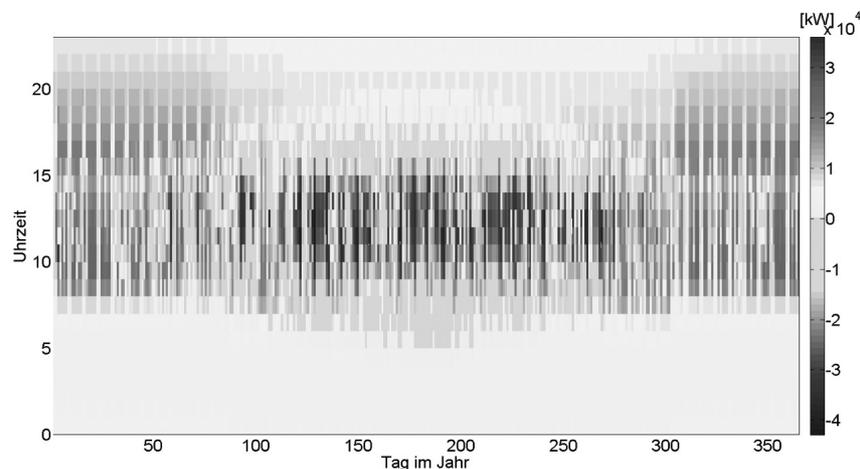


Abbildung 1 zeigt einen Carpet-Plot für das Ambitionierte Szenario für die gesamte Seestadt Aspern, dabei sind die Wochenzyklen und die saisonalen Schwanken vor allem mit der Einspeisung im Sommer sehr gut ersichtlich. Bemerkenswert ist, dass unter diesen Rahmenbedingungen die Leistungsspitzen für Erzeugung sogar höher sind als für den Verbrauch.

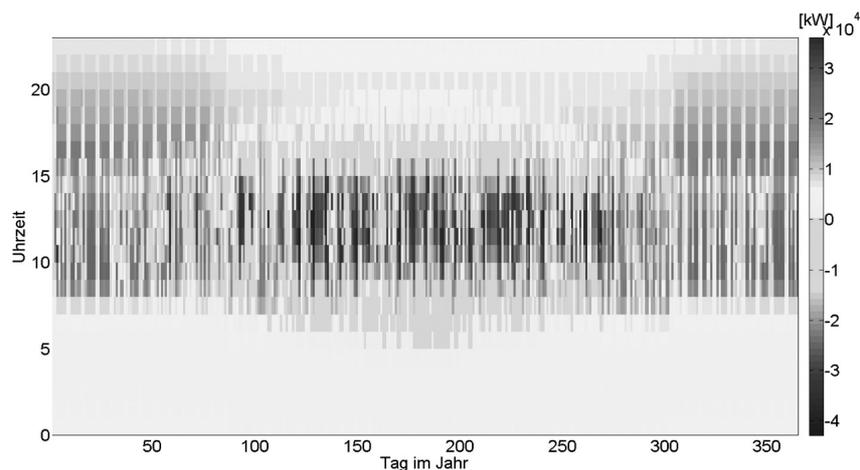


Abbildung 1: Carpet-Plot, der Jahresleistungswerte für die gesamte Seestadt ASPERN für das Ambitionierte-Szenario

Literatur

- [1] S. Ghaemi: „Efficiency potential in private sector in ADRES,“ Wien, 2011
- [2] B. Schieferdecker, et al.: „Repräsentative VDEW-Lastprofile,“ VDEW-Materialien M32/99, 1999

Das Projekt „Gebäudeübergreifende Energie“ wird aus den Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Haus der Zukunft plus“ durchgeführt.

3.3 BIOMASSE I (SESSION B3)

3.3.1 Biomasse zur energetischen und stofflichen Nutzung – Synergie oder Konkurrenz?

Bernhard LANG¹, Herbert TRETTER²

Inhalt

Die Nutzung von Holz sowohl energetisch als auch stofflich hat in Österreich eine lange Tradition. In den letzten Jahren hat die energetische Nutzung in Biomasse-Nah- und –Fernwärmanlagen und in Biomasse-KWK-Anlagen eine starke Steigerung erfahren. Gleichzeitig wurden auch die Kapazitäten in den Industriezweigen der stofflichen Nutzung (Säge-, Papier-, Plattenindustrie) kontinuierlich ausgebaut. – Eine Situation, die zu einer verstärkten Nutzungskonkurrenz führt.

Methodik

Zur Beantwortung der Fragestellung wurden die Wertschöpfungsketten von Holz analysiert. Diese Analysen beruhen auf der Auswertung verschiedenster Datenquellen u. a.:

- Statistische Daten (Energiebilanz, Außenhandelsbilanz etc.)
- Produktionsdaten der Industrie
- Fragebogenerhebung in der österreichischen Sägeindustrie
- Eigenberechnungen und Abschätzungen.

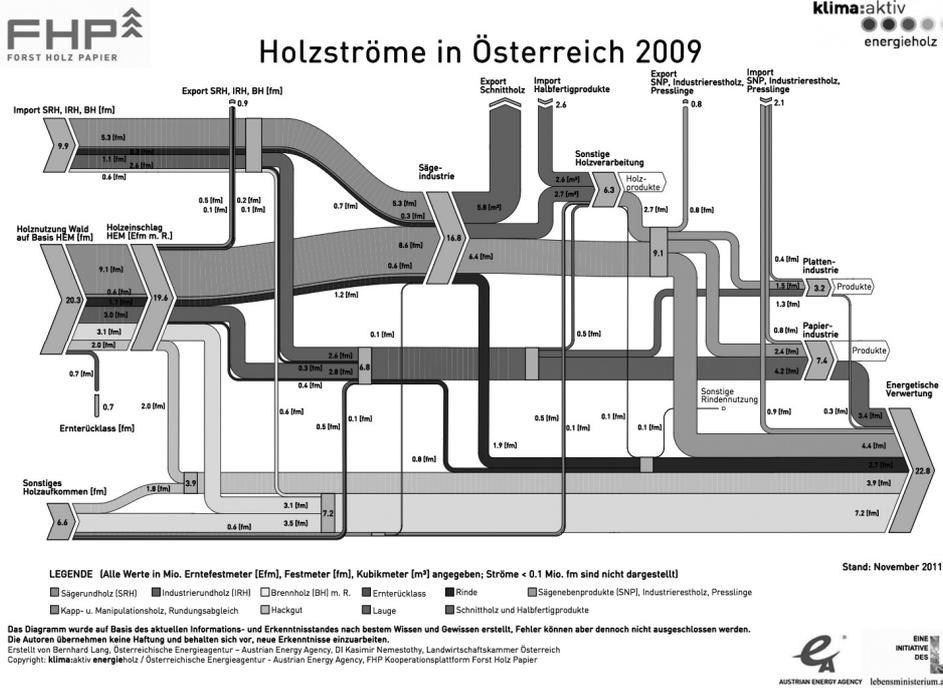
Die Auswertungen mündeten in der Erstellung der Grafiken „Holzströme in Österreich 2009“ und „Holzströme in Österreich 2009 – Energetische Verwertung“ (Abbildungen). Ein spezieller Fokus der Auswertung lag dabei auf der energetischen Nutzung in der Sägeindustrie und Preisentwicklungen von Holzbiomasse für stoffliche und energetische Nutzung.

Ergebnis

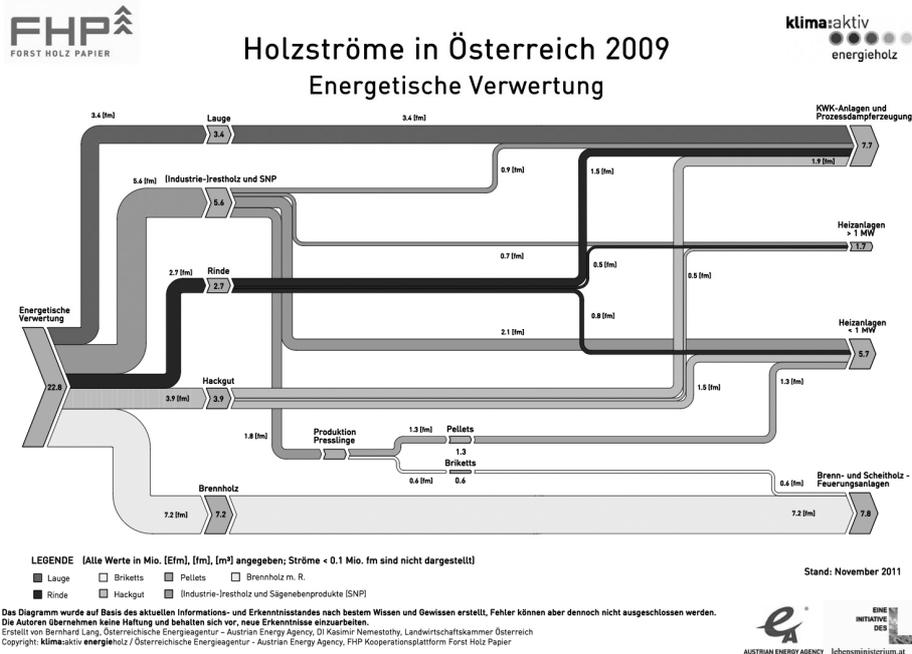
Die Analysen zeigen, dass ein großer Anteil (ca. 47 %) der in Österreich energetisch verwerteten Holzbiomasse aus einer indirekten Nutzung stammt. Dies macht die Abhängigkeit der energetischen Nutzung von Holzbiomasse von den damit verbundenen Industriezweigen bzw. deren wirtschaftliche Entwicklung deutlich. Die vergangene Wirtschaftskrise hat dabei gezeigt, dass bei geringerem Bedarf an Schnittholz und damit verbundenen geringeren Produktionsmengen dann auch die als Koppelprodukt anfallenden Mengen an Sägebenebenprodukten zurückgehen und dementsprechend für eine energetische Nutzung nicht verfügbar sind. Gleichzeitig werden gerade auch von diesen Industriezweigen große Mengen an, in der innerbetrieblichen Produktion anfallenden Nebenprodukten am (Betriebs-)standort energetisch genutzt. Als Beispiel seien hier die Papierindustrie und die Sägeindustrie genannt. Zweitere hat aufgrund internationaler Markterfordernisse nach getrocknetem Schnittholz einen erheblichen Energiebedarf für Holz-Trocknungsprozesse.

¹ Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien, Tel.: +43 1 586 15 24 - 181, Fax: +43 1 586 15 24 – 340, bernhard.lang@energyagency.at, www.energyagency.at.

² Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien, Tel.: +43 1 586 15 24 - 156, Fax: +43 1 586 15 24 – 340, herbert.tretter@energyagency.at, www.energyagency.at.



Ein weiterer Gesichtspunkt ist die starke Export- aber auch Importorientierung der wesentlichen Industriezweige. Die österreichische Sägeindustrie exportiert etwa 2/3 ihrer Produktion, gleichzeitig werden aber auch mehr als 1/3 der benötigten Rohstoffe importiert. Die bei der Verarbeitung anfallenden, und anschließend energetisch genutzten Nebenprodukte stammen somit zu einem erheblichen Anteil aus importierten Holz mengen. Die Analyse der Holzströme in Österreich zeigt, dass etwa 28 % der energetisch genutzten Holzbiomasse, direkt oder indirekt nach Verarbeitungsschritten, aus Importen verschiedenster Holzsortimente stammen.



Verschiedene Einflussfaktoren auf die zukünftige Entwicklung der Holzströme, etwa höherer Rohstoffbedarf durch gesteigerte Produktionen in den Holz verarbeitenden Industrien, gesteigerte Nachfrage nach Biomasse-Brennstoffen im Haushaltsbereich oder Preisentwicklungen der Holzsortimente werden ausgeführt.

3.3.2 Technische Hackgutttrocknung als Enabler für ein nachhaltiges Energiesystem

Alois KRAUSSLER¹



Einleitung und Inhalt

Damit Hackgut lagerfähig wird, Gesundheitsauswirkungen durch Schimmelbildung vermieden werden und der substanzielle sowie energetische Abbau des Materials signifikant reduziert wird (vorherrschend bei Natürlicher Trocknung), ist eine Hackgutttrocknung erforderlich, wobei die Technische Hackgutttrocknung als eine sinnvolle Alternative zur Natürlichen Trocknung gilt. Die Technische Hackgutttrocknung ist daher nicht nur eine energetisch und ökologisch sinnvolle Möglichkeit zur Etablierung einer Alternative zu Holzpellets insbesondere für den kleineren Leistungsbereich (kleinere Feuerungsanlagen benötigen ein trockneres Material), sondern könnte auch eine Effizienzsteigerung von mittleren / größeren Biomasseanlagen (z. B. durch Abwärmenutzung und / oder höhere Verbrennungswirkungsgrade) sowie die Erschließung von neuen Einsatzbereichen am Heizwerk (z. B. durch Substitution von Spitzenlast-Öl oder Etablierung eines SaisonalSpeichers bei entsprechendem Wirkungsgrad) ermöglichen. Anhand einer Technischen Hackgutttrocknung kann mit geringerem Primärenergieeinsatz die gleiche Wärme- bzw. Strommenge sowohl für dezentrale als auch zentrale Versorgungsanlagen bereitgestellt werden.

Das Potenzial wird auch von heimischen Biomasseakteuren wahr genommen, weshalb aufgrund von noch fehlendem Know-how Optimierungsempfehlungen für den Betrieb und das Anlagendesign von Technischer Hackgutttrocknung erarbeitet werden sollen.

Methodische Vorgangsweise

- (1) Durchführung und Analyse von umfassenden Trocknungsserien im Labormasstab und an einem Biomasseheizwerk (beispielhafte Aufzeichnungsparameter siehe Abb. 1)

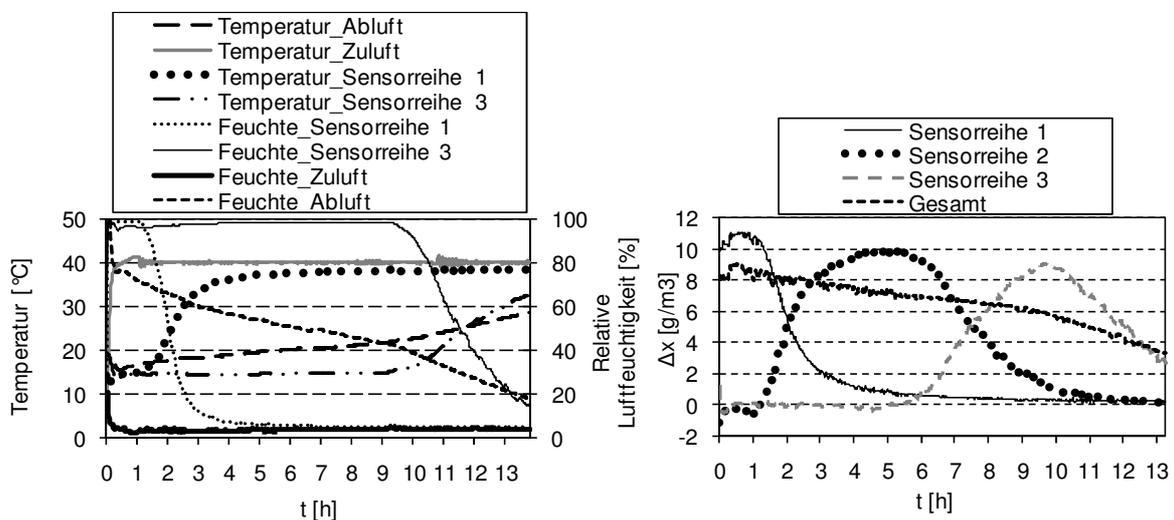


Abbildung 1: Ausgewählte Parameter der Messserien

- (2) Breiter Diskurs mit Heizwerkbetreibern und Anlagenhersteller
- (3) Simulation verschiedener Szenarien und Erstellung von Benchmarks
- (4) Ableiten von Empfehlungen und Erkenntnissen der Technischen Hackgutttrocknung
- (5) Anwendungsgerechte Ergebnisaufbereitung für Heizwerkbetreiber und Anlagenhersteller

¹ FH JOANNEUM Gesellschaft mbH, Studiengang „Energie-, Verkehrs- und Umweltmanagement“, Werk-VI-
Straße 46, 8605 Kapfenberg, Austria, Tel.: +43 3862 33600 DW 8370 (Fax: DW 8381),
alois.kraussler@fh-joanneum.at, www.fh-joanneum.at/evu

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

- (1) Die Technische Trocknung von Hackgut hat in den letzten Jahren stark an Bedeutung gewonnen, da dieses Verfahren durch auslaufende Ökostromabnahmeverträge, strengere Bestimmungen für die Ökostromproduktion, wachsende Hackgutabnahmemärkte (insbesondere für Haushalte), verfügbare Abwärmequellen des Niedrigtemperaturbereiches (z. B. industriellen Ursprungs) und steigende Alternativbrennstoffpreise (insbesondere von Holzpellets) mit hohem Markt- und Gewinnpotenzial für die heimische Energiewirtschaft zunehmend sinnvoll wird. Die steigende Anzahl an Anlagenherstellern und Betreibern / Lieferanten (insbesondere „Biomassehöfe“, Heizwerke und abwärmeproduzierende Gewerbebetriebe) untermauern dieses Potenzial.
- (2) Viele Trocknungsanlagen werden aktuell unwirtschaftlich und mit geringem ökologischem Nutzen betrieben. Auch wenn die Trocknungswärme (kosten)günstig zur Verfügung steht (z. B. durch Abwärme), ist ein ökologisch und wirtschaftlich sinnvoller Betrieb für das geläufige Verfahren der Rosttrocknungen nur bei OPTIMALEN Bedingungen (geringer Luftmassenstrom, hoher Isolationsgrad, optimierte Strömungsführung, mittleres Niedrigtemperaturniveau, mäßige Schüttungshöhe, geringe Hackgutmanipulation uvm.) möglich, da ein hoher Hilfsenergie- bzw. Stromeinsatz insbesondere für das Gebläse notwendig ist. Ein Qualitätsmanagementsystem sollte daher eingeführt werden.
- (3) Ein optimaler Betrieb kann durch ein Online-Anlagenmonitoring in Kombination mit einer Parameterregelung wesentlich unterstützt werden. Es konnte festgestellt werden, dass bei Erreichen eines charakteristischen Wassergehaltes des Schüttguts ein Knickpunkt im vertikalen Temperaturverlauf durch die Schüttung auftritt. Dieser charakteristische Wassergehalt entspricht dem Wassergehalt für lagerfähiges Hackgut. Durch eine vertikale Temperaturmessung im Schüttgut könnte dieser Knickpunkt identifiziert werden und auch in einem offenen System ein Online-Monitoring erfolgen. Weitere Entwicklungsarbeit ist erforderlich, da bislang über dieses Monitoringsystem kaum Know-how verfügbar ist.
- (4) Gas- und holzbetriebene Biomasse-Anlagen haben eine unterschiedliche Lastcharakteristik, wobei sich die Möglichkeit einer sinnvollen Kombination dieser Technologien für die Trocknung ergibt. Das bestehende Temperaturniveau bei Biogasanlagen könnte für die Hackgutrocknung optimal verwertet werden, wodurch aufgrund der notwendigen Hackgutmanipulation empfohlen wird, eine Biogasanlage in Kombination mit einer Hackgutfeuerungsanlage zu betreiben. Die Effizienz des Gesamtsystems würde wesentlich steigen.
- (5) Nur wenn ein effizienter Trocknungsbetrieb gewährleistet werden kann, eignet sich die Technische Hackgutrocknung für die eingangs erwähnten Möglichkeiten: Etablierung einer tatsächlichen Pelletsalternative, Effizienzsteigerung und Erschließung von neuen Einsatzbereichen am Heizwerk (z. B. Saisonspeicher: Trocknung bei Wärmeüberschuss und Verwertung bei Wärmebedarf; oder Substitution von Spitzenlast-Öl: Trockenes Hackgut ermöglicht ein unproblematisches, kurzzeitiges Überschreitung der Kesselnennleistung durch höhere Verbrennungstemperaturen). Die erarbeiteten Empfehlungen für den Trocknungsbetrieb sind daher für einen effizienten Trocknungsbetrieb von besonderer Bedeutung.
- (6) Die Trocknung ermöglicht einen höherwertigen Brennstoff, welcher eine höhere Energiedichte aufweist (bessere Transporteigenschaften und kleinerer Vorratsraum), keine gesundheitlichen Auswirkungen aufweist (z. B. durch Schimmelbildung), lagerfähig ist, kein Selbstentzündungsrisiko in sich birgt und für die Verbrennung in Klein- bzw. Haushaltsanlagen geeignet ist. Diese Voraussetzungen stellen eine sinnvolle Pellets-Alternative auch für Haushalte dar.

Für das biomassereiche Österreich ist die effiziente Technische Hackgutrocknung von hoher Relevanz und unterstützt wesentlich die Erreichung der nationalen Energieziele 2020, indem ohne Erhöhung der forstlichen Mobilisierungsrate und ohne Energiepflanzenproduktion der Endenergieoutput durch die verfügbare Biomasse mit hohem regionalen Wertschöpfungspotenzial erhöht wird (bessere Verwertung der verfügbaren Primärenergie). Die Technische Hackgutrocknung ist daher ein wesentlicher Enabler für ein nachhaltiges Energiesystem.

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

3.3.3 Thermo-chemische Konversion und ihr Beitrag zur energetischen Grundversorgung

Rudolf HAMMER¹

Die Neuausrichtung der Energiepolitik steht unter dem Zwang folgender Fakten:

- Die fossilen Energieträger Erdöl und Erdgas werden ab etwa 2050 wirtschaftlich vertretbar nicht mehr zur Verfügung stehen.
- Die weltweite Konkurrenz um die schwindenden Ressourcen verschärft die Abhängigkeitskonflikte.

Welche Alternativen zur Substitution fossiler Energieträger gibt es denn überhaupt? Die Beantwortung dieser Frage ergibt sich zunächst aus den grundlegenden Kriterien für einen Energieträger. Diese sind:

- Transport- und Lagerfähigkeit
- Energie in gebundener Form (= Energiespeicher)
- Bildung ausreichender Vorkommen
- Nach dem Stand der Technik wirtschaftlich vertretbare Exploration
- Verfügbarkeit für den Endverbraucher zu einem akzeptablen Preis

Diese Kriterien erfüllen nachwachsende Rohstoffe und auch Abfallstoffe (Kunststoffe u.a.). Standen mit der konventionellen Verfahrenstechnik bis dato nur die Nutzenergie Wärme und über Abgaswärmenutzung auch die Stromerzeugung im Focus der thermischen Energiewirtschaft, eröffnet die thermische Vergasung nunmehr auch die Möglichkeit BTL-Treibstoffe (Diesel, Benzin) zu produzieren.

Bei der thermischen Vergasung werden die flüchtigen Bestandteile des Rohstoffes (= Brennstoff) in einen gasförmigen Aggregatzustand übergeführt und verbrannt. Das dabei gebildete, gereinigte Synthesegas (= Syngas) ist reich an Wasserstoff und besitzt einen Heizwert von $H_u = 12$ bis 14 MJ / m³. Zusätzlich ist eine BTL-Produktion durch Nachschaltung eines Fischer-Tropsch-Verfahrens („Indirekte Verflüssigung“) möglich. Die thermische Vergasung eignet sich auch für einen Mischbetrieb Müll / Biomasse. Mit dieser Verfahrenstechnologie lassen sich somit Strom, Wärme, Treibstoff in einer Hand erzeugen. Der Treibstoff liegt als Diesel bzw. Benzin vor. Die thermische Vergasung von Biomasse ist eine relativ junge Verfahrenstechnologie. Aktuell stehen dazu mehrere Verfahren nunmehr vor ihrer Kommerzialisierung. Damit ist aber erst die Voraussetzung für eine fossil-substituierte energetische Grundversorgung geschaffen, die den Aufbau dezentraler Energiesysteme auf kommunaler Ebene ermöglicht.

Im Rahmen dieses Beitrags sollen die Grundzüge der thermischen Vergasung, die in aktuellen Pilotanlagen realisierten Verfahren, ebenso erläutert werden, wie das Konzept von Kurzumtriebsplantagen für die Bereitstellung zusätzlicher Biomasse.

¹ Staatliche Versuchsanstalt – TGM, Kunststoff- und Umwelttechnik, Wexstraße 19-23, 1200 Wien, Tel.: +43 1 33 126 – 140, rudolf.hammer@tgm.ac.at

3.3.4 Formation of Liquid and Solid Products from Liquid Phase Pyrolysis of Lignocellulosic Feed

Nikolaus SCHWAIGER(*)¹, Roland FEINER¹, Kerstin ZAHEL², Angela PIEBER², Peter PUCHER², Edgar AHN², Peter WILHELM³, Hartmuth SCHRÖTTNER³, Matthäus SIEBENHOFER¹

Lignocellulosic feed is expected to contribute significantly to production of liquified and solid combustibles. The aim of the project is the production of high quality biochar and a liquid energy carrier. Therefore the pyrolytic degradation of coniferous wood in liquid phase heat carrier was investigated. Pyrolysis was carried out in liquid phase heat carrier, which provides high heat capacity and high heat conductivity for optimum heat transfer.

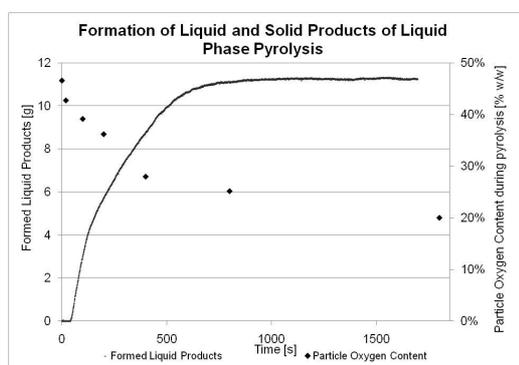


Figure 1: Formation of liquid and solid products of liquid phase Pyrolysis

The process was carried out in a semi-batch reaction vessel under isothermal conditions. Temperature was varied. Process pressure was ambient. Liquid phase pyrolysis is an exothermic process which produces 25-28% liquid CHO products, the quality of which is widely independent of the biomass particle size within a range of 630 μ m and 10mm. The heat of reaction is -864 ± 25 kJ/kg at $T=350$ °C. Figure 1 shows the kinetics of product formation and oxygen depletion of solid residues.

Figure 2 shows biomass behavior with focus on C-O bonds, which are characteristic for carbohydrates, in the solid residue during liquid phase Pyrolysis conditions at $T=350$ °C.

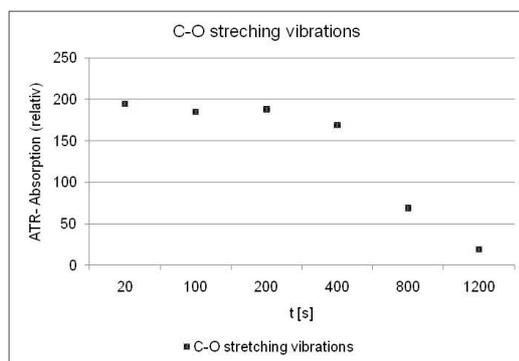


Figure 2: Decrease of C-O bonds in spruce wood during liquid phase Pyrolysis

¹ Institute of Chemical Engineering and Environmental Technology, Graz University of Technology, Inffeldgasse 25C/II, 8010 Graz, Tel.: +43 (316) 873 – 7965, nikolaus.schwaiger@tugraz.at, www.icvt.tugraz.at

² BDI-BioEnergy International AG, Parkring 18, 8074 Grambach/Graz, www.bdi-bioenergy.com

³ Austrian Centre for Electron Microscopy and Nanoanalysis, Graz University of Technology, Steyrergasse 17, 8010 Graz, www.felmi-zfe.tugraz.at

3.4 BIOMASSE II (SESSION B4)

3.4.1 AllGas - Large Scale Production of Biofuels from Wastewater Algae

Heike FRÜHWIRTH¹, Elisabeth KIRL, Edgar AHN, Frank ROGALLA

The objective of this project is to demonstrate on an industrial scale the feasibility of the sustainable production of bio-fuels based on low cost microalgae cultures. The full chain of processes from algae ponds, to biomass separation and processing for oil and other chemicals, extraction, downstream processing for biofuel production, as well as the demonstration of vehicle use, will be implemented on a 10 ha facility. The process scheme is shown in Figure 1.

To minimize financial and environmental impacts, the approach is based on the recycle of organic matter from agricultural residues and wastewater to produce CO₂ and biogas, as well as the recovery of nutrients and water, in order to encourage the growth of algae under favourable conditions and extract oils and chemical byproducts from the algae biomass.

Our consortium has developed an innovative approach to reach these targets, and provide a cost effective and sustainable biofuel production.

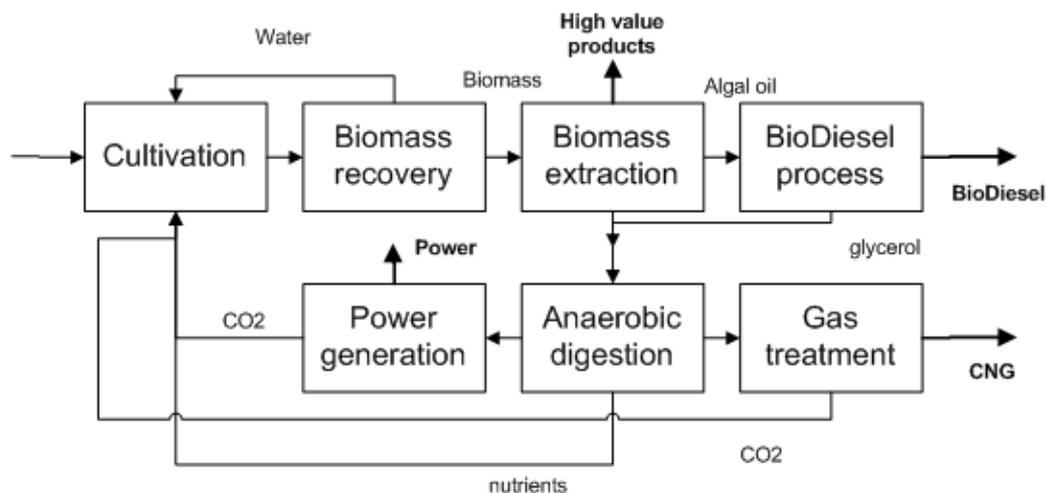


Figure 1: Flow scheme for the process

Instead of only recovering algal lipids for oil extraction, the whole algal biomass is transformed into a variety of products such as LPG, biogas and biodiesel. In addition, wastewater solids and algae residue are anaerobically digested to biogas.

To confirm these estimates, and to limit the risk of scale-up, the main process components are first designed, built and operated in a prototype plant comprising their largest unitary sizes, based on a 5000 m² pond system, to be operated and optimised during a 2 year period. Simultaneously, certain critical parameters and complementary technologies are investigated in parallel at lab and pilot scale, to maximise the biofuel production and minimize cost and environmental impacts before building the full facility.

Only once the whole process and the main components have been confirmed by more than a year of operation on a scale 1 to 1, the gathered knowledge and experience will be integrated into the design, construction and operation of a 10 ha facility, to reach the total algae production close to 1000 tonnes/ha/yr. This farm will comprise up to 20 ponds systems of 5000 m² each, located at Chiclana, Spain, close to the Mediterranean Sea.

¹ BDI – BioEnergy International AG, Parkring 18, Tel.: 0316 4009160, Fax: 0316 4009360, heike.fruehwirth@bdi-bioenergy.com, www.bdi-bioenergy.com

In order to address the technical challenges as well as large scale project management, our consortium encompasses leading companies in each project component. It is coordinated by Aqualia of Spain, a leading builder and manager of large public infrastructure projects, employing 6000 people,

To grow the algae target of 100 t/ha/yr, a theoretical minimum CO₂ quantity of at least twice the biomass is needed. Only about half of the minimum CO₂ requirement can be recovered from the biogas produced by anaerobic digestion of wastewater solids and algae residuals. Because of system losses, most high rate algae growth system inject about twice the minimum amount.

In this project, the main know-how on algae growth is provided by CleanAlgae, a SME with head offices in Las Palmas, Gran Canaria, where currently 1000 m² of algae ponds are being operated and a 1 ha facility is under construction. Clean Algae has developed a specific device, the Light Enhancement Factor (LEF), to enhance the light penetration in ponds and at least double their productivity, which will allow reaching the specified algae yield even using low cost and simple pond systems. This technology will be validated and upscaled to the 10 ha scale to demonstrate the required algae production targets.

Algae harvesting and processing is provided by AlgaeBiotech, a sister-SME also located in Gran Canaria, and dedicated to creating new innovative products and processes in the field of product extraction from algae.

The main testing and development of biodiesel production is carried out by BDI – BioEnergy International AG, from Graz, Austria, one of the world's leading suppliers of complete BioDiesel production plants with in-depth experience with the processing of various and difficult raw materials. In collaboration with the Fraunhofer Umsicht Institute in Oberhausen, Germany, BDI performs the transesterification and purification of the algae oils in its existing pilot plant at the in-house research and development facilities.

In the second step of the project, once the algae oil product meets the given fuel quality standards, BDI will modify one of the existing 30 BDI-Biodiesel plants it has designed to process the oil from the expected yield algae biomass.

Once algae oils and related sub-products have been extracted, the remaining biomass is incorporated in the biomass recovery plant for conversion into biogas. After digestion, the residues are dewatered, in order to recover the nutrients, while the solids are thermally treated for conversion into heat and CO₂. In the preliminary phase of this project, Soton optimises the net energy yield of the biomass recovery plant, by enhancing the anaerobic digestion of residues to produce biogas and a carbon-rich exhaust gas, as well as to recover mineral elements and nutrients to be re-utilised in the algal production process.

Biogas from the anaerobic fermentation of the residual biomass and wastewater solids are a complementary biofuel provided by the project. Hygear, an SME based in Arnhem, the Netherlands, focusing on development and manufacturing of gas generation products for fuelling stations, provides the engineering of gas separation and conditioning, in order to produce vehicle-grade biomethane, equivalent to compressed natural gas (CNG), as well as CO₂ for the algae cultures.

To evaluate the overall sustainability of the project, and identify the critical parameters that will allow extrapolating the project to other sites, the Fraunhofer Institute from Oberhausen, Germany, analyzes the environmental and social impacts of the production of biofuels from algae and their by-products.

The whole process chains (necessary inputs, algae cultivation, harvesting, transport, algae oil extraction and transformation, residue fermentation and combustion, plus by-products utilisation) will be assessed based on their effect on sustainable development and greenhouse gas balance. Closely linked to the technical activities, environmental, economic and social criteria will be developed and applied to rate and to rank the influence on sustainable development, and to recommend optimisations of the processes to maximize sustainability.

3.4.2 Verdampfung von Bio- und Alternativkraftstoffen für die Luftfahrt

Fabrice GIULIANI¹, Johannes FRITZER², Alain STRZELECKI³, Virginel BODOC³

Abstract

Dieser Artikel behandelt grundsätzlich den Aufgaben- und Tätigkeitsbereich des Instituts für Thermische Turbomaschinen und Maschinendynamik der TU-Graz im Bereich des FP7-Projekts (European Commission's 7th Frame Work Program) ALFA BIRD, welches sich mit der Thematik von Bio- und Alternativkraftstoffen für die Luftfahrt beschäftigt. Hauptaugenmerk der Untersuchungen der TU-Graz richtet sich auf die Zerstäubung und Verdampfung der im Vorfeld von Projektpartnern ausgewählten Kraftstoffe in Zusammenarbeit mit ONERA Toulouse. Zu diesem Zweck wurde ein Verdampfungsprüfstand in die bestehende Versuchsanlage des ITTM integriert, in welchem es möglich ist unterschiedliche Kraftstoffe unter hohem Druck und Temperatur zu verdampfen und über einen optischen Zugang in eine Brennkammer die Dampfkonzentration in dem Spray integral mittels Infrarot-Extinktions-Messmethode zu ermitteln.

Einleitung

Aufgrund der Erhöhung des Ölpreises und des sehr wahrscheinlichen Einflusses der Verbrennung von fossilen Kraftstoffen auf die globale Klima Veränderung einerseits, sowie der Erschöpfung der Erdölreserven und dem stetigen Anstieg des Mobilitätsanspruchs andererseits, ist es notwendig Alternativen zu Erdöl zu entwickeln, auch im Bereich der Aeronautik. Aus diesem Grund beschäftigt sich das Institut für Thermische Turbomaschinen der Technischen Universität Graz mit der Anwendbarkeit von Alternativkraftstoffen und Biokraftstoffen für den regulären Flugbetrieb. Diese Untersuchungen werden von der Europäischen Kommission (7th Framework Program) finanziert und sind Teil des Projektes ALFA BIRD (Alternative Fuels and Bio-fuels in Aircraft Development), welches von AIRBUS geleitet wird. Dieses Projekt ist unterteilt in drei Phasen:

- Identifikation und Auswahl geeigneter Alternativkraftstoffe
- Untersuchung der Anwendbarkeit der ausgewählten Kraftstoffmatrix
- Infrastrukturelle Untersuchung und Perspektivenanalyse

TU-Graz ist ausschliesslich an Punkten 2 und 3 beteiligt.

Kraftstoffe

Die Kraftstoffmatrix, ursprünglich bestehend aus 12 unterschiedlichen Ersatzbrennstoffen wurde am Ende der ersten Phase auf 4 geeignete reduziert:

Name	Bezeichnung	Zusammensetzung
FSJT (CtL)	8040	100%
FT-SPK (GtL)	8069	100%
GtL + 50% naphthenic cut	8075	GtL + 50% naphthenic cut
GtL + 20% 1-hexanol	8074	GtL + 20% 1-hexanol

Tabelle 1: Alfa Bird Kraftstoffmix

¹ COMBUSTION BAY ONE, Plüddemangasse 39, 8010 Graz, www.CBOne.at

² ITTM TU-Graz, Inffeldgasse 25a, www.ttm.tugraz.at

³ ONERA -French Aerospace Lab, 2. Avenue Edouard Belin, 31055 Toulouse, www.onera.fr

- FSJT - Fully Synthetic Jet Fuel
- FTSPK: Fischer Tropsch Synthetic Parafinic Compound
- CTL: Coal To Liquid
- GTL: Gas To Liquid

Betriebspunkte

Die ausgewählten Betriebspunkte im Alfa Bird Projekt entsprechen realistischen Bedingungen in einer Gasturbinenbrennkammer und basieren auf Ähnlichkeitsgesetzen bezüglich des reduzierten Massenstroms $WR = 0.3$, einer konstanten Referenzgeschwindigkeit $v_{ref} = 33,36$ m/s und einem konstantem Äquivalenzverhältnis $\Phi = 1$ bei gleichbleibender Temperatur von 750 K. Basierend auf diesen Ähnlichkeitsgesetzen werden die Druckniveaus variiert von atmosphärischem Druck über 3 bar bis 5 bar Absolutdruck. Jeder der 4 Ersatzbrennstoffe wird unter Zugrundelegung dieser Testmatrix untersucht.

Versuchsanlage

Die Prüfstandseinheit zur Untersuchung der Verdampfung wurde in die bestehende Verdichteranlage des Institutes integriert. 3 MW Kompressoren in Verbindung mit einem 5 MW Luftherhitzer können zum Zwecke realitätsnaher Brennkammerbedingungen Luft, verdichtet bis zu 10 bar bei einer Temperatur von 800 K bereitstellen [1]. Die Kraftstoffanlage, bestehend aus einem Kreislauf mit Hochdruckpumpe und hochpräzisen Coriolis-Massenstrommesser/regler kann einen Kraftstoffmassenstrom von bis zu 10 g/s bereitstellen. Der Prüfling, bestehend aus einem Airblast-Brenner mit quadratischem Liner-Profil stellt einen großzügigen optischen Zugang zur messtechnischen Erfassung der interessierenden Größen bereit und ist an den relevanten Positionen mit Temperatur und Druckaufnehmern bestückt.

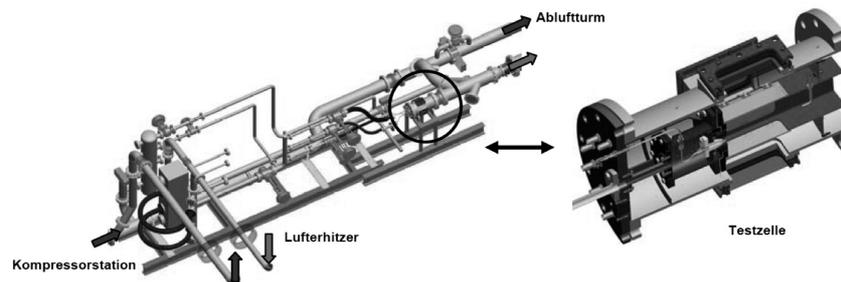


Abbildung 1: 3D Design der Versuchsanlage (links), Schnittdarstellung des Prüflings (rechts)

Messtechnik

- Aerodynamik

2 Komponenten Laser-Doppler-Anemometry System von Dantec zur Ermittlung der Geschwindigkeiten in x, y und z Richtung

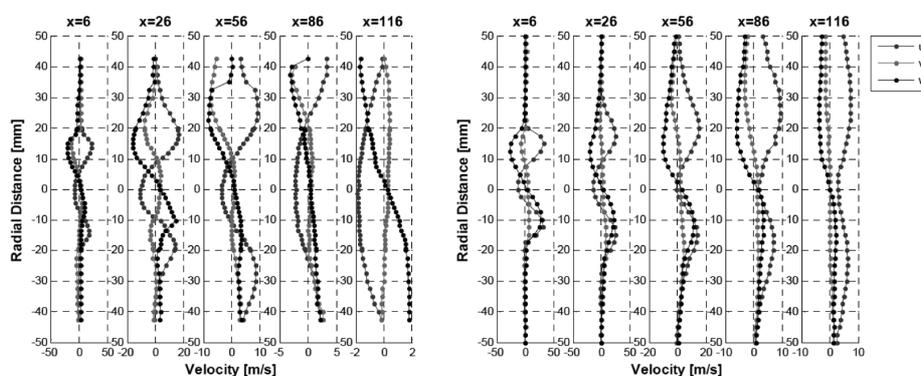


Abbildung 2: Darstellung der 3 Geschwindigkeitskomponenten (u, v, w) in 6 Ebenen für Confined (rechts) und Free-jet (links) bei 1 atm

• Dampfkonzentration

Hierfür wird die Infrarotabsorptionsmessmethode angewendet. Basierend auf dem Beer-Bouguer-Lambert Gesetz kann durch den Vergleich der Extinktion zweier konzentrisch positionierter Laserstrahlen im sichtbaren und infraroten Wellenlängenbereich im Messvolumen auf die integrale Dampfkonzentration in der Länge L geschlossen werden. Durch eine Abel-Transformation können lokale Konzentrationen im Spray ermittelt werden [2][3]. Diese Messtechnik wurde im Rahmen des Marie Curie Fellowships in Zusammenarbeit mit Onera Toulouse validiert. Dabei wurde ein Kraftstoffspray bei atmosphärischen Bedingungen vermessen und die daraus erzielten Ergebnisse mit den Werten aus einer vorangegangenen Simulation (CEDRE) verglichen [4].

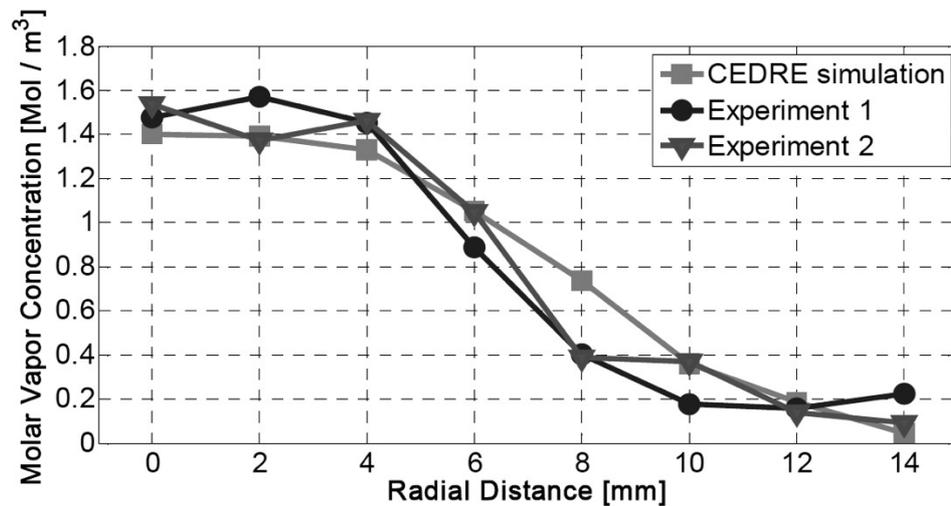


Abbildung 3: Vergleich der Dampfkonzentrationen aus Messungen mit der Simulation

Quellen

- [1] Leitgeb Th., et.al. , "Computer-aided Dimensioning and Validation of a versatile Test Facility for Combustion Chambers and Turbines" ASME Turbo Expo 2009 GT-59592
- [2] F. Giuliani, U. Bhayaraju, and C. Hassa, "Analysis of air-blasted kerosene vapour concentration at realistic gas turbine conditions using laser infra-red absorption." Proceedings of the European Combustion Meeting.
- [3] M. Brandt, Lasermesstechnische Untersuchung der Kerosin-verdampfung und -mischung für die magere Vormischbrennung unter erhöhtem Druck" FB 1999-25, DLR, Institute of Propulsion Technology, DLR Cologne, Germany, 1999
- [4] Fritzer J., et al , "Validation of the Infrared Extinction Method for fuel vapour concentration measurements towards the systematic comparison between alternative and conventional fuels for aviation", ASME Journal for Engineering in Gas Turbines and Power 2011 GTP-11-1097

3.4.3 Zukünftige Perspektiven von Biomethan in der Österreichischen Energiewirtschaft

Johanna PUCKER(*)¹, Gerfried JUNGMEIER¹, Daniel SCHINNERL², Jan BLEYL², Christian LEONHARTSBERGER³, Michael EDER³

Einleitung

Unter Biomethan versteht man Biogas, das auf Erdgasqualität aufbereitet wird. Biomethan kann, wie Erdgas, zur Strom- und Wärmebereitstellung oder als Treibstoff in Gasfahrzeugen eingesetzt werden. Bei Einspeisung ins Erdgasnetz steht Biomethan als erneuerbarer Energieträger, zumindest rechnerisch (ähnlich wie Ökostrom), ortsunabhängig zur Verfügung.

Im Forschungsprojekt „Biogas Gesamtbewertung – Agrarische, ökologische, ökonomische und sozialwissenschaftliche Gesamtbewertung von Biomethan aus dem Gasnetz als Kraftstoff und für stationäre Anwendungen“ wurde die Bereitstellung von Energiedienstleistungen mit Biomethan aus dem Erdgasnetz nach ökologischen, sozialen, ökonomischen und agrarischen Gesichtspunkten untersucht und bewertet. Dieser Beitrag befasst sich mit einem Teilaspekt dieser Bewertung: dem möglichen Einfluss von Biomethan auf die österreichische Energiewirtschaft, im Speziellen auf die Bereiche Strom, Wärme und Treibstoff.

Methode

Zur Untersuchung der Wirkung von Biomethan auf die österreichische Energiewirtschaft wurde im ersten Schritt die derzeitige Bedeutung von Erdgas in den Sektoren Strom, Wärme und Treibstoff untersucht. Zur Beschreibung der Wirkung von Biomethan wurde darauf aufbauend der Zusammenhang zwischen Biomethanpotential und damit verbundenen Kosten dargestellt. Als zusätzliches Kriterium wurden die Treibhausgasreduktionskosten beim Einsatz von Biomethan in den genannten Sektoren im Vergleich zu Erdgas und anderen Energieträgern bestimmt. Als Inputdaten für diese Analysen wurden, neben statistischen Daten, Projektergebnisse zu Biomethanpotentialen, der ökonomischen Bewertung und der ökologischen Bewertung von Biomethansystemen verwendet. Alle Untersuchungen beziehen sich auf das gesamte Biomethansystem bestehend aus: Anbau von landwirtschaftlichen Rohstoffen bzw. Sammlung von Gülle oder Reststoffen, Vergärung der Substrate in einer Biogasanlage, Aufbereitung des Biogases zu Biomethan, Einspeisung in das Erdgasnetz und Verteilung und die Verwendung des Biomethans für unterschiedliche Anwendungen.

Abbildung 1 zeigt das Biomethansystem im Vergleich zu Erdgas bzw. der direkten Nutzung von Biogas. Insgesamt wurden 15 Biomethan-Erzeugungspfade untersucht, die sich in den eingesetzten Rohstoffen, der Anlagengröße und produzierten Biogasmenge, der Prozesswärmebereitstellung, der Aufbereitungstechnologie und dem Biomethan-Output unterscheiden.

Ergebnisse

Bestehende Märkte für Erdgas

Im Jahr 2008 betrug der Erdgasverbrauch in Österreich ca. 316 PJ [Statistik Austria 2010]. Das entspricht 22% des gesamten österreichischen Energieverbrauchs von 1.430 PJ. Erdgas wird in den Sektoren Raumheizung, Klimaanlage, Warmwasser (71 PJ), in KWK-Anlagen (60 PJ), in Industrieöfen (59 PJ), zur Dampferzeugung (47 PJ), in Kraftwerken (30 PJ) und in Heizwerken (10 PJ) eingesetzt. Der Transportbereich hat für den Gastransport in Erdgasleitung einen Gasverbrauch von (10 PJ). Im Gegensatz dazu ist der Anteil des Gasverbrauchs für Erdgasfahrzeuge sehr gering mit ca. 0,05 PJ pro Jahr.

¹ JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH, Leonhardstraße 59, 8010 Graz, Tel.: +43 316 876 1433, johanna.pucker@joanneum.at, www.joanneum.at/resources/eng.html

² Grazer Energieagentur, Kaiserfeldgasse 13/1, Tel.: +43 316 811848-15, schinnerl@grazer-ea.at, www.grazer-ea.at

³ Universität für Bodenkultur, Feistmantelstraße 4, 1180 Wien, Tel.: +43 1 47654 3553, michael.eder@boku.ac.at, www.boku.ac.at/iao

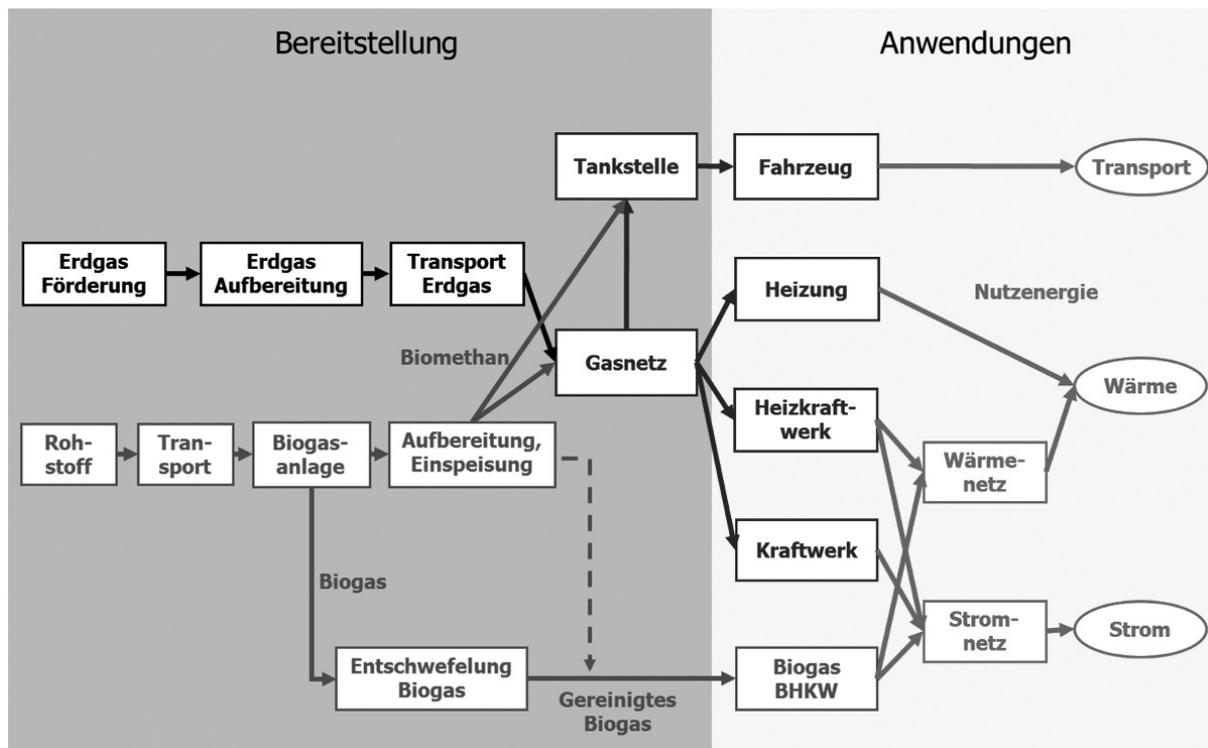


Abbildung 1: Bereitstellung und Anwendung von Biomethan im Vergleich zu Erdgas und der direkten Nutzung von Biogas

Biomethanpotential und Kosten

Der Zielwert der Energiestrategie Österreich für die Nutzung von Biomethan in Österreich im Jahr 2020 beträgt 29 PJ/a. Die Untersuchungen im Projekt ergaben ein Biomethanpotential von 43 PJ/a. Für die 15 untersuchten Biomethan-Erzeugungspfade konnten drei Gruppen identifiziert werden:

- Erzeugungspfade mit niedrigem Potential (0,14 bis 7 PJ/a) und hohen Gestehungskosten (> 11,9 €-cent/kWh_{H₂})
- Erzeugungspfade mit niedrigem Potential (2 bis 4 PJ/a) und mittleren Gestehungskosten (5,5 bis 6 €-cent/kWh_{H₂})
- Erzeugungspfade mit hohem Potential (14 bis 24 PJ/a) und mittleren Gestehungskosten (6,7 bis 8,2 €-cent/kWh_{H₂})

Treibhausgasreduktionskosten

Bei Ersatz von Erdgas beträgt die mögliche Reduktion von Treibhausgasemissionen durch Biomethan zwischen 0,1 bis 1,48 Mio. t/a, abhängig von der Art der Biomethanerzeugung. Beim Einsatz der gleichen Biomethanmenge ist die Reduktion im Strom, Wärme oder Transportbereich etwa gleich.

Die erhobenen Treibhausgasreduktionskosten (exkl. Endverbrauchsabgabe) von Biomethan im Vergleich zu Erdgas liegen zwischen 105 und 400 €/t CO₂-Äq. für die untersuchten Biomethan-Erzeugungspfade. Für Wärme, Strom und Treibstoff getrennt ausgewiesene Untersuchungen mit dem gleichen methodischen Ansatz (Vollkostenbetrachtung in Kombination mit Lebenszyklusanalyse) für andere erneuerbare Energieträger liegen derzeit nicht vor und könnten Gegenstand zukünftiger Forschungsarbeiten sein.

Die Arbeiten für diesen Beitrag wurden im Rahmen des Projektes „Biogas Gesamtbewertung“ durchgeführt. Dieses Projekt wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „ENERGIE DER ZUKUNFT“ durchgeführt.

3.4.4 Der Einfluss von Nachhaltigkeitskriterien auf die Verwendung fester und gasförmiger Biomasse

Gustav RESCH¹, Christian PANZER², Luc PELKMANS³, Martin JUNGINGER⁴, Ric HOEFNAGELS⁵

Introduction

On the one hand, solid biomass and biogas are key for meeting the EU's 2020 RES target. According to the National Renewable Energy Action Plans (NREAPs), biomass for heating, cooling and electricity will supply about 44% of the 20% RES target by 2020 (110 Mtoe out of 244 Mtoe). The majority of this would come from solid biomass (94 Mtoe).

On the other hand, sustainability concerns related to the use of biomass deserve key importance: The Renewable Energy Directive (2009/28/EC) introduced sustainability requirements for biofuels and bioliquids. The Directive also announced that the European Commission (EC) would suggest requirements for a sustainability scheme for other energy uses of biomass as well. In February 2010, the EC adopted a report on requirements for a sustainability scheme for solid and gaseous biomass used for generating electricity, heating and cooling (COM(2010)11). At that stage, no binding criteria were suggested at the European level. Nevertheless, the Commission formulated recommendations for Member States (MS) developing sustainability schemes. By the end of 2011, the EC planned to revisit this decision based on further assessment.

Approach

Against this background, this paper provides background analysis on the role of biomass for 2020 RES target achievement and the feasible impacts arising from the use of more stringent regulations for the use of solid and gaseous biomass.⁶

Building on the findings of a detailed inventory of biomass use at present as well as feasible future potentials and the role of feasible imports to the EU, the Green-X⁷ model is applied to perform a model-based assessment of the future renewable energies (RES) in general and deployment of biomass in particular, under different policy pathways at EU Member State level. In this context, the impact of possibly more stringent sustainability regulations concerning the use of solid and gaseous biomass is highlighted and implications discussed.

¹ Energy Economics Group, TU Wien, Gusshausstrasse 25-29/370-3, 1040 Vienna, Austria, Tel.:+43-1-58801-370354, Fax:+43-1-58801-370397, resch@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

² Energy Economics Group, TU Wien, Gusshausstrasse 25-29/370-3, 1040 Vienna, Austria, Tel.:+43-1-58801-370360, Fax:+43-1-58801-37397, panzer@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

³ Flemish Institute for Technological Research (VITO), Belgium, luc.pelkmans@vito.be

⁴ Copernicus Institute, Utrecht University, The Netherlands, m.junginger@uu.nl

⁵ Copernicus Institute, Utrecht University, The Netherlands, r.hoefnagels@uu.nl

⁶ This work is performed within the European research project RE-Shaping (Intelligent Energy - Europe, ALTENER, Grant Agreement no. EIE/08/517/SI2.529243). For details on background, approach and results we refer to the forthcoming report on scenarios on future RES deployment, to be accessible at www.reshaping-res-policy.eu in March 2012.

⁷ The Green-X model has been developed by the Energy Economics Group (EEG) at Vienna University of Technology in 2004. Initially focussed on the electricity sector, this modelling tool and its database on renewable energy (RES) potentials and costs have been extended to incorporate renewable energy technologies within all energy sectors. The core strengths of this tool are the detailed RES resource and technology representation, and the detailed incorporation of energy policy instruments. This allows various policy design options to be assessed with respect to resulting costs and benefits as well as environmental impacts. For further details on Green-X we refer to www.green-x.at.

References

EC, 2009. Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC. Official Journal of the European Union.

EC, 2010. Report from the Commission to the Council and the European Parliament on sustainability requirements for the use of solid and gaseous biomass sources in electricity, heating and cooling. COM(2010)11, February 2010.

3.4.5 Biogas Gesamtbewertung – Ergebnisse der agrarischen, ökologischen, ökonomischen und sozialwissenschaftlichen Gesamtbewertung von Biomethan aus dem Gasnetz als Kraftstoff und in stationären Anwendungen

Jan W. BLEYL-ANDROSCHIN¹, Daniel SCHINNERL¹, Gerfried JUNGMEIER², Johanna PUCKER², Franz PRETTENTHALER², Andreas TÜRK², Daniel STEINER², Thomas AMON³, Christian LEONHARTSBERGER³, Michael EDER³, Harald ROHRACHER⁴

Kurzfassung

Biomethan ist ein auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas, welches in das Erdgasnetz eingespeist wird. Hierdurch eröffnen sich vielfältige Anwendungs- und Substitutionsmöglichkeiten: Sowohl im Verkehrssektor (Stichwort Gastankstellen und -fahrzeuge) als auch für die stationäre Verbrennung kann Biomethan rechnerisch ortsunabhängig als „Virtuelles Biogas“ in vielfältigsten Anwendungen - analog zum Ökostrom - eingesetzt und vermarktet werden, ohne das auf der Anwendungsseite technischer Anpassungsbedarf besteht.

Methodik

Diese „**Biogas Gesamtbewertung**“ beantwortet Fragen nach ökologischen, agrarischen, sozialen sowie betriebs- und volkswirtschaftlichen Implikationen von unterschiedlichen Biomethan-Energiesystemen. Methodisch erfolgt die Bewertung der sieben Fachdisziplinen entlang österreichtypischer Erzeugungs- (15 Rohstoff- und Anlagenkombinationen), ausgehend von der agrarischen Gärrohstoffherzeugung über die Biogaserzeugung und –aufbereitung, die Gasnetzeinspeisung bis hin zur Endenergienutzung und Bereitstellung der Energiedienstleistungen in den Sektoren Transport, Wärme und Strom. Einen Überblick gibt die folgende Abbildung.

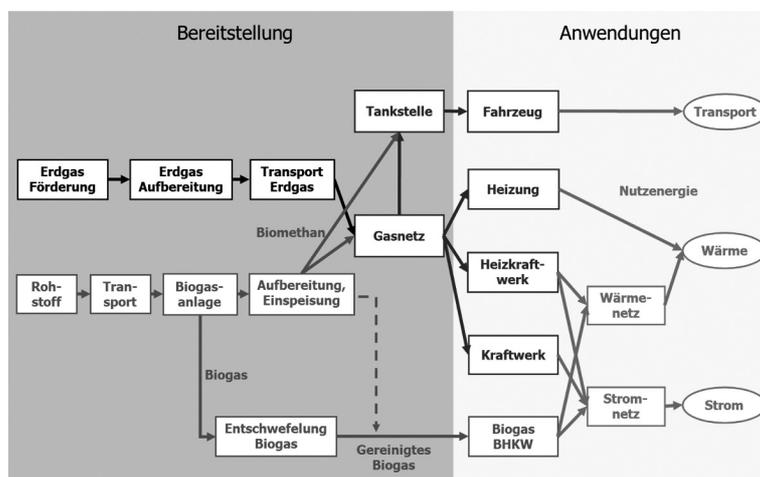


Abbildung 1: Übersicht Systemkomponenten der Biomethanherzeugungs- und Nutzungspfade inklusive Erdgasreferenz

¹ Grazer Energieagentur GmbH, Kaiserfeldgasse 13/1, 8010 Graz, Tel.: 0316/811848-0, bleyl@grazer-ea.at, schinnerl@grazer-ea.at, www.grazer-ea.at

² JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH, Leonhardstraße 59, 8010 Graz, Tel.: +43 316 876 1433, gerfried.jungmeier@joanneum.at, johanna.pucker@joanneum.at, franz.prettenthaler@joanneum.at, andreas.tuerk@joanneum.at, daniel.steiner@joanneum.at, www.joanneum.at/resources/eng.html

³ Universität für Bodenkultur, Feistmantelstraße 4, 1180 Wien, Tel.: +43 1 47654 3553, thomas.amon@boku.ac.at, michael.eder@boku.ac.at, www.boku.ac.at/iao

⁴ IFZ – Interuniversitäres Forschungszentrum für Technik, Arbeit und Kultur, Schlögelgasse 2, 8010 Graz, rorhacher@ifz.tu-graz.ac.at, www.ifz.tugraz.at

Methodisch und inhaltlich könnten die Ergebnisse auch außerhalb Österreichs von Interesse sein.

Ergebnisse

Die Ergebnisse aus den sieben Fachdisziplinen werden zu einer Gesamtbewertung zusammengeführt und sind in der folgenden Tabelle im Überblick dargestellt. Die **Gesamtbewertung** der Erzeugungspfade fällt zwischen den Fachdisziplinen teilweise konträr aus: Es gibt keine Pfade die durchgängig über alle Fachdisziplinen positiv oder negativ bewertet werden. Diese heterogene Bewertung trifft auf das gesamte Spektrum der untersuchten Erzeugungspfade von kleineren bis größeren Anlagen zu.

Alle 15 untersuchten Pfade werden grundsätzlich als ökologisch positiv bewertet, sind aber betriebswirtschaftlich mit erheblichen Mehrkosten verbunden (bezogen auf das Referenzszenario 2008). Die Annahme einer Subventionierung zum Ausgleich der Mehrkosten führt volkswirtschaftlich zu uneinheitlichen Effekten bei den untersuchten Erzeugungspfaden. Beim Bruttoinlandsprodukt und bei den Nettoeffekten auf den öffentlichen Haushalt entstehen mehrheitlich negative Effekte, die Beschäftigungseffekte sind mehrheitlich positiv. Außerdem zeigen die Ergebnisse, dass eine Zumischverpflichtung von Biomethan zum Erdgas einer Subventionierung vorgezogen werden sollte.

Bei den betriebswirtschaftlich besten Erzeugungspfaden basierend auf Reststoffen bzw. Mais und Rohglycerin liegen die Gestehungskosten um mehr als 50 % über dem Referenzerdgaspreis von 35 €/MWh inklusive Erdgasabgabe. Gleichzeitig haben diese Pfade nur sehr geringe Potentiale.

Insgesamt am Positivsten sind die Pfade mit großen Anlagen, den höchsten landwirtschaftlichen Potentialen, guter bis sehr guter ökologischer und volkswirtschaftlicher Bewertung sowie den besten Chancen auf Förderfähigkeit. Allerdings liegen hier die Gestehungskosten ohne die Berücksichtigung von Förderungen um ca. 100 % über dem Referenzerdgaspreis.

Nr.	Bezeichnung Erzeugungspfad [Leistung Biomethan, Beschreibung Rohstoffmix]	Rohstoffe u. Vergärungsprozess	Betriebswirtschaft	Ökologie (gesamt)	Volkswirtschaft (gesamt)	Marktwirkung gesamt	Energiepolitik	Sozialwissenschaft
		Landwirtschaftliches Potenzial	Vollkosten d. Gestehung	THG + Subst. Fossile + Staub ...	BIP + Beschäftigung + Nettoeffekt	THG-Reduktionskosten	Förderfähigkeit	Flächenkonkurrenz zur Lebensmittelproduktion
1a	800 Nm ³ /h Energiefruchtfolge	++	-	+	+	0	++	-
1b	600 Nm ³ /h Energiefruchtfolge	+	-	++	+	0	+	-
2	800 Nm ³ /h Integrierte Fruchtfolge	++	-	+	0	0	+	-
3a	500 Nm ³ /h Reststoffe	--	+	0	++	0	++	+
3b	400 Nm ³ /h Reststoffe	--	+	+	++	0	++	+
4	400 Nm ³ /h Zwischenfrüchte&Stroh	--	0	+	++	0	++	+
5	250 Nm ³ /h Mais	+	--	+	-	0	-	-
6	300 Nm ³ /h Mais&Rohglycerin	--	+	++	++	+	++	-
7a	250 Nm ³ /h Integrierte FF&Stroh	0	--	+	-	0	-	-
7b	130 Nm ³ /h Integrierte FF&Stroh	-	--	++	--	-	--	-
8a	27 Nm ³ /h Wiesen gras	--	--	++	--	--	--	+
8b	22 Nm ³ /h Wiesen gras	--	--	++	--	--	--	+
9a	27 Nm ³ /h Rinder&Schweinegülle	-	--	++	--	+	-	+
9b	20 Nm ³ /h Rinder&Schweinegülle	-	--	++	--	+	--	+
10	7 Nm ³ /h Hühnermist&Schweinegülle	--	--	++	--	--	--	+

Tabelle 1: Gesamtbewertung Biomethanerzeugung (versus Referenz Erdgas)

Für das im Projekt „Virtuelles Biogas“ [vgl. Energiepark Bruck an der Leitha, 2010] angenommene Ziel einer Einspeisung von 500 Mio. m³/Jahr (entspricht ca. 5% des österreichischen Erdgasverbrauchs) ist ausreichend landwirtschaftliches Potential vorhanden, ohne dadurch eine starke Flächenkonkurrenz zwischen „Tank und Teller“ befürchten zu müssen. Das hier ermittelte Gesamtpotential von 1.200 Mio. m³/Jahr liegt sogar deutlich darüber und entspräche etwa dem Bedarf von 450.000 erdgasbetriebenen PKWs.

Die Untersuchung der Biomethan-Nutzungspfade zeigt, dass vor allem die **Energiedienstleistungen** im Sektor Transport am nächsten zum wirtschaftlichen Break Even sind. Beispielsweise die Vollkosten für die Anwendung in einem Mittelklasse-PKW liegen nur ca. 5 bis 15 % über der Erdgas-Referenz, bzw. 0 bis 10 % über der Diesel- bzw. Benzin-Referenz, unter Berücksichtigung der gegenwärtig gültigen Befreiung von der Erdgasabgabe für Biomethan. Im Vergleich dazu sind Energiedienstleistungen für Wärme und Strom auf Basis Biomethan sind mit erheblichen Mehrkosten verbunden.

Auch eine Biomethanbeimischung zu Erdgas ist eine bereits mehrfach praktizierte Möglichkeit um die höheren Gesteungskosten des Biomethans in einem Gasmischprodukt mit nur anteilig höherem Preis zu vermarkten.

Die **Treibhausgasvermeidungskosten** durch Biomethan zwischen 105 und 400 €/t CO₂-Äq. sind im Vergleich zu derzeitigen EU Emissionshandel Börsenpreisen für CO₂-Emissionszertifikate von unter 20 €/t CO₂ sehr hoch. Möglicherweise stellen sich die Vergleichskosten zu alternativen „heimischen“ CO₂-Vermeidungsoptionen deutlich günstiger dar, wozu allerdings keine methodisch vergleichbaren Zahlen vorliegen.

Im Rahmen der **sozialwissenschaftlichen Analyse** wurden vor allem die Erfahrungen und Erwartungen unterschiedlicher Stakeholder der Gaswirtschaft, von Betreibern, Landwirten und anderen Akteuren in Bezug auf das Potential und die Hemmnisse einer verstärkten Biomethan-Netzeinspeisung untersucht. Verbesserungsbedarf wird noch auf vielen Ebenen gesehen, seien es unzureichende Förderstrukturen (vor allem im Vergleich zum Deutschen Erneuerbare Energien Gesetz), voraussehbare und transparente Verfahren bei der Genehmigung der Einspeisung, oder seien es verbesserte Organisations- und Geschäftsmodelle für die Zusammenarbeit von Anlagenbetreibern, Rohstofflieferanten und Netzbetreibern. Allerdings ist auch die Entwicklung von Strukturen auf der Nachfrageseite von großer Bedeutung, etwa im Rahmen der Wohnbauförderung, verstärkter Biomethannutzung im öffentlichen Verkehr und in privaten Fuhrparks etc. Solche Maßnahmen schaffen erste Marktnischen für eine Biomethan-Netzeinspeisung und ermöglichen Erfahrungen und Lernprozesse, die ein späteres reibungsloseres ‚Up-scaling‘ der Biogasnutzung ermöglichen.

Weitere Einflussgrößen mit vermutlich positiven volkswirtschaftlichen Effekten betreffen unter anderem die Pflege landwirtschaftlichen Kulturrums, den Tourismus, eine Stärkung des ländlichen Raums und weitere, insbesondere regionale Werte, auch wenn sie hier nicht näher untersucht wurden.

Die Arbeiten für diesen Beitrag wurden im Rahmen des Projektes „Biogas Gesamtbewertung“, www.virtuellesbiogas.at, erstellt. Das Projekt wurde aus den Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „ENERGIE DER ZUKUNFT“ durchgeführt.

3.5 WINDKRAFT UND GEOTHERMIE (SESSION B5)

3.5.1 Austrian Wind Potential Analysis (AuWiPot)

Heimo TRUHETZ¹, Andreas KRENN², Hans WINKELMEIER³, Stefan MÜLLER⁴, René CATTIN⁵, Tobias EDER⁶, Markus BIBERACHER⁷

Introduction

Due to the variability of the Austrian orography with its complex terrain and distinct river valleys in the West as well as flat areas in the East, the Austrian wind resources are characterised by a large variety of local winds, low level jets and supra-regional wind streams. Due to the interaction of the different wind systems, an accurate simulation of the *theoretical* wind conditions is neither possible through stand-alone application of dynamic models nor through geo-statistical techniques.

Previous estimations of the theoretically achievable wind potential in Austria were only based on criteria of regional planning, but other crucial parameter for wind farms, like technical development of turbines and profitability have been neglected so far. This combined with inaccurate wind resource estimations caused severe uncertainties in the results. In order to overcome these shortcomings, the project "Austrian Wind Atlas and Wind Potential Analysis (AuWiPot)" (<http://windatlas.at>), funded by the Austrian Research Promotion Agency (FFG), was initiated in March 2009. The project lasted for two years and was finished in April 2011.

The aim of this study was on one hand the development and testing of a new modelling approach in order to calculate a detailed wind resource map with very high resolution (100 m × 100 m grid spacing) and accuracy and, on the other hand, the subsequent comprehensive modelling of the wind potential that is theoretically achievable under changing economical/technological conditions.

Methodology

For the calculation of the wind resources a combination of the dynamic non-hydrostatic regional climate model MM5 with 2 km horizontal resolution and a geo-statistical interpolation method have been applied in order to reach the final resolution of 100 m × 100 m. Due to this novel approach, several improvements have been implemented, especially with respect to the spatial variability of wind speeds as well as their quality by means of thorough error estimation. The quality of the simulation results were further improved by the application of spatially distributed empirical/statistical error correction functions derived from more than 200 surface stations. This way the variability of the Austrian orography and wind resources was approximated in high detail and with known quality.

In order to allow sophisticated but also flexible 'on-the-fly' calculations of the theoretically achievable wind potential, a comprehensive GIS model has been set up. This model not only considers aspects of regional planning and environmental restrictions but also aspects of systems engineering (like different turbine capacities, power curves) and economic parameters (like investment costs, operational costs, feed-in tariffs). Based on the simulated wind maps the theoretically possible number of turbines and the energy yield, respectively, are calculated in a bottom up manner.

¹ Wegener Center for Climate and Global Change, University of Graz, Leechgasse 25, 8010 Graz, Austria, Tel.: +43-316-380-8442, Fax: +43-316-380-9830, heimo.truhetz@uni-graz.at, www.wegcenter.at

² Energiewerkstatt, Heiligenstatt 24, 5211 Friedburg, Austria, Tel.: +43-7746-28212-17, Fax: +43-7746-28212-22, andreas.krenn@energiewerkstatt.org, www.energiewerkstatt.org

³ Energiewerkstatt, Heiligenstatt 24, 5211 Friedburg, Austria, Tel.: +43-7746-28212-12, Fax: +43-7746-28212-22, hans.winkelmeier@energiewerkstatt.org, www.energiewerkstatt.org

⁴ METEOTEST, Fabrikstrasse 14, 3012 Bern, Switzerland, Tel.: +41-31-30726-26, Fax: +41-31-30726-10, stefan.mueller@meteotest.ch, www.meteotest.ch

⁵ METEOTEST, Fabrikstrasse 14, 3012 Bern, Switzerland, Tel.: +41-31-30726-26, Fax: +41-31-30726-10, rene.cattin@meteotest.ch, www.meteotest.ch

⁶ Research Studios Austria, Research Studio iSpace, Schillerstraße 25, 5020 Salzburg, Austria, Tel.: +43-662-908585-221, tobias.eder@researchstudio.at, www.ispace.researchstudio.at

⁷ Research Studios Austria, Research Studio iSpace, Schillerstraße 25, 5020 Salzburg, Austria, Tel.: +43-662-908585-221, thomas.eder@researchstudio.at, www.ispace.researchstudio.at

The interrelationship of each individual parameter has been investigated and a validation of the results has been performed by using observed energy yields of existing wind farms.

Results

The main output of the project is a web-based GIS application (<http://www.windatlas.at>) enabling the user to explore Austria's wind energy potential depending on technical, economical, and environmental constraints. The so calculated theoretically achievable wind energy potential is illustrated on district level.

A further output are highly resolved (100 m × 100 m grid spacing) wind maps of mean annual wind speeds of the period 1981 to 1990 (as a climatological representative period for current climate conditions) in several hub heights covering the entire Austrian territory. By means of integrated error correction techniques the project consortium was able to significantly reduce the overall modelling error to a standard deviation of the annual biases of 0.8 m/s in the final wind maps.

The web-based GIS application, the wind maps and their reliability, as well as the underlying methodological approaches will be presented.

3.5.2 Analyse der Variabilität der Windenergieerzeugung über Europa

Maximilian FATTINGER¹, Gerhard TOTSCHNIG, Hans AUER

Inhalt

In dieser Arbeit werden mit den Reanalyse-Wetterdaten des mesoskaligen numerischen Wettermodells ALADIN für die Jahre 2002-2008 Analysen des Zusammenhangs der Windgeschwindigkeiten und der erzeugten Windenergie in Europa durchgeführt. Dazu wird zuerst eine Validierung/Korrektur der Daten durchgeführt und anschließend verwendet, um insbesondere die Reduktion der zeitlichen Variabilität der Windenergieerzeugung durch großräumigere Betrachtung zu untersuchen. Die Arbeit wurde im Rahmen des Klima und Energiefonds NE2020 Forschungsprojektes AutRES100 durchgeführt.

Methode

Für die Validierung der ALADIN-Windgeschwindigkeiten werden reale Windmessdaten einiger europäischer Standorte herangezogen.

Für die Untersuchung der zeitlichen Variabilität der Windenergie in Europa wird die Leistungskennlinie eines 3MW Windrades auf alle ALADIN-Gitterpunkte angewendet. Es werden einerseits die Daten eines Windparkstandorts in Norddeutschland und das räumliche Mittel über Deutschland sowie Europa miteinander verglichen.

Ergebnisse

Die Analysen zeigen zum einen, dass die Windgeschwindigkeiten wie auch die daraus erzeugte Energie regional stark positiv korreliert sind, sich jedoch auch negative Korrelationen zwischen der Windenergieerzeugung in Südeuropa und jener in Nordeuropa ergeben. Ebenso zeigt sich, dass die zeitliche Variabilität durch eine gesamteuropäische Betrachtung der Windenergieerzeugung im Vergleich zu einzelnen Standorten deutlich senken lässt, während die mittlere deutsche Windenergieerzeugung ähnlich volatil ist wie die eines norddeutschen Standortes. Weiters wird auch die erhöhte Stabilität der Windenergieerzeugung im Wochen- und Monatsmittel für verschiedene Regionen diskutiert. Konsequenzen für ein zukünftiges Stromsystem mit hohem Erneuerbaren Anteil in Europa werden diskutiert.

¹ Energy Economics Group (EEG), Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe E370-3, Technische Universität Wien, Gusshausstrasse 25-29 / 370-3, 1040 Wien, Tel: +43-1-58801-370356, Fax: +43-1-58801-370397, totschnig@eeg.tuwien.ac.at, <http://eeg.tuwien.ac.at>

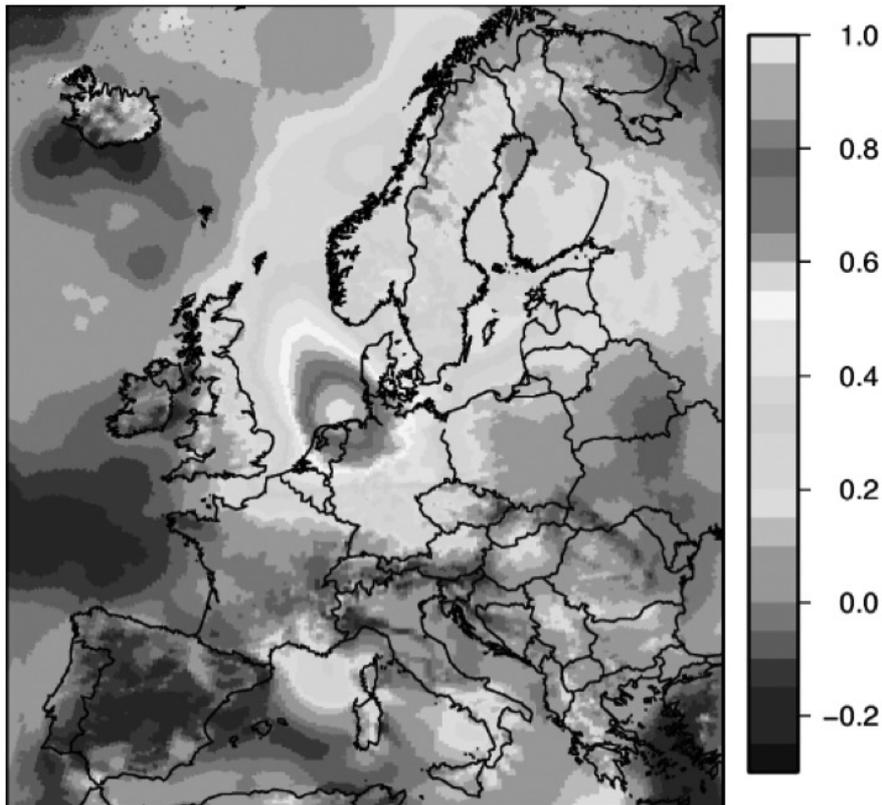


Abbildung 1: Korrelation der Windenergieerzeugung in Europa mit einem Standort in der Nordsee im Sommer 2009

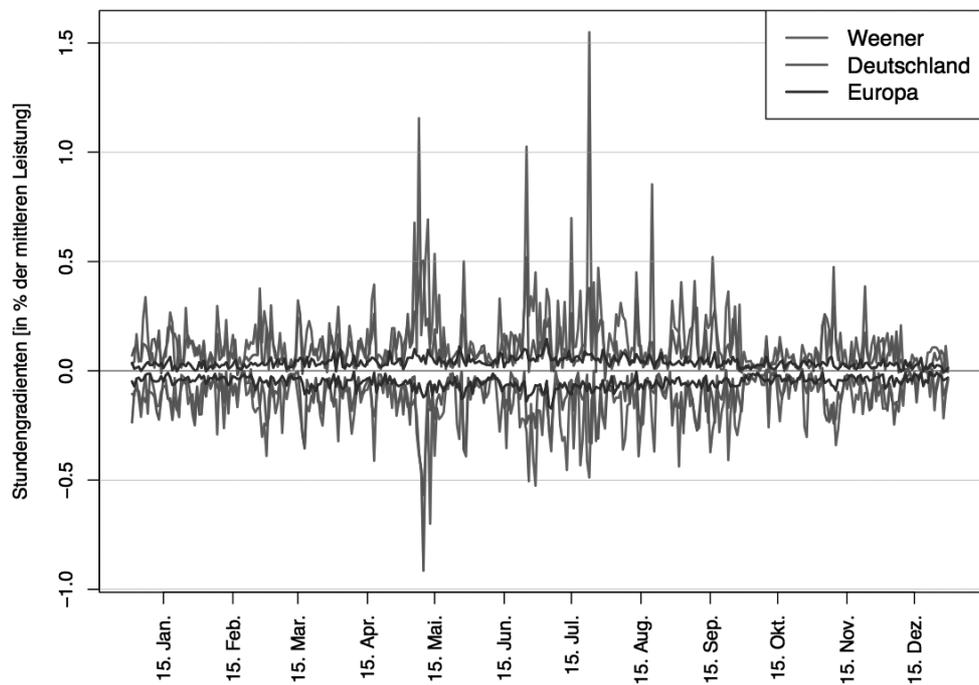


Abbildung 2: Tägliche maximale Änderung der erzeugten Windleistung für Weener, Deutschland und Europa. (In Prozent Änderung pro Stunde im Vergleich zum mittleren Jahresverlauf)

3.5.3 Entwicklung und Erprobung eines Bohrkopfs für Tiefengeothermie basierend auf dem Elektro-Impuls-Verfahren

Matthias VOIGT(*)¹, Steffen GROßMANN², Joachim SPECK³, Erik ANDERS⁴

Die Geothermie stellt kontinuierlich Energie zur Verfügung und kann somit im Gegensatz zur Wind- und Solarenergie zur Abdeckung der Grundlast eingesetzt werden. Geothermieranlagen benötigen zur Stromerzeugung Temperaturen von über 130 °C. Diese sind im Allgemeinen in Tiefen von mehr als 3000 m verfügbar. Um bis in diese Tiefen vorzudringen, müssen die Bohrwerkzeuge harte Tiefengesteine, wie z.B. Gneis und Granit, durchdringen. Dabei verschleifen die Werkzeuge sehr schnell, wodurch die Bohrgeschwindigkeit nur 1 bis 2 m/h beträgt und der Bohrmeißel nach etwa 50 h ausgewechselt werden muss. Diese Werkzeugwechsel sind sehr zeit- und arbeitsaufwändig und verursachen bei einem Tagessatz von 18.000 € erhebliche Kosten. Für eine Bohrung bis in eine Tiefe von 5000 m fallen Kosten von insgesamt 8 bis 13 Mio. € an. Etwa 70 % dieser Kosten entfallen dabei auf zeitabhängige Aufwendungen. Ein wirtschaftlicher Betrieb von Geothermiekraftwerken ist somit nur schwer zu gewährleisten.

Das Ziel muss es demzufolge sein, leistungsfähigere und wirtschaftlichere Bohrtechnologien für Tiefengestein zu entwickeln, um die Wirtschaftlichkeit von Geothermieranlagen zu erhöhen.

Mit dem Elektro-Impuls-Verfahren (EIV) kann eine Bohrung nahezu verschleißfrei durchgeführt werden, wodurch sich die Kosten erheblich verringern lassen. Dabei wird das Gestein mithilfe von elektrischen Entladungen zerstört. Ein Impulsspannungsgenerator (Marx-Generator) erzeugt die dafür notwendigen hohen Spannungen im Bereich von 400.000 Volt. Über geeignete Elektrodengeometrien werden die Elektro-Impulse auf die Gesteinsoberfläche gebracht.

Das EIV hat gegenüber konventionellen Bohrtechnologien den Vorteil, dass es das Gestein durch die Überwindung dessen Zugfestigkeit löst. Diese beträgt nur etwa 10 bis 20 % der Druckfestigkeit. Dadurch wird weniger Energie für das Zerstören des Gesteins benötigt. Der spezifische Primärenergiebedarf beträgt beim EIV etwa 200 J/cm³. Beim konventionellen Rotarybohren sind es hingegen 700 bis 900 J/cm³. Neben dem Energieaufwand sind vor allem die zeitabhängigen Kosten, wie Anlagenmiete und Personal für eine Kostenverringerung entscheidend. Berechnungen an einem praxisnahen Fallbeispiel haben gezeigt, dass mit dem EIV finanzielle Einsparungen bis zu 30 % möglich sind. Grundlage dieser Berechnungen ist die Annahme, dass der EIV-Bohrkopf aufgrund des geringen mechanischen Verschleißes etwa 500 h ohne Wartung im Einsatz ist und somit der Zeitverlust durch die aufwändigen Wechsel verringert wird. Bisherige Forschungsergebnisse lassen Bohrgeschwindigkeiten von mehr als 4 m/h erwarten.

Somit ist es möglich, mithilfe der innovativen EIV-Technologie Bohrkosten und damit Stromentstehungskosten zu senken und Geothermieranlagen im Vergleich zu Wind- oder Wasserkraftwerken wettbewerbsfähig zu halten.

¹ Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik, TU Dresden, Mommsenstr. 10, 01062 Dresden, Tel.: +49 351 463-33080, Fax: +49 351 463-37157, voigt@ieeh.et.tu-dresden.de, www.tu-dresden.de/etieeh

² Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik, TU Dresden, Mommsenstr. 10, 01062 Dresden, Tel.: +49 351 463-33005, Fax: +49 351 463-37157, grossmann@ieeh.et.tu-dresden.de, www.tu-dresden.de/etieeh

³ Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik, TU Dresden, Mommsenstr. 10, 01062 Dresden, Tel.: +49 351 463-33105, Fax: +49 351 463-37157, speck@ieeh.et.tu-dresden.de, www.tu-dresden.de/etieeh

⁴ Institut für Verarbeitungsmaschinen und mobile Arbeitsmaschinen, TU Dresden, Münchner Platz 3, 01062 Dresden, Tel.: +49 351 463-32544, Fax: +49 351 463-37731, erik.anders@tu-dresden.de, www.tu-dresden.de/bft

Somit ist es möglich, mithilfe der innovativen EIV-Technologie Bohrkosten und damit Stromerzeugungskosten zu senken und Geothermieanlagen im Vergleich zu Wind- oder Wasserkraftwerken wettbewerbsfähig zu halten.

3.5.4 Geothermie Tiefenkraftwerk™ - Ein neues Konzept zur standortunabhängigen Bereitstellung von Grundlast im Leistungsbereich von 1.000 MW.e

Hubert HÄMMERLE¹

Konzept und Hintergrund des Geothermie Tiefenkraftwerks (GTKW)

Das Konzept des GTKW ist ein weltweit neuer Verfahrensansatz zur Nutzung geothermischer Lagerstätten. Die Vorgaben sind so gewählt, dass an beinahe jedem Standort, an dem der durchschnittliche geothermische Gradient 3 K (oder mehr) / 100 m Tiefenstufe beträgt, eine Umsetzung wirtschaftlich möglich ist. Im Unterschied zu den bisherigen Verfahren, die Reservoirs mittels Bohrungen von der Geländeoberkante erschließen, sieht das GTKW Konzept eine tiefe Bergbauinfrastruktur in 6.000 m Teufe bei ungestörten Gebirgstemperaturen von > 180°C vor. Diese dient als Basis für Bohrungen und Bohrlochwärmeaustauscher. Dabei handelt es sich um die Transformation der Technik der oberflächennahen Geothermie in den Bereich hoher Enthalpie der oberen Erdkruste. Gegenüber bisherigen Ansätzen zur geothermischen Nutzung nicht hydrothermalen Hochenthalpie-Lagerstätten – Hot-Dry-Rock (HDR) und Enhanced Geothermal Systems (EGS) – stellt das GTKW Konzept auch einen Quantensprung im Hinblick auf die erzielbaren Leistungen dar – 1.000 MW.e Nettoleistung entsprechen ca. dem 200fachen Wert dessen der für EGS pro Standort für möglich gehalten wird.

Das GTKW Konzept adressiert – wenn erfolgreich implementiert – drei vordringliche Herausforderungen unserer Zeit: (1) Erreichen der klimapolitischen Ziele, (2) Bereitstellung von Alternativen für Kernenergie, (3) Förderung der Unabhängigkeit von Energieimporten.

- (1) Im Hinblick auf den globalen Klimawandel hat sich die EU sehr ambitionierte Ziele zur Reduktion von CO₂ Emissionen gesetzt: 20% bis zum Jahr 2020 bzw. 80% bis zum Jahr 2050 (zum Vergleichsjahr 1990). Die energiepolitischen Ziele sehen hierfür eine Energie-Effizienzsteigerung von 20% und eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien auf 20% vor. Die Umsetzung dieser Vorgaben ist im strategischen Energie Technologie Plan der EU (SET-Plan) beschrieben. Das GTKW Konzept hat das Potential, die Vorgaben des SET-Plans zu erreichen oder sogar zu übertreffen, da es einen Durchbruch für Großkraftwerke im Bereich der Erneuerbaren Energien darstellt. In der Betriebsart Kraft-Wärme-Kopplung kann zusätzlich der Wärmebedarf von Großstädten in der Größenordnung von 10 TWh.th und mehr abgedeckt werden. Das Emissionseinsparungspotential bei der Wärmeauskopplung liegt in der Größenordnung von 5 Millionen Tonnen CO₂ / 10 TWh.th.
- (2) Als Folge der katastrophalen Ereignisse nach dem Erdbeben in Japan im März 2011 mit dem anschließenden, zerstörerischen Tsunami, bei dem mehrere AKW-Reaktoren zerstört und in einigen eine Kernschmelze ausgelöst wurde, hat der öffentliche Druck in Deutschland und der Schweiz zu einem schrittweisen Ausstieg aus der Kernkraftwerk-Technologie bis zum Jahr 2022 respektive 2030 geführt. Dieser Ausstieg bedeutet, dass Grundlastalternativen in der Größenordnung von mehreren GW bereitgestellt werden müssen, anderenfalls diese Lücken nur durch erhöhte Importe – von großteils mittels AKW erzeugten Stroms – gedeckt werden können.
- (3) In den vergangenen Jahren kam es aufgrund von politischen Differenzen zwischen Russland und seinen Nachbarstaaten immer wieder zu Versorgungsengpässen bei Gaslieferungen aus dem osteuropäischen Raum. Derartige Engpässe können sich jederzeit bei politischen und / oder wirtschaftlichen Unruhezeiten sowohl bei Gas als auch bei Erdöllieferungen wiederholen. Dadurch dass ein GTKW in nahezu jedem Land der Erde realisierbar ist, wird die Unabhängigkeit von Energieimporten gestärkt und die Versorgungssicherheit erhöht.

¹ Ehoch10 Projektentwicklung GmbH, Halbgasse 3-5, 1070 Wien, Tel.: 01-9247867-10, Fax: 01-9247867-99, info@ehoch10.at, www.ehoch10.at

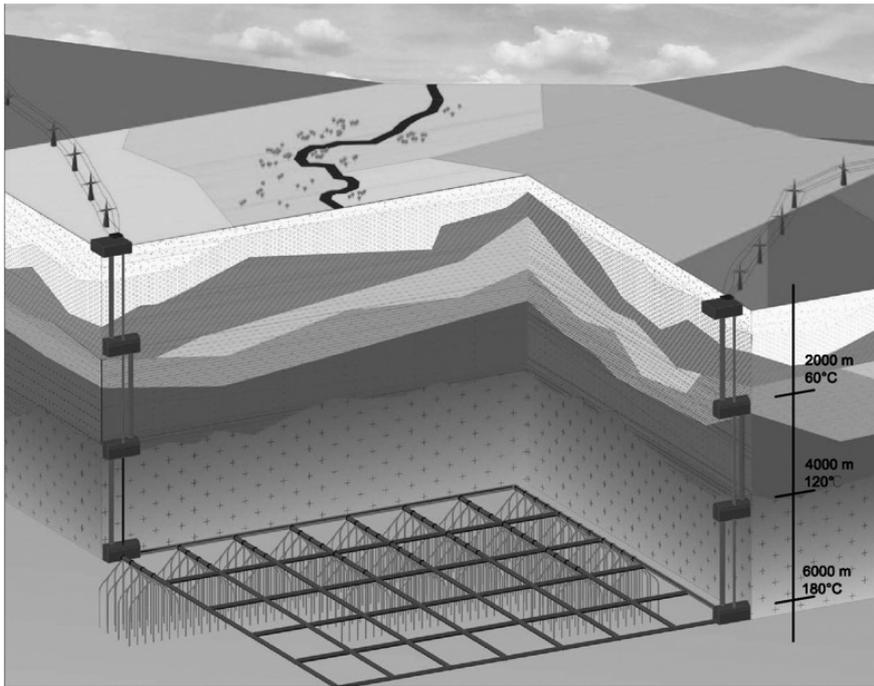


Abbildung 1: Vereinfachte schematische Darstellung des GTKW Konzepts. Von der Geländeoberkante aus werden Schächte auf 6.000 m abgeteuft und ein weitverzweigtes Stollensystem errichtet. Dieses ist die Basis für Bohrungen / Bohrlochwärmeaustauscher, mit denen das Reservoir bewirtschaftet wird. Bei einem Energiewandlungswirkungsgrad von 20% werden dem Reservoir in einem Zeitraum von 30 Betriebsjahren rund 5 EJ Wärme entzogen, dies erfordert eine Reservoirgröße von ca. 50 km³. Die Betriebsart Kraft-Wärme-Kopplung erfordert für einen Zeitraum von 50 Jahren ein Reservoir mit 9 EJ.

Thermodynamische und Energietechnische Aspekte eines GTKW

(1) Geologie und Hydrogeologie

Sowohl aus Sicht der unterirdischen Bauten als auch aus thermodynamischer Sicht stellt kristallines Grundgebirge (Granit, Gneis, bedingt auch Schiefer) einen optimalen Standort dar. Derartige Standorte sind in Österreich beispielsweise die Böhmisches Masse, der Granit bei Wolfstahl oder der Gneis des Rosalia Gebirges. Auf Grund der geringen hydrogeologischen Permeabilität des Kristallin ist für Modellrechnungen die ausschließliche Betrachtung der Wärmeleitfähigkeit des Gesteins ausreichend. Folgende thermodynamischen Kennwerte sind für die Reservoircharakteristik maßgebend:

Durchschnittlicher geothermischer Gradient

Mit zunehmender Tiefe steigt die Gebirgstemperatur an, im Mittel liegt diese Zunahme in der kontinentalen Erdkruste bei 3 K / 100 m (geothermische Tiefenstufe) – wobei es lokale sowohl zu positiven als auch negativen Anomalien mit verschiedenen Ursachen und Ausprägungen kommen kann. In Gebieten, die nicht durch derartige Anomalien gekennzeichnet sind, wird sich die ungestörte Gebirgstemperatur in 6.000 m Teufe zwischen 180 °C und 200 °C bewegen.

Wärmeleitfähigkeit (Granit)

Die Wärmeleitfähigkeit stellt einen zentralen Kennwert für die Reservoircharakterisierung dar. Sie variiert zwischen: $1,28 \text{ W}/(\text{mK}) < \lambda(0^\circ\text{C}) < 4,44 \text{ W}/(\text{mK})$. Mittelwert: $\lambda(180^\circ\text{C}) = 2,38 \text{ W}/(\text{mK})$

Wärmekapazität

Die mittlere spezifische Wärme bei konstantem Volumen für Granit liegt bei:

$c_v(180^\circ\text{C}) = 2,32 \text{ MJ}/(\text{K m}^3)$ woraus sich eine Wärmekapazität von $100 \text{ PJ} / (45 \text{ K} \times \text{km}^3)$ respektive $200 \text{ PJ} / (90 \text{ K} \times \text{km}^3)$ ableitet (Nutzung: nur Kraft bzw. Kraft-Wärme-Kopplung).

(2) Geotechnik, Bauen in heißem Gestein

Die derzeit weltweit tiefsten Bergwerke in Südafrika erreichen Teufen von etwas mehr als 4.000 m. Bedingt durch einen geringen geothermischen Gradienten belaufen sich die ungestörten Gebirgstemperaturen in diesen Bergwerken auf ca. 60°C. Der konventionelle Bergbau stößt bei diesen Temperaturen an die Grenzen der Wirtschaftlichkeit hinsichtlich der Kühlung mittels Bewetterung. Die für das GTKW projektierten hohen ungestörten Gebirgstemperaturen von 180°C (und darüber) erfordern eine Kühlung des unmittelbar die unterirdischen Bauten umgebenden Gesteins vor der Errichtung der Bauwerke. Berechnungen zur Kühlung mittels Mantelkollektor – einer Weiterentwicklung der Kühltechnik wie sie zur Bodenvereisung eingesetzt wird – zeigen dass das Gebirge in ausreichend kurzen Zeiträumen auf Temperaturen von 40°C bis 60°C abgekühlt werden kann.

(3) Reservoirbewirtschaftung

Die Wärmeleitfähigkeit des Gesteins stellt den limitierenden Faktor bei der Bewirtschaftung mit Bohrlochwärmeaustauschern dar („Temperatursenken“). Unabhängig von der Art der Wärmeaustauscher sind durchschnittliche Dauerentzugsleistungen von 150 W/lfm bis 250 W/lfm Bohrung möglich ($\Delta T_{\text{Bohrlochrand}} \sim 60 \text{ K} / 30 \text{ a}$).

(4) Energiewandlung, Rückkühlung

Die Energiewandlungseffizienz im Niedertemperaturbereich (ca. 130°C bis 180°C) wird sich maßgeblich auf die Wirtschaftlichkeit auswirken. Niederdruckturbinen, die mit Wasserdampf betrieben werden erfordern bei einem angepeilten Wirkungsgrad von $\eta \sim 20\%$ Temperaturen von rund 180°C (in Abhängigkeit der Rückkühlungsmöglichkeiten). Für geringere Temperaturen kommen Turbinen mit organischen Arbeitsmitteln (ORC Prozess) in Frage. Aktuelle Forschungs- und Entwicklungsprogramme lassen bei ORC Turbinen Wirkungsgradverbesserungen von 10% bis 20% erwarten. Die Rückkühlung (80% und darüber der eingesetzten Primärenergie) wird einen nicht zu unterschätzenden Faktor in der Standortwahl darstellen.

(5) Wirtschaftlichkeit

Eine Grobkostenschätzung für den Betrieb mit Kraft-Wärme-Kopplung ergibt für die Errichtung der Bergwerksinfrastruktur, bestehend aus einem 6.000 m Doppelschacht mit Querschlägen sowie 25 km Stollen und 1.000 Kavernen Aufwendungen für die Unterirdischen Bauten von 2,9 Mrd €. Für die Bohrungen sowie die Bohrlochwärmeaustauscher mit einer Gesamtlänge von 40.000 km liegen die Schätzungen bei 8,1 Mrd €. Für die Energiewandlung wird 1 Mrd angenommen, eine weitere Mrd wird für Begleitmaßnahmen geschätzt. Die Gesamtaufwendungen belaufen sich auf 13 Mrd € (ohne Finanzierungskosten). Der Erlöse aus dem Fernwärmeverkauf (50a x 10 TWh.th) werden auf 5 Mrd € geschätzt. Die Stromgestehungskosten (Gesamt 400 TWh.e) belaufen sich auf 20 €/MWh. Standortsspezifische geotechnische und thermodynamische Parameter sowie technologische Fortschritte bei der Energiewandlung, der Bohrtechnologie und der Errichtung der unterirdischen Bauten werden maßgeblichen Einfluss auf die realen Kosten haben.

(6) Zusatz- und Nachnutzungen

Die tiefe Bergwerksinfrastruktur ermöglicht die Errichtung von Unterirdischen Pump-Speicher-Kraftwerken. Als begrenzender technisch-wirtschaftlicher Faktor wird die Auskleidung der Druckschächte (Panzerung) betrachtet. Fallhöhen von 2.500 m bis 3.000 m scheinen aus heutiger Sicht technisch machbar zu sein. Ein Oberbecken (dass auch unterhalb der Geländeoberkante situiert werden kann) sowie ein entsprechendes Unterbecken können mittels TBM Vortrieb (z.B. 5 x 2 km mit 100 m² Querschnitt) aufgefahren werden. Zwischenbecken für einen kaskadenartigen Betrieb (beispielsweise 3 x 2 km Fallhöhe) können demgegenüber wesentlich kleiner dimensioniert werden, da sie lediglich der Ausgasung nach dem Turbinendurchgang dienen. Als Nachnutzungen der Unterirdischen Bauten sowie der Bohrungen kommen die Lagerung von Gasen und Flüssigkeiten, z.B. als Erdgas- oder Erdöl-speicher, in Betracht.

3.5.5 Die technische und wirtschaftliche Machbarkeit von saisonaler geothermischer Wärmespeicherung

Peter BIERMAYR¹, Gregor GÖTZL², Stefan HOYER², Martin FUCHSLUGER², Gerald STICKLER³

Kurzfassung

Zur Gestaltung nachhaltiger Energie- und Gesellschaftssysteme sind Systeminnovationen erforderlich. Eine zukünftige vollsolare Wärmeversorgung von energieeffizienten Gebäuden hängt in diesem Sinne von der Verfügbarkeit saisonaler Wärmespeicherung ab.

Im Forschungsprojekt GEOSOL⁴ werden deshalb die technische Machbarkeit und die Erfolgsfaktoren für einen wirtschaftlichen und umweltverträglichen Betrieb von solaren Mikrowärmenetzen mit saisonaler geothermischer Wärmespeicherung untersucht. Das aus der Technischen Universität Wien, der Geologischen Bundesanstalt und der HTL Wiener Neustadt bestehende Projektteam analysiert hierfür ein Modellsystem aus Gebäuden, solarthermischen Anlagen und der Wärmespeicherung im Boden, siehe Abbildung 1. Methodisch wird das Modellsystem in Computersimulationen abgebildet, wobei selbst programmierte Module und verfügbare Simulationssoftware (Comsol-Multiphysics und Finite-Elemente Programme von Prof. Glück) kombiniert werden. In der Simulation wird auf das langfristige dynamische Verhalten des Wärmespeichers fokussiert, siehe Abbildung 2. Die Daten für die Modellsysteme werden aus konkreten Fallstudien entnommen.

Ergebnisse aus der Forschungsarbeit zeigen wesentliche Eignungskriterien für die Anwendbarkeit des GEOSOL-Modellsystems auf:

- Horizontale Erdkollektoren sind aufgrund ihrer hohen Oberflächenverluste für die saisonale Wärmespeicherung ungeeignet.
- Vertikale Sonden bis 120 Meter Tiefe sind für die saisonale Wärmespeicherung prinzipiell geeignet, wobei der Einfluss von Grundwasserleitern erst untersucht wird.
- Vertikale Einzelsonden weisen ein hinreichendes Ladeverhalten auf, die deutlich geringere maximale Entladeleistung macht jedoch ein Sondenfeld mit z.B. 4 korrespondierenden Sonden erforderlich. Ein Sondenfeld ermöglicht im Vergleich zu einer Einzelsonde auch eine deutliche Steigerung des Wirkungsgrades, da die ablaufende Wärmewelle einer Ladesonde von den Entladesonden "eingefangen" werden kann.
- Die saisonale Ausbreitungsgeschwindigkeit der Wärmewelle im Untergrund lässt eine kompakte Anordnung von mehreren Sonden auf kleiner Grundfläche zu.
- Eine thermische Übersättigung des Sondennahfeldes tritt im Ladebetrieb nicht auf.
- Die von den SchülerInnen untersuchten Fallstudien weisen teilweise günstige Systemeigenschaften auf und werden in der Folge für eine Vertiefung und Detailanalyse mittels dynamischer Simulation herangezogen.
- Für das GEOSOL-Modellsystem geeignete Gebäudestrukturen weisen geringe Heizungsvorlauf-Temperaturen und einen nicht zu geringen Wärmebedarf, sowie ein ausreichendes Flächenpotenzial für solarthermische Kollektoren auf.

¹ Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, Energy Economics Group (EEG), Technische Universität Wien, Gusshausstr. 25-29/370-3, 1040 Wien, Tel.: +43(0)1-58801-370358, Fax: +43(0)1-58801-370397, biermayr@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

² Geologische Bundesanstalt, Neulinggasse 38, 1030 Wien, Tel.: +43(0)1-7125674-336, gregor.goetzl@geologie.ac.at, www.geologie.ac.at

³ HTBLuVA Wiener Neustadt, Dr. Eckener Gasse 2, 2700 Wiener Neustadt, Tel: +43(0)676-5134568, gerald.stickler@suXess-consulting.at, www.htlwn.ac.at/auftritt

⁴ Das Projekt GEOSOL wird vom Bundesministerium für Wissenschaft und Forschung im Rahmen des Forschungsprogrammes Sparkling Science gefördert.

Angesichts der vorläufigen Ergebnisse wird vom Projektteam davon ausgegangen, dass eine technische Machbarkeit des GEOSOL-Modellsystems gegeben ist. Die Wirtschaftlichkeit von passenden Systemen ist gegeben, wobei entsprechende Modellsysteme durch vergleichsweise hohe Investitionskosten und geringe Betriebskosten charakterisiert sind. Als Anknüpfung an die Praxis dienen dabei die von den Schülern der HTL Wiener Neustadt untersuchten Fallstudien. Weitere Informationen und Materialien zu GEOSOL finden sich auf der Internetseite <http://www.sparklingscience.at/de/projekte/405-geosol>

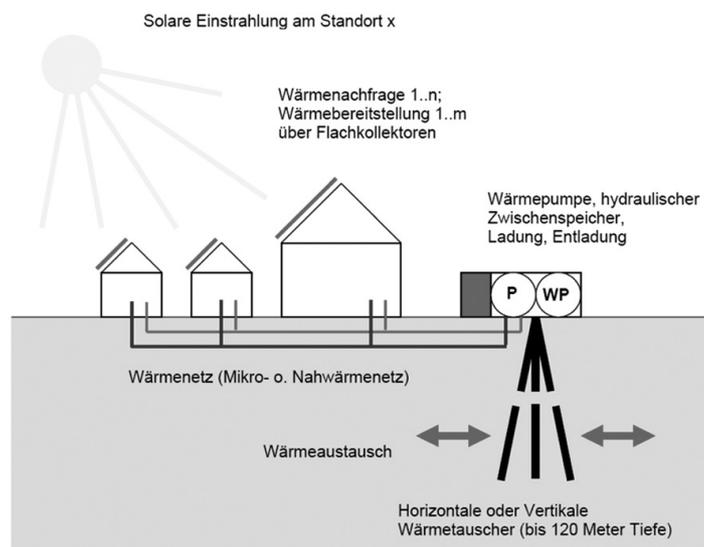


Abbildung 1: Das GEOSOL-Modellsystem; Quelle: TU-Wien, EEG

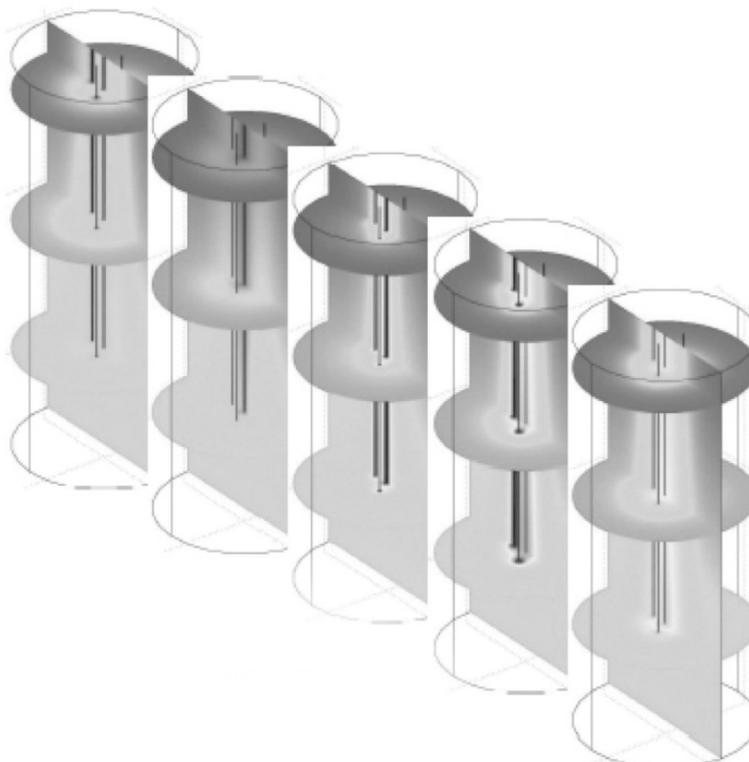


Abbildung 2: Jahreszeitlicher Verlauf der Temperaturverteilung in einem Sondenfeld vom Hochwinter (links) bis in den Herbst (rechts); Quelle: Geologische Bundesanstalt

4 STREAM C: ÜBERTRAGUNGS- UND VERTEILNETZE

4.1 ÜBERTRAGUNGSNETZE I (SESSION C1)

4.1.1 Erfahrungsbericht zu Leitungsmittführungen auf Höchstspannungsmasten

Walter HIPPI¹, Manfred KRASNITZER¹, Franz STREMPFL¹, Oliver SKRBINJEK²

Motivation und zentrale Fragestellung

Im Zuge des massiven Ausbaus der erneuerbaren Energie wird es immer wichtiger, die Übertragungsnetze zu verstärken bzw. auszubauen. Da der Leitungsbau häufig auf großen Widerstand in der Bevölkerung stößt, ist es oft erforderlich, Synergien, wie z.B. die Mittführung von 110-kV-Leitungen am Höchstspannungsmast einzugehen, um solche Projekte durchsetzen zu können. Am Beispiel der 110-kV-Mittführungen der Stromnetz Steiermark GmbH auf den Masten der 380-kV-Steiermarkleitung der APG soll in diesem Paper aufgezeigt werden, welche technischen Details zu berücksichtigen sind, um einen reibungslosen Betrieb gewährleisten zu können.

Methodische Vorgangsweise

Die folgenden Auswirkungen der Beeinflussung werden in der Langfassung jeweils berechnet und messtechnisch nachgewiesen, sowie die Vor- und Nachteile möglicher Abhilfemaßnahmen erläutert:

Änderungen der Verlagerungsspannung bei gelöschten Netzen

Durch die kapazitive Kopplung der Systeme wird die Verlagerungsspannung in isoliert oder gelöscht betriebenen Netzen beeinflusst. Je nach Höhe und Richtung der Beeinflussung kann es zu Fehlfunktionen beim Löschspulenregler und bei der Erdschlusserkennung kommen.

Synchrocheck des Leistungsschalters der mitgeführten Leitung

Wenn eine mitgeführte Leitung nach Abschaltung wieder ans Netz geschaltet werden soll, kann es, abhängig von der Höhe der kapazitiven Beeinflussung, dazu kommen, dass der Synchrocheck des Leistungsschalters eine Zuschaltung verweigert.

Ferroresonanzschwingungen an den Leitungsspannungswandlern

Wird eine mitgeführte Leitung beidseitig abgeschaltet, so kann es bis zum Einlegen der Erdungstrenner zu Ferroresonanzschwingungen an den Spannungswandlern der mitgeführten Leitung kommen. Diese Resonanzschwingungen können ohne geeignete Maßnahmen zur Zerstörung der Spannungswandler führen.

Erdschleifenströme bei beidseitig geerdetem mitgeführtem Leitungssystem

Je nach Höhe des Betriebsstroms im Höchstspannungsnetz können sehr hohe Schleifenströme im mitgeführten, beidseitig geerdeten Leitungssystem auftreten. Dies führt zu einer starken Beanspruchung der Erdungstrenner.

Kreisströme im vermaschten 110-kV-System bei Kurzschluss im Höchstspannungsnetz

Kurzschlüsse im Höchstspannungsnetz induzieren im vermaschten mitgeführten System Kreisströme, welche im Schutzkonzept zu berücksichtigen sind.

¹ Stromnetz Steiermark GmbH, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz, Tel.: +43(316)90555/52714, walter.hipp@stromnetzsteiermark.at, www.stromnetzsteiermark.at

² STEWEAG-STEAG GmbH, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz, Tel.: +43(316)9000/53805, oliver.skrbinjek@e-steiermark.com

Ergebnisse

Die Auswirkungen der angeführten Beeinflussungserscheinungen können bereits durch entsprechende Berechnung und Dimensionierung während der Planungsphase vermieden werden und es kann nur empfohlen werden, solche Berechnungen bei jeglichen Mitführungsprojekten durchzuführen.

4.1.2 Buoyant Energy - Dezentrale Offshore Stromspeicherung im europäischen Kraftwerkspark

Robert KLAR¹, Valerie NEISCH², Markus AUFLEGER³

Motivation

Der europäische Kraftwerkspark ist durch einen zunehmenden Ausbau erneuerbarer Energien geprägt. Der Anteil erneuerbarer Energieträger am Bruttoenergieverbrauch soll innerhalb der EU gemäß den 20-20-20 Zielen von 8,5 Prozent im Jahr 2008 auf insgesamt 20 Prozent bis zum Jahr 2020 gesteigert werden (Europäische Kommission, 2009). Die Speicherung elektrischer Energie hat große Bedeutung für den Ausgleich der Schwankungen zwischen Strombedarf und Stromproduktion. Infolge der zunehmenden Einspeisung von Strom aus regenerativen Quellen mit fluktuierender Erzeugercharakteristik steigt der Bedarf an Regelung und Speicherung. Die wirtschaftlich und technisch bevorzugte Variante der großtechnischen Stromspeicherung und Netzregelung sind Pumpspeicherkraftwerke. Diese bedingen jedoch oft erhebliche Eingriffe in die Landschaft und sind daher mit großen Problemen in den Genehmigungsverfahren verbunden. Die geplante Errichtung großer *Offshore*-Windenergie-Kapazitäten in Nord- und Ostsee sowie das *Repowering* bestehender *Onshore*-Windenergieanlagen insbesondere in den nord- und ostdeutschen Bundesländern erhöhen die Stromerzeugungskapazitäten im Norden und Nordosten Deutschlands. In diesen küstennahen, flachen Regionen fehlen allerdings die topographischen Voraussetzungen zum Bau von Pumpspeicherkraftwerken. Der Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken zum überregionalen Ausgleich der Schwankungen aus den erneuerbaren Energien beansprucht daher das bestehende Stromnetz in hohem Maße. Die *dena*-Netzstudie I (2005) erwartet, dass allein in Deutschland bis zum Jahre 2020 etwa 14 GW temporär überschüssige Leistung durch zusätzliche Energiespeicher, Lastmanagement und Stromexport aufgenommen werden müssen.

Das Prinzip „Buoyant Energy“

Das Prinzip von *Buoyant Energy* (schwimmende hydraulische Energiespeicher) basiert auf der jahrelang erprobten Technologie der Pumpspeicherkraftwerke. Im Gegensatz zur herkömmlichen Anordnung der Wasser-Reservoirs schwimmt hierbei allerdings ein kleineres Reservoir in einem großen Reservoir und Wasser kann mittels einer Anordnung von Turbinen und Pumpen oder Pumpturbinen zwischen den Reservoirs hin und her bewegt werden (siehe Abbildung 1). Als großes Reservoir ist ein Gewässer vorstellbar und somit wäre eine dezentrale Anordnung von schwimmenden hydraulischen Energiespeichern beispielsweise im Umfeld der geplanten *Offshore*-Windenergie-Parks in der Nordsee möglich.

Die Energie wird vollständig durch die potentielle Energie der Masse des schwimmenden hydraulischen Energiespeichers (und der Spannung eventueller Federsysteme) gespeichert. Bei Energiezufuhr (Pumpbetrieb) hebt sich der gesamte Baukörper und bei der Energiegewinnung (Turbinenbetrieb) erfolgt eine kontrollierte Absenkung.

¹ Universität Innsbruck, Arbeitsbereich Wasserbau, Technikerstr. 13, 6020 Innsbruck, Tel.: +43 512 507 6986, Fax: +43 512 507 2912, robert.klar@uibk.ac.at, buoyant-energy.com

² Universität Innsbruck, Arbeitsbereich Wasserbau, Technikerstr. 13, 6020 Innsbruck, Tel.: +43 512 507 6949, Fax: +43 512 507 2912, valerie.neisch@uibk.ac.at, buoyant-energy.com

³ Universität Innsbruck, Arbeitsbereich Wasserbau, Technikerstr. 13, 6020 Innsbruck, Tel.: +43 512 507 6940, Fax: +43 512 507 2912, markus.aufleger@uibk.ac.at, buoyant-energy.com

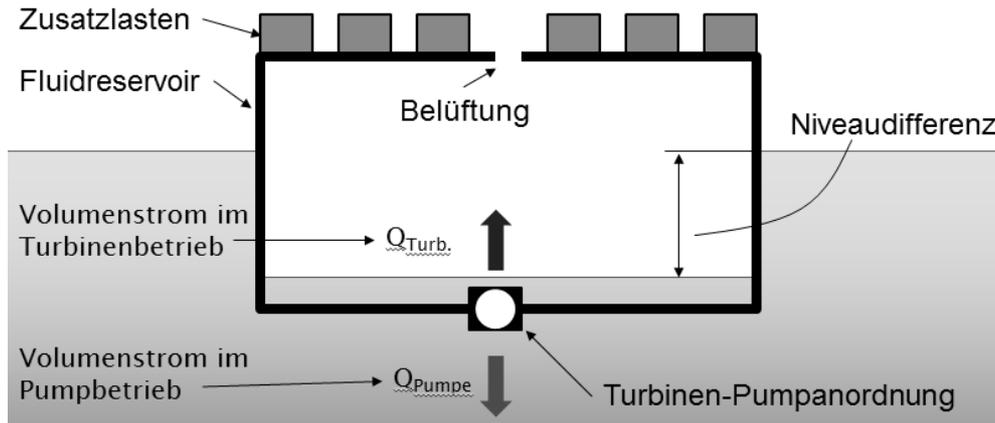


Abbildung 1: Konzept-Skizze *Buoyant Energy* (schwimmende hydraulische Energiespeicher)

Der schwimmende hydraulische Energiespeicher nach dem *Buoyant Energy* Prinzip besteht aus einem Baukörper, der möglichst viel Masse hat und einen Hohlraum umfasst. Ähnliche Bauwerke wurden in der Vergangenheit schon oft für andere Aufgabenstellungen errichtet (Absenktunnels, Betonschiffe). Es muss daher keine neue Baumethode erfunden werden. Die Stärke der schwimmenden Version liegt in der kombinierten Nutzung mit variablen Aufbauten, die zudem als Auflasten dienen.

So ist eine Kombination von Energieerzeuger und Energiespeicher denkbar, wie z.B.:

- Koppelung mit Solarkraftwerken
- Koppelung mit Offshore-Windkraftanlagen („floating wind turbine“)
- Koppelung mit Meeresströmungskraftwerken

bzw. eine Kombination von Nutzwert und Energiespeicher:

- Plattformen mit Nutzbauten (schwimmende Stadtteile)
- Plattformen als Zwischenlager für Nutzlasten (Überseecontainer).

Für die Energiebilanz ist entscheidend, dass während des gesamten Vorganges (Energiezufuhr / Speicherung / Energieabgabe) möglichst geringe Energieverluste entstehen. Dies ist beim hydraulischen Energiespeicher nach dem *Buoyant Energy* Prinzip in hohem Maße gegeben. Die hydraulischen Verluste reduzieren sich außerhalb der Verluste in den Pumpturbinen bzw. den Pumpen und Turbinen im Wesentlichen auf die Verluste am Ein- und Auslauf. Durch die konstante Druckhöhe einiger Varianten des hydraulischen Energiespeichers ist eine hocheffiziente Abstimmung der angeordneten Pumpen, Turbinen und/oder Pumpturbinen mit jederzeit optimalem Wirkungsgrad möglich.

Die Energiedichte ist vergleichsweise gering. Aufgrund der „unbegrenzten“ Ladezyklenzahl, der schnellen Reaktionszeit und dem gleichbleibend hohen Wirkungsgrad werden im Betrieb jedoch erhebliche Vorteile gegenüber vergleichbaren Energiespeichersystemen erwartet.

Zusammenfassung

Schwimmende hydraulische Energiespeicher nach dem *Buoyant Energy* Prinzip verwenden die einfache Technologie von Pumpspeicherkraftwerken, dienen zur hydraulischen Speicherung elektrischer Energie und können einzeln oder in Clustern angeordnet dezentral am Ort der Energieerzeugung bzw. des Energieverbrauchs zur Netzregulierung herangezogen werden. *Buoyant Energy* kann bevorzugt im Bereich von *Offshore*-Windkraftanlagen eingesetzt werden und einen dezentralen Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung leisten.

4.1.3 Höhere Integration von Windkraftanlagen in MS-Netze durch probabilistische Planung

Walter NIEDERHUEMER¹

Einleitung

Der Beitrag zeigt, wie durch „SMART Planning“ eine größere Anzahl von Windkraftwerken in das Mittelspannungsnetz integriert werden kann. Das Ziel ist eine Erhöhung der Einspeiseenergie ohne, oder mit geringen zusätzlichen Netzausbaukosten. Dafür wird die Auftretenswahrscheinlichkeit der maximalen Einspeiseleistung bei On-Shore Windkraftanlagen untersucht und Simulationen in einem realen Netz durchgeführt. Es wird gezeigt, welches Einspeisepotential im Mittelspannungsnetz bei Blind- und Wirkleistungsregelung zu bestimmten Zeiten und einem Minimum an nicht eingespeister Energie möglich wäre.

Problembeschreibung

Die konventionelle Beurteilungsmethode geht davon aus, dass die maximale Einspeiseleistung bei den ungünstigsten Netzverhältnissen eingespeist wird. Dabei werden üblicherweise die vier Betriebspunkte, Starklast mit und ohne Einspeisung und Schwachlast mit und ohne Einspeisung, berechnet. Betrachtet man jedoch die realen Netzverhältnisse, zeigt sich, dass diese Betriebsbedingungen nur sehr selten auftreten. Daraus kann gefolgert werden, dass eine höhere Integration von Windkraftanlagen möglich wäre, und die derzeitige Beurteilungsmethode zu konservativ ist.

Die Ausgangsspannung im Umspannwerk, die Abzweigbelastung und die Einspeiseleistung der Windkraftanlagen weisen eine gewisse Auftretenswahrscheinlichkeit auf. Der probabilistische Planungsansatz berücksichtigt diese Auftretenswahrscheinlichkeiten und liefert die wahrscheinliche Spannung am Verknüpfungspunkt und die wahrscheinliche nicht eingespeiste Energiemenge.

Ergebnis der Untersuchung

Mittels des probabilistischen Planungsansatzes wurde das Potential der Windenergieeinspeisung in einem Mittelspannungsabzweig der Linz Strom Netz GmbH untersucht.

Für verschiedene Einspeiseleistungen werden die folgenden Ergebnisse präsentiert

- Vergleich der konventionellen mit der probabilistischen Planungsmethode
- Häufigkeitsverteilung der Spannung am Verknüpfungspunkt
- Notwendige Wirkleistungsregelung (Leistung, Dauer)
- Nicht eingespeiste Energiemenge bei Wirkleistungsregelung

Die folgenden Parameter, welche die nicht eingespeiste Energie beeinflussen, wurden untersucht

- Dauerlinie der Einspeiseleistung
- Dauerlinie der Abzweiglast
- Dauerlinie der Ausgangsspannung im Umspannwerk
- Blindleistung der Einspeisung
- Messfehler der Spannung für die Wirkleistungsregelung

Neben den technischen Aspekten wurden auch wirtschaftliche Aspekte untersucht und werden präsentiert. Auf Grund der probabilistischen Planungsmethode erwarten wir etwa eine Verdoppelung der Einspeisekapazität und eine höhere Anzahl von Windkraftwerken bei minimalen Netzausbaukosten und einer minimalen nicht eingespeisten Energiemenge. Dafür muss es aber dem Netzbetreiber möglich sein, zu bestimmten Zeiten die Einspeisung abzuschalten oder zu regeln.

¹ Linz Strom Netz GmbH, Fichtenstraße 7, 4021 Linz, Tel.: 0732 3403 DW 3182, w.niederhuemer@linz-stromnetz.at

4.1.4 Herausforderungen und Rahmenbedingungen für den Netzausbau

Stefanie FUCHS¹, Gunhild LAYR²

Netzausbau dringend erforderlich

Ob nationale oder internationale Studien, TYNDP der ENTSO-E, DENA-Studien oder der Windkraftstudie 2011 (erstellt im Auftrag der E-Control)- über die Notwendigkeit des Netzausbaus besteht kein Zweifel: die nationalen (Energiestrategie, Ökostromgesetz) und internationalen (20/20/20-Ziele) energiepolitischen Ziele und politischen Vorgaben, die Verbrauchssteigerungen sowie der harmonisierte Binnenmarkt erfordern neue Leitungen um die Versorgungssicherheit und die Integration der erneuerbaren Energien zu gewährleisten. Die sich ergebenden neuen Anforderungen an das Übertragungsnetz bedingt durch einerseits der örtlichen Distanz und andererseits der zeitlichen Diskrepanz von Energie aus Erneuerbaren und Verbrauch sind bei der Definition von Netzausbauprojekten zu berücksichtigen. Da das bestehende europäische Übertragungsnetz den zukünftigen Anforderungen nicht gewachsen ist, ist ein zügiger Ausbau für die Einhaltung der angestrebten energiewirtschaftlichen Ziele notwendig und Fazit der erwähnten Studien.

Doch trotz dieser offensichtlich notwendigen Erweiterungen der Stromnetze gestaltet sich der notwendige Netzausbau als schwierig und kann mit dem rasanten Ausbau der Erneuerbaren Energien nicht mithalten. Die Gründe hierfür sind vielschichtig, finden sich jedoch v.a. in folgenden Ursachen:

- Fehlende Akzeptanz
- Lange Dauer der Genehmigungsverfahren
- Mangelnde Koordinierung in der Raumplanung
- Finanzielle und regulatorische Aspekte

Lösungsansätze zur Beschleunigung des Netzausbaus

Europaweit wurde erkannt, dass die Klimaschutzziele für das Jahr 2020 ohne Beschleunigung der Netzausbauprojekte nicht erreicht werden können. Die EU versucht daher verstärkt die Rahmenbedingungen für den Leitungsbau zu verändern und hat bereits beschleunigende Maßnahmen vorgestellt, die für definierte Projekte von „Öffentlichem Interesse“ angewendet werden sollen. Es wird jedoch nicht nur auf europäischer Ebene notwendig sein, sich der Problematik des verzögerten Netzausbaus zu stellen. Auch auf nationaler Ebene muss ein klares Bekenntnis zu den dringend benötigten Leitungen erfolgen, um die nationale Umsetzung der energiepolitischen Ziele ermöglichen zu können. Zudem ist der Netzausbau nicht nur für die Integration der erneuerbaren Energien notwendig sondern auch für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und die langfristige Sicherung von Wirtschaftsstandorten.

Lösungsansatz „Neues Mastdesign“ zur Erhöhung der Akzeptanz von neuen Freileitungen

Vielfach stehen die Leitungsmasten selbst im Mittelpunkt der Kritik. Die APG hat deshalb einen niederländischen Designmast an die österreichischen Standards angepasst und zusammen mit weiteren Designmasten und konventionellen Masten in einer repräsentativen Umfrage bewerten lassen. Hierbei zeigte sich, dass Rohrmasten im Vergleich zu Stahlgittermasten als attraktiv und modern empfunden werden. Die APG prüft daher auf ausgewählten, sensiblen Teilbereichen der Salzburgleitung den Einsatz des neuen Mastbildes.

¹ Asset Management / Austrian Power Grid, Wagramer Str. 19, 1220 Wien, Tel.: +43 (0) 50 320 -56 373, stefanie.fuchs@apg.at, www.apg.at

² AssetManagement/Netzplanung, APG, Wagramer Str. 19, 1220 Wien, Tel.: +43 (0) 50 320 -56 369, gunhild.layr@apg.at, www.apg.at

4.1.5 Analyse von Engpässen im österreichischen Übertragungsnetz bis 2020 unter der Annahme eines steigenden Anteils von Wind- und Solarstrom in Österreich und Deutschland

Gerhard TOTSCHNIG¹, Andreas WUNDERL(*)¹, Hans AUER¹

Inhalt

In diesem Paper werden mit einem Stromsystemmodell auf stündlicher Basis die erneuerbare und die thermische Erzeugung und die Last regional aufgelöst simuliert und der sich daraus ergebende Lastfluss berechnet. Unter der Annahme eines steigenden Anteils von Wind- und Solarstrom im österreichischen (siehe Ökostromgesetz 2012) und deutschen Stromsystem wird analysiert welche Engpässe und Lösungsoptionen sich im österreichischen Übertragungsnetz ergeben.

Methode

Für dieses Paper wird ein hochauflösendes Stromsystem Simulationsmodell des Österreichischen und deutschen Stromsystems verwendet welches auch die Berechnung eines Lastflusses inkludiert. Das stündlich aufgelöste Modell beinhaltet eine detaillierte Modellierung der Wasserkraftwerke und deren oft komplizierte Topologie, eine dynamische Modellierung der thermischen Kraftwerke (inklusive Startup Kosten und der Effizienzreduktion bei Teillastbetrieb) und der variablen Einspeisung von Solar und Windenergie. Aus der stündlichen Simulation ergeben sich endogen die Strompreise, die Kraftwerkseinsatzplanung und die resultierenden Lastflüsse.

Ergebnisse

Die Ergebnisse analysieren die Engpässe im zukünftigen österreichischen Übertragungsnetz die sich aus einem gesteigerten Anteil von Wind und Solarenergie bis 2020 in Österreich und Deutschland ergeben. Lösungsoptionen und deren Kosten werden diskutiert.

¹ Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Energy Economics Group (EEG), TU Wien, Gusshausstrasse 25-29 / 370-3, 1040 Wien, Tel.: +43-1-58801-370356, Fax: +43-1-58801-370397, totschnig@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

4.1.6 Zuverlässige Stromversorgung durch optimierte Lichtbedingungen zur Erhaltung der Vigilanz bei Überwachungstätigkeiten

Rico GANBAUGE¹, Annette HOPPE¹

Einleitung und Zielstellung

Arbeitsplätze in Leitwarten stellen durch ihre stark wechselnden Anforderungen eine besondere Herausforderung in der arbeitswissenschaftlichen Betrachtung dar. Einerseits enthalten sie erhebliche Anteile an reiner Überwachungstätigkeit. Dies trifft beispielsweise für große Zeitanteile während des so genannten Normalbetriebs zu, der überwiegend automatisch geregelt wird. Dieser Tätigkeitsanteil wirkt sich unter Umständen langfristig ungünstig auf den Erhalt der Aufmerksamkeit und Wachheit aus, da ihm wenig Potenzial zur Aktivierung des arbeitenden Menschen innewohnt. Auf der anderen Seite können sehr kurzfristig und unvorhersehbar Störungen in den Abläufen auftreten. Bei diesen ist höchste Konzentration und Reaktionsfähigkeit (und damit Wachheit) erforderlich, um mit gezielten Handeingriffen das anstehende Problem zu lösen und die Betriebssicherheit und Stabilität der Stromversorgung wieder herzustellen. Werden diese Situationen nicht angemessen gelöst, droht Überforderung durch Technikstress (Hoppe, 2009). Zudem besteht generell ein hoher Verantwortungs- und Handlungsdruck an diesen hochkomplexen Arbeitsplätzen. Weiterhin ist bei einem Großteil der Arbeitsplätze in Leitwarten kein oder nur ein sehr geringer Eintrag von Tageslicht festzustellen, sie werden auch am Tage überwiegend künstlich beleuchtet. Seit einiger Zeit ist bekannt, dass Licht in einem Wellenbereich von 380 – 580nm die Ausschüttung des „Schlafhormons“ Melatonin unterdrückt. In Deutschland ist dies bereits in eine Vornorm zur biologischen Wirkung von Licht eingeflossen, der DIN V 5031-100: 2009. Dafür wurden spezielle Rezeptorzellen im Auge nachgewiesen, die für Licht in diesem Wellenbereich besonders empfindlich sind (Berson, Dunn & Takao, 2002). Diese regeln indirekt über weitere Zwischenstationen im menschlichen Gehirn die circadiane Rhythmik und insbesondere den Schlaf-/ Wachrhythmus. Damit sollten auch positive Wirkungen auf den Erhalt und die Steigerung von Aufmerksamkeit und Wachheit erzielt werden. Momentan sind die langfristigen Auswirkungen vor allem auf die Verschiebung des circadianen Rhythmus bei Nacharbeit noch nicht befriedigend geklärt. Diese können von Befindensbeeinträchtigungen bis zu tiefgreifenden ungünstigen Auswirkungen auf die Gesundheit reichen (Erren et. al. 2010). Ziel der vorliegenden Untersuchung ist es deshalb, die kurzfristigen Auswirkungen von Licht im biologisch wirksamen Wellenbereich auf die Aufmerksamkeit nachzuweisen. Daraus könnte zum einen ein wissenschaftlicher Nutzen abgeleitet werden. Die hier beschriebene Untersuchung stellt einen Schritt in die Richtung der Absicherung eines Wellenlängenbereiches für aktivierende Wirkung von Licht beim Menschen dar. Dieser Bereich wird vorläufig noch mit jenem für die Melatoninunterdrückung nachgewiesenen als identisch angenommen (DIN V 5031:100, S.8). Zum anderen ergibt sich ein starker anwendungsbezogener Nutzen. Wenn der Nachweis gelingt, können die Erkenntnisse im Rahmen eines sich kurzfristig anpassenden Lichtszenarios, z.B. speziell für kritische Situation, eingesetzt werden. Die wissenschaftliche Arbeit kann somit einen wirksamen Beitrag zur Sicherheit und Verfügbarkeit der Stromversorgung leisten. Weiterhin lassen sich diese Erkenntnisse auch auf andere Leitwartenumgebungen übertragen, beispielsweise in ähnlichen komplexen Industrieanlagen oder Leitzentralen der Netzsteuerung sowie von Polizei und Feuerwehr.

¹ Brandenburgische Technische Universität (BTU) Cottbus, Lehrgebiet Arbeitswissenschaft/ Arbeitspsychologie, Konrad-Wachsmann-Allee 1, 03046 Cottbus, Tel.: +49 (0) 355/69-5047, Fax: +49 (0) 355/69-4866, ganssaue@tu-cottbus.de, www.tu-cottbus.de/awip

Methode

Um diese Fragestellung zu untersuchen, wird in einer laborexperimentellen Studie die Wirkung unterschiedlicher Beleuchtungsbedingungen auf die Wachheit sowie die Leistung in einer Überwachungsaufgabe geprüft. Die Überwachungsaufgabe dauert dabei ca. 30 min., in denen in zufälliger, nicht vorhersehbarer Abfolge bestimmte Reize dargeboten werden, die sich von den übrigen, sehr häufig erscheinenden Reizen nur gering unterscheiden. Trotz des nur geringen Unterschiedes sind sie jedoch bei entsprechender Aufmerksamkeit ausreichend wahrnehmbar. Die Leistung in dieser Aufgabe wird ermittelt durch die Fehleranzahl und die Reaktionszeiten. Bei der Fehleranzahl wird differenziert in Fehler erster Art und Fehler zweiter Art. Fehler erster Art sind dabei Reize ohne nachfolgende Tastenbetätigungen seitens der Probanden. Fehler zweiter Art sind Tastenbetätigungen ohne vorhergehende Reize. Die Überwachungsaufgabe wird dabei einmal unter einer Lichtbedingung mit biologisch wirksamen Anteilen (380-580 nm) durchgeführt. Das Licht wirkt optisch eher bläulich, so wird diese Versuchsbedingung nachfolgend als „Blau“ bezeichnet. Der zweite Versuchsdurchgang erfolgt unter einer Lichtbedingung ohne diese Anteile (580-780 nm). Dieses Licht dagegen wirkt optisch eher rötlich, die Versuchsbedingung wird nachfolgend mit „Rot“ bezeichnet. Die Beleuchtungsstärke wird für beide Versuchsbedingungen mit 500 lx konstant gehalten und orientiert sich an den gängigen Normen für Arbeitsplätze in Büro- und Leitwartenumgebungen (DIN 11064-6: 2005; DIN 5035-7: 2004). Es erfolgt eine Wiederholungsmessung der gleichen Versuchspersonen, da Lerneffekte bei dieser Aufgabe weitestgehend auszuschließen sind. Zusätzlich wird die Abfolge der Versuchsbedingungen permutiert, um mögliche Reihfolgeeffekten zu vermeiden. Neben der Leistung in der Überwachungsaufgabe wird ebenfalls die Auswirkung der Lichtbedingung auf die Wachheit/ Ermüdung mit Hilfe eines pupillometrischen Schläfrigkeitstests („F2D“ der Firma Amtech aus Dossenheim) ermittelt. Der Wert für die Wachheit bzw. Ermüdung wird anhand der Fluktuationen des Pupillendurchmessers der Versuchsperson bestimmt. Da Wachheit eine wichtige Voraussetzung für das Erbringen einer Aufmerksamkeitsleistung darstellt, wird die Auswirkung darauf mit erfasst. Gleichzeitig werden Kovariablen, die ebenfalls einen Einfluss auf die Vigilanz haben könnten (z.B. Schlafgewohnheiten und -dauer), mittels Fragebogen erfasst und können so kontrolliert und in die statistische Auswertung der Daten mit einbezogen werden.

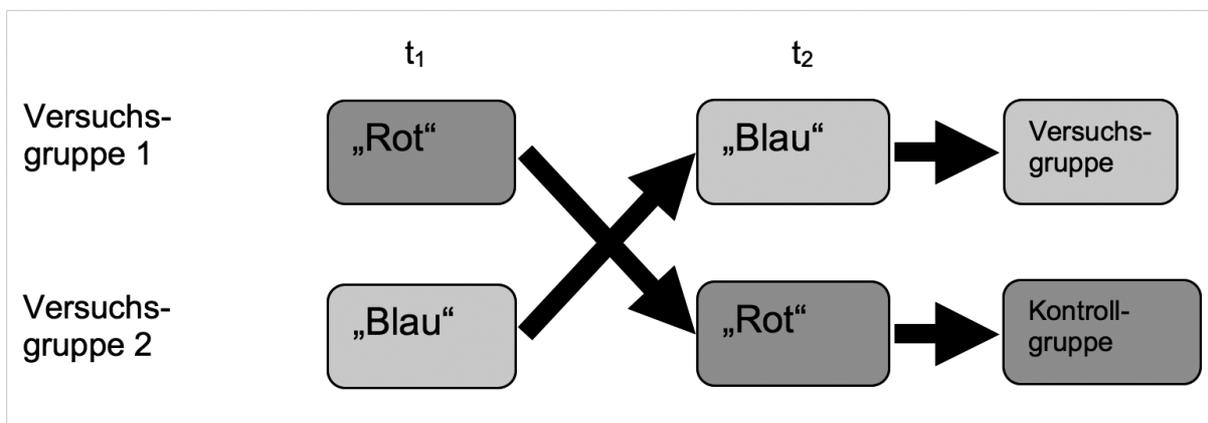


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Versuchsdesigns mit Wiederholungsmessung

Ergebnisse

Die so gewonnenen Daten sollen mittels Unterschiedstest auf signifikante Unterschiede geprüft werden. Dann können Aussagen getroffen werden, ob die biologisch wirksame Lichtbedingung neben der Unterdrückung von Melatonin ebenfalls kurzfristige Wirkung auf die Wachheit/ Aktivierung des Menschen hat. Lässt sich dieser Effekt nachweisen, können die Erkenntnisse in ein sich an unterschiedliche Situationen anpassendes Lichtszenario eingegliedert werden. Dieses sollte den Anforderungen des arbeitenden Menschen eher gerecht werden als die momentan vorherrschende statische Beleuchtung. Dies kann somit ein wichtiger Baustein eines Gesamtkonzepts sein, den Herausforderungen, die durch neue Belastungen durch die Energiewende entstehen, zu begegnen. Neben einem umfassenden Szenario lassen sich aus den Erkenntnissen ebenfalls einzelne Gestaltungsempfehlungen ableiten, die sich leicht und ohne großen Aufwand in bereits vorhandene Beleuchtungskonzepte eingliedern lassen.

4.2 ÜBERTRAGUNGSNETZE II (SESSION C2)

4.2.1 Technologie-Visionen zur elektrischen Energieübertragung zukünftiger europäischer Netze

Jürgen FABIAN(*)¹, Thomas HAGER(*)¹, Michael MUHR¹

Einleitung und Motivation

Aus dem derzeitigen Wandel der elektrischen Energieversorgung nach technischen, wirtschaftlichen, politischen, gesellschaftlichen sowie ökologischen Perspektiven ergeben sich neue Herausforderungen an die elektrische Stromversorgung der Zukunft. Durch die voranschreitende Industrialisierung nimmt auch der Energiebedarf an elektrischer Energie zu, wobei es heutzutage mit dem knapper werden von fossilen Rohstoffen ein Umdenken in Richtung erneuerbarer und umweltfreundlicher Ressourcen zur Energieumwandlung gibt.

Mit der Einführung von dezentralen Energieumwandlungsanlagen und der Einspeisung erneuerbarer dargebotsabhängiger Energien wird die Netzregelung jedoch weiter erschwert. Darüber hinaus müssen immer größere Mengen elektrischer Energie über weite Distanzen übertragen werden, was den Einsatz eines überregionalen Netzes mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) immer interessanter werden lässt. Diese neuen Rahmenbedingungen verlangen nach innovativen Übertragungskonzepten sowie neuwertigen Übertragungstechnologien.

Smart Grid und Super Grid

Zukünftig ist ein Anstieg an dezentralen Energieumwandlungsanlagen aus erneuerbaren Energien aufgrund von gesetzlichen Förderungen zu erwarten. Aus Kostengründen ist jedoch bis heute noch keine flächendeckende Kommunikationsanbindung von dezentralen Energieeinspeisern untereinander und zum Netzbetreiber realisiert, wodurch die Regelung in den untersten Netzebenen unkoordiniert ist. Es ist daher abzusehen, dass sich mittelfristig ein Wechsel vom passiven zum aktiven Verteilnetz (Smart Grid) ergeben wird. Durch den Einsatz von so genanntem Smart Metering kann einerseits durch die informationstechnische Vernetzung eine Koordination von dezentralen Einspeisern bewerkstelligt werden und andererseits lässt sich eine Effizienzsteigerung innerhalb eines Elektroenergiesystems ermöglichen.

Im Gegensatz dazu steht ein immer größer werdender Leistungsbereich von dezentralen Einspeisern. Beispielsweise ist in den letzten Jahren der Einsatz von Windkraftanlagen wesentlich verstärkt worden. Von vereinzelt Anlagen im Mittelspannungsnetz über kleine Windparks (einige MW Anschlussleistung) welche in das 110 kV-Netz einspeisen, bis hin zu großen Leistungen (mehrere 100 MW bis einige GW) mit einer Anbindung an das Verbundnetz.

An dieser Stelle sei das Konzept eines „Supergrid“ genannt, welches die zwei Technologien Offshore-Windenergie bzw. Solaranlagen („Desertec“) und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) vereint. Dieses Supergrid – ein Synonym für zukünftige transeuropäische Übertragungsnetze – soll es europäischen Ländern ermöglichen multilateralen Energiehandel zu betreiben sowie erneuerbare Energien aus Europa nachhaltig zu nutzen.

Als langfristiges Ziel ist eine Weiterentwicklung zu einem „smarten Gesamtsystem“, sowohl in technischer als auch wirtschaftlicher Betrachtung, anzustreben.

Schlüsselwörter: Netzregelung, Phasenschiebertransformatoren (PST), Flexible AC Transmission Systems (FACTS), Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ), erneuerbare Energien, Smart Grid, Super Grid

¹ Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz, Inffeldgasse 18, Tel.: +43 (0)316 873 7418, Fax: +43 (0)316 873 107418, juergen.fabian@tugraz.at, www.hspt.tugraz.at

4.2.2 Dimensionierung eines Super-Grids für eine Vollversorgung Österreichs mit regenerativem Strom

Michael CHOCHOLE(*)¹



Inhalt

In dem Forschungsprojekt „Super-4-Micro-Grid – Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel“ wird auf Basis der inländischen Potentiale für Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik untersucht ob eine Versorgung aus rein regenerativ erzeugtem Strom in Österreich möglich ist. Da ausreichend Potential vorhanden ist stellt sich weiter die Frage ob die erzeugte Energie im Österreichischen „Super-Grid“ transportiert werden kann. Zum einen um die regionalen Ausgleichseffekte zu nutzen und zum anderen um den notwendigen Energieausgleich mit dem Speicher sicherzustellen.

Für das Projekt wurde angenommen, dass Österreich als Insel betrachtet wird. Ausgehend vom ENTSO-E Netzplan und vom Verbund Masterplan für den Übertragungsnetzausbau wurde ein Modellnetz erstellt, mit Hilfe dessen der Energietransport des regenerativ erzeugten Stroms in Österreich untersucht werden kann. Die damit ermittelten Leitungsbelastungen sollen einen Einblick vermitteln ob es aus Sicht des Übertragungsnetzes möglich ist Österreich rein regenerativ mit Strom zu versorgen.

Methodik

Ausgehend von der meteorologischen Datenbasis für den Niederschlag, die Windgeschwindigkeit und der Globalstrahlung aus fünfzehn Jahren, wurde Österreich in acht Regionen unterteilt. Für jede Region sind die meteorologischen Messwerte in Wertereihen für die daraus resultierende elektrische Erzeugung berechnet worden, die auf unterschiedlichen Ausbauszenarien mit unterschiedlich starker Lastzunahme beruhen.

Ausgehend vom aktuellen Übertragungsnetzplan und den Ausbauplänen inklusive dem geschlossenen 380kV Ring wurden die Regionen entsprechend mit Leitungen verbunden. Dargestellt ist dies in der Abbildung 1. Die notwendige aufzubringende Ausgleichsenergie die sich aus den Lastflussberechnung mit den Wertereihen ergeben haben, wurden entsprechend der realen Speicherkraftwerksverteilung in Österreich prozentuell auf die Regionen aufgeteilt.

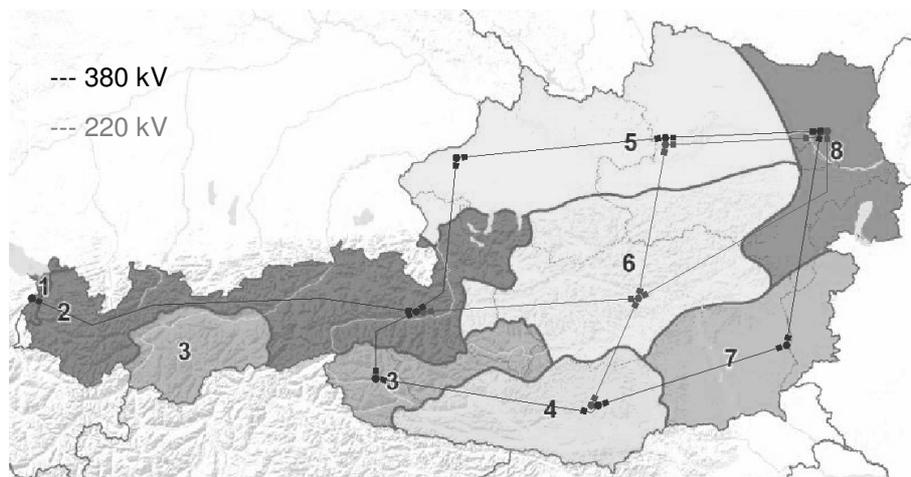


Abbildung 1: Modellnetz eingezeichnet in die Österreichkarte und Regionsunterteilung

Ergebnisse

Aus den Lastflussberechnungen wurde ausgehend von den Wertereihen für die rein regenerative Stromversorgung in Österreich, die maximal auftretende Leitungsbelastung, und die notwendige Speicherleistung ermittelt. Dabei hat sich gezeigt, dass die aktuell installierten Speicherkraftwerke

¹ Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Technische Universität Wien, Gußhausstraße 25 /370-1, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801 370140, chochole@ea.tuwien.ac.at, www.ea.tuwien.ac.at

nicht ausreichen würden um zu jeden Zeitpunkt das Gleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung herzustellen. Deswegen wurde in einer zusätzlichen Analyse versucht die zusätzlich zu installierende Speicherleistung so zu positionieren, dass die Leitungsverluste minimiert werden.

In der Abbildung 2 sind für die ermittelten Szenarien¹ die Ergebnisse dargestellt. Für das Szenario LZ bei niedriger Last und Zubau der Wasserkraft ist zu erkennen, dass die maximal auftretende Leitungsbelastung nicht über die zulässigen Belastungsgrenzen hinausgeht. Bei dem energetisch am problematischsten Szenario, mit hoher Last und bestehender Wasserkraft allerdings müssten Teile des Übertragungsnetzes auf das Fünffache ausgebaut werden. Wird hingegen der ohnehin notwendige zusätzliche Speicher so im Netz integriert, dass sich die Leitungsverluste minimiert werden, so können die maximal auftretenden Leitungsbelastungen recht deutlich auf unter zweihundert Prozent reduziert werden.

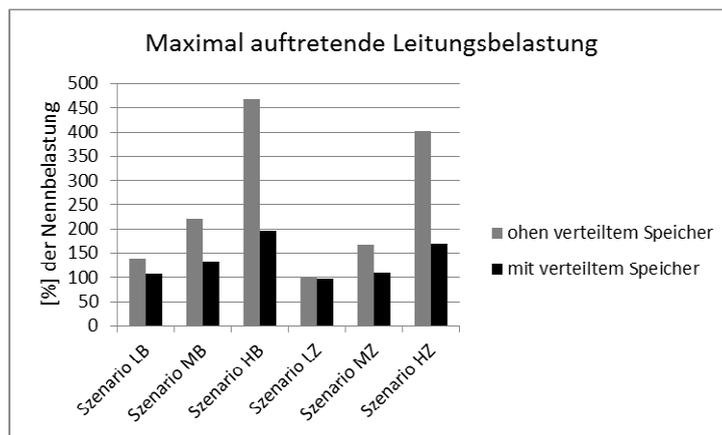


Abbildung 2: Ergebnisse der Lastflussberechnungen

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass der 380kV Übertragungsnetzring auf jeden Fall notwendig sein wird, sollte Österreich aus rein regenerativ erzeugtem Strom versorgt werden. Die bei allen Szenarien am stärksten belastete Leitung ist jene die die Regionen zwei und fünf verbindet. Das liegt daran, dass über diese Leitung die großen Lastzentren mit den Speichern verbunden werden. Des Weiteren ist zu erkennen, dass durch eine geschickte Speicherverteilung die maximal auftretenden Leitungsbelastungen deutlich reduziert werden könnten. Sollte jedoch die Last stark ansteigen werden zusätzlich zu dem 380kV Ringschluss zusätzliche Leitungsverstärkungen notwendig.

Literatur

- [1] Boxleitner, M. et al.: Super-4-Micro-Grid und das Österreichische Windpotenzial; 11. Symposium Energieinnovationen, 10.-12.2.2010, Graz/Austria
- [2] Groß, Chr. et al.: Photovoltaik-Erzeugung für eine regenerative Vollversorgung Österreichs; 11. Symposium Energieinnovationen, 10.-12.2.2010, Graz/Austria

Das Projekt „Super-4-Micro-Grid“ wird aus den Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt

¹ Szenario L/M/H ... niedrige (=gleichbleibender Verbrauch) / mittlere (+25%) / hohe Last (+100%), B / Z für Bestand / Zubau (+10TWh) bei der Wasserkraft

4.2.3 Wirtschaftliche Bewertung eines stationären Speichersystems - Teilnahme an den Regelenergiemärkten der APG-Regelzone

Rusbeh REZANIA¹, Wolfgang PRÜGGLER²

Motivation

Die homogene Integration von Erzeugungsanlagen (vor allem Photovoltaik und Windkraft) in Mittel- und Niederspannungsnetze stellen neue Herausforderungen im technischen und ökonomischen Bereich dar. In diesem Zusammenhang kann die gleichzeitige Einspeisung von hohen Leistungen mit kurzer Dauer hingewiesen werden. Die Netzrestriktionen können in diesem Fall mit einer entsprechenden Netzverstärkung oder/und Integration von Speichertechnologien (in Kombination mit lokaler erneuerbarer Erzeugung) erfüllt werden. Stationäre Speichertechnologien könnten dabei auch mit der Teilnahme an Regelenergiemärkten – z.B. mittels Aggregation- einen Beitrag für die Stabilität und Versorgungssicherheit des gesamten Stromsystems leisten. Dieser Beitrag beschäftigt sich daher im Rahmen des Projekts Multifunktionales Batteriespeicher-system (MBS) mit dem wirtschaftlichen Potential eines Speichersystems unter Berücksichtigung dessen Teilnahme an den unterschiedlichen Regelenergiemärkten in der Austrian Power Grid (APG)-Regelzone.

Das Projekt MBS wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

Methode

Das Speichersystem besteht aus einer Vanadium-Redox-Flow-Batterie mit einer Gesamtkapazität von 100 kWh und einer PV-Anlage. Die installierte Leistung der PV-Anlage ist eine variable Größe. Die ausgewählte methodische Vorgangsweise bezüglich der Teilnahme des Speichersystems an den Regelenergiemärkten wurde wie folgt festgelegt:

- Analyse der Marktregeln für die Teilnahme in den Regelenergiemärkten,
- Definition von den wöchentlichen Einsatzplänen basierend auf einer statistischen Analyse des Aufkommens des Regelenergiebedarfs in der APG-Regelzone im Jahr 2010 (wöchentliche Prognose),
- Optimierter Einsatz (Lineare Optimierung) des Speichersystems im Zusammenhang mit einer gleichzeitigen Teilnahme an den Regelenergiemärkten und am EEX (European Energy Exchange) – Markt (Erweiterung der verwendeten Methode aus [1]),
- Definition von Randbedingungen der Optimierung, die sich aus den Marktregeln (Leistungsreserve für die gesamte Ausschreibungsdauer) und technischer Definition des Speichersystems (Maximale/Minimale Lade- und Entladeleistung, Speicherkapazität, PV-Erzeugung) ergeben.

Ergebnisse

Die Ergebnisse beinhalten die Darstellung der möglichen Deckungsbeiträge des Speichersystems unter verschiedenen Einsatzmöglichkeiten an den Regelenergiemärkten. Auch ein Vergleich zwischen den jährlichen Deckungsbeiträgen und Annuitäten der Systeminvestitionskosten (vgl. [1] und [2]) ist vorgesehen. Die Arbeit wird mit der Interpretation der Ergebnisse und deren Vergleich mit unterschiedlichen Speichereinsatzmöglichkeiten aus verschiedenen Literaturquellen abgeschlossen.

¹ Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Energy Economics Group, Technische Universität Wien, Gusshausstr. 25-29, 1040 Wien, Tel.: 0043-1-58801-370375, Fax: 43-1-58801-370397, reaznia@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

² Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Energy Economics Group, Technische Universität Wien, Gusshausstr. 25-29, 1040 Wien, Tel.: 0043-1-58801-370369, Fax: 43-1-58801-370397, prueggler@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

Referenzen

- [1] R. Rezaia, D. Burnier, A. Abart: Energiespeicher zum regionalen Leistungsausgleich in Verteilnetzen- Netzgeführter versus marktgeführter Betrieb, Paper für Internationale Energiewirtschaftstagung Wien, Februar 2011
- [2] M. Glatz, R. Rezaia, W. Prügler: "Multifunctional Battery System – Storage of Renewable Electricity Generation", Paper, 34th IAEE International Conference, Stockholm June 2011

4.2.4 Energiespeicher versus Übertragungsnetz-erweiterung - Einbringung von Flexibilität in zukünftige Elektrizitätssysteme mit hohem Anteil variabler erneuerbarer Energien

Karl Anton ZACH¹, Hans AUER¹

Motivation

Der signifikant steigende Einsatz erneuerbarer Energien zu Stromerzeugung (RES-E) wie Wind (onshore, offshore) und Photovoltaik (PV) verändert die Art und Weise wie Elektrizitätssysteme in der Zukunft betrieben und verwaltet werden müssen. Aufgrund des hohen Anteils variabler RES-E (hauptsächlich Wind) werden zukünftige Elektrizitätssysteme auf mehreren Zeitskalen und in beiden Dimensionen, sowohl in der "Amplitude" als auch der "Frequenz", zusätzlich beansprucht. Daher müssen geeignete Technologien implementiert werden, die die nötige Flexibilität in das zukünftige Elektrizitätssystem bringen. Die beiden aussichtsreichsten Kandidaten in diesem Kontext sind:

- Technologien zur Speicherung großer Energiemengen wie Pumpspeicher (PHES) und / oder Druckluftspeicher (CAES) und
- Erweiterung der Übertragungsnetzkapazitäten um Zugriff zu flexibler Stromerzeugung / Märkten zu bekommen

Die Fähigkeit von großtechnischen Elektrizitätsspeichern (GES) schnell große Mengen an gespeicherter Elektrizität freizusetzen oder die Last zu gewissen Zeitpunkten zu reduzieren (z.B. Bereitstellung von Regelenergie, Lastglättung, etc.) kann viele Probleme abschwächen / lösen die in einem Elektrizitätssystem mit hohem Anteil variabler RES-E auftreten können. Einerseits rufen zusätzliche variable RES-E häufigere Preisfluktuationen in Energiesystem hervor, andererseits verringern sie aber den Preisunterschied zwischen Spitzen- und Grundlast-Perioden. Dieser Preisunterschied ist aber ein essentieller Parameter für die Bestimmung der Ökonomie von Energiespeichern.

Die Bereitstellung von Flexibilität für ein Elektrizitätssystem muss aber nicht notwendigerweise innerhalb eines einzelnen Staates / Marktes erfolgen. Die Erweiterung des Übertragungsnetzes kann Synergien in benachbarte Energiesysteme bringen; neben anderen (z.B. Marktkopplung, Versorgungssicherheit, etc.) kann eine Übertragungsnetzerweiterung signifikant dazu beitragen großtechnische Erzeugungszentren variabler RES-E mit Zentren flexibler Stromerzeugung in einem europäischen Kontext zu verbinden.

Dieses Paper analysiert die Bereitstellung von Flexibilität für zukünftige Elektrizitätssysteme durch GES als auch durch Investitionen ins Übertragungsnetz basierend auf ausgewählten europäischen Fallstudien.

Methode

Zukünftige Potentiale von GES in ausgewählten europäischen Ländern (Dänemark, Deutschland, Griechenland, Irland, Österreich und Spanien) werden in einem breiteren Kontext erhoben, d.h. nicht nur "konventionelle" PHES sondern auch CAES und innovative PHES-Konzepte (z.B. Untergrund-, Meeres-PHES, etc.) werden berücksichtigt.

Im nächsten Schritt werden die identifizierten GES-Potentiale mit der örtlichen Verteilung zukünftiger Winderzeugung auf Landes- / Regionen-Basis in Europa abgeglichen um mögliche direkte Vorteile von GES-Implementierungen zum Ausgleich des lokalen Elektrizitätssystems abzuschätzen. Für die unterschiedlichen gewählten Fallstudien wird die Ökonomie von GES unter verschiedenen Bedingungen / Beschränkungen diskutiert.

¹ Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Energy Economics Group (EEG), Technische Universität Wien, Gusshausstrasse 25-29/370-3, 1040 Wien, Tel.: +43-1-58801-370366, Fax: +43-1-58801-370397, zach@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

Danach wird der Beitrag von möglichen zukünftigen Übertragungsnetzerweiterungen für das Zusammenführen von Zentren variabler Winderzeugung und GES und / oder flexibler konventioneller Stromerzeugung (z.B. Gas- oder GuD-Kraftwerke) in verschiedenen europäischen Regionen analysiert. Es ist wichtig darauf hinzuweisen, dass Investitionen ins Übertragungsnetz auch zusätzliche Vorteile (z.B. Marktkopplung, Versorgungssicherheit) mit sich bringen, die ebenfalls berücksichtigt werden.

In diesem Kontext wird ein Beispiel für eine Übertragungsnetzerweiterung dargestellt: "Central Western Europe" und "Nord Pool", wo eine Kosten/Nutzen-Analyse von Investitionen ins Übertragungsnetz durchgeführt wird. Diese basiert auf dem Ansatz der Wohlfahrtsmaximierung in Abhängigkeit des Großhandelsstrompreises. Die Methode ist in MATLAB implementiert.

Resultate

Beide Technologieoptionen, GES als auch Übertragungsnetzerweiterung, sind nötig um das zukünftige europäische Elektrizitätssystem mit hohem Anteil von variablen RES-E perfekt betreiben zu können. Die zu bevorzugende Maßnahme (Übertragungsnetzerweiterung im Vergleich zu GES) ist abhängig von der Region in Europa und wird hauptsächlich durch eine Kosten/Nutzen-Analyse zu ermitteln sein. Die Fallstudien in diesem Paper sollen in diesem Kontext eine Anleitung bieten.

Beide Technologien leiden allerdings an dem selbem Problem einer geringen sozialen Akzeptanz, welche ohnehin bewältigt werden muss.

Referenzen

Auer: "Grid Regulation in Competitive Markets", Habilitation Thesis, Technische Universität Wien, 2011

Braunsteiner et al: "Die Ökonomie von grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen", Diplomarbeit, Technische Universität Wien, 2011

FP7 Projekt "REALISEGRID: REseArch, methodoLogles and technologieS for the effective development of pan-European key GRID infrastructures to support the achievement of a reliable, competitive and sustainable electricity supply", <http://realisegrid.rse-web.it>

IEE Projekt "OffshoreGrid: Offshore Electricity Infrastructure in Europe", www.offshoregrid.eu

IEE Projekt "stoRE: Facilitating Energy Storage to allow high Penetration of intermittent Renewable Energies", www.store-project.eu

4.2.5 Eye-Tracking an Operatorarbeitsplätzen – Ableitungen von Gestaltungsmöglichkeiten für ergonomische Leitstände

Roberto KOCKROW¹, Sven BINKOWSKI¹, Annette HOPPE¹

Ausgangssituation

Bedingt durch die sich vollziehende Energiewende werden auch neue Anforderungen an Operatoren gestellt, da Überwachungs- und Steuerungshandlungen aufwendiger und zeitkritischer werden. Operatorarbeitsplätze in Leitwarten sind generell geprägt durch eine hohe Anzahl von oftmals tiefengestaffelt positionierten Visualisierungsmitteln. Nach DIN EN ISO 11064-4:2004 sind mehr als vier Monitore mit max. 25 Zoll an modernen Operatorarbeitsplätzen ohne Wechsel der Sitzposition für Überwachungs- und Steuerungstätigkeiten nicht menschengerecht nutzbar. Durch allgemeine Überwachungsanzeigen kann die Visualisierung vervollständigt werden. Bei Wartenneu- und Umbauten ist jedoch tendenziell die Installation einer größeren Anzahl von Visualisierungsmitteln zu beobachten. Als Gründe hierfür werden oft die Notwendigkeit einer umfangreichen Prozessvisualisierung im Falle unvorhersehbarer Störungen, ein hohes Sicherheitsbedürfnis oder die Komplexität des Systems genannt. Auch wenn der Wechsel der Sitzposition ermöglicht wird, ist davon auszugehen, dass die stark erhöhte Anzahl an Anzeigen und Visualisierungselementen physische als auch psychische Beanspruchungen begünstigt. Wichtig wird daher die Gestaltung der Arbeitsmittel, um negative Beanspruchungen zu verringern und die Verfügbarkeit der Anlage zu optimieren.

Durch das Lehrgebiet Arbeitswissenschaft/ Arbeitspsychologie der BTU Cottbus wurden mit Hilfe eines Eye-Tracking-Systems verschiedene Operatorarbeitsplätze in Kraftwerksleitwarten analysiert. **Ziele** der Untersuchung sind zum einen die Bewertung der software-ergonomischen Qualität und die Identifikation angewandter Bedienstrategien. Die erhobenen Eye-Tracking-Daten erlauben zum anderen die Auswertung von Nutzungshäufigkeiten der vorhandenen Visualisierungsmittel. Die Untersuchung fand sowohl in Leitwarten mit hoher als auch geringerer Visualisierungsmitteldichte statt. Zwei der drei bislang untersuchten Leitwarten wiesen eine Tiefenstaffelung der Anzeigen auf. In der dritten untersuchten Leitwarte stand nur eine Bildwand für die zu erledigenden Bedien- und Beobachtungsaufgaben zur Verfügung. Basierend auf den gewonnen Erkenntnissen zur Visualisierungsmittelnutzung wurden Überlegungen angestellt, wie eine optimale Gestaltung von Wartearbeitsplätzen erfolgen sollte und entsprechende Gestaltungsempfehlungen unter Berücksichtigung ergonomischer Parameter mit dem Praxisziel der Minimierung von Bedienfehlern sowie negativen Beanspruchungen gegeben.

Methodik

Die verwendete Methode beinhaltete drei Schwerpunkte, welche durch Kombination der Teilergebnisse die Interpretation der erhobenen Daten ermöglichte. Primär wurde die Eye-Tracking-Studie mit dem Dikablis-Blickerfassungssystem der Firma Ergoneers GmbH durchgeführt. Die Datenaufnahme erfolgt mit einer Art Brille, welche den Arbeitsbereich und das Auge des jeweiligen Probanden in Videostreams aufnimmt. Nach einer aufwendigen Auswertungsprozedur sind mit diesen Daten Aussagen zu Interessenbereichen im Blickfeld (Areas Of Interest, AOI) möglich. Für jedes AOI kann z. B. die Fokussierungshäufigkeit, Blickfrequenz oder Verweildauer statistisch bewertet und entsprechende Ableitungen getroffen werden. Als Probanden stellten sich Operatorinnen und Operatoren in den untersuchten Kraftwerksleitwarten zur Verfügung, welche mit dem Blickerfassungssystem am Leitstand arbeiteten. Dabei konnte der individuelle Umgang mit dem Prozessleitsystemen und der Arbeitsmittelausstattung erfasst werden. Zur Fundierung dieser Daten fanden Interviews mit den Probanden statt, welche sich hauptsächlich auf Funktionalitäten und Eigenschaften der Prozessleitsoftware bezogen. Zudem wurde von den Probanden eine subjektive Benotung bestimmter Kategorien erbeten, um eine erfahrungsbezogene Bewertung einzelner Funktionalitäten zu ermöglichen. Diese Interviews wurden anhand eines Leitfadens geführt und

¹ Brandenburgische Technische Universität (BTU) Cottbus, Lehrgebiet Arbeitswissenschaft/ Arbeitspsychologie, Konrad-Wachsmann-Allee 1, 03046 Cottbus, Tel.: +49 (0) 355/69-4879, Fax: +49 (0) 355/69-4866, kockrow@tu-cottbus.de, www.tu-cottbus.de/awip

besaßen somit einen standardisierten Ablauf. Die Ergebnisse beider methodischer Teilbereiche fließen in die ergonomische Prüfung der Software ein, bei der eine entsprechende Softwareanalyse durchgeführt wurde. An der Studie nahmen insgesamt 40 Probandinnen und Probanden teil. Für die Vergleichbarkeit der Messdaten wurde die Studie unter adäquaten Betriebsbedingungen durchgeführt.

Ergebnisse

Es zeigte sich, dass die zur Arbeit mit dem System angewandten Bedienstrategien der Benutzer abhängig von der Visualisierungsmitteldichte variieren. Zudem konnte abgeleitet werden, dass eine größere Anzahl an Visualisierungsmitteln nicht zwangsläufig zu einer erhöhten Beobachtungsdichte führt. Sind am Leitstandsarbeitsplatz verhältnismäßig wenige Anzeigegeräte installiert, wird dies durch eine erhöhte Bildwechselfrequenz ausgeglichen. Bedienhandlungen werden dabei verstärkt auf den nahe der Sitzposition im zentralen Blickfeld gelegenen Visualisierungselementen durchgeführt. Die Blickfassungsergebnisse zeigen zudem, dass entfernt positionierte Anzeigen eher für Kontrollblicke im Beobachtungsprozess als sekundäre Anzeigen herangezogen werden.

In Prozessleitsystemen sollten Symbole und Schriftzeichen bei gleicher Hierarchiestufe identisch gestaltet sein. Dies gilt auch für die Schriftgröße, welche jedoch bei entfernt vom Arbeitsplatz gelegenen Visualisierungsmitteln durch die Vergrößerung des Sehabstandes nicht mehr ausreichend ist. Sie stellt sich in diesem Fall ohne ein aktives Wechseln der Sitzposition gerade alternsbedingt als deutlich zu gering dar. Die Operatoren kompensieren diesen Umstand offensichtlich aufgrund eines stark ausgeprägten mentalen Modells der Prozessleitsoftware, so dass sie wesentliche Informationen ohne genaue Ablesbarkeit der Symbole bzw. Werte fokussieren und bewerten.

Da eine Verringerung der Anzeigegeräte am Arbeitsplatz von den Operatoren mehrheitlich nicht gewünscht bzw. negativ bewertet wird, scheint die Notwendigkeit für Überlegungen zur Anpassung von stark visualisierten Arbeitsplätzen an den damit arbeitenden Menschen mit seinen Möglichkeiten und Grenzen gegeben. Dabei sollten Aspekte wie eine effektive und effiziente Aufgabenerfüllung sowie die Gewährleistung ergonomischer Grundprinzipien Berücksichtigung finden. Die Untersuchungen ergaben, dass bereits durch die Positionierung der Visualisierungselemente ergonomisch teils stark variierende Rahmenbedingungen erzeugt werden. So kann eine Wölbung bzw. Neigung der Anzeigegeräte deutlich zu konformen Sehabständen beitragen. Die Abstimmung der Gestaltung der Arbeitsmittel ist dabei jedoch von vielen Parametern abhängig, deren menschengerechte Optimierung nicht immer gleichgerichtet ist. Eine konsequente Anpassung auf das Blickfeld und die Erkennbarkeit führt zu der Erfordernis größerer Körperbewegungen. Um Fehl- und Zwangshaltungen auszuschließen, ist eine sorgfältige Abstimmung der einzelnen ergonomischen Parameter notwendig. Durch Wölben des Arbeitstisches und der Tiefenvisualisierung, sowie Neigung von Geräten können nur einige Anforderungen erfüllt werden. Letztlich muss eine weitgehende Individualisierbarkeit gegeben sein, um eine adäquate physische und psychische Beanspruchung zu gewährleisten.

4.3 VERTEILNETZE I (SESSION C3)

4.3.1 DG DemoNetz Validierung - Innovative Spannungsregelung von der Simulation zum Feldtest

M. STIFTER¹, B. BLETTERIE¹, Helfried BRUNNER¹ D. BURNIER(*)¹, H. SAWSAN(*)¹, F. ANDRÉN(*)¹, R. SCHWALBE(*)¹, W. TREMMEL¹, A. ABART², R. NENNING³, F. HERB³, R. POINTNER⁴

Hintergrund

Der Ausbau Dezentrale Erzeugung soll wesentlich zur Versorgungssicherheit in den nächsten Jahren beitragen. Die Einspeisung in Netzausläufern von z.B.: Wasserkraftanlagen kann aber eine Verletzung der vorgeschriebenen Spannungsgrenzen verursachen. Dies bedeutet zuweilen, dass manche Kraftwerksprojekte nicht realisiert werden können, zumindest mit den herkömmlichen Planungs- und Betriebsmöglichkeiten von Verteilnetzen.

DG DemoNetz verfolgt ein innovatives Konzept zur Spannungsregelung durch Stufenstellung der Umspanner und der Blind- und Wirkleistung dezentraler Einspeiser, um die Ausnutzung des Spannungsbands zu optimieren und die Anschlussleistungen dezentraler Erzeuger zu maximieren.

Ziel

Über die letzten Jahre wurden die Konzepte zur Spannungsregelung laufend verbessert und in ausführlichen und umfassenden Simulationen, basierend auf historischen Daten, analysiert. Der nächste Schritt ist der Einsatz und die Erprobung im Netz um die Methode zu validieren.

Das Mittelspannungs-Verteilnetz in der DemoNetz Region „Großes Walsertal“ (Vorarlberg) und „Lungau“ (Salzburg) befinden sich derzeit in der open-loop und closed-loop Inbetriebnahme.

Methode

Der Regelalgorithmus wurde konsequent in zwei Aufgaben separiert – Der „range controller“ sorgt dafür, dass das benötigte Spannungsband (Spreizung der höchsten und kleinsten Spannung) kleiner dem erlaubten Spannungsband ist und der „level controller“ ist dafür zuständig, dass die Spannungen innerhalb des erlaubten Spannungsbandes geschoben werden.

Der existierende Algorithmus wird nach C++ portiert um die Anforderung an die Entwicklung sicherheitskritischer Systeme und die Funktionalität der Anbindung an die Fernwirktechnik und Leitstelle zu erfüllen. Test Driven Development wird als Entwurfsmuster gewählt um die Softwarequalität zu gewährleisten.

Die Kommunikationswege werden mittels verschiedener Kommunikationskanäle aufgebaut: Funk, PLC, LWL und WiMax. Aufgrund von Einschränkungen der verwendeten Technologien bzw. der vorhandenen auch geographischen Gegebenheiten sind Hybridlösungen zielführend.

Für das Testen des Reglers ist der Einsatz von Echtzeitsimulation und Offlinesimulation notwendig. Diese werden direkt mit dem Zielsystem verknüpft um eine größtmögliche Prozessnachbildung zu ermöglichen.

Ergebnisse

Der Prozess der Implementierung von der Simulation, Testen und Inbetriebnahme des Reglers, sowie erste Ergebnisse und Erfahrungen beim Testbetrieb werden vorgestellt.

¹ AIT – Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 2, matthias.stifter@ait.ac.at

² Energie AG Oberösterreich Netz, Austria

³ VKW Netz AG, Bregenz, Austria

⁴ Salzburg Netz GmbH, Austria

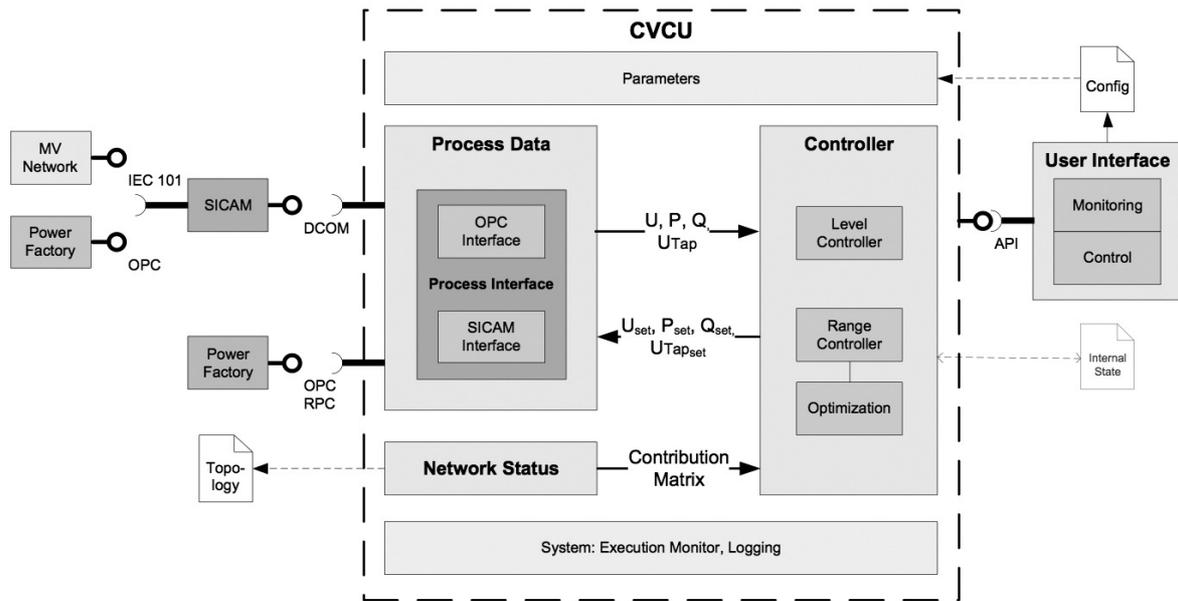


Abbildung 1: Design der Reglerimplementierung

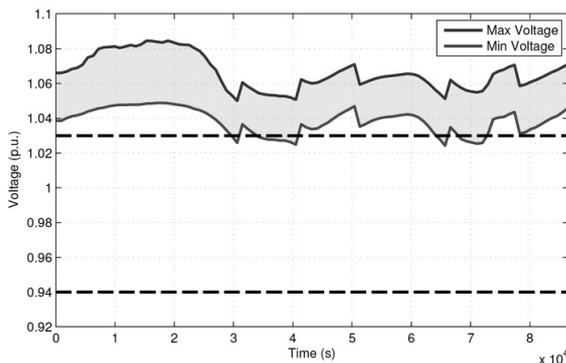


Abbildung 2: Offline Simulation ("level control")

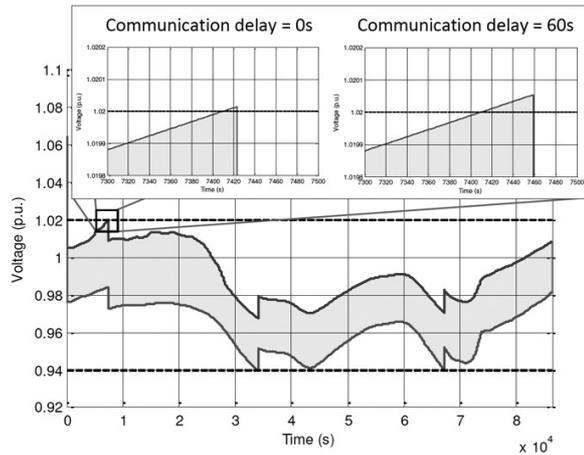


Abbildung 3: Realtime Simulation ("level control")

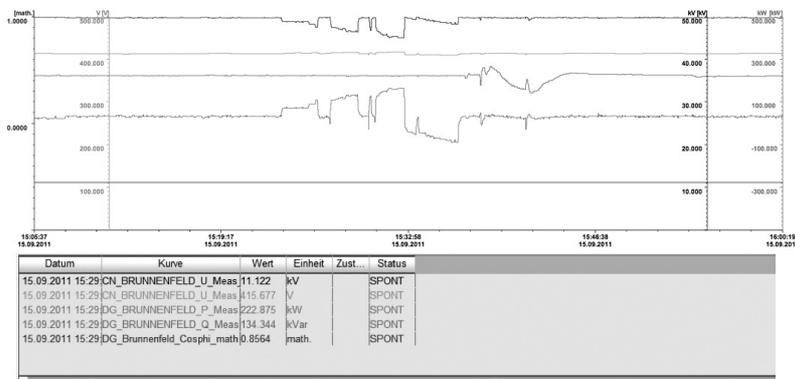


Abbildung 4: Vorgabe Blindleistung und Wirkleistung.

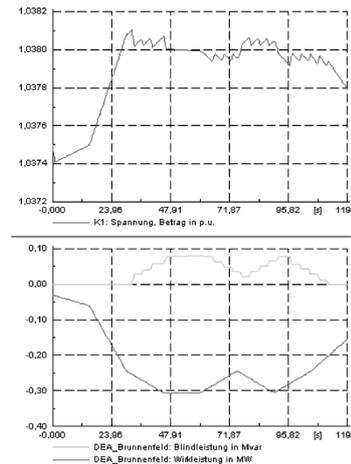


Abbildung 5: Blindleistungsregelung zur Spannungshaltung ("range control")

4.3.2 Statische Stabilität von Stromnetzen – Erfahrungen bei Analyse realer Systeme

Gerhard THEIL¹

Einleitung

Die Belastung elektrischer Energienetze mit Leistungsflüssen, deren Auftreten bei ihrer Dimensionierung und Errichtung nicht vorhersehbar war, kann den Kollaps der Übertragungsfähigkeit der Netze zur Folge haben. Die hier angesprochenen Phänomene können, ohne sich zuvor durch deutlich erkennbare Indikatoren anzukündigen, so rasch verlaufen, dass es nicht möglich ist, rechtzeitig Gegenmaßnahmen zu setzen.

Abhängig von den Zeitkonstanten der Störgrößen unterscheidet man statische und dynamische Stabilitätsprobleme. In der vorliegenden Veröffentlichung werden statische Probleme behandelt. Hierbei ist die Störgröße die Netzlast, wobei ein "langsames" Anwachsen vorausgesetzt wird. Der Verlust der Stabilität äußert sich durch den Zusammenbruch der Energieversorgung in weiten Bereichen des Systems. Hinsichtlich der physikalischen Effekte ist zwischen Spannungs- und Rotorwinkelstabilität zu unterscheiden. In beiden Fällen hat die Anwendung von Verfahren zur Stabilitätsüberprüfung das Ziel, die kritischen Netzbereiche (kritische Knoten), die entsprechenden Grenzwerte (Spannungsbeträge, Spannungsdifferenzwinkel) und das Lastniveau, bei welchem die Grenzen erreicht werden, zu bestimmen.

Folgende Verfahren werden hinsichtlich ihrer Eignung zur Stabilitätsanalyse untersucht:

- Singulärwertmethode nach [1]
- Knoten L-Index-Verfahren nach [2]
- Continuation-Power-Flow (CPF) [3]
- Lastflussrechnung mit Konvergenzsteuerung [4]

Resultate

In Abb. 1 ist die mittels CPF berechnete PV-Kurve des kritischsten Knotens HA sowie des weniger kritischen Knotens RI eines realen 310 Knoten umfassenden Netzes dargestellt. Der Lastfaktor Lambda, bei welchem Instabilität eintritt, beträgt 1,233. Dies bedeutet, dass die Stabilitätsgrenze bei Überschreiten der 2,233-fachen Grundlast (Lambda = 0) überschritten wird. Der untere Zweig der PV-Kurve beschreibt den in der Praxis nicht real existierenden instabilen Bereich des Systems. Kennzeichnend für den Verlauf der PV-Kurve eines weniger kritischen Knotens ist die Tendenz des Spannungsanstieges im unteren Ast der Kurve, siehe Knoten RI in Abb.1.

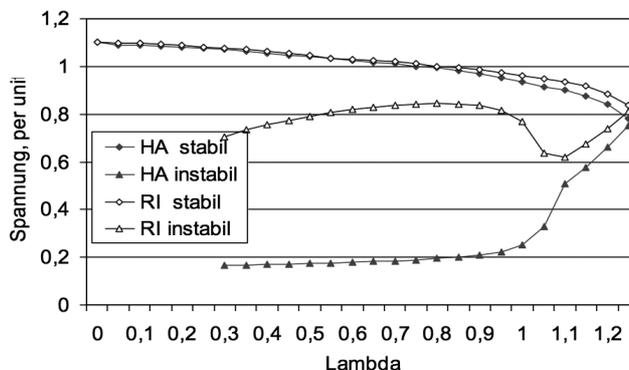


Abbildung 1: PV-Kurven für 2 Knoten des 310-Knoten Netzes

¹ Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, Technische Universität Wien, 1040 Wien, Gußhausstraße 25, Tel.: +43-1-58801-370117, Fax: +43-1-58801-370199, gerhard.theil@tuwien.ac.at

Theoretisch nimmt der Knoten-L-Index an der Stabilitätsgrenze den Wert 1 an [2]. Untersuchungen ergaben jedoch, dass dies bei realen Netzen in der Regel nicht der Fall ist [5]. Bei dem vorliegenden Netz beträgt der L-Index an der Stabilitätsgrenze nur 0,63, siehe Abb. 2. Typisch ist ferner, dass er nach Überschreiten der Stabilitätsgrenze weiter ansteigt, wodurch der Wert 1 bereits weit im instabilen Bereich zu liegen kommt.

Der minimale Singulärwert der Systemmatrix (Jakobi- bzw. Funktionalmatrix) strebt an der Stabilitätsgrenze gegen den Wert 0, was in Abb. 3 deutlich erkennbar ist. Im instabilen Bereich der Kurve können als Folge der Komplexität des Problems (große Anzahl von Zustandsgrößen) weitere Minima auftreten, siehe ebenfalls Abb. 3, Bereich $\Lambda = 1,05$.

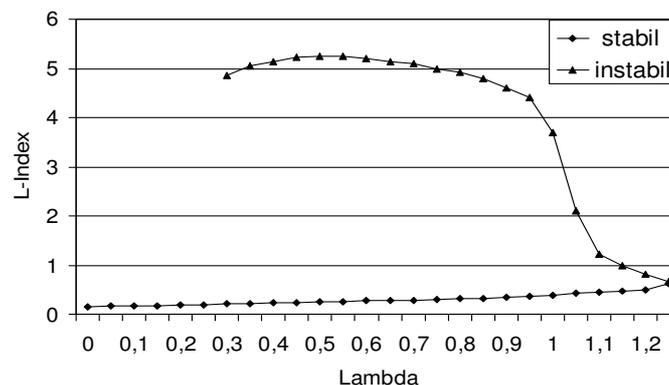


Abbildung 2: Knoten-L-Index, 310 Knoten Netz, kritischer Knoten HA

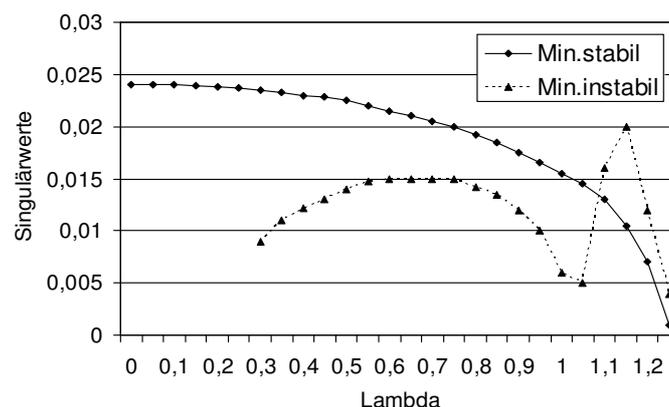


Abbildung 3: Minimale Singulärwerte, 310-Knoten Netz, Betrag bei Λ -max: 0,001

Mit der **Konvergenzsteuerung nach [4]** konnte bei jedem der hier betrachteten Netze die Stabilitätsgrenze ermittelt werden. Sofern die aktuelle Fragestellung nur diese und nicht die Analyse der gefährdeten Netzteile enthält, kann auf andere Methoden verzichtet werden. Dies ist insbesondere bei automatisch ablaufender Ausfallsimulation, z.B. innerhalb der Zuverlässigkeitsanalyse, der Fall.

Sowohl was die Ermittlung der Stabilitätsgrenze als auch der gefährdeten Netzteile betrifft, hat die **Knoten-L-Index-Methode** den Nachteil, dass der Betrag, welchen der Index an der Stabilitätsgrenze besitzt, nicht allgemein definiert werden kann, sondern systemspezifisch ist.

Diesen Nachteil besitzt im Prinzip auch die **Singulärwertmethode**, jedoch wurden im Bereich der Stabilitätsgrenze mit wachsender Last im Vergleich zum L-Index stärkere Gradienten des minimalen Singulärwerts beobachtet, weshalb dieser nach Meinung des Autors aussagekräftiger ist.

Ein großer Vorteil des **Continuation-Power-Flow** besteht darin, dass die PV-Kurven sowohl die Stabilitätsgrenze als auch die gefährdeten Bereiche des Netzes eindeutig anzeigen. Somit stellt der **CPF** das effizienteste der hier untersuchten Analyseinstrumente dar.

Schrifttum

- [1] P.-A. Löf, T. Smed, G. Andersson, D.J. Hill: Fast calculation of a voltage stability index. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 1, Feb. 1992, pp. 54 – 64.
- [2] P. Kessel, H. Glavitsch: Estimating the voltage stability of a power system. IEEE Transactions on Power Delivery, vol PWRD-1, No.3, July 1986, pp.346 – 354.
- [3] Ajarapu, V.; Christy, C.: The continuation power flow: A tool for steady state voltage stability analysis. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7 (1992), No.1, pp. 416 - 423.
- [4] Th. Hartkopf.: Ein modifiziertes Newton Verfahren für stets konvergierende Lastflussiterationen. ETZ-A Bd. 98(1977), Heft 9.
- [5] G. Theil: Vergleich von Verfahren zur Überprüfung der statischen Spannungs- und Winkelstabilität elektrischer Energienetze. Forschungsbereich FB 2/2011, Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Wien 2011.

4.3.3 Innovative Methode zur elektronischen Einstellung der Versorgungsspannung in Ortsnetzen mit Solaranlagen

Günter SCHULZ¹

Kurzfassung

Im Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG-Novelle von 2004) wurden die Anreize zu einer Breitereinführung von Anlagen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien gegenüber dem ersten EEG von 2000 noch einmal deutlich erhöht. Über einen weiteren deutlichen Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich soll deren Anteil bis 2020 auf über 20 % der gesamten Stromerzeugung steigen.

Die Stromnetzbetreiber setzen die gesetzlichen Vorgaben zum Anschluss dezentraler Einspeiser am gesamtwirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt konsequent um. Große Anlagen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien werden in der Regel weitab der Lastschwerpunkte errichtet, so dass in den nächsten Jahren eine nennenswerte Vergrößerung der mittleren Transportentfernung in den Stromnetzen mit entsprechenden Folgen für die Auslastung der Netze eintreten wird. Im EEG wurde – auch für den Fall, dass mehrere Erzeugungsanlagen mit einer Anlagenleistung bis 30 kW an einen Niederspannungsstrang angeschlossen werden – der Hausanschluss als günstigster Netzanschlusspunkt festgelegt. Ein gegebenenfalls erforderlicher Netzausbau erfolgt zu Lasten des Netzbetreibers.

Gleichzeitig sind die Anforderungen der Netzkunden an die Versorgungsqualität, besonders durch den vermehrten Anschluss sensibler Verbrauchsgeräte, deutlich gestiegen. Für die Netzbetreiber besteht die Herausforderung darin, die Anpassung der Netzinfrastruktur an die erhöhten Anforderungen mit möglichst geringen Mehrkosten für die Netzkunden zu bewältigen.

Durch die Zunahme dezentraler Einspeisung aus regenerativen Stromerzeugungsanlagen und aus Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung entwickeln sich die Stromnetze auch in den unteren Spannungsebenen mehr und mehr zu einer Energiedrehscheibe, die die eingespeiste elektrische Energie jederzeit aufnehmen soll und – sofern die Abnahme elektrischer Energie im betroffenen Abschnitt geringer ist – diese Energie sogar in die nächst höhere Spannungsebene einspeist.

Die heutigen Stromnetze sind in ihrer Funktionsweise auf den Lastfluss vom Kraftwerk zum Verbraucher dimensioniert. Das Qualitätsmanagement beim Netzbetreiber stellt sicher, dass die Qualitätskriterien für die Spannungsqualität entsprechend DIN EN 50160 an allen Kundenanschlüssen des Netzes eingehalten werden. Die heutige Herausforderung an die Stromnetze besteht darin – auch unter Berücksichtigung von Energieflüssen in alle Richtungen innerhalb der Spannungsebenen und über die Umspannebenen hinweg die Einhaltung der Spannungsqualität sicherzustellen und dabei die Kosten für den in vielen Fällen erforderlichen Netzausbau möglichst gering zu halten. Insofern sind innovative technische Lösungsansätze erforderlich, die durch Maßnahmen zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit bestehender Netze den Netzausbau soweit möglich vermeiden oder minimieren. Zu diesem Zweck hat die ct.e GmbH das Funktionsmuster eines innovativen 10kV-Trafoeglers entwickelt und in der Praxis erprobt. Dies geschah mit Entwicklungspartnern (RWE Rhein-Ruhr GmbH, Sächsisch-Bayerische-Starkstrom Gerätebau GmbH, Hochschulinstitute) und unter Förderung durch das Land Nordrhein-Westfalen (Initiative Zukunftsenergien) und durch den Europäischen Fonds für regionale Entwicklung. Nach Abschluss der Projekte im Dezember 2008 wurde das Funktionsmuster in einen netztauglichen Prototyp überführt. Dieser Prototyp befindet sich seit Januar 2010 störungsfrei im Verteilnetz des RWE Regionalzentrums Niederrhein in Wesel im Einsatz. Zurzeit werden 5 Vorserienprodukte flächendeckend in Standorten der RWE Regionalzentren Niederrhein, Neuss, Sieg, Münster und Osnabrück verbaut und erprobt.

Die vorgestellte Methode stellt eine kostengünstige Alternative zum primärtechnischen Netzausbau dar, die nach Erreichen der Marktreife den finanziellen Aufwand für die bedarfsgerechte Netzanpassung begrenzen und zugleich technische Verbesserungen herbeiführen kann.

¹ ct.e Controltechnology Engineering GmbH in Herne

4.3.4 Konzepte zum Einsatz von Stromspeichern und Laststeuerungen zur Glättung fluktuierender erneuerbarer Energiequellen im Niederspannungsbereich

Thomas WIELAND(*)¹, Ernst SCHMAUTZER¹, Maria AIGNER¹, Ernst Friedl(*)¹

Einleitung

Durch den Anstieg dezentraler Erzeugungseinheiten im Verteilnetz ist es in Zukunft insbesondere bei Netzengpässen (Bottlenecks) erforderlich, Stromspeicher z.B. Batterien in das elektrische Gesamtsystem zu integrieren. Die im verbrauchernahen Teil des Verteilnetzes stark störenden Fluktuationen von Erzeugung und Verbrauch müssen daher aufeinander abgestimmt werden, um die Netze optimal und ressourcenschonend zu betreiben. Durch die Erzeugung der elektrischen Energie aus erneuerbaren, volatilen Energiequellen kann das Erreichen der europäischen Klimaziele, bestehend aus der Reduktion des CO₂-Ausstoßes um 20%, einer Steigerung des Anteils der Energiegewinnung aus regenerativen Energiequellen auf 20% und einer gleichzeitigen Steigerung der Energieeffizienz um 20%, leichter ermöglicht werden. Die abgestimmte Integration sowie Koordination dezentraler Erzeugungseinheiten mit unterschiedlichen installierten Leistungen und einer volatilen Erzeugungscharakteristik (wie z.B. PV- und Wind-Anlagen) stellen eine große Herausforderung dar, um die 20-20-20-Ziele und den sicheren Betrieb dieser dezentralen Anlagen zu erreichen.

Methode

Durch den möglichen bidirektionalen Lastfluss, verursacht durch die sich vergrößernde Anzahl von dezentralen Erzeugungseinheiten in der Niederspannung, ist es notwendig, technische Lösungen wie z.B. elektrische Speicher- bzw. alternative oder zusätzliche Lastmanagementsysteme zu integrieren, um die vereinbarten Spannungsgrenzen einzuhalten.

Die Bereitstellung eines elektrischen Energiespeichers und eines intelligenten Lastmanagementsystems an den Erzeugerpunkten oder an ausgewählten Stellen im Niederspannungsnetz wird verwendet, um in Netzausläufern auftretende Spannungsprobleme zu reduzieren. Fluktuierende regenerative Quellen und Lasten können somit ausbalanciert und die allenfalls gespeicherte elektrische Energie in Zeiten geringer elektrischer Erzeugung zur Versorgung ausgewählter Verbraucher bzw. zur Spannungsstabilisierung bereitgestellt werden.

Konzept

Ein großer Vorteil des präsentierten Konzepts besteht darin, dass damit die volatile elektrische Erzeugung bzw. der Verbrauch und der daraus resultierende Einfluss auf das elektrische Energiesystem reduziert werden kann.

Die rasch aufeinanderfolgenden Änderungen (Spitzen) der elektrischen Leistung (dP/dt) in PV-Anlagen z.B. durch den Wolkendurchzug in der Atmosphäre können mittels eines geeigneten Stromspeichers reduziert werden. Es ist möglich, in Zeiten der Über- bzw. Unterproduktion der PV-Anlage die elektrische Energie zwischen zu speichern bzw. bereit zu stellen, um die saisonalen-, täglichen- und kurzzeitigen Lastschwankungen auszugleichen. Somit werden die Erzeugung der elektrischen Energie sowie der Verbrauch in der Niederspannung auf Konsumentenebene zusammengeführt und dadurch die Übertragungsverluste verringert.

Im folgenden Beitrag werden die technischen und ökonomischen Vor- und Nachteile eines elektrischen Energiespeichers im Vergleich zu einem Lastmanagementsystem hinsichtlich Spitzenlastverminderung und Lastverschiebung für ausgewählte Lasten einander gegenübergestellt und die charakteristische Größen eines Speichersystems in Kombination mit dezentralen Erzeugungseinheiten und elektrischen Lasten aufgezeigt und analysiert.

¹ Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, Inffeldgasse 18/I, 8010 Graz, Tel.: +43 (0)316 873 7567, Fax: +43 (0)316 873 7553, t.wieland@tugraz.at, www.ifea.tugraz.at

4.3.5 Spannungsregelung in Niederspannungsnetzen durch den Einsatz geregelter Ortsnetztransformatoren

Andreas BECKER¹, Benjamin WERTHER², Johannes SCHMIESING³, Ernst August WEHRMANN⁴

Motivation

Der steigende Anteil dezentraler Energieerzeugung erfordert ein Überdenken aktueller Planungs- und Betriebsvorgaben für bestehende Niederspannungsnetze. Durch die Nutzung meist regenerativer, fluktuierender Energiequellen müssen Verteilnetzbetreiber bereits heute bidirektionale Lastflüsse und damit verbundene Spannungsüberhöhungen berücksichtigen und hierfür ihre Planungsgrundsätze, welche bisher primär auf die Energie-Lieferfunktion des Verteilnetzes abzielen, anpassen. Der Idee folgend, dass eine Dezentralisierung der Energieversorgung auch eine Dezentralisierung in der Spannungsregelung benötigt, wird in diesem Artikel der Einsatz von geregelten Ortsnetztransformatoren (rONT) als eine mögliche Lösung vorgestellt. Bisher sind für diese neue Technologie lediglich Prototypen und somit keine Erfahrungen auf Seiten der Verteilnetzbetreiber vorhanden. Aus diesem Grund hat das EFZN in Kooperation mit der E.ON Avacon AG eine Studie zur Beantwortung der folgenden Fragestellungen durchgeführt:

- Welche Regelgröße sollte verwendet werden? Hierbei ist prinzipiell zwischen der alleinigen Verwendung der Sammelschienenspannung (Monosensorbetrieb) und mehrerer Knotenspannungen (Multisensorbetrieb) zu unterscheiden.
- Welche Vor- und Nachteile unterscheiden diese beiden Varianten?
- Ist es mit Rücksicht auf die Systemstabilität möglich, ein Niederspannungsnetz durch mehrere rONT gleichzeitig zu versorgen? Müssen Kreisströme in derartigen Betriebssituationen berücksichtigt werden?
- Hat der Einsatz von rONT einen negativen Einfluss auf die überlagerten Spannungsebenen?
- Welche Abhängigkeiten sind bei der Wahl von Stufenanzahl und Stufenspannung zu beachten und wie sind diese sinnvoll zu wählen?

Methodik

Zur Analyse der oben genannten Fragestellungen und zur Ableitung erster Erkenntnisse, sind im Rahmen dieser Studie dynamische Netzsimulationen durchgeführt worden. Hierfür sind reduzierte Standardnetzstrukturen, welche beispielhaft in Abbildung 1 zu erkennen sind, aus realen Netzstrukturen abgeleitet worden. Des Weiteren sind reale, gemessene Leistungs- und Spannungsprofile (siehe Abbildung 2) verwendet worden, um das neue Betriebsmittel rONT unter realistischen Bedingungen simulativ zu testen. Ergänzt werden diese Untersuchungen durch den Einsatz synthetischer Testprofile, die die Analyse spezieller Effekte ermöglichen haben. Neben diesen simulativen Betrachtungen sind additiv analytische Berechnungen vorgenommen worden, welche die Abhängigkeiten zwischen Aufnahmekapazität der Niederspannungsnetze an dezentraler Erzeugungsleistung, Stufenspannung und Stufenanzahl verdeutlichen.

¹ Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (TU Clausthal), Am Stollen 19A, 38640 Goslar, Deutschland, Tel.: +495321-3816-8058, Fax: +495321-3816-8009, andreas.becker@efzn.de, www.efzn.de

² Institut für Elektrische Energietechnik (TU Clausthal), Leibnizstraße 28, 38678 Clausthal-Zellerfeld, Deutschland, Tel.: +495323-72-8101, Fax: +495323-72-2104, benjamin.werther@tu-clausthal, www.iee.tu-clausthal.de

³ E.ON Avacon AG, Taubenstraße 7, 38106 Braunschweig, Deutschland, Tel.: +49531-3909-33971, Fax: +49531-3909-40322, johannes.schmiesing@eon-avacon.com, www.eon-avacon.com

⁴ Institut für Elektrische Energietechnik (TU Clausthal), Leibnizstraße 28, 38678 Clausthal-Zellerfeld, Deutschland, Tel.: +495323-72-2595, Fax: +495323-72-2104, wehrmann@iee.tu-clausthal.de, www.iee.tu-clausthal.de

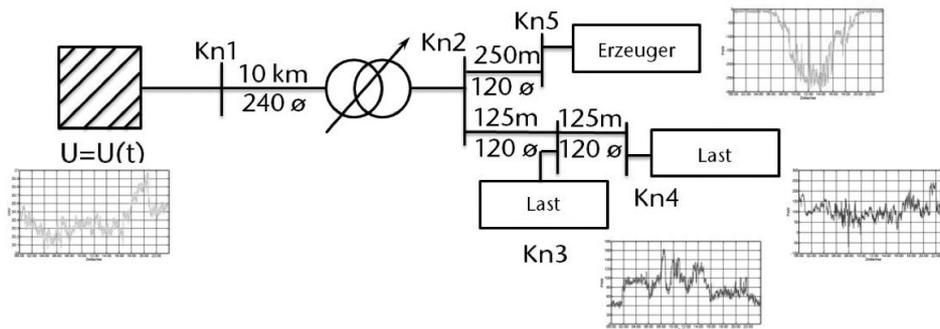


Abbildung 1: Beispiel einer verwendeten Netztopologie sowie angewendeter Zeitreihen

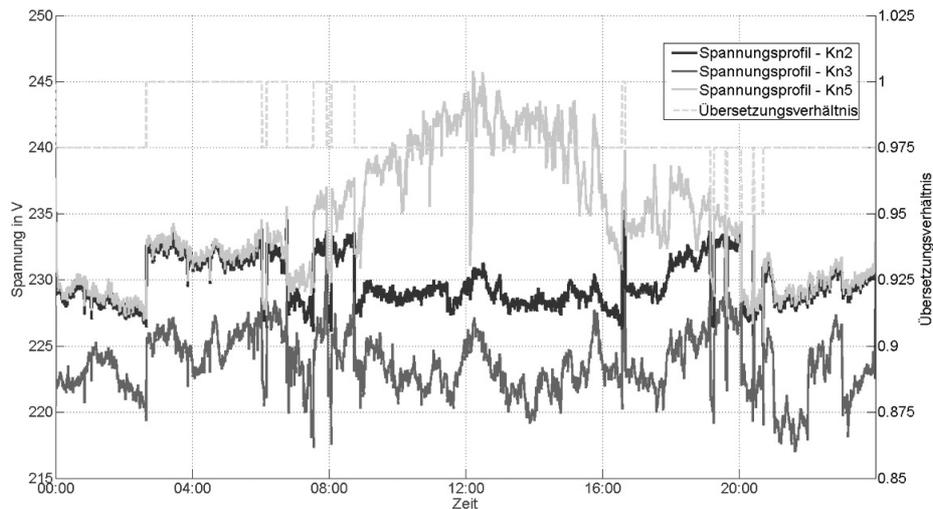


Abbildung 2: Simulationsergebnisse unter Anwendung der in Abb. 1 gezeigten Topologie und Zeitreihen

Ergebnisse

Die Untersuchungen haben ergeben, dass durch den Einsatz eines rONT eine Vergrößerung der zulässigen Spannungsabfälle und -hübe und somit eine Erhöhung der Aufnahmekapazität ermöglicht wird, sofern Stufenanzahl und Stufenanzahl sinnvoll gewählt werden. Auf der einen Seite haben die Simulationen gezeigt, dass die Steigerung der Aufnahmekapazität bei Realisierung eines Multisensorbetriebs größer ist als bei Verwendung der Sammelschienenspannung als alleinige Eingangsgröße (Monosensorbetrieb) für den Regler. Auf der anderen Seite besitzt der Monosensorbetrieb den Vorteil, dass er keine Kommunikationsinfrastruktur benötigt und dass eine negative Beeinflussung durch weitere aktive, spannungsregelnde Einheiten ausgeschlossen werden konnte. Es konnte weiterhin aufgezeigt werden, dass der Einsatz von rONT einen vernachlässigbar geringen Einfluss auf die überlagerten Spannungsebenen aufweist und die Robustheit des Reglers im Multisensorbetrieb stark von der Kombination und Auswahl der Eingangsgrößen abhängt.

Weiterführende Analysen sind notwendig und Gegenstand aktueller Untersuchungen im Rahmen des „e-home Energieprojekts 2020“ (<http://www.efzn.de/forschungsbereiche/energienetze/projekte/>), auf welches ein Ausblick gegeben wird.

4.3.6 GRID OPTIMIZER - Werkzeug zur rückwirkungsarmen Netzeinbindung von Erneuerbare-Energien Anlagen und für optimierten Netzbetrieb

Darlus France MENGAPCHE(*)¹, Eckehard TRÖSTER², Bernhard BETZ³, Rolf SCHNELL¹

Kurzfassung

Den EU-Klimazielen entsprechend ist in Europa eine Reduktion des CO₂-Ausstosses durch eine Steigerung der Energieeffizienz sowie eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien angestrebt. Diese Entwicklung wurde insbesondere durch die jüngsten Ereignisse in Fukushima (Japan) beschleunigt, welche deutliche Impulse zum vermehrten Bau von Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energien gegeben haben.

Da solche Anlagen in der Regel dezentral errichtet werden, besteht die Herausforderung darin, diese nach Möglichkeit in existierende Verteilnetze zu integrieren. Hierbei ist die Einhaltung von technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen. Des Weiteren können beim Betrieb von Netzen mit einem hohen Anteil regenerativer Erzeuger je nach Wetterlage und Netzgegebenheiten etliche Situationen auftreten (z.B. Lastflussumkehr, Spannungsinstabilität, Betriebsmittelüberlastungen, usw.), schnell zu erkennen und sicher zu bearbeiten sind.

In diesem Beitrag wird zunächst untersucht, wie das Auffinden des optimalen Netzverknüpfungspunktes für den Anschluss einer regenerativen Erzeugungsanlage an das Netz automatisiert werden kann. Dabei werden die entscheidungsrelevanten Informationen (Daten, Rahmenbedingungen, ...), die Abläufe und die Methoden für diese Automatisierung aufgezeigt. Darüber hinaus werden auch die Ziele und Vorteile einer solchen Automatisierung sowie die Einbindungsmöglichkeiten in die bestehende Infrastruktur in einer Leitstelle vorgestellt. Hieraus ergibt sich die Entwicklung eines „Netzanschlussassistenten“.

Schließlich wird eine Untersuchung der Fragestellung nach den neuen Aufgaben und Lösungen in der Betriebsführung von Netzen mit hohem Anteil regenerativer Erzeuger durchgeführt. Daraus abgeleitet werden Methoden, Strategien und Funktionen vorgestellt, mit deren Hilfe das Personal der Netzführung ein Netz optimal, sicher und zuverlässig betreiben kann. Weiterhin werden die Integrationsmöglichkeiten in die Leitstelle vorgestellt. Hieraus ergibt sich die Entwicklung eines Unterstützungswerkzeuges: „Netzführungsassistent“.

Im Beitrag wird über das Kooperationsprojekt zwischen dem regionalen Verteiler EWR Netz GmbH (Worms), aX grid solutions GmbH (Dreieich) und Energynautics GmbH (Langen) berichtet, welches zum Ziel hat, einen Grid Optimizer (Netzanschlussassistent + Netzführungsassistent) zu entwickeln.

¹ aX grid solutions GmbH, Otto-Hahn-Straße 36, 63303 Dreieich, Tel.: +4961039242610, Fax: +4961039242650, rolf.schnell@automationX.com, darlusfrance.mengapche@automationX.com, www.aXgrid.com

² Energynautics GmbH, Robert-Bosch-Straße 7, 64293 Darmstadt, Tel.: +4961517858103, Fax: +4961517858113, e.troester@energynautics.com, www.energynautics.com

³ EWR Netz GmbH, Klosterstraße 16, 67547 Worms, Tel.: +496241848645, Fax: +4962418489645, betz@ewr.de, www.ewr-netz.de

4.4 VERTEILNETZE II (SESSION C4)

4.4.1 Schutz vor elektromagnetischen Feldern im Licht künftiger nationaler und europäischer Entwicklungen

Norbert LEITGEB¹

Das Energieversorgungsnetz Europas ist auf nationaler und internationaler Ebene in einem rasanten Wandel begriffen. Dieser wird durch Klimawandel und Kernkraftausstieg beschleunigt. In Hinblick auf die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien mit den (Offshore-)Windanlagen im Norden und den Solarkraftwerken des Desertec Projektes in Nordafrika ist ein transnationales Energieversorgungsnetz mit in Europa bisher kaum eingesetzten Übertragungstechnologien geplant. Darüber hinaus lässt der stark ansteigende Verbrauch elektrischer Energie durch Umstellung auf Elektroautos erhebliche Auswirkungen auch auf die Energieversorgung auf regionaler Ebene erwarten. Diese Entwicklungen führen bereits zu nationalen Netzausbaubeschleunigungsgesetzen, zur Optimierung der Energieübertragung z.B. durch temperaturgesteuertes Lastflussmanagement, zur Lastoptimierung mittels Smart Grids durch Nutzung neuer EVU-interner Kommunikationssysteme z.B. durch Power Line Communication. Als Folge dieser Entwicklung sind geänderte Expositionsszenarien gegenüber elektrischen, magnetischen und elektromagnetischen Emissionen zu erwarten.

Begleitet wird dieses Szenario von Änderungen der Grenzwertregelungen und –empfehlungen z.B. durch die geänderte Empfehlung der Internationalen Kommission zum Schutz vor Nichtionisierender Strahlung (ICNIRP) und die Bemühungen zur Umsetzung der Europäischen Richtlinie 2004/40/EG zum Schutz von Arbeitnehmern vor elektromagnetischen Feldern. Die neuen Expositionsverhältnisse führen darüber hinaus zu einem zusätzlichen Regelungsbedarf durch Strahlenschutzgremien sowohl für Arbeitnehmer als auch für die Allgemeinbevölkerung. In Hinblick auf die Einstufung der magnetischen Wechselfelder als mögliches Karzinogen durch die Internationale Agentur für Krebsforschung (IARC) kommt in Zukunft der Risikokommunikation nicht nur aber auch in Projektgenehmigungsverfahren eine erhöhte Bedeutung zu.

¹ Institut für Health Care Engineering mit Europaprüfstelle für Medizinprodukte, TU Graz, Kopernikusgasse 24/I, 8010 Graz, Tel.: +43 (316) 873 – 7397, Fax: +43 (316) 873 – 107397, norbert.leitgeb@tugraz.at, www.hce.tugraz.at

4.4.2 Neue Alternativen zur Kurzschlussstrombegrenzung

Katrin BÄUML¹, Herbert PIEREDER², Uwe KALTENBORN³

Während der letzten Jahre kann eine Erhöhung des Leistungsbedarfs im Mittelspannungsnetz beobachtet werden. Auf Grund zusätzlicher dezentraler Einspeisungen in Form von erneuerbaren Energien stiegen die Kurzschlussstromwerte (I_{SC}) stetig.

Die aktuelle Netzstruktur basiert auf einem, in eine Richtung ausgerichteten Leistungsfluss, welcher eine zentralisierte Energieerzeugung voraussetzt. Der Strom wird dabei im Übertragungsnetz von Punkt zu Punkt oder einfachen Ringstrukturen übertragen. Im Verteilnetz werden Strahlennetze und offene Ringnetze eingesetzt. Diese Strukturen sind nicht dafür ausgelegt, einen bidirektionalen Leistungsfluss zu realisieren, welcher zum Beispiel durch die Einbindung erneuerbarer Energien zu Stande kommt. Dazu wären vermaschte Ringstrukturen zu bevorzugen. Entsprechend der regulatorischen Vorgaben ist die Netzspannung und Frequenz stabil in der vorgegebenen Bandbreite zu halten. Über die geplante Koordination von Energieerzeugung und Energieverbrauch wurde bisher dieses Gleichgewicht geregelt. Als Konsequenz aus den zusätzlichen intermittierenden Einspeisungen der erneuerbaren Energien steigen die Kurzschlussstromwerte, so dass die installierten Betriebsmittel ihre Leistungsgrenzen erreichen.

Eine Möglichkeit diesen Engpass zu umgehen ist der Netzausbau, z.B. der Ersatz von installierten Schaltfeldern hin zu größeren Leistungsklassen. Da dies eine sehr kostspielige Variante ist, müssen alternative Lösungsansätze erarbeitet werden.

Eine sowohl technisch als auch kommerziell sinnvolle Alternative bietet der Einsatz von Kurzschlussstrombegrenzern. Solche Begrenzer können eingesetzt werden um den Beitrag eines lokalen Erzeugers zum Kurzschlussstrom zu limitieren. Sammelschienen mit mehreren Erzeugereinspeisungen, die ein Niveau des Kurzschlussstromes I_{SC} über ihrem Bemessungswert erreichen, können mit Hilfe von Strombegrenzern segmentiert werden. Im Fehlerfall begrenzt der Strombegrenzer den Fehlerstrom und teilt die Sammelschiene, so dass die entstehenden Segmente den jeweiligen Kurzschlussstrom tragen können.

Neben der Kurzschlussstrombegrenzung bieten Strombegrenzer mehrere Möglichkeiten das Netz effektiver zu gestalten. Unterschiedliche Einsatzmöglichkeiten, wie Sammelschienen- und Netzkopplungen oder Generatorschutz, werden in diesem Beitrag beschrieben. Der Fokus liegt dabei auf der Integration von erneuerbaren Energien.

Kriterien wie Begrenzungsfaktoren, geringe Impedanz im Normalbetrieb, hohe Impedanz im Fehlerfall, Selbstaktivierung, Fehlersicherheit, mehrfache Einsetzbarkeit, geringe Service- und Wartungskosten werden am Beispiel unterschiedlicher Strombegrenzertechnologien erklärt. Besonderes Augenmerk wird hierbei auch auf supraleitende Strombegrenzer, wie z.B. den iSFCL – induktiv geschirmter supraleitender Kurzschlussstrombegrenzer gelegt.

Auf Grund bereits vorhandener Projekterfahrung, zum Beispiel mit einem Projekt eines Strombegrenzers im 33 kV-Netz eines englischen Versorgers, können die unterschiedlichen Technologien hinsichtlich ihrer technischen Anforderungen und ihres ökonomischen Nutzens bewertet werden.

¹ Schneider Electric Sachsenwerk GmbH, Rathenastr. 2, 93059 Regensburg, Germany, Tel: +49 (0) 941 4620 530, Fax: +49 (0) 941 4620 557, katrin.baeuml@schneider-electric.com

² Applied Superconductor Ltd, High Quay, Blyth, NE24 2AZ, United Kingdom, Tel: +44 (0) 7921 234 052, herbert.piereder@apsuli.com

³ Schneider Electric Sachsenwerk GmbH, Rathenastr. 2, 93059 Regensburg, Germany, Tel: +49 (0) 941 4620 318, Fax: +49 (0) 941 4620 438, uwe.kaltenborn@schneider-electric.com

4.4.3 Risikoorientierte Instandhaltungsoptimierung von Mittelspannungskabeln

Jochen BÜHLER¹, Martin HALLAS(*)², Gerd BALZER³

Einleitung

Der Strommarkt in Deutschland hat sich seit der Liberalisierung der Energiewirtschaft stark gewandelt. Die neue Wettbewerbssituation hat den Kostendruck auf die Netzbetreiber massiv erhöht. Aus diesem Grund sehen sich diese heutzutage gezwungen mögliche Einsparpotentiale zu erschließen. Große Einsparpotentiale bietet die Instandhaltungsoptimierung. Einsparungen in diesem Bereich sind jedoch stets mit Risiken behaftet, da sie sich negativ auf die Netzzuverlässigkeit auswirken können. Am stärksten wird die Netzzuverlässigkeit zurzeit durch den Zustand der Mittelspannungsnetze geprägt. Diese sind nämlich für 90% aller Ausfälle im gesamten elektrischen Netz verantwortlich. Der Großteil dieser Ausfälle lässt sich wiederum auf die Mittelspannungskabel zurückführen.

Aus diesem Grund ist es von großer Wichtigkeit, ein Modell zur Instandhaltungsoptimierung von Mittelspannungskabeln zu entwickeln. In diesem Paper wird ein MATLAB[®] Modell dargestellt, mit welchem sich Entscheidungen, über zukünftige Investitionen in das Kabelnetz, objektivieren lassen. Mögliche Investitionen werden hierbei auf Erneuerungen beschränkt, da Inspektionen und Wartungen an Kabelanlagen nur in Ausnahmefällen durchgeführt werden. Ziel der Optimierung ist es somit, den größten Nutzen bei einem vorgegebenen Erneuerungsbudget zu erzielen. Dies wird erreicht, indem das Kosten-Nutzen Verhältnis für alle möglichen Erneuerungsmaßnahmen evaluiert wird. Dadurch ist es im Anschluss möglich, die Maßnahmen zu priorisieren.

Instandhaltungsoptimierung

Heutige Mittelspannungsnetze sind größtenteils historisch gewachsen. D.h. sie beinhalten in der Regel Kabelanlagen unterschiedlichen Typs und Alters. Zudem bestehen Kabelanlagen normalerweise aus einer Vielzahl kleinerer Kabelstücke, welche über Muffen miteinander verbunden sind. Bei der Erneuerungsoptimierung müssen also stets Teilerneuerungen mitberücksichtigt werden. Abbildung 1 zeigt schematisch das Vorgehen einer Kosten-Nutzen Analyse für ein Mittelspannungs-Ringnetz.

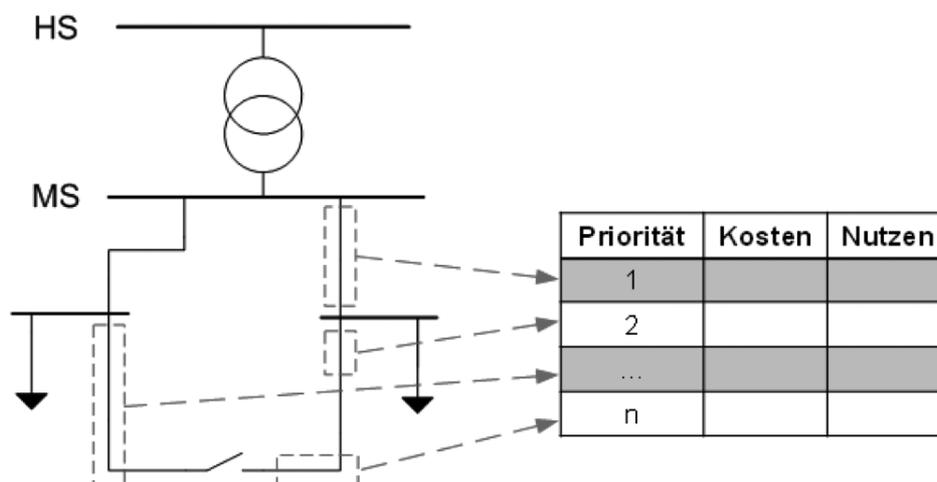


Abbildung 1: Schematisches Vorgehen bei der Kosten-Nutzen Analyse

¹ Technische Universität Darmstadt, Landgraf-Georg-Str. 4, 64283 Darmstadt, Tel.: 06151/163151, Fax: 06151/164259, Jochen.Buehler@EEV.TU-Darmstadt.de, www.eev.e-technik.tu-darmstadt.de

² Technische Universität Darmstadt, Landgraf-Georg-Str. 4, 64283 Darmstadt, Tel.: 06151/163151, Fax: 06151/164259, Martin.Hallas@stud.TU-Darmstadt.de

³ Technische Universität Darmstadt, Landgraf-Georg-Str. 4, 64283 Darmstadt, Tel.: 06151/164852, Fax: 06151/164259, Gerd.Balzer@EEV.TU-Darmstadt.de, www.eev.e-technik.tu-darmstadt.de

Es ist zu erkennen, dass für eine Priorisierung der Maßnahmen, die Kosten und der Nutzen jeder Erneuerungsoption bestimmt werden müssen. Die Kosten ergeben sich aus Kabel- und Verlegungskosten. Sie hängen daher von der Kabellänge, der Verlegungsumgebung (z.B. städtisch oder ländlich), usw. ab. Der Nutzen hingegen lässt sich durch die Absenkung des Ausfallrisikos quantifizieren. Dieses bestimmt sich aus der Differenz des Risikos vor und nach der Maßnahme. Hierbei müssen alle Komponenten wie Muffen, Endverschlüsse oder Kabel, welche zum Gesamtrisiko beitragen berücksichtigt werden. Das Risiko jeder Komponente berechnet sich aus dem Produkt der Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadensausmaßes. Diese beiden Faktoren wurden auf der Grundlage statistischer Daten, in Abhängigkeit äußerer Faktoren wie die Verlegungsumgebung bestimmt. Zudem wurde bei der Bestimmung des Schadensausmaßes menschliches Kausalwissen mit Hilfe der Fuzzy-Logik in das Modell eingebunden. Da Lastausfälle ab dem Jahr 2012 in Deutschland pönalisiert werden, wurden zusätzlich Strafzahlungen für die nicht zeitgerecht gelieferte Energie berücksichtigt.

Ergebnisse

Das vorgestellte Modell wurde auf einen Teilausschnitt eines realen Mittelspannungsnetzes einer deutschen Großstadt angewandt. In Abbildung 2 ist die Risikoänderung des Kabelnetzes in Abhängigkeit des verfügbaren Budgets dargestellt. Die rote Linie zeigt im Umkehrschluss an, welches Budget aufgebracht werden müsste, um einen gewünschten Risikowert zu erzielen. Dieser könnte z.B. unternehmensspezifisch festgelegt werden.

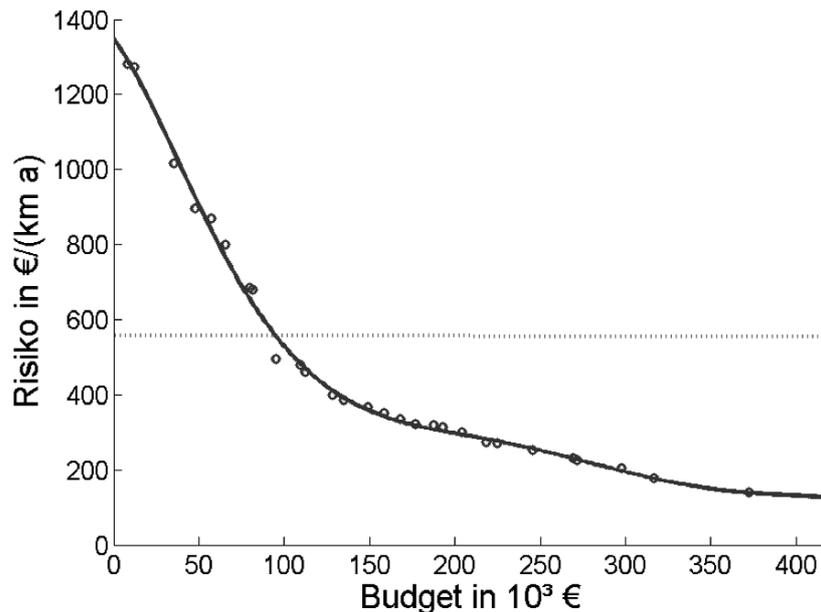


Abbildung 2: Risikoänderung eines Beispielnetzes bei variablem Budget

Weiterhin konnten aus den Simulationen u.a. folgende allgemeine Erkenntnisse für die Instandhaltungspraxis von Mittelspannungskabel gewonnen werden:

- PE, PVC oder alte VPE Kabel haben immer eine sehr hohe Erneuerungspriorität
- Stark segmentierte Massekabel weisen ein hohes Risiko auf
- Stark segmentierte VPE Kabel sind unkritisch
- Eine hohe Übertragungsleistung führt in der Regel zu einer hohen Priorität des Kabels

4.4.4 V2G-Strategien - Auswirkung verschiedener Elektromobilitätsszenarien auf die Spannungsqualität von Niederspannungsnetzen unter Betrachtung der Phasenunsymmetrie

Daniel BURNIER¹, Rusbeh REZANIA², Markus LITZLBAUER³

Einführung

Nach einem Jahrhundert an Dominanz von Verbrennungsmotoren im Bereich der Personenkraftwagen zeichnet sich eine Entwicklung und Durchdringung batteriebetriebener Fahrzeuge im Bereich des motorisierten Individualverkehrs ab. Eine hohe Durchdringung an Elektrofahrzeugen hätte neben positiven Umweltaspekten (regionale Verringerung der CO₂-Emissionen und Partikeln in den Abgasen) auch die Reduktion der wirtschaftlichen Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zur Folge. Andererseits führt die hohe Durchdringung der E-Fahrzeuge in einem Energiesystem zu neuen Anforderungen an den Systembetrieb.

Das Ziel des Beitrags liegt in der Analyse der Auswirkung verschiedenen Elektromobilitätsszenarien auf ausgewählte Niederspannungsnetzabschnitte im Bundesland Salzburg. Hier wird speziell die Auswirkung dieser Elektromobilitätsszenarien in Kombination mit unterschiedlichen Ladestrategien auf das Spannungsniveau der Netzknoten untersucht. Dieser Beitrag stellt einige Zwischenergebnisse des Projekts V2G-Strategien dar.

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt. Das Projektkonsortium setzt sich aus der TU Wien (Antragsteller), Austrian Institute of Technology und Salzburg Netz GmbH zusammen.

Methodik

Die methodische Vorgangsweise der Analyse der Auswirkung von E-Fahrzeuge auf die betrachteten Niederspannungsnetze kann wie folgt beschrieben werden:

- (1) Auswahl von Niederspannungsnetze: Nach einer demographischen Analyse wurden Niederspannungsnetzabschnitte aus der Stadt Salzburg und dem Gebiet Lungau ausgewählt. Die Netzdateien wurden von der Salzburg Netz GmbH zur Verfügung gestellt. Diese Niederspannungsnetzabschnitte bestehen hauptsächlich aus Wohnhäusern. Die in der Analyse verwendeten Haushaltlastprofile basieren sich auf gemessene (dreiphasige) Leistungswerte.
- (2) E-Mobilitätsthroughdringungsszenarien nach der Anzahl der Einwohner je Haushalt: Mit der Berücksichtigung der Anzahl der Haushaltskunden je Hausnummer (Ermittelt aus den Energieverbrauchsdaten, Anonymisiert) wurden zwei E-Mobilitätsthroughdringungsszenarien mit jeweils 40 % bzw. 98 % Durchdringung bestimmt. Die Modellierung der Durchdringungsszenarien erfolgte in Anlehnung an die methodische Vorgangsweise in [[1]. Die Durchdringungswerte beziehen sich auf Plug-In Hybrid Fahrzeuge mit einer Batteriekapazität von 16 kWh und reine batteriebetriebene Fahrzeuge mit Kapazitäten von 16 kWh, 24 kWh bzw. 48 kWh.
- (3) Einführung von unterschiedlichen Ladestrategien: Die Bestimmung der Anzahl der vorhandenen E-Fahrzeuge in den betrachteten Niederspannungsnetzabschnitte stellen die Grundlage für die Analyse der Netzauswirkung der E-Fahrzeuge dar. Das ungesteuerte (Das Laden erfolgt nur am

¹ AIT Austrian Institute of Technology, Österreichisches Forschungs- und Prüfzentrum Ges.mb.H, Giefinggasse 2, 1210 Wien, Tel.:0043-0-50550-6558, daniel.burnierdecastro@ait.ac.at, www.ait.ac.at

² Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe/ Arbeitsgruppe: Energy Economics Group, Technische Universität Wien, Gußhausstraße 25-29, 1040 Wien, Tel.: 0043-1-58801-370375, rezania@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

³ Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe/ Arbeitsgruppe: Elektrische Anlagen, Technische Universität Wien, Gußhausstraße 25, 1040 Wien, Tel.: 0043-1-58801-370132, litzlbauer@ea.tuwien.ac.at, www.ea.tuwien.ac.at

Standort „Zuhause“) und marktorientierte (Das Ziel beim Laden liegt in der Minimierung der Ladekosten) Laden bilden die Bandbreite der untersuchten Ladestrategien. Die Ladestrategien wurden für maximale installierte Anschlussleistungen von 4 kW_{el} bzw. $11 \text{ kW}_{\text{el}}$ unter Berücksichtigung des Ladeverhaltens der Li-Ion Batterien berechnet.

Es wurde zusätzlich eine Zuordnung der Ladeprofile zu den Netzknoten und Aufteilung auf die drei Phasen durchgeführt. Der Ladevorgang unterscheidet sich dann zwischen einphasigem und dreiphasigem Laden. Dadurch wird das Thema Lastunsymmetrie in Niederspannungsnetzen betrachtet.

Ergebnisse

Abbildung 1 zeigt die Spannungsänderung bei ungesteuertem Laden für eine installierte Anschlussleistung von 4 kW_{el} im Szenario ohne Elektromobilität und in den Durchdringungsszenarien 2030 (40 % Durchdringung) und 2050 (98 % Durchdringung). Die Spannungsänderungen sind für alle Knoten eines der betrachteten Niederspannungsnetzabschnitte ersichtlich. Pro Netzknoten werden die Spannungswerte für alle drei Phasen dargestellt. In der Abbildung erfolgt das einphasige Laden an allen Netzknoten immer an der Phase 1 (absoluter „Worst Case“). Abbildung 2 zeigt dasselbe Szenario mit dem Unterschied, dass hier die einphasigen Lasten auf die drei Phasen verteilt sind.

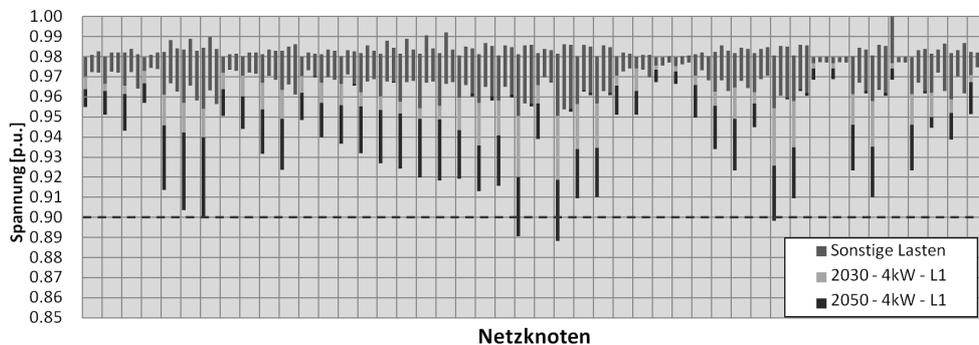


Abbildung 1 – Spannungsänderung aufgrund der Elektromobilität (Laden erfolgt an der Phase 1)

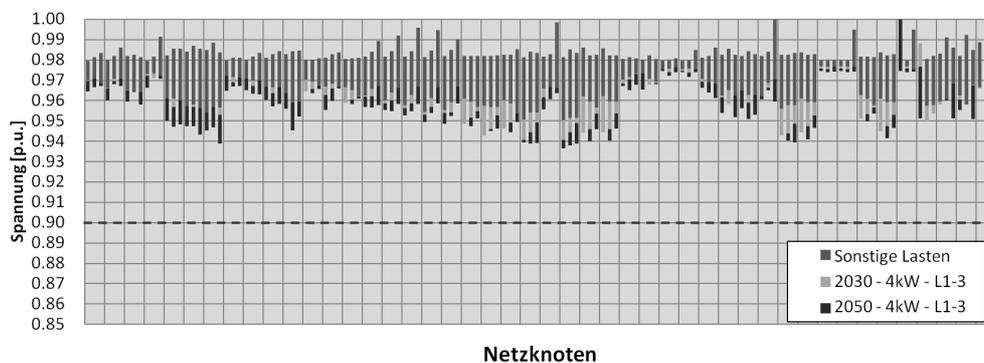


Abbildung 2 – Spannungsänderung aufgrund der Elektromobilität (Laden auf die drei Phasen verteilt)

Der Spannungsabfall an der Transformatorstation zwischen der Mittelspannungs- und Niederspannungsebene ist ca. 2 % (0,98 p.u.). Spannungswerte unter 0,90 p.u. (10-Minuten Mittelwert laut der EN 50160) entsprechen Unterspannung (auf den Abbildungen dargestellt). Die gleichmäßige Aufteilung auf die drei Phasen führt zu einer Entlastung der betrachteten Knoten. Die Realität liegt zwischen den beiden dargestellten Grenzszenarien. Die U-Probleme werden für das ungesteuerte und marktorientierte Laden zeitlich identifiziert und die Fahrzeugprofile entsprechend angepasst, um eine eventuelle Verletzung der Netzrestriktionen verhindern zu können.

Referenzen

- [1] M. Kloess, Müller Andreas (2011): „Simulating the impact of policy, energy prices and technological progress on the passenger car fleet in Austria - A model based analysis 2010 - 2050“, Energy Policy, Volume 39, Issue 9, pp. 5045-5062.

4.4.5 Assistentengestütztes Energiemanagement in einem SmartGrid

**Thorsten FIEDLER¹, Dieter METZ², Darlus France MENGAPCHE(*)³,
Andreas DOß⁴, Gregor RICHTER(*)⁵**

Kurzfassung

SmartGrids werden als zellenartig strukturierte, intelligente Versorgungsgebiete mit eigenen, dezentralen und regenerativen Einspeisungen und Speichern verstanden. Die Intelligenz besteht in der informationstechnischen Vernetzung und Steuerung, insbesondere um Last und Erzeugung aufeinander abzustimmen. Da hierfür typischerweise eine Vielzahl von Optionen besteht, wird diese Aufgabe teils rechengestützt ablaufen müssen. Denn der Einbezug der neuen Komponenten stellt die Verteilnetzbetreiber und das Personal der Leitstelle vor neue Aufgaben. Das Spektrum des operativen Netzbetriebs wird um das Management der stark fluktuierenden Erzeugungen und Lasten sowie der Stromspeicher erweitert. Die jeweilige Erzeugungssituation und die Transporte dafür müssen bewältigt, die Spannung stabilisiert und die Netzkomponenten und ihr Einsatz optimiert werden.

In diesem Beitrag stellen die Autoren das Prinzip des SmartGrids-Assistenten „Energiemanager“ vor. Dieser ist ein Modul des Leitsystems und unterbreitet dem Schaltpersonal in regelmäßigen Intervallen Vorschläge, wie die Komponenten und Ressourcen des Netzes optimal einzusetzen sind. Die Berechnungsgrundlage für den Energiemanager ist das Datenmodell des Netzes wie netzinterne regenerative Einspeisungen, Speicher, Gasturbinen, virtuelle Kraftwerke, die Möglichkeiten des Demand-Side-Managements und der Zugriff auf eine Handelsplattform. Auf Basis dieser Daten und der dynamischen Zustände der Komponenten, Messwerte und Prognosen wird dann eine Optimierungsrechnung durchgeführt. Die Optimierung verfolgt vorab definierte Ziele, beispielsweise die kostengünstigste Lösung oder eine CO₂-optimierte Lösung zu finden.

Das Management und der optimale Einsatz von RES, Speichern und virtuellen Kraftwerken über einen mittleren Zeitraum (z.B. einen Tag) stellen ein komplexes Optimierungsproblem dar. Als methodischer Lösungsansatz hierfür wurde ein evolutionärer Algorithmus erfolgreich getestet, welcher den optimalen Einsatz der Komponenten, z.B. für die nächsten 24 Stunden, bestimmt und in Form einer Vorschlagsliste dem Leitstellenpersonal präsentiert.

Neben dem methodischen Ansatz werden auch konkrete Einsatzbeispiele beschrieben. So wurde für gegenwärtige und zukünftige Szenarien mit einem hohen Anteil von erneuerbaren Erzeugern und Speichern die Wirkungsweise des Energiemanagers erprobt. Die Autoren berichten von ersten Erfahrungen im Simulationsbetrieb und zeigen die Vorteile eines solchen Optimierungswerkzeuges auf.

¹ OHP Automation Systems GmbH, Gutenbergstr.16, 63110 Rodgau, Tel.: +49-6106-84955-18, Fax: +49-6106-84955-20, fiedler@ohp.de, www.ohp.de

² Hochschule Darmstadt, FB EIT, Birkenweg 8-10, 64295 Darmstadt, Tel.: +49-6151-16-8231, metz@eit.h-da.de, www.eit.h-da.de

³ Hochschule Darmstadt, FB EIT, Birkenweg 8-10, 64295 Darmstadt, Tel.: +49-6151-16-8461, darlus-france.mengapche@h-da.de, www.eit.h-da.de

⁴ Verteilnetzbetreiber (VNB) Rhein-Main-Neckar GmbH & Co. KG, Frankfurter Straße 100, 64293 Darmstadt, andreas.doss@vnb-rmn.de, www.vnb-rmn.de

⁵ BASF SE, GTE/SC-L950, D-67056 Ludwigshafen, Tel.: +49-621-60-49042, gregor.richter@basf.com, www.basf.de

Untersuchungen zu hybriden Speichermodellen in Niederspannungsverteilnetzen mit hohem Anteil an Photovoltaikanlagen

Martin LÖDL(*)¹, Rolf WITZMANN², Michael METZGER³

Einleitung

In Deutschland wird derzeit eine kontroverse Debatte über die Energieversorgung der Zukunft geführt. Die energiepolitische Zielsetzung der Bundesregierung sieht als Ersatz für die abgeschalteten und noch abzuschaltenden Kernkraftwerke neben konventionellen Gas- und Kohlekraftwerken vermehrt die Nutzung von regenerativen Energien vor. Hier spielt neben Wasserkraft, Windkraft und Biomasse auch die Stromgewinnung aus Photovoltaik (PV) eine immer größer werdende Rolle. Ende 2011 waren schätzungsweise mehr als 24 GWp an PV-Anlagen am Energieversorgungsnetz installiert. Bis zum Jahr 2020 ist ein massiver Ausbau der Stromerzeugung aus regenerativen Energien auf mindestens 35 % des gesamten Stromverbrauchs in Deutschland geplant [1].

PV-Anlagen bringen hierbei jedoch eine angebotsabhängige, teilweise stark fluktuierende Einspeiseleistung mit sich. Zudem können die Maxima aus der solaren Erzeugung auf einen lokal niedrigen Energiebedarf treffen und bei weiterem Ausbau bei Rückspeisung in überlagerte Spannungsebenen die Leitungen und Transformatoren im Verteilnetz an ihre Belastungsgrenzen bringen.

Elektrische Speicher in Niederspannungsverteilnetzen

Bislang müssen Verteilnetzbetreiber in diesen Fällen notwendigerweise die Stromnetze kostenintensiv ausbauen und Netzelemente verstärken oder austauschen. Als Alternative dazu könnte in Zukunft die überschüssige Energie auch lokal zwischengespeichert und in einspeiseschwachen / laststarken Zeiten genutzt werden.

Um dabei einen stabilen Netzbetrieb zu garantieren, werden die notwendigen Speicherkapazitäten ermittelt, die aus Sicht der Niederspannungs-Verteilnetze zur Einbindung dezentraler Einspeisung aus Photovoltaikanlagen notwendig sind. Diversifiziert nach verschiedenen Betriebsmodellen werden Kosten, Ausnutzung und Alterung der Investition bewertet. Durch optimierten Einsatz der Speicher können sowohl die notwendigen Kapazitäten der Speichereinheiten reduziert als auch der aus dem Speicher gedeckte Eigenverbrauch der regenerativen Stromerzeugung maximiert werden.

Für typische Einsatzbereiche dezentraler Speicher in Verbindung mit Photovoltaikanlagen sollten Speicher mit einer Leistung von ca. 60 % bis 85 % der PV-Anlagenleistung und einer Kapazität für ca. 2,5 bis vier Volllaststunden zur Verfügung stehen.

Alterung

Abhängig vom Energiedurchsatz und den Randbedingungen im Betrieb kann die nutzbare Kapazität eines Speichers über dessen Lebensdauer abnehmen. Ein entwickeltes Simulationsmodell liefert Erkenntnisse über die Alterung von elektrischen Speichern in Verbindung mit Einspeisung aus Photovoltaikanlagen. Bereits nach wenigen Betriebsjahren kann die Restkapazität bei weniger als 80 % des Nennwerts liegen. Hinweise zur Optimierung der Betriebsweise sowie der Auslegung der verwendeten Speicher können den wirtschaftlichen Nutzen der Investition dabei erhöhen.

¹ Technische Universität München, Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, Arcisstr. 21, 80333 München, Deutschland, Tel.: +49.89.289.22017, Fax: +49.89.289.25089, martin.loedl@mytum.de, www.een.ei.tum.de

² Technische Universität München, Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, Arcisstr. 21, 80333 München, Deutschland, Tel.: +49.89.289.22004, Fax: +49.89.289.25089, rolf.witzmann@tum.de, www.een.ei.tum.de

³ Siemens AG, Corporate Research and Technologies, Otto-Hahn-Ring 6, 81739 München, Deutschland, Tel.: +49 89636 49720, michael.metzger@siemens.com, www.siemens.de

Dezentrale „hybride Speichersysteme“

Der Idee des hybriden Speichersystems liegt zugrunde, dass kaum elektrische Energiespeicher verfügbar sind, die den vielseitigen Anforderungen wie Energiedichte, Leistungsdichte, Lebensdauer und Wirtschaftlichkeit gerecht werden, um dezentrale und fluktuierende Energieerzeugung rentabel zu speichern. Einerseits muss die Speicherkapazität groß genug sein, um Netzüberlastungen auch bei länger andauerndem Erzeugungsüberschuss zu verhindern. Andererseits bedingen die stark fluktuierende Einspeisung und auftretende Lastspitzen im Netz große Leistungsgradienten.

Hier versprechen hybride Speichersysteme eine mögliche Lösung, indem verschiedene Speichertechnologien kombiniert werden, mit dem Ziel deren Stärken zu verbinden und die Schwächen möglichst auszugleichen. Eine Koppelung von Blei-Säure-Batterien mit einem Energiespeicher wie bspw. dem Doppelschichtkondensator, dessen Alterung weniger von der Zyklierung abhängt, könnte hier eine Lösung sein. Essenziell bei der Konzeption jedoch ist die Ansteuerung und der gezielte Einsatz beider Speicher (siehe beispielhaft Abbildung 1).

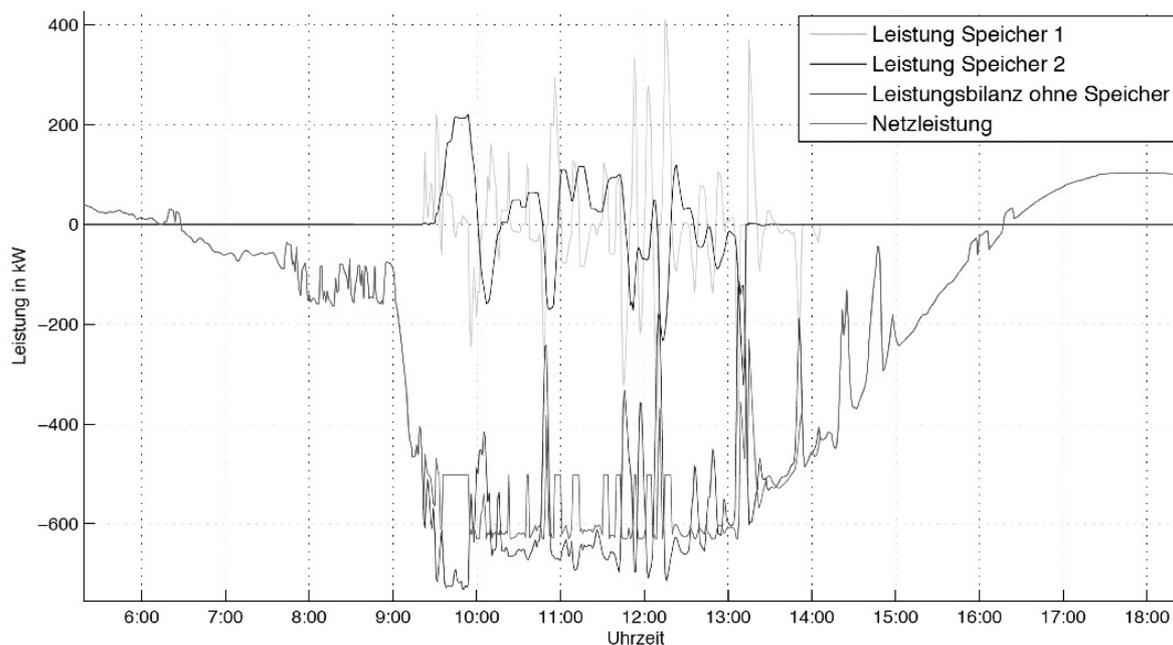


Abbildung 1: Beispielhafter Tagesverlauf der beteiligten Speicher und auftretenden Leistungen

In der vorliegenden Arbeit wird untersucht, inwiefern sich eine Kopplung zweier verschiedener Speichertechnologien in Verbindung mit einer hohen Einspeisung aus dezentralen Photovoltaik-Anlagen auf die Belastung des elektrischen Verteilnetzes, die Auslegung der jeweiligen Speicher sowie die Alterung und Kosten der Energiespeicherung auswirkt.

Dazu werden Simulationen mit verschiedenen Verteilnetzkategorien, Speicherparametern und Betriebsweisen durchgeführt. Im Fokus der Auswertung stehen dabei die Größen, die den Preis der einzelnen Komponenten bestimmen und damit die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems aus Speichern und Erzeugungsanlage. Das rückt die benötigten Speichergrößen der beiden Speicher sowie die Alterung der Blei-Säure-Batterie in den Vordergrund. Es wird jeweils ein Vergleich zum nicht-hybriden Modell gezogen, um etwaige Vor- oder Nachteile zu demonstrieren.

Aus ökonomischem Blickwinkel betrachtet, stellt sich hauptsächlich die Frage, ob die Hinzunahme des Doppelschichtkondensators und damit verbundene verlängerte Lebenserwartung der Blei-Säure Batterie gegenüber einem häufigeren Austausch der selbigen im konventionellen Fall wirtschaftlich sinnvoll ist.

Eine ausführliche Darstellung der Methodik und Ergebnisse erfolgt in der Langfassung.

Quellen

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Erneuerbare Energie in Zahlen, Nationale und Internationale Entwicklung*, 2011

4.5 VERTEILNETZE III (SESSION C5)

4.5.1 Möglichkeiten und Auswirkungen von netzgekoppelten dezentralen Erzeugungseinheiten auf die Verteilnetze

Maria AIGNER¹, Ernst SCHMAUTZER¹, Thomas WIELAND(*)¹, Lothar FICKERT¹

Einleitung

Durch die steigende Anzahl netzgekoppelter dezentraler Erzeugungseinheiten z.B. Photovoltaik-Anlagen und dem Zuwachs an installierter Leistung aus stark-fluktuierenden Energiequellen ergeben sich neue Aufgaben und Möglichkeiten für Verteilnetze. Energieversorgungsnetze sollen sich weg von einer überwiegend zentralen hin zu einer dezentralen Struktur wandeln und eine sich ändernde Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur beim Endkunden bewältigen.

Die bestehenden Leitungen, Transformatoren sowie die eingesetzten Schutzkonzepte wurden in den bestehenden Verteilnetzen in den vergangenen Jahren auf einen Energie- bzw. Lastfluss, mit der dazugehörigen Ausgestaltung der jeweiligen Nullsysteme, von höheren auf niedrigere Netzebenen ausgelegt und müssen nun an die sich ändernde Erzeugungsstruktur angepasst werden.

Die Einbeziehung der Charakteristik von Erzeugung, Last, Betriebsführung und die dafür notwendigen Anforderungen an Verteilnetzbetreiber, Endkunden (Prosumer) sowie an die Endgeräte (Smarte Technologien) und die damit sich ändernde Rolle des Verteilnetzes sind Inhalt des vorliegenden Beitrags.

Methode

Energieoptimierte Erzeugungs-, Umwandlungs- und Verbrauchsprozesse und die Integration optimierter Einzelkomponenten in das Gesamtsystem weisen einen nachhaltigen Einfluss auf das bestehende Verteilnetz auf. Mit Hilfe von Energie- bzw. Lastgangsanalysen und darauf basierender Steuerung sowie durch den Einsatz eines Speichermanagementsystems sollen Erzeugung und Verbrauch bestmöglich aufeinander abgestimmt werden. Die optimale Nutzung des dezentralen Erzeugungspotentials erfordert neben der zusätzlichen Einbindung von Energiespeichern (Stromspeichern) auch die Berücksichtigung von detaillierten Lastgängen beim Kunden.

Das Konzept für das Zusammenspiel zwischen dezentralen Erzeugungs- und Speichereinrichtungen sowie die Netzintegration beinhaltet ressourcenschonende, energieeffiziente Strategien zur regionalen Nutzung stark fluktuierender, regenerativer Energiequellen. Die Anpassung der beteiligten Prozesse soll die Effizienz der Energieversorgungskette steigern und damit einen wesentlichen Beitrag zur Erfüllung der Ziele „20-20-20 bis 2020“ leisten.

Möglichkeiten und Anforderungen an die Verteilnetze

Durch den rasch wachsenden Anteil dezentraler Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen ergeben sich für den Verteilnetzbetreiber neue Fragestellungen hinsichtlich der Leitungsdimensionierung, Spannungsqualität, Versorgungssicherheit unter besonderer Berücksichtigung der Ressourcenschonung. Somit besteht die Forderung nach neuen Konzepten, welche eine Änderung der Planung und Betriebsführung auf Anlagen- und Netzebene verlangen. Durch die Integration und Weiterentwicklung von bestehenden Technologien (Transformatoren, Speicher, Lastmanagement, ...) kann das Potential bestehender Netzinfrastrukturen besser ausgeschöpft werden und kann bei individuellem und abgestimmtem Einsatz einen Leitungsaus- bzw. Umbau verzögern und unter Umständen vermeiden.

¹ Institut für Elektrische Anlagen / TU Graz, Inffeldgasse 18/I, 8010 Graz, Tel.: +43 (0)316 873 7567, Fax: +43 (0)316 873 7553, maria.aigner@tugraz.at, www.ifea.tugraz.at

Die Bereitstellung der fehlenden Regel- und Kurzschlussleistung sowie eines Fehlerstrom tragfähigen Nullsystems zur Aufrechterhalten des Personen- und Sachgüterschutzes nimmt bei steigender Erzeugung aus dezentralen Energieerzeugungseinheiten eine wichtige Rolle ein, und es soll dargestellt werden, ob durch die Bereitstellung von fehlender Kurzschlussleistung mit Hilfe von Batterien und Wechselrichtern die derzeit üblichen Schutzkomponenten weiterhin eingesetzt werden können.

Anforderungen an die Endgeräte (Smarte Technologien)

Smarte Technologien als Überbegriff für Smart Grids, Smart Metering, Last- und Speichermanagementsysteme können zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Reduktion von Treibhausgasen beitragen. Durch Lastanpassung (Lastausgleich, Spitzenlastmanagement) können regenerative, fluktuierende Erzeugungseinheiten besser eingesetzt sowie die erforderliche Speicherkapazität (durch Einsatz eines Speichermanagements) minimiert und damit Verluste und Kosten reduziert werden.

Ergebnisse

Um die Anforderungen an Smarte Technologien zu definieren, werden die Rahmenbedingungen im vorliegenden Beitrag aus Sicht der unterschiedlichen Anwender Smarter Technologien und der betrachteten Prozesse analysiert. Aus Sicht des Netzbetreibers sind Veränderungen dann interessant, wenn die Spannungsqualität sowie die Netzzuverlässigkeit bei zumindest gleichbleibendem Aufwand realisiert werden können.

Aus Sicht des Endkunden sind Veränderungen im Wesentlichen nur dann wünschenswert, wenn damit Kostenvorteile (Einsparungen) verbunden sind. Einsparmöglichkeiten beim Endverbraucher ergeben sich durch direkte Echtzeit-Information (Smart Metering inkl. Visualisierung) mit einer begleitenden Schulung und Bewußtseinsbildung. Eine Veränderung bestehender Tarife in Richtung flexibler last-, energie- und zeitunabhängiger Tarife geht mit dem Einsatz und den Möglichkeiten Smarter Technologien einher.

4.5.2 Smart Emergency - Ein Konzept für die Versorgung von kritischer Infrastruktur

Christian WAKOLBINGER(*)¹, Lothar FICKERT,
Helmut MALLECK, Maria AIGNER(*)



Im Katastrophenfall wird es immer wichtiger, gewisse Kritische Infrastrukturen und Geräte möglichst schnell wieder in Betrieb zu nehmen. Zu Kritischer Infrastruktur zählen aus elektrotechnischer Sicht u.a. Energie, Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) sowie die Versorgung im Gesundheits-, Notfall- und Rettungswesen. Hierfür wird nur relativ wenig elektrische Energie benötigt. Diese Energie kann über Ersatzstromeinrichtungen wie Batterien oder Notstromaggregate bereitgestellt werden. Diese Anlagen sind jedoch meist relativ ortsfest oder im Ernstfall schwierig zu transportieren. Darum sind hier flexiblere und dynamischere Lösungen gefragt. Hier setzt das Projekt „Smart Emergency“ (gefördert vom Klima und Energiefond) an.

Bei größeren Katastrophen, wie z.B. einen Blackout oder Stromausfälle in gewissen Regionen nach sich ziehen, ist in den seltensten Fällen das gesamte Netz betroffen. Meist sind nur ein Teil des Mittelspannungs-Netzes und/oder einzelne Niederspannungs-Bezirke betroffen. In diesen Netzgebieten befinden sich meist noch kleine Erzeugungskapazitäten, die nicht die gesamten Lasten abdecken können, jedoch für den Betrieb der wichtigsten Infrastruktur ausreichen würden. Die Herausforderung liegt hier im Betrieb der noch intakten Netzteile, sowie im zielgerichteten Transport der Energie zu den wichtigsten Verbrauchern.

Das Konzept

In Abbildung 1 werden zwei Betriebszustände dargestellt: Im Regelfall (ungestörter Netzbetrieb) wird die gesamte Energie seitens des Netzes zur Verfügung gestellt. Im Falle eines Blackouts, bei dem die Netzeinspeisung ausgefallen ist, werden alle nicht-sensiblen Verbraucher mittels eines Steuerbefehls an die Smart Meter durch diese vom Netz getrennt, wohingegen die sensiblen Verbraucher nicht abgeschaltet werden. Diese erhalten von den dezentralen Quellen, z.B. einem Dieselgenerator oder Kleinkraftwerk im Sinne einer Ersatzstromversorgung, die benötigte Leistung zur Aufrechterhaltung eines Notbetriebes bzw. Kritischer Infrastruktur.

Nach Behebung des Blackouts werden kritische Verbraucher wieder zugeschaltet, und somit ist eine Versorgung aller Verbraucher gegeben.

Dieses spezielle Einsatzgebiet der Smart Meter bietet neben bestehenden Einsatzszenarien (zeitnahe Rechnungslegung etc.) die Realisierung einer kostengünstigen, ausfallsicheren Notstromversorgung und dient somit als integrierender Bestandteil des Smart Grids zur Realisierung eines flächendeckenden Notstromversorgungskonzepts.

Die Zurverfügungstellung der Notstromleistung kann im Sinne einer Kostenwahrheit in Form einer speziellen Dienstleistung des Netzbetreibers bzw. eines Einspeisers gegen Entgelt erfolgen und ist wegen der freiwilligen Entscheidung seitens des Verbrauchers somit als marktfähige Netzdienstleistung einzustufen.

¹ Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, Inffeldgasse 18/I, 8010 Graz, Tel.: +43 (0)316 873 7552, Fax: +43 (0)316 873 7553, christian.wakolbinger@tugraz.at, www.ifea.tugraz.at

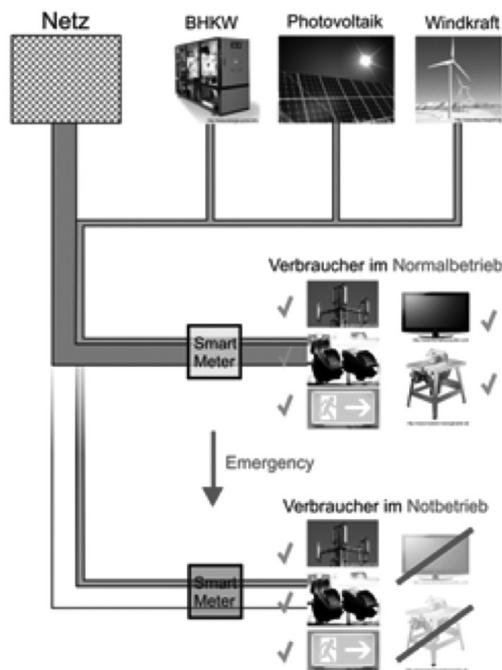


Abbildung 1: Not-Energieversorgungskonzept mit (de-) zentralen Energieerzeugungsanlagen - prinzipielle Darstellung

Technische Herausforderungen

Beim Einsatz dieser Smart Grid Technologie treten auch einige Herausforderungen zum Vorschein, wie etwa Zuschaltstrategien der Lasten, der Blindleistungshaushalt des Netzes, Nichtlinearitäten von Spulen, Überströme durch Inrush-Phänomene, Resonanz- und Oberschwingungsphänomene und nicht zu vernachlässigende Fragestellungen hinsichtlich des Schutzes.

Die Frage der Zuschaltstrategie ist wesentlich: Smart Meter haben dzt. keine automatische Unterspannungsausschaltung, sondern müssen nach einem Ausfall erst mit Spannung versorgt werden, damit man sie dann per Steuerbefehl abschalten kann. Dadurch ergeben sich besondere Leistungsanforderungen an die Einspeiser.

Hier ist auch zu überlegen, dies mit einem neuartigen Konzept –der selektiven Versorgung bei Unterspannung- zu realisieren. Dies ist zur Zeit ein eher theoretischer Ansatz, der jedoch mit relativ geringem Aufwand realisiert werden könnte. Ein wesentlicher Vorteil hier ist die Unabhängigkeit von der IKT, womit auch Cyberattacken keine Angriffsfläche haben. Dies rührt daher, dass die Schaltzustände ausschließlich auf im Netz real vorliegende Gegebenheiten wie die Spannung zurückgreifen.

4.5.3 Smart Loss Reduction – Steigerung der Effizienz von Verteilnetzen

Werner BRANDAUER(*)¹, Ernst SCHMAUTZER,
Lothar FICKERT



Motivation

Die beim Transport elektrischer Energie auftretenden technischen Energieverluste bewegen sich in Österreich in einer Größenordnung von 3 – 6 % der eingespeisten Energie. Ein wesentlicher Anteil dieser Übertragungsverluste kann hierbei dem Niederspannungsverteilstromnetz (Ortsnetzstationen und Niederspannungsleitungen) zugeordnet werden. Die Dichte an lastprofilzählenden Messeinrichtungen ist sehr gering, wodurch kaum Rückschlüsse auf die tatsächlichen Leistungsflüsse möglich sind.

Messungen werden zur detaillierten Lastflussuntersuchung herangezogen um neue Erkenntnisse zur Ermittlung von Verlustreduktionspotentialen im Niederspannungsverteilstromnetz sowie zur Auslastung von Betriebsmitteln zu gewinnen.

Zielsetzung

Projektziele sind die Schaffung von Grundlagen zur Bestimmung von Verlustreduktionspotentialen in der Niederspannungsebene. Verbesserte Ansätze zur Modellierung und Planung wie auch zum Betrieb von Niederspannungs-Verteilnetzen zählen ebenso zur Zielsetzung dieses Forschungsprojektes. Ein Augenmerk wird dabei auf die Nutzung einer zukünftigen intelligenten Zählerinfrastruktur inkl. deren Möglichkeiten zur Laststeuerung liegen. Durch Zählerinfrastrukturen generierbare Lastdaten sollen in Zukunft zur optimierten lastabhängigen Aus-, Um- und gegebenenfalls Rückbauplanung in Niederspannungsnetzen herangezogen werden.

Zwischenergebnisse

Zur Generierung von hochaufgelösten Lastprofilen werden Messungen an verschiedenen Punkten in charakteristischen Niederspannungsverteilstromnetzen durchgeführt, wobei folgende Faktoren besonders berücksichtigt werden:

Granularität

Bei der Berechnung von Stromwärmeverlusten werden diese meist auf Grundlage von synthetischen Lastprofilen bzw. gemittelten Messwerten bestimmt. Aus den durchgeführten Messungen werden Faktoren ermittelt, die Auswirkungen von kurzzeitigen Lastspitzen (quadratische Abhängigkeit der Verluste von den tatsächlichen Lastströmen) in charakteristischen Niederspannungsnetzen in Abhängigkeit von der Auslastung und einer geringeren Messwertmittlungszeit berücksichtigen. Abbildung 1 (links) zeigt exemplarisch die auftretenden Lastströme an einem Niederspannungsabgang bei einer Messung mit einer Messwertmittlungszeit von einer Sekunde. Berechnet man nun daraus 15-Minuten Messmittelwerte (siehe Abb. 1 rechts), wie diese zum Beispiel bei Smart-Metern abrufbar sein können, so ist zu sehen, dass Leistungsspitzen durch die Messwertmittlung nur begrenzt genau aufgezeichnet werden, dies führt wiederum zu Abweichungen bei der messwertbasierten Verlustbestimmung.

¹ Institut für Elektrische Anlagen/TU Graz, Inffeldgasse 18/I, Tel.: +43 316 873 7561, Fax: +43 316 873 107561, werner.brandauer@tugraz.at, www.ifea.tugraz.at

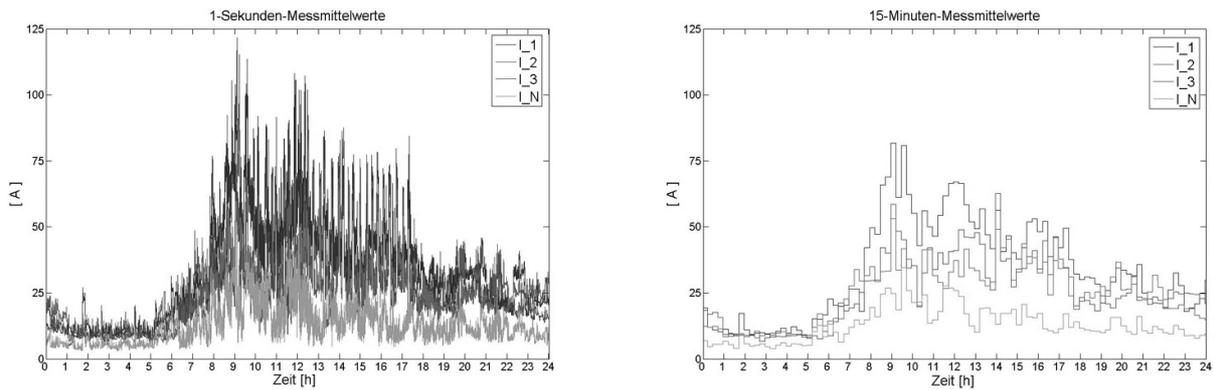


Abbildung 1: Strommessung an einem Niederspannungskabel über 24 h, 1-Sekunden-Messmittelwerte (links) und bei 15-Minuten-Messwertmittelung (rechts)

Unsymmetrie

Bei Messungen an Transformatorabgängen wurde die Auswirkung der Unsymmetrie auf die entstehende Verlustenergiemenge in den Straßenleitungen untersucht. Die zur Energieübertragung benötigte Verlustenergiemenge in Transformatornähe erhöhte sich im Messzeitraum durch die unsymmetrische Belastung bis zu 50 % im Vergleich zur Übertragung im idealen symmetrischen Lastfall.

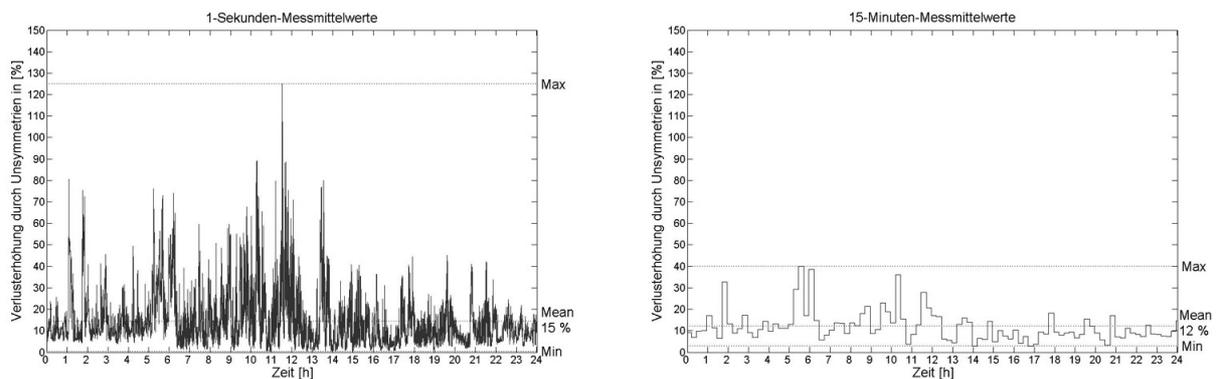


Abbildung 2: Berechnete Verlusthöhung durch unsymmetrische Lasten bei verschiedenen Messwertmittelungszeiten (am selben Niederspannungskabel wie Abb.1)

Lastspitzen hervorgerufen durch Rundsteueranlagen

Bei Messungen in Regionen mit geringem Lastaufkommen konnten wesentliche Lastspitzen hervorgerufen durch Rundsteueranlagen festgestellt werden. Dabei war zu sehen, dass die Größe der eingesetzten Transformatoren grundlegend von der Last zum Zeitpunkt der Zuschaltung durch die Rundsteuersignale bestimmt wird.

Ausblick

Mit Hilfe der Lastgangdaten aus den Messungen in charakteristischen Niederspannungsnetzen werden folgende Fragestellungen untersucht werden:

- Auswirkung und Größe von auftretenden Unsymmetrien in Niederspannungsversorgungsleitungen und Bestimmung von Faktoren zu deren Berücksichtigung
- Abweichungen von Verlustberechnungen basierend auf Verlustfaktoren bzw. synthetischen Lastprofilen im Vergleich zu gemessenen Lastflusszeitreihen
- Verlustoptimierungspotentiale in Netzgebieten mit Abwanderungstendenz
- Optimierungspotentiale hinsichtlich der Verluste bei flexibler Laststaffelungen von fernsteuerbaren Netzlasten

4.5.4 Integration dezentraler Energien - Mehr als eine Frage der Technik

Lars JENDERNALIK¹, Christian REHTANZ²

Zusammenfassung

Die „Energiewende“ in Deutschland und daraus resultierende gesetzliche Vorgaben führen zu einer weiteren Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energieformen. Zentrale Drehscheibe zwischen Einspeisern und Kunden stellt das elektrische Versorgungsnetz dar. Netzbetreiber in Deutschland sind zum unverzüglichen Netzausbau verpflichtet, um den Strom aus erneuerbaren Energieformen vollständig aufnehmen zu können und somit die Netzintegration gewährleisten zu können. Die sich hieraus ergebenden Anforderungen an die Netzbetreiber gehen deutlich über technische Fragestellungen hinaus und werden im Folgenden beschrieben. Anhand aktueller Projekte werden erste Lösungsansätze aufgezeigt.

Steigender Integrationsbedarf

Die System- und Netzintegration dezentraler Energieformen stellt bereits heute eine der wesentlichen Herausforderungen europäischer Netzbetreiber dar. Die klassischen, hierarchisch geordneten und historisch gewachsenen Netzstrukturen werden langfristig ersetzt oder angepasst, um einer dezentralen Einspeisung Rechnung tragen zu können. Neben der Vielzahl von Einzelanlagen und Energieparks wird dabei die jeweilige Zusammensetzung verschiedener Energieformen eine wesentliche Rolle spielen. Im Bereich eines großen Verteilnetzbetreibers in Deutschland wird die Anlagenanzahl von etwa 35.000 (Stand Ende 2010) auf über 100.000 im Jahr 2020 ansteigen.

Der klassische Netzausbau mittels konventioneller Betriebsmittel stellt mit den bekannten Umsetzungszeiträumen vor dem Hintergrund der ansteigenden Dynamik im Anschlussgeschäft oftmals eine zeitliche Hürde dar und ist oftmals wirtschaftlich zu hinterfragen. Technische Alternativen, beispielsweise in Form einer erhöhten Intelligenz in den unteren Spannungsebenen oder ausgeprägter Monitoring-Systeme zur höheren Ausnutzung bestehender Netzinfrastrukturen, werden zur Zeit technisch und wirtschaftlich intensiv untersucht.

Diese neuen technischen Möglichkeiten müssen in das bestehende Portfolio des Netzausbaus integriert werden und folglich im Planungsprozess als Erweiterung des heutigen Instrumentariums verstanden werden. Das Assetmanagement muss hierbei in seiner Rolle einer aktiven Steuerungsfunktion neue und weiterhin bestehende Anforderungen an das Netzgeschäft in ein Zukunftsbild des Netzes überführen. Die steigende Intelligenz eines „smarten“ Ansatzes muss sich im Prozess und den Werkzeugen des zukünftigen Assetmanagers wieder finden lassen.

Daher führt die notwendige Netzintegration erneuerbarer Energieformen zwangsläufig zu weitergehenden Anforderungen an den Prozess der Netzplanung. Die Integration der einzelnen Planungsschritte muss auf Grund der steigenden Komplexität der Planungsaufgabe an einigen Stellen deutlich steigen. Weiterhin sind die Durchlaufzeiten einzelner Planungsabschnitte zu reduzieren. Dies gelingt prinzipbedingt jedoch nicht durch eine weitere Parallelisierung der Aufgaben. Vielmehr muss die systemtechnische Unterstützung des Netzplaners gezielt verstärkt werden, um die zur Verfügung stehende Zeit auf die Ergebnisanalyse zu fokussieren.

Diese technischen und prozessualen Verbesserungspotentiale werden aktuell im Rahmen laufender F&E-Projekte untersucht und schrittweise in die Planungspraxis überführt.

¹ RWE Westfalen-Weser-Ems Verteilnetz GmbH, Assetmanagement Strom/TK-Netze, Bochumer Straße 2, 45661 Recklinghausen, Deutschland, Tel.: +49 2361 2275, Fax: +49 201 1212 30920, lars.jendernalik@rwe.com, www.rwe-wwv-verteilnetz.com

² Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, Technische Universität Dortmund, Emil-Figge-Straße 70, 44221 Dortmund, Tel.: +49 231 755 2395, Fax: +49 231 755 2694, christian.rehtanz@tu-dortmund.de, www.ie3.tu-dortmund.de

Aktuelle Projekte

Im Rahmen dieses Beitrags werden laufende Projekte und Aktivitäten aufgezeigt, die die beschriebenen steigenden Anforderungen an die Netzintegration dezentraler Energieformen zur Aufgabe haben.

Erhöhung der Intelligenz im Versorgungsnetz durch neue Technologien

Im Fokus einer Erhöhung der „Netzintelligenz“ stehen eine erweiterte Automatisierung im Mittelspannungsnetz sowie die witterungsabhängige Anpassung der Übertragungsfähigkeit von Freileitungsnetzen im Hochspannungsbereich:

- Im Rahmen eines EU-weiten Forschungsprojektes werden kosteneffiziente Möglichkeiten zur Erhöhung des Automatisierungsgrades und des Datenmonitorings in der Mittelspannung untersucht, die als wirtschaftliche Alternative den konventionellen Netzausbau reduzieren bzw. unterstützen sollen.
- Die Kapazitätserhöhung bestehender Hochspannungsnetze ist oftmals mit Maßnahmen verbunden, die einen faktischen Neubau darstellen. Die Aufnahme dezentraler Energien, speziell Windenergie, ist aber üblicherweise mit Witterungsbedingungen verknüpft, die deutlich von den Normbedingungen abweichen. Die damit verbundene höhere Belastbarkeit bestehender Freileitungen kann durch ein gezieltes Witterungsmonitoring ausgenutzt werden.

Verstärkte Integration der Prozessschritte in der Netzplanung

Die notwendige Integration zustandsbedingter und funktionaler Anforderungen an die Zielnetzplanung, zu denen insbesondere die Netzintegration dezentraler Energieformen gehört, wurde bereits an anderer Stelle dokumentiert [1]. Weitere Verbesserungspotentiale werden an der Schnittstelle zwischen Assetstrategien und konkreten Zielnetzplanungen gesehen [2]. Hierbei ist es notwendig, die im Regelfall von der Netztopologie losgelösten Strategieansätze in die netzorientierte Sichtweise der Folgeprozesse zu überführen.

Automatisierung und Optimierung der Zielnetzplanung

Die steigende Komplexität der Planungsaufgabe führt tendenziell zu umfangreicheren Planungsszenarien und somit zu einer auch zeitlichen Erhöhung des Planungsaufwandes. Dabei sind viele Arbeitsschritte methodisch und inhaltlich dazu geeignet, einen höheren Automatisierungsgrad zu ermöglichen, ohne die Qualität der Ergebnisse zu belasten. Im Rahmen eines F&E-Projektes mit Unterstützung des BMWi werden vorhandene Optimierungswerkzeuge aus dem Strategiebereich [3] auf die konkreten Fragestellungen einer Zielnetzplanung adaptiert. Besondere Herausforderungen stellen dabei die multikriteriellen Optimierungsmodelle dar, die zur hinreichenden Abbildung der realen Planungsaufgabe aufgestellt werden müssen.

Risikobasierte Prognose der Last- und Einspeiseentwicklung

Die allen planerischen Aktivitäten zugrunde liegende Prognose der Last- und Einspeiseentwicklung ist mit diversen Risiken und Nebenbedingungen verbunden, die im Planungsprozess berücksichtigt werden müssen. Im Rahmen eines in 2012 anlaufenden F&E-Projektes wird ein agentenbasierter Ansatz verfolgt, der eine wahrscheinlichkeitsbasierte Modellierung der vollständigen Versorgungsaufgabe in Verteilnetzen erlauben soll.

Quellen

- [1] L. Jendernalik: "Neuausrichtung des Assetmanagements auf die Herausforderungen von morgen"; 11. Symposium Energieinnovation, 10.-12. Februar 2010, Graz
- [2] L. Jendernalik, D. Schlüter, H. Wohlfarth: "Development of target grid strategies supported by the asset simulation optimization core having regard to target costing"; Proc. of CIRED, June 06-09, 2011, Frankfurt
- [3] A. Gaul, H. Spitzer, C. Engels, E. Nockmann, Asset simulation and automatic asset optimization, CIRED Workshop, Lyon, 2010

4.5.5 Integrierbare DG-Potentiale konkurrierender Systemlösungen im modernen Niederspannungsnetz

Rainer SCHLAGER¹, Michael CHOCHOLE(*)²

Einleitung

Die „Energieversorgungssysteme“ stehen vor großen Herausforderungen. Aufgrund klimapolitischer, nationaler und europäischer Energiestrategien wird es in den nächsten Jahrzehnten voraussichtlich zu einem starken Ausbau erneuerbarer Energieträger kommen. Dies wird auch eine entsprechende Anpassung und Modernisierung der Netze erfordern. Eine wichtige Rolle wird hierbei zukünftigen Strukturen und intelligenten Systemlösungen im Verteilnetz zugeschrieben. Solche „smarte Netze“ bieten eine Reihe an Möglichkeiten, um den Anteil an erneuerbarer, dezentraler Energieerzeugung durch Lösungen wie beispielsweise die Beeinflussung der Einspeisung von Blindleistung, intelligentes Lastmanagement und dergleichen zu ermöglichen. Bei den Analysen werden für unterschiedliche Systemlösungen im Niederspannungsnetz die ins Netz integrierbaren dezentralen Erzeugungspotentiale untersucht.

Inhalte und Ansätze

Die Untersuchung befasst sich mit der technischen Analyse der maximal integrierbaren dezentralen Erzeugungsleistungen in repräsentativen Niederspannungsnetzstrukturen. Zunächst wurden für den ländlichen Raum repräsentative Siedlungsstrukturen und deren Netze festgelegt. Anschließend sind für diese Netzstrukturen konkurrierende Systemlösungsszenarien entwickelt worden. Als Basissystemlösungen wurden für die Analyse folgende Szenarien definiert:

- Niederspannungsnetzstruktur mit derzeitigem „Stand der Technik“
- Netzausbauszenarien für einen erhöhten Anteil an dezentraler Energieerzeugung
- Moderne Netzstrukturen unter Berücksichtigung zukünftig möglicher intelligenter Systemlösungen (wie bspw. Möglichkeit der Beeinflussung der Blindleistungseinspeisung, die Möglichkeit der Drosselung der Einspeiseleistung in kritischen Netzsituationen,...)

Bei der Erzeugerstruktur werden des Weiteren für die jeweilige Systemlösungen unterschiedliche Einspeisekonstellationen wie dreiphasig-symmetrische Einspeisung, unsymmetrische Verteilung einphasiger Wechselrichter und deren Einfluss auf die Netzbelastungen berücksichtigt. Hierdurch entsteht für jedes der oben angeführten Basissystemlösungen eine Reihe an Szenarien, welche einen Überblick über die jeweiligen Möglichkeiten und Potentiale der einzelnen Systemlösungen geben.

Methodik

Als Datenbasis für die Netze, wurden repräsentative, reale Niederspannungsnetzstrukturen aus dem ländlichen Raum verwendet. Die Datengrundlage für das Verbraucherverhalten bilden durch Messungen ermittelte realitätsnahe Verbraucher-Lastprofile. Für die Simulation des Einspeiseverhaltens der dezentralen Erzeugungseinheiten werden entsprechende Erzeugerprofile hinterlegt.

Die Ermittlung der relevanten Netzkenngroßen wird durch Lastflussanalysen über längere Simulationszeiträume in einer 15-Minuten-Auflösung durchgeführt. Um die Beeinflussungs- und Regelmöglichkeiten intelligenter Smart Grid Konzepte auf den Betrieb smarterer Komponenten simulieren zu können, wurde die Simulationssoftware um diese erweitert.

¹ Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, TU-Wien, 1040 Wien Gußhausstr. 25-27, Tel.: 0158801 370112, schlager@ea.tuwien.ac.at, www.ea.tuwien.ac.at

² Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, TU-Wien, 1040 Wien Gußhausstr. 25-27, Tel.: 0158801 370140, chochole@ea.tuwien.ac.at, www.ea.tuwien.ac.at

Ergebnisse

Der Output der Untersuchung sind die jeweiligen technischen Möglichkeiten der einzelnen Systemlösungen. Für jede Systemlösung und deren Szenarien stehen in einer klar strukturierten Form die jeweiligen maximal integrierbaren DG-Potentiale zu Verfügung.

Hierauf aufbauend wird ergänzend zu den technischen Analysen für jede dieser Systemlösungen und deren Szenarien eine Identifikation der benötigten Komponenten und Infrastruktur durchgeführt.

5 STREAM D: SMART SYSTEMS

5.1 SMART GRIDS (SESSION D1)

5.1.1 Operativer Netzbetrieb für Smart Grids – Noch im Training

**Bernhard FENN¹, Detlef THOMA², Stefan GEIDEL(*)², Dieter METZ³,
France MENGAPCHE(*)⁴**

Kurzfassung

Der Umbau der Strukturen in der Stromversorgung hin zu Smart Grids verändert auch die Aufgaben der Netzführung insbesondere in den Verteilnetzen der Mittel- und Niederspannung. In diesen Netzen ist die Vielzahl der regenerativen Einspeiser zu integrieren. Hier entsteht je nach Wetterlage eine Lastflussumkehr, hier ist die Spannungsqualität in Gefahr, hier sind die Arbeitsabläufe plötzlich auch Wind- und Wetter abhängig. Traditionsgemäß werden aus diesen Netzen aber nur wenige Daten online gemeldet und nur wenige Schalter können ferngesteuert werden. Einen Blindflug über diese Netze darf es aber nicht geben, die Kunden erwarten eine hohe Versorgungszuverlässigkeit und –qualität.

Im Beitrag wird zunächst die Frage untersucht, welche neuen Aufgaben sich konkret in den künftigen Smart Grids und Mikrogrids in Abhängigkeit der installierten regenerativen Einspeiser und der Netzformen stellen und mit welchen Strategien, Methoden und Werkzeugen diese bearbeitet werden können. An neuen Aufgaben entstehen insbesondere die Lastflusskontrolle, die Spannungshaltung und ein Energiemanagement. Insbesondere wird die notwendige Infrastruktur an Messungen, Statusmeldungen und Fernsteuerungen ermittelt, um den neuen Aufgaben gerecht zu werden. Die Untersuchungsergebnisse dazu werden vorgestellt. Hieraus ergeben sich Entwicklungen für neue Funktionen der Leittechnik in der Netzführung für Smart Grids. Die neuen Funktionen und ihre praktische Anwendung im Smart Grid-Netzbetrieb werden exemplarisch dargestellt.

Schließlich wird über ein dynamisches Trainingssystem berichtet, das im Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik der Hochschule Darmstadt in Kooperation mit dem örtlichen Verteilnetzbetreiber VNB RMN der HSE-AG in Darmstadt entwickelt wurde. Hier ist der wahrscheinliche Ausbauzustand des Netzes mit allen heutigen und künftigen regenerativen Einspeisungen hochgerechnet für das Jahr 2020 vorweggenommen. Im Training sind die dynamischen Modelle für alle künftigen konventionellen und regenerativen Einspeisungen, für virtuelle Kraftwerke, für Speicher und für Tarifsignale bereits implementiert. Das Training wird durchgeführt, um die Mitarbeiter der Leitstelle an die neuen, kommenden Aufgaben heranzuführen. Hierfür sind spezielle Trainingsübungen entwickelt worden, die ebenfalls vorgestellt werden. Die Mitarbeiter üben in einer dynamischen Echtzeit-Trainingsumgebung und können so für den zukünftigen Einsatz risikoloses Erfahrungspotential aufbauen.

¹ HSE-AG, Frankfurter Landstraße 110, 64293 Darmstadt, Tel.: +49-6151-701-0, bernhard.fenn@hse.ag, www.hse.ag

² VNB RMN, Frankfurter Landstraße 100, 64295 Darmstadt, Tel.: +49-6151-404-2000, detlef.thoma@vnb-rmn.de, stefan.geidel@vnb-rmn.de, www.vnb-rmn.de

³ Hochschule Darmstadt, FB EIT, Birkenweg 8-10, 64295 Darmstadt, Tel.: +49-6151-16-8231, metz@eit.h-da.de, www.eit.h-da.de

⁴ aXgrid solutions, Teslastraße 8, 8074 Grambach/Graz, darlusfrance.mengapche@automationX.com, www.aXgrid.com

5.1.2 Dezentrale Stromspeicher in Verteilnetzen zur Frequenzstützung

Thorsten FIEDLER¹, Dieter METZ², Marco RICHTER(*)³

Kurzfassung

Die Integration von Wind- und PV-Anlagen stellt die Netzbetreiber vor neue Aufgaben. Die Volatilität der erneuerbaren Energiequellen ist eine Herausforderung sowohl für den operativen Netzbetrieb als auch für die Netzstabilität. Leistungsfähige Prognosewerkzeuge ermöglichen zwar eine Vorhersage des wahrscheinlichen, entstehenden Defizites oder Überschusses zwischen Erzeugung und Last, es entstehen jedoch immer Differenzen von Leistung und Energie, die durch den gezielten Einsatz von virtuellen Kraftwerken, Demand Side Management und mit Stromspeichern usw. kompensiert werden müssen.

Auch im Kurz- und Mittelzeitbereich sind die Fluktuationen von Windkraft und Photovoltaik (RES) problematisch. Da die RES typischerweise über Umrichter in das Netz speisen, geht ihre fortschreitende Integration mit einer Reduktion der rotierenden Massen im Verbundnetz einher. Mit dem geringer werdenden Massenträgheitsmoment entstehen größere Frequenzelastizitäten bei Laststößen oder Kraftwerksausfällen. Der bei solchen Ereignissen entstehende Frequenzeinbruch hängt bis zum Eingreifen der Primärregelung von der rotierenden Schwungmasse ab.

Im europäischen Verbundnetz werden bisher Frequenzsprünge nach einem Lastsprung zwar noch schnell kompensiert, doch dem Bilanzkreis wird entsprechende, kostenpflichtige Regelleistung vom übergeordneten Verbundpartner zu- oder abgeführt. Die geplante Substitution von thermischen Kraftwerken durch regenerative Anlagen ist unter diesem Gesichtspunkt sorgfältig zu planen. Das bestehende Regelkonzept basierend auf den Primär- und Sekundärreglern der großen thermischen Einheiten unterstellt eine Vielzahl klassischer, rotierender Erzeugungen und Massen. Die Folgen des Wegfalls sind daher zu überprüfen und gegebenenfalls ein Ausgleich dafür zu schaffen.

Damit entsteht für den Kurz- und Mittelzeitbereich mit wachsender Wechselrichtereinspeisung die die Notwendigkeit neuer Netzdienstleistungen. Batteriegespeiste Wechselrichter können genau dieses bieten. Werden beispielsweise eine Vielzahl von dezentralen, batteriegestützten Speichereinheiten und auch virtuellen Kraftwerken zu einem Pool zusammengefasst und leittechnisch gekoppelt, können sie bei entsprechend schneller und zuverlässiger Aktivierung für die Frequenzstützung präqualifiziert werden.

Im Beitrag beschreiben die Autoren zunächst die Effekte und Gefahren einer verringerten rotierenden Schwungmasse und Primärreserve durch die Substitution konventioneller Kraftwerksblöcke im traditionellen Verbundnetz. Einen Ausweg bieten batteriegestützte Speichereinheiten, die zu mehreren Aufgaben herangezogen werden können: Sie können als Energiereserve dienen, aber ebenso für die Erbringung von Primär- und/oder Sekundärregelung dienen. Außerdem stellt die schnell aktivierbare Wechselrichterleistung quasi eine virtuelle rotierende Masse bereit, die den Frequenzeinbruch nach einem Kraftwerksausfall sehr schnell begrenzen kann. Die Autoren erläutern die Prinzipien für diesen Einsatzbereich, geben Richtlinien zur Dimensionierung der Komponenten an und beschreiben erste Erfahrungen mit der Ansteuerung über ein Leitsystem.

¹ OHP Automation Systems GmbH, Gutenbergstr.16, 63110 Rodgau, Tel.: +49-6106-84955-18, Fax: +49-6106-84955-20, fiedler@ohp.de, hwww.ohp.de

² Hochschule Darmstadt, FB EIT, Birkenweg 8-10, 64295 Darmstadt, Tel.: +49-6151-16-8231, metz@eit.h-da.de, www.eit.h-da.de

³ Evonik Industries AG, Im Pfaffenwinkel 6, 67547 Worms, Tel.: +49-6241-402-5938, marco.mr.richter@evonik.com, corporate.evonik.de

5.1.3 Wie wirklich ist die Wirklichkeit – Wie schnell werden Smart Grids wirklich benötigt?

Thomas Karl SCHUSTER¹

Einleitung

Der Begriff „Smart Grids“ wird derzeit sehr oft verwendet. Sind diese intelligenten Netze wirklich notwendig und wann werden sie benötigt? Manchmal scheint es, als ob dies das Allerheilmittel der zukünftigen Anforderungen der elektrischen Netze sei und mit einfachen Mitteln einzuführen. Dies ist leider nicht der Fall, im Gegenteil es sind sehr viele Faktoren zu beachten, die auf dem herkömmlichen System beruhen und neu ausgerichtet werden müssen.

Die wesentlichen Faktoren

Um die Herausforderungen zur Schaffung von intelligenten Netzen zu bewältigen ist es notwendig die (bisherigen) derzeitigen sowie die zukünftigen Anforderungen und die betroffenen Umwelten zu kennen. Aus diesem Wissen kann erst dann eine Abschätzung der Einführungsdauer als auch der notwendige Budgetbedarf ermittelt werden.

Die (bisherige) derzeitige Netzanforderung ist einerseits das Transportieren der elektrischen Energie „von Oben nach Unten“, also vom Kraftwerk→Übertragungsnetz→Verteilnetz→Kunde und das Messen bei der Kundenanlage. Nur das Übertragungsnetz ist mittels SCADA-Systemen gut überwacht.



Abbildung 1: Derzeitige Netzanforderung

Die zukünftigen Anforderungen können aus der folgenden Definition klar entnommen werden:

„Stromnetze, welche durch ein abgestimmtes Management mittels zeitnaher und bidirektionaler Kommunikation zwischen Netzkomponenten, Erzeugern, Speichern und Verbrauchern einen energie- und kosteneffizienten Systembetrieb für zukünftige Anforderungen unterstützen“²

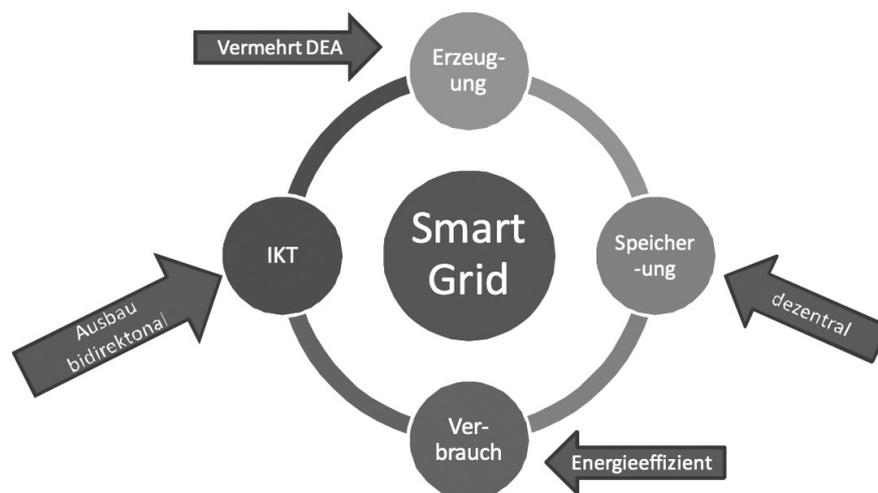


Abbildung 2: Zukünftige Anforderungen

¹ Wien Energie Stromnetz GmbH, Mariannengasse 4-6, 1090 Wien, Tel.: +43 1 90190 91200, Fax: +43 1 90190 99 91200, thomas.schuster@wienenergie-stromnetz.at, www.wienenergie.at

² Nach Nationaler Technologieplattform Smart Grids

Aus Sicht des Netzbetreibers können folgende **Umwelten** identifiziert werden:

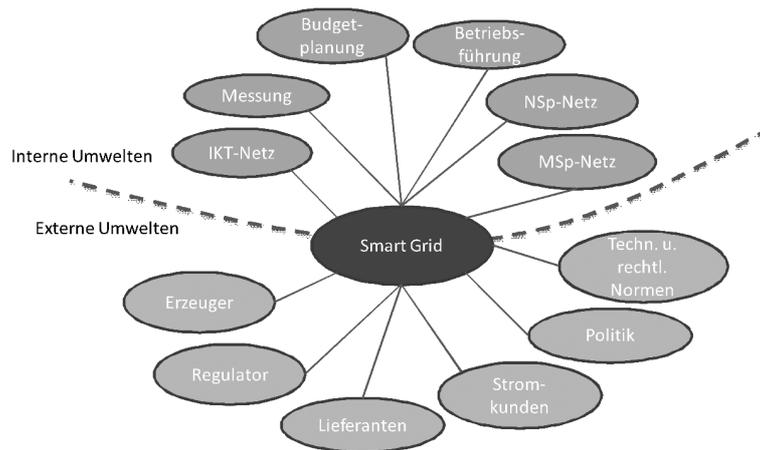


Abbildung 3: Interne und externe Umwelten

Ausgehend von der Analyse des bestehenden Netzes für die Integration von vermehrten dezentralen Energieerzeugern (DEA) ist sichtbar, dass die Struktur der Verteilernetze nur für eine bestimmte begrenzte Leistung von DEA geeignet, die notwendige Infrastruktur für Smart Metering und IKT noch nicht hergestellt ist.

Unter der Randbedingung der Beibehaltung der hohen Versorgungsqualität bei vollständigem Ausbau des Potenzials von DEA, Speicher, Elektromobilität usw., sind wesentliche Änderungen in der Betriebsführung zu definieren. Dies beginnt beim Normalbetrieb, über die Störungsbehebung bis hin zum Netzwiederaufbau. Diese Regelungen dürfen den technischen und rechtlichen Normen nicht widersprechen. Zurzeit existieren für einige Anforderungen noch keine klaren Vorgaben. Diese müssen erst von allen Systemteilnehmern entwickelt und erarbeitet werden.

Auch wenn die externen Umwelten den Druck noch so erhöhen, ist es den Netzbetreibern nicht möglich ein vollständiges intelligentes Netz kurzfristig zur Verfügung zu stellen, da die Infrastruktur eine gewisse Zeit und vom Regulator zuerkanntes Budget benötigt, um auf die neuen Anforderungen adaptiert zu werden.

Die Wirklichkeit ist, dass die zukünftigen intelligenten Netze eine bestimmte Zeit benötigen um installiert zu werden, aber wir müssen jetzt mit den Arbeiten beginnen. Alle Erfahrungen aus diversen Pilotprojekten sind mit einzubeziehen, um Wirkungsvoll für die Zukunft gerüstet zu sein.

5.1.4 Spannungsregelung im 30-kV Netz UW Judenburg/West – Lösungsansätze mit Smart Grids

Gregor TALJAN¹, Manfred KRASNITZER¹, Franz STREMPFL¹, Alfred JARZ¹

Aufgabenstellung

Der Begriff intelligentes Stromnetz (engl. Smart Grids) umfasst **die kommunikative Vernetzung und Steuerung** von Stromerzeugern, Speichern, elektrischen Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln in Energieübertragungs und -verteilungsnetzen der Elektrizitätsversorgung. Dies ermöglicht eine Optimierung und Überwachung der miteinander verbundenen Betriebsmittel und Geschäftsfelder. Ziel ist die Sicherstellung der Energieversorgung auf Basis eines effizienten und zuverlässigen Systembetriebs. Smart Grids Anwendungen können nach verschiedenen Gesichtspunkten differenziert werden, wobei die Unterscheidung zwischen einer technischen (netzbedingte Aufgaben wie Spannungsregelung,...) und eine marktorientierten Sparte (vertriebsbedingte Aufgaben wie Strompreis orientierte Last- und Erzeugungsoptimierung) zweckmäßig erscheint.

Dieser Studie sind die komplexen Netzverhältnisse im Netzbereich Möderbrugg (30-kV Netz nördlich der Schaltstelle Pöls) zu Grunde gelegt. Die Erzeugungsanlagen im untersuchten Netzteil werden in Bezug auf ihre praktische Eignung für den Lösungsansatz „Smart Grids“ – unter besonderen Berücksichtigung ökonomischer Gesichtspunkte – untersucht. Die weiterführenden Aktivitäten zur Umsetzung der daraus entstehenden Lösung werden ausgearbeitet und im Aufsatz präsentiert.

Die besondere Problematik in diesem Zusammenhang liegt vor allem in der Spannungsqualität, da das Wachstum von Anzahl und Einspeiseleistung der Erzeugungsanlagen in diesem Netzbereich zu erheblichen Spannungsanhebungen geführt hat. Hingegen hat die registrierte Lastentwicklung der letzten Jahre im gegenständlichen Netzbereich keine nennenswerten Steigerungen gezeigt. Die Spannungsproblematik wird durch die Netztopologie, die im betroffenen Netzbereich durch lange Leitungen und eine geringe Kundendichte gekennzeichnet ist, beeinflusst. Die Auslastung der Netzanlagen ist derzeit noch von untergeordneter Bedeutung. Das Ziel dieser Studie ist somit, mit den Spannungsstabilisierungsmaßnahmen die thermische Auslastung der Betriebsmittel bis in den Nennbereich zu ermöglichen und damit den Anschluss weiteren Anlagen ohne hohe Netzinvestitionen zu gewährleisten.

Methodische Vorgangsweise

In dieser Studie werden folgende Lösungsansätze in Bezug auf Smart Grids untersucht um die Spannungsverhältnisse im 30-kV Netz UW Judenburg/West, die wegen der großen Leitungslängen und der hohen Einspeiseleistungen die zulässigen Spannungsgrenzen erreicht haben, zu beherrschen:

- Leistungsfaktor-Umstellung bei den Erzeugungsanlagen
- Sollwert-Absenkung im UW Judenburg/West
- Kombination Leistungsfaktor-Umstellung und Sollwert-Absenkung
- Dynamische Sollwertregelung im UW Judenburg/West
- Angepasster Leistungsfaktor oder verteilte Drosselspulen bei zusätzlichen Erzeugungsanlagen
- Zentrale Fernregelung von Leistungsfaktoren und Sollwert

Die Kombination von Maßnahmen wird in der Vollversion des Beitrages näher beschrieben und vorgestellt.

¹ Stromnetz Steiermark GmbH, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz, Tel.: +43(0)316-90555-52717, gregor.taljan@stromnetzsteiermark.at

5.1.5 Aggregators in the Electricity Supply System - International Examples and Possible Applications in Austria

Natalie PRÜGGLER(*)¹

Introduction

This paper is dedicated to a potential new market player, which soon could participate in the Austrian electricity supply system and at the same time could act as an enabler of different Smart Grids applications: The aggregator.

The European Commission's Task Force for Smart Grids (Expert Group 3: Roles and responsibilities of Actors involved in the Smart Grids Deployment) defines aggregators as an actor, which „[...] offers services to aggregate energy production from different sources (generators) and acts towards the grid as one entity, including local aggregation of demand (Demand Response management) and supply (generation management). [...]”.⁰ Additionally, as discussed e.g. within the framework of the ongoing project V2G-Strategies (compare 0, 0), aggregators could offer a bunch of services to different types of market players (e.g. providing e-mobility services to end users and, at the same time, providing control energy to system operators or grid services such as load leveling to grid operators).

In Ontario, Canada, Local Distribution Companies (LDCs)⁰, which are responsible for supply and distribution of electricity, are encouraged to implement conservation and demand management programs⁰. The Demand Response³ program⁰ for instance pays end-users for their ability to shed load to control grid stress levels and/or prices. Aggregators are also eligible to participate in that program (e.g. EnerNOC⁰). Other programs in Ontario⁰ involve direct load control (DLC) where utilities install equipment at consumers to allow them to modify the operation of appliances during peak periods (e.g. remotely controlled ‚smart’ thermostats or air conditioning). This concept involves contracts with customers, which enable utilities (acting as aggregators) to increase or decrease load a certain amount of hours and/or capacity within a year (compare e.g. 0).

In these Canadian cases the aggregator is licenced and strictly monitored by the regulatory authority. But as is shown in a recent study⁰, if adequate market surveillance is not installed, a dominant utility also acting as an aggregator and so, undertaking demand side management, could strategically influence demand and prices on the market and realise significant profits at consumers' expenses.

Within this paper, the possibility of aggregators' involvement in the Austrian electricity market as well as its advantages, disadvantages, chances and risks from each stakeholder's perspective shall be evaluated. Thereby, the following questions will be answered:

- Which types of aggregators (e.g. aggregation of loads for demand side management or aggregation of generation) are feasible in the Austrian electricity supply system and which conventional market player (e.g. grid operator, generator, control area leader) could also act as an aggregator?
- Which effects (economical, organisational, etc.) could aggregator's actions have on other market players as well as on the functioning of the electricity market as a whole?

Method

Different aggregators' business models are discussed by analysing selected international case studies. Additionally, these examples and their integration in the specific electricity supply systems are compared to the Austrian system. By taking into account regulatory, economical as well as organisational aspects it is evaluated, whether an implementation of these business models in Austria would be feasible and if it indeed could facilitate Smart Grids applications (e.g. demand-side participation on the electricity market, active distribution grid concepts).

¹ Institut für Erneuerbare Energie, Fachhochschule Technikum Wien, Giefinggasse 6, 1210 Wien, Tel.: +43-1-333 4077-574, prueggler@technikum-wien.at, www.technikum-wien.at/fh/institute/erneuerbare_energie

Furthermore, applying a systematic step by step approach each of different actors in the Austrian electricity supply system is analysed, whether he/she could take the role of an aggregator and if yes, which particular services he/she could offer.

Results

Expected results will show options for the implementation of different types of aggregators and different aggregator's business models in the Austrian electricity supply system. Furthermore, advantages and disadvantages of these examples will be identified from each market actor's and stakeholder's point of view.

References

- [1] EU Commission Task Force for Smart Grids, Expert Group 3: Roles and responsibilities of Actors involved in the Smart Grids Deployment, EG3 Deliverable, 04. April 2011. Available at: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/expert_group3.pdf, last visited: 02.12.2011, 16:42
- [2] EEG (2011): V2G-Strategien: Aufbau von Vehicle 2 Grid bezogenen Entwicklungsstrategien für österreichische Entscheidungsträger, Energy Economics Group - EEG, TU Wien; Project Website: http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/research/projects_detail.php?id=287, last visited: 05.12.2011, 10:52
- [3] Rusbeh Rezaia (2011): Das wirtschaftliche Potential der G2V und V2G Konzepte in Österreich (Teilnahme am Regelenergiemarkt), Energy Economics Group, TU Wien; Presentation at the PhD Workshop Energieinformatik, Karlsruhe, 25.11.2011
- [4] OPA (2011a): Local Distribution Companies; Ontario Power Generator – OPA; available at: www.fit.powerauthority.on.ca/Page.asp?PageID=122&ContentID=10376&SiteNodeID=1094, last visited: 05.12.2011, 12:21
- [5] SPI (2011): Ontario Power Authority Demand Response Program for LDCs; available at: www.thespigroup.com/Services/OPADemandResponse.shtml, last visited: 05.12.2011, 12:28.
- [6] OPA (2011b): Demand Response 3 Program; available at: www.ontarioelectricityrfp.ca/Page.asp?PageID=924&SiteNodeID=314, last visited: 05.12.2011, 13:03
- [7] EnerNOC (2011): Demand Response: A Multi-Purpose Resource For Utilities and Grid Operators, White Paper; available at: www.enernoc.com/resources/files/whitepaper-dr-a-multi-purpose-resource.pdf, last visited: 05.12.2011, 13:14
- [8] G. R. Newsham, B. J. Birt, I. H. Rowlands (2011): A comparison of four methods to evaluate the effect of a utility residential air-conditioner load control program on peak electricity use; Energy Policy, Volume 39, Issue 10, October 2011, Pages 6376-6389
- [9] Toronto Hydro (2011): Peaksaver ®, Terms & Conditions; <http://www.torontohydro.com/sites/electricsystem/electricityconservation/residentialconservation/Pages/peaksaverTermsConditions.aspx>, last visited: 05.12.2011, 13:59
- [10] N. Prügler, W. Prügler, F. Wirl (2011): Storage and Demand Side Management as power generator's strategic instruments to influence demand and prices; Energy, Volume 36, Issue 11, November 2011, Pages 6308-6317

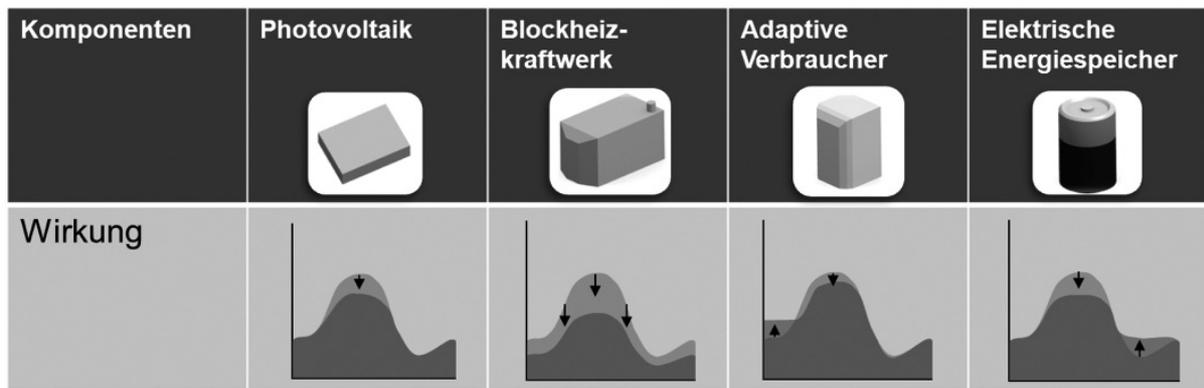
5.1.6 Integration dezentraler Energieumwandlung im aktiven Verteilnetz über den Ansatz einer netzorientierten Betriebsweise

Phillip GRONSTEDT(*)¹, Michael KURRAT²

Motivation

Der Forschungsverbund Energie Niedersachsen (FEN) ist deutschlandweit das erste hochschulübergreifende Forschungskonsortium. Seit seiner Gründung im Jahr 2006 arbeiten gefördert durch das Land Niedersachsen fünf Hochschulen und zwei außeruniversitäre Einrichtungen an interdisziplinären Fragestellungen einer zukunftsfähigen Energieversorgung.

Die ansteigende Zahl und zunehmende Komplexität dezentraler Erzeugungsanlagen (z. B. Windenergie-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen sowie Mini-Blockheizkraftwerke) verändern die Struktur der Energieversorgung nachhaltig. Der FEN entwickelt eine netzorientierte Betriebsweise für die oben aufgeführten Komponenten im aktiven Verteilnetz, die in Verbindung mit moderner Energieinformatik Stromverteilstetze entlasten, Verluste minimieren und die Effizienz der Energieumwandlung erhöhen.



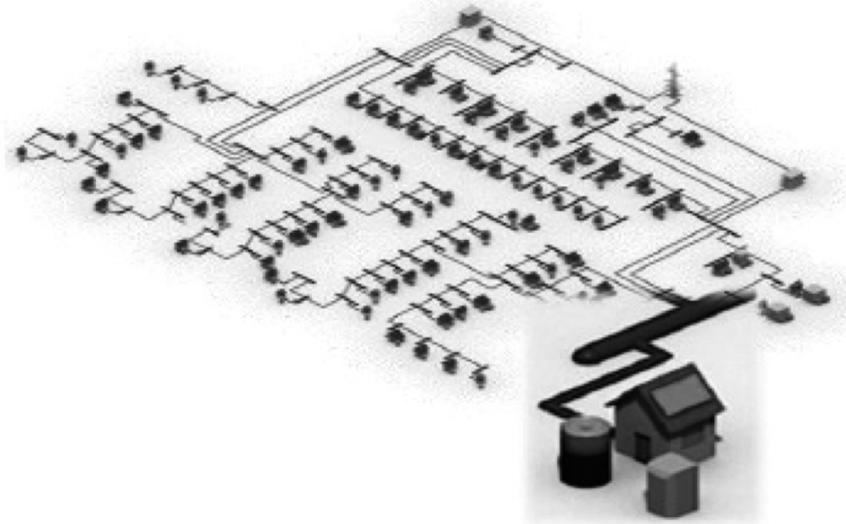
Gegenstand der Untersuchung

Im Fokus der Untersuchungen stehen die Vorteile einer intelligenten Steuerung dezentraler Erzeugung durch ein im Verbund koordiniertes Energiemanagement sowie deren Auswirkungen auf elektrische Verteilnetze.

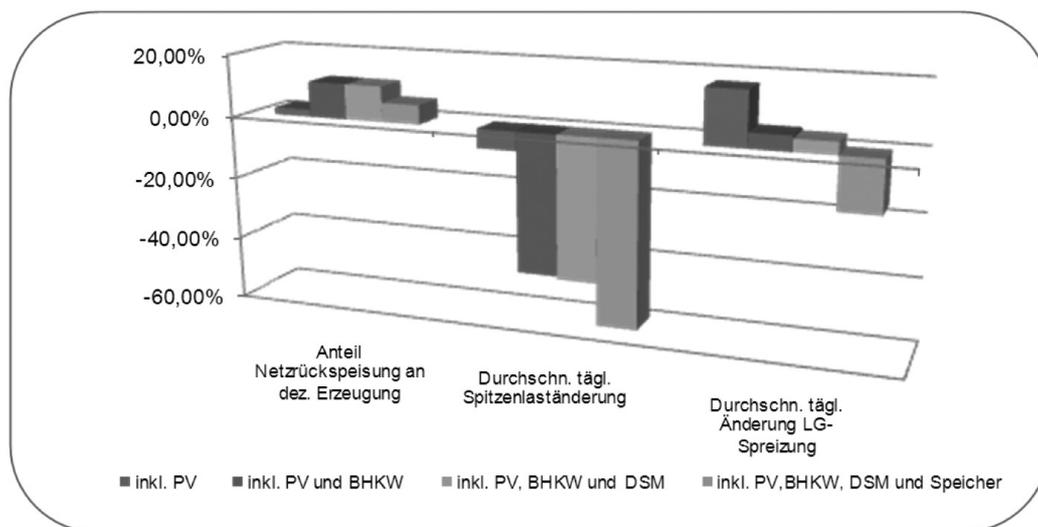
Ein elektrisches Netz mit einem hohen Anteil dezentraler Energieversorgung stellt insbesondere an die Betriebsführung große Anforderungen. Diesen Herausforderungen begegnet der FEN mit der Entwicklung der „netzorientierten Betriebsweise“, die es ermöglicht, Einspeisungen dezentraler Stromerzeuger steuerbar bzw. prognostizierbar zu gestalten. Zur Realisierung einer solchen Betriebsweise sieht der Ansatz im FEN vor, zunächst mit Hilfe von probabilistischen Methoden die Lastsituation in einem Netzbezirk zu prognostizieren. Aufbauend auf der Differenz zwischen dem prognostizierten und dem angestrebten Lastgang werden Sollwerte für steuerbare Elemente im Verteilnetz vorgegeben. In diesem Kontext wurde eine Vielzahl von städtischen und ländlichen Netzabschnitten analysiert- die Abbildung zeigt ein real existierendes städtisches Netz mit etwa 300 Hausanschlüssen aus dem Norden Deutschlands.

¹ TU Braunschweig, Schleinitzstrasse 23, 38106 Braunschweig, Tel.: +49 (0)531/ 391-9736, Fax: +49 (0) 531 391 8106, p.gronstedt@tu-braunschweig.de, www.tu-braunschweig.de/elenia

² TU Braunschweig, Schleinitzstrasse 23, 38106 Braunschweig, Tel.: +49 (0)531/ 391-7735, Fax: +49 (0) 531 391 8106, m.kurrat@tu-braunschweig.de, www.tu-braunschweig.de/elenia



In der unten angeführten Abbildung sind die simulativen Ergebnisse eines fünfstufigen Ansatzes für ein aktives Verteilnetz dargestellt. Das real existierende städtische Verteilnetz wurde zunächst mit Photovoltaik und später mit einem Virtuellen Kraftwerk bestehend aus Mini Blockheizkraftwerken, flexibilisierten Verbrauchern (DSM) sowie elektrischen Speichersystemen über ein Simulationsmodell erweitert. Als relevante Parameter für die Ergebnisse sind neben dem Anteil an Netzzurückspeisung, die Spitzenlastabsenkung und die Änderung in der Lastgangspreizung ausgewählt.



Es zeigt sich, dass eine aktive Einbindung dezentraler Einspeisung kombiniert mit der Verwendung von (vorhandenem) Speicherpotential maßgeblich die weitere Integration Erneuerbarer Energieumwandlung verbessert.

Validierung im Feld und Ausblick

Dieser Beitrag soll die Ergebnisse des FEN aus fünfjähriger Forschung in Bezug auf die weitere Integration dezentraler Energiesysteme zusammengefasst darstellen. Dabei werden neben simulativen Ergebnissen auch Erfahrungen und Erkenntnisse aus dem aktuell laufenden Feldversuch zur Verifizierung der erarbeiteten Konzepte vorgestellt.

Abschluss wird der Beitrag mit einem Ausblick auf die Anwendbarkeit des erarbeiteten Konzepts für die Erschließung aktueller und zukünftiger Vermarktungswege finden. In diesem Zusammenhang wird der Idee einer Mehrfachvermarktung dezentral verfügbarer elektrischer Leistung nachgegangen, die über die zeitgleiche Nutzung einer Vielzahl vorhandener Absatzkanäle zu einer optimierten Erlössituation mit gleichzeitig einhergehender Risikoreduzierung führt.

5.2 SMART METERING (SESSION D2)

5.2.1 Do You Find Smart Metering as Challenging?

Wolfgang KUZEL¹

Typical Client Questions

Strategic approach

What are the industry trends and business drivers shaping the Energy Utility industry?

How do they influence my business and information technology development?

How do I develop my business and IT architecture and systems to cope with these trends and business drivers?

Piloting and proof of concept

In Norway most meters are inside buildings. When planning the Smart Meter pilot was in need of an efficient rollout process, while simultaneously ensuring access to the meters, requiring efficient customer communications.

Rollout support

To manage replacement of 900.000 meters alongside normal operations, setting up internal business processes, systems and hardware and follow up of the AMI service provider. Large Nordic utility rolled out their Advanced Metering Infrastructure (AMI) solution and installed approximately 900.000 Smart Meters.

Efficient daily operation

Companies needed a new and modern customer management and billing system to improve customer service and streamline billing routines, while at the same time meeting performance demands for automatic reading of energy consumption.

Professional AMI managed services

- Establishment of service and operations environment
- IT-integration towards customer and sub suppliers
- Service deliveries with guaranteed SLA
- System surveillance
- Field service through sub suppliers
- Handling of incidents and exceptions
- Single Point Of Contact (SPOC)

Our approach to a solution

Strategic approach

Tieto has in-depth knowledge of the utility business and can offer high quality business consulting. We can support planning, monitoring and delivery of the rollout of an Advanced Metering Infrastructure (AMI). We can offer assistance in other key areas like service design, business case analysis and IT architectures.

Piloting and proof of Concept

Tieto's AMI roll-out solution enabled the customer to plan rollout areas in a structured way and provided a bird's-eye view of progress. The appointment scheduling and resource optimisation functionality gave satisfied customers and provided flexibility for the field workforce.

¹ Tieto Austria GmbH, Millenniumstower, Handelskai 94-96, 1200 Wien, Austria, Tel.: +43 (0)1 33174 1571, Fax: +43 1 33174 1092, wolfgang.kuzel@tieto.com, www.tieto.at

Rollout support

To use Tieto's Workflow Management System (WMS). This enabled change of over 6.000 meters per day with a field force of approximately 500 technicians. The status of each meter change was updated from the field technicians' handheld terminals to the customer service front tool in seconds.

At top speed, more than 6.000 meter changes were performed per day with only 2% in exception management.

Efficient daily operation

Together with Tieto, Customer and Billing (CAB) were deployed a system for customer management and billing that is now used by Fortum and more than 20 other Nordic energy companies. With Customer and Billing (CAB) Fortum can concentrate on its core activities – the production and distribution of energy services that lead to sustainable development.

Professional AMI managed services

Tieto managed the roll out project and is now running the service operation from the AMI Service Centre in Lillehammer, Norway. Tieto can offer Smart Metering services, including development, operation and maintenance of IT infrastructure and systems needed for a complete AMI Managed Service.

5.2.2 Anerkennung von Smart Metering-basiertem Feedback in EVU-Verpflichtungssystemen

Simon MOSER(*)¹, Andrea KOLLMANN¹, Johannes REICHL¹

Inhalt

Bereits in der Energiedienstleistungsrichtlinie (EDL) 2006/32/EG wurde die Einbindung von Energieversorgungsunternehmen (EVU) zur Erbringung von Energieeinsparungen bzw. Effizienzsteigerungen verlangt. Während in der EDL die Einbindung der EVU noch weniger konkret gefordert wurde, fordert der Vorschlag zur Energieeffizienzrichtlinie (EED) gemäß KOM (2011) 370 verstärkte Schritte in diese Richtung, auch wenn eine Opt-Out-Möglichkeit bestehen bleibt. In diesem Vorschlag wird in Artikel 6 nach einer Einführung einer Verpflichtung zur Erbringung von Energieeinsparungen bzw. Effizienzsteigerungen (Energy Efficiency Obligation, EEO) verlangt.

Für den Fall einer Einführung eines nationalen EEO-Systems ist zu erwarten, dass sich die EVU mit der möglichst kosteneffizienten Erreichung des jährlich in absoluten Energieeinheiten definierten Einsparziels auseinandersetzen. Internationale Ansätze (u.a. in Großbritannien) zeigen, dass die Einführung von Smart Metering-Systemen und die Bereitstellung eines auf dieser Verbrauchserfassung basierenden Feedbacks als Maßnahme in EEO-Systemen angedacht werden kann. Inwieweit die Maßnahme „Bereitstellung von Verbrauchsfeedback“ in politisch-instrumentalem (Additionalität) bzw. ökonomischen (Kosteneffizienz) Sinn zielführend ist, soll in dieser Arbeit dargestellt werden.

Methodik

Im Rahmen des Forschungsprojekts „Energieabrechnungsoptimierung zur Endverbraucher motivation“ („E-Motivation“, gefördert vom Klima- und Energiefonds Nr. 818909) wurde ein Feldtest mit einer monatlichen, auf durch Smart Metering bereitgestellten Daten basierenden, postalischen Verbrauchsinformation durchgeführt. Haushaltscharakteristika und Verbrauchswerte wurden konstant erfasst und ausgewertet.

Im Rahmen des Forschungsprojekts „Möglichkeiten der Einführung von Energieeffizienz-Zertifikaten in Österreich“ („EnergieZer“, gefördert vom Klima- und Energiefonds, FFG-Nr. 822150) wurden Experteninterviews auf nationaler und europäischer Ebene zu bestehenden EEO-Systemen und den österreichischen Gegebenheiten bzw. Rahmenbedingungen durchgeführt. Eine entsprechend tiefgehende Literaturanalyse bildete die Basis für diese Interviews und wird auch für diese Arbeit herangezogen.

Ergebnisse

Eine regelmäßige oder webbasierte Verbrauchsinformation ist als Soft Measure zu kategorisieren. Sind diese in einem EEO-System angedacht bzw. erlaubt, so bietet sich diese Maßnahme auch zur Erfüllung der Verpflichtung an. Zur Zweckmäßigkeit eines politischen Instruments muss dieses Projektumsetzungen auslösen, die ansonsten nicht durchgeführt worden wären (Additionalität). Wird die Einführung von Smart Metering und die Bereitstellung von Verbrauchsinformationen ebenfalls im Richtlinien vorschlag verankert, so ist von einer Verminderung der Additionalität der Maßnahme auszugehen. Speziell konsumentenfreundliche Angebote können einer Verminderung aber entgegenwirken.

Die Maßnahme Smart Metering-basiertes Feedback erscheint aufgrund der berechneten maßnahmenspezifischen Kosten im Vergleich zu den durchschnittlichen Maßnahmenkosten in anderen Ländern mit bestehenden EEO-Systemen als ökonomisch attraktiv.

¹ Energieinstitut an der JKU Linz, Altenbergerstraße 69, 4040 Linz, Tel.: 0732-2468-5658, Fax: 0732-2468-5651, moser@energieinstitut-linz.at, www.energieinstitut-linz.at

5.2.3 Smart Metering in Privathaushalten - Umsetzungserfahrungen aus dem Pilotversuch €CO2- Management

Gernot BITZAN¹, Sebastian SEEBAUER²

Feldeinsatz von Smart Metering

Österreich steht vor einer flächendeckenden Einführung von Smart Metering in Privathaushalten. Die konkrete Umsetzung wird von Energieversorgungsunternehmen, Technologieentwicklern und Energie-Regulierungsbehörden intensiv diskutiert. Der Pilotversuch ECO2-Management erprobt Smart Metering aus technischer, organisatorischer und Nutzersicht. Dabei wird das Smart Meter mit einem in-home-display, einem Webportal, zeitvariablen Tarifen, Mikroemissionszertifikaten und einer individuellen Energieberatung kombiniert. Je 100 Privatkunden der Energie Klagenfurt, der Energie Graz und von e-lugitsch erproben das System seit Juni 2011 in einer einjährigen Testphase.

Dieser Beitrag berichtet praktische Erfahrungen der ersten Nutzungsmonate aus technischer und nutzerseitiger Perspektive. Wir ziehen dafür Erfahrungen aus Installation und Wartung der Smart Meter, Dokumentationen von Kundenkontakten der Energieberatung und vorläufige Ergebnisse einer Befragung von 66 Kunden der Energie Klagenfurt und 52 Kunden der Energie Graz heran.

Darstellungen der Erfahrungen aus der Umsetzung

Überblick über das installierte System, Intention und Ziele

Darstellung der praktischen Erfahrungen (Soft-Facts) im Bereich auf Testkudenaquisition, Ausrollung und Betrieb des Gesamtsystems. Es werden die positiven und negativen Erfahrungswerte z.B. bezüglich folgender Punkte vorgestellt: Teilnahmebedingungen, Installation vor Ort, Anbindung weiterer M-Bus Zähler (Wasser, Gas, Wärme), Erreichbarkeit/Verfügbarkeit der Daten, Aktive Mitarbeit der Kunden, Nutzung der installierten Geräte und der Internet-Plattform, Verbesserungswünsche, allgemeines Kundenfeedback... Hard-Facts wie eine ermittelte Quantifizierung der Energieeinsparung durch die Verwendung des Systems können erst nach Abschluss des einjährigen Testzeitraumes und nach detaillierter Auswertung durch die Begleitforschung präsentiert werden.

Die Testhaushalte sind weitgehend repräsentativ für die Wohnbevölkerung in den Testgebieten Klagenfurt, Graz und Feldbach hinsichtlich Bildungsstand, Wohnform und anderer Haushalts- und Personenmerkmale. Es zeigt sich jedoch ein klarer Selektionseffekt durch die freiwillige Teilnahme am Pilotversuch: Die meisten Testhaushalte praktizieren bereits energieeffizientes Alltagsverhalten, verfügen über hohes Energiesparwissen und leben in Gebäuden mit hohem Energiestandard. Die Teilnehmer äußern hohes Vertrauen bezüglich technischer Funktionsfähigkeit des Systems und Datenschutz. Vorrangige Teilnahmemotive am Pilotversuch sind der Wunsch nach einer präzisen Rückmeldung des Energieverbrauchs, nach dem Erkennen von „versteckten Verbrauchern“ sowie erwartete Kosteneinsparungen und umweltbewusste Werthaltungen. Weder Teilnahmemotive noch Vertrauen hängen mit der Technikaffinität der Pilotnutzer, d.h. mit ihrer Aufgeschlossenheit gegenüber modernen Informationstechnologien zusammen. Es zeigt sich aber, dass Personen mit einem schlechteren Energiesparwissen häufiger als Teilnahmemotive nennen, dass sie ihren Hintergrund-Stromverbrauch und die Abrechnung des Energieversorgers besser nachvollziehen wollen. Es bestehen keine nennenswerten Unterschiede zwischen den Testgebieten Klagenfurt und Graz.

¹ Energie Klagenfurt GmbH, St. Veiter Straße 31, 9020 Klagenfurt, Tel.: +43/463/521-100, gernot.bitzan@energieklagenfurt.at, www.stw.at

² Wegener Zentrum für Klima und Globalen Wandel, Karl-Franzens-Universität Graz, Leechgasse 25, 8010 Graz, Tel.: +43/316/380-8447, Fax: +43/316/380-9830, sebastian.seebauer@uni-graz.at, www.wegcenter.at

Ausblick

Bisherige Smart Metering-Feldversuche berichten Reduktionen des Energieverbrauchs um bis zu -5% (AECOM 2011), sofern Haushalte auf freiwilliger Basis rekrutiert werden (Opt-In). Bei flächendeckender Einführung ohne Rücksprache mit den betroffenen Haushalten werden keine Einsparungen erreicht (Wallenborn et al. 2011). Die bisherigen Erfahrungen im ECO2-Management Pilotversuch deuten ebenfalls darauf hin, dass Smart Metering vorrangig von energiebewussten Personen genützt wird, welche damit zusätzliche Einsparpotenziale in ihrem Haushalt aufspüren wollen. Ein Vorher-Nachher-Vergleich der Verbrauchsdaten und eine zweiten Befragungswelle am Ende der Testphase werden aufzeigen, wie weit das Nutzerverhalten durch das ECO2-Management System verändert wurde und welche ökonomischen, psychologischen und sozialen Wirkungsmechanismen diesen Veränderungen zugrunde liegen.

Das Leitprojekt ECO2-Management wird aus Mitteln des Klima-und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

Literatur

AECOM (2011), Energy Demand Research Project: Final analysis. Report to Ofgem. Hertfordshire, UK.

Wallenborn, G., Orsini, M., Vanhaverbeke, J., Bontinckx, C. (2011), A feedback lesson. Household appropriation of electricity monitors. Vortrag bei der Sustainable Consumption Conference, 6.-8.11.2011, Hamburg

5.2.4 Smart Metering im industriellen Einsatz - Erfahrungen und Nutzen

Alfons HABER¹, Günter STAUDIGL²

Kurzfassung

OMV Austria Exploration & Production GmbH (OMV AUT) fördert Erdöl und Erdgas über ein großflächiges Gebiet, schwerpunktmäßig im Weinviertel. Das Unternehmen ist seit mehr als 50 Jahren im Bereich der Exploration und Produktion tätig und kann derzeit 10% des Ölverbrauchs und 19% des Gasverbrauchs in Österreich abdecken.³

OMV AUT verfügt über ein weitläufiges 20-kV und 0,4-kV-Industriernetz, welches vorwiegend aus Kabelleitungen besteht. Größtenteils erfolgt die Messung des Stromverbrauchs von Anlagen im Öl- und Gasfeld in den jeweiligen Niederspannungshauptverteilern. Die bestehenden rund 200 verrechnungsrelevanten Ferraris-Zähler wiesen ein hohes Alter auf, wobei das Durchschnittsalter bei rund 30 Jahren lag. Nicht nur aufgrund des Alters der Zähler hätte es in den nächsten Jahren zu umfangreichen Investitionen kommen müssen. Weiterführend werden laufend elektrotechnische Anlagen bei OMV AUT instand gehalten und erneuert, wodurch ebenfalls eine Neubeschaffung von Stromzählern erforderlich ist.

Das wesentliche Ziel in der Umrüstung auf Smart Metering für OMV AUT bestand darin, die monatliche Erfassung des jeweiligen internen Stromverbrauchs automatisiert und untergliedert nach Kostenstellen vereinfacht und kosteneffizient zu erfassen. Neben dieser wirtschaftlichen Vereinfachung soll ebenfalls der Stromverbrauch je Anlage zeitnaher und in einer erhöhten Auflösung erfassbar sein, um so spezifische Werte zu erhalten und in der Gesamtbetrachtung die Entwicklung des Stromverbrauchs mit einer höheren Skalierung darstellen zu können.

Das hier beschriebene Smart Metering System ist für die interne Erfassung des Stromverbrauchs auf Anlagen ausgerichtet. Die zugehörigen Anforderungen lassen sich insbesondere über die Messung, Datenübertragung, dem Design der relationalen Datenbank und Dokumentation beschreiben.

Zusammenfassend können seitens OMV AUT aus heutiger Sicht Erfahrungen nach dem Einbau bzw. Umbau und die Nutzen aufgelistet werden. Die ersten Erfahrungen, im konkreten Anwendungsfall für den industriellen Einsatz, erstrecken sich von Einbau- bzw. Umbaumaßnahmen unter Nutzung der vorhandenen Infrastruktur (Informations- und Kommunikationstechnologie – IKT und Messwandler), der täglichen Auslesung aller Zähler bis hin zum Datenmanagement.

Die Nutzen liegen in technischen und wirtschaftlichen Bereichen und beziehen sich vorwiegend auf die ausführlicheren Verbrauchs- bzw. Betriebscharakteristiken, die Kostenreduktionen der Ablesungen und Datenverwaltungen, die internen detaillierten und zeitnahen Kostenbuchungen und die Messungen ausgewählter Parameter der Spannungsqualität. In weiterer Folge kann mit Hilfe dieses Smart Metering Systems eine Lokalisierung von Ineffizienzen und Effizienzsteigerungspotenzialen ermöglicht werden.

Die resultierenden internen Wirtschaftlichkeitsbewertungen belegen, dass sich die Einführung von Smart Metering unter den gegebenen Vorgaben, u.a. der Verfügbarkeit der IKT-Systeme und den Nutzen für die OMV AUT, positiv auf das Unternehmen auswirkt.

¹ OMV Austria Exploration & Production GmbH, Protteser Straße 40, 2230 Gänserndorf, Tel.: +43 1 40440-33077, Fax: +43 1 40440-633077, alfons.haber@omv.com, www.omv.com

² OMV Austria Exploration & Production GmbH, Protteser Straße 40, 2230 Gänserndorf, Tel.: +43-1 40440/32670, Fax: +43-1-40440/30986, guenter.staudigl@omv.com, www.omv.com

³ www.omv.at

5.2.5 Welche Einspareffekte lassen sich durch Smart Metering erzielen – Ergebnisse eines Feldversuchs

Marian KLOBASA¹, Joachim SCHLEICH², Sebastian GÖLZ³

Motivation und zentrale Fragestellung

Durch den Einsatz von intelligenten Stromzählern (Smart Metern) erhoffen sich politische Entscheidungsträger substantielle Einspareffekte bei den Haushalten. So sind in vielen Ländern Europas Aktionspläne entwickelt worden, um eine flächendeckende Verbreitung solcher Zähler zu erreichen. Die EU Effizienzrichtlinie (Directive 2006/32/EC) schreibt den Einbau solcher Zähler bei einem Austausch bzw. im Neubau bereits heute vor. Darüber hinaus wird auch ein zeitnäheres Feedback zum Stromverbrauch diskutiert. Derzeit existieren jedoch noch unzureichende Kenntnisse über die realisierbaren Einspareffekte. In diesem Beitrag werden die Ergebnisse eines Feldversuches mit über 1500 Haushalten in Österreich vorgestellt, die über einen Zeitraum von 11 Monaten zeitnahes Feedback zu ihrem Stromverbrauch bekommen haben. Der Feldversuch wurde im Rahmen des deutschen Forschungsprojektes Intelliekon durchgeführt und mit Mitteln des Bundesforschungsministeriums gefördert. Projektpartner waren neben dem Fraunhofer ISI und ISE, das Institut für Sozialökologische Forschung (ISOE), die EVB Energy Solution und mehrere Energieversorger darunter auch die Linz AG.

Methodische Vorgangsweise

Insgesamt beteiligten sich ca. 1500 Haushalte der Linz AG an dem Feldversuch. Der Hälfte der Haushalte wurde ein zeitnahes Feedback zu ihrem Stromverbrauch entweder über ein WEB-Portal oder postalisch zur Verfügung gestellt. Darüber hinaus erhielten diese Haushalte Tipps zum Stromsparen. Diese Pilot-Gruppe und ihr Stromverbrauch wurden mit den restlichen Haushalten verglichen, die dabei als Kontrollgruppe agierten. Die Auswahl der Pilot- und Kontrollhaushalte erfolgte zufällig, wobei die Haushalte jedoch zunächst ihr grundsätzliches Einverständnis zur Teilnahme am Feldversuch geben mussten. Die Art des Feedbacks (über das WEB-Portal bzw. per schriftlicher Info) konnten die Haushalte der Pilotgruppe dann auswählen. Der Feldversuch wurde über 11 Monate im Zeitraum von Dezember 2009 bis Ende Oktober 2010 durchgeführt.

Die Einspareffekte werden mit Hilfe einer multivariaten Regressionsanalyse ermittelt. Auf diese Weise lassen sich Unterschiede in der sozio-demographischen Struktur der Pilotgruppe und der Kontrollgruppe berücksichtigen. Als weitere Einflussgrößen für den Stromverbrauch werden u.a. die Anzahl Personen im Haushalt, die Ausstattung mit elektrischen Geräten und die Wohnungsgröße mit berücksichtigt.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Analysen zeigen, dass die Haushalte der Pilotgruppe einem um ca. 4,5 % geringeren Stromverbrauch ausweisen als die Haushalte der Kontrollgruppe. Auswertungen der einzelnen Monate belegen, dass der ermittelte Effekt über den betrachteten Zeitraum relativ konstant bleibt und sich in dieser Zeit kaum abschwächt.

Der erzielte Effekt liegt etwas unterhalb der Erwartungen, die sich aus der Literatur ableiten lassen, so werden in einem aktuellen Papier der EU Kommission bis zu 10 % Einspareffekte genannt. Für die Haushalte bedeuten die erzielbaren Einsparungen nur einen geringen finanziellen Einspareffekt, der zum Teil wieder durch Investitionen in die Smart Meter kompensiert werden kann, wenn die dafür anfallenden Kosten auch direkt durch die Haushalte getragen werden müssen.

¹ Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Breslauer Strasse 48, 76139 Karlsruhe, Deutschland, Tel.: +49 721 6809 – 287, m.klobasa@isi.fraunhofer.de

² Grenoble Ecole de Management / Fraunhofer ISI, 12, rue Pierre Sémard, BP 127, 38003 Grenoble Cedex 01, France, joachim.schleich@grenoble-em.com

³ Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, Heidenhofstrasse 2, 79110 Freiburg, Deutschland, sebastian.goelz@ise.fraunhofer.de

Aus Sicht einer nachhaltigen Entwicklung stellt der erzielte Effekt allerdings einen substantiellen Beitrag dar. Werden Smart Meter darüber hinaus für den Betrieb zukünftiger Netze mit hohem Anteil erneuerbarer Energien benötigt, fällt die Gesamtbewertung deutlich positiver aus. Für die weitere Entwicklung von Smart Metern sowie von Smart Grid Konzepten ist daher eine umfassende Kosten-Nutzen Betrachtung von zentraler Bedeutung. Hierzu können die durchgeführten Untersuchungen einen wichtigen Beitrag liefern.

5.3 DEMAND RESPONSE I (SESSION D3)

5.3.1 Industrial / Commercial Demand Response as a Business Model – A Practical View

Dirk IDSTEIN¹

Motivation

The increasing share of renewable energy sources and their integration into the electricity networks creates great challenges for the stability and for the security of supply – as the grid has practically no storage capacity an increasing level of flexibility is required from future energy systems.

One proven approach to address these challenges is the application of Demand Response: a process to manage consumption (demand) of electricity in response to supply conditions. Demand Response has been a well-known term in the USA to prevent blackouts or brownouts. This basic concept needed to be developed further and to be adapted to European market realities. This provides for the intelligent use of electrical loads and decentralized generation capacity which can be marketed in aggregated form as flexibility products on the energy market. At the same time, the participating electricity consumers can play an active role in the development of the energy system and the integration of renewable energy.

Implementation approach

Entelios has established a business model based on Demand Response and is the first Demand Response Aggregator and Service Provider in the German market and has since its inception taken also leading role in Europe. Entelios aggregates controllable electrical loads and decentralized generation capacity belonging to commercial, industrial and institutional energy users (Demand Response Participants). Networking is handled via the Entelios Network Operations Center (NOC). The Entelios NOC combines in-depth industry know-how with scalable processes and state of the art information and communication technology (ICT). Energy users are integrated by ICT and receive control signals. The power consumption of aggregated energy users is adjusted through the Entelios NOC based on the requirements of e.g. utilities, transmission and/or distribution system operators. Individual participating units (loads) are switched on or off depending on availability, fluctuations between power generation and demand are thereby balanced out. Hence, demand for power is made more flexible.

The Demand Response Participants receive a bonus from the commercialization of the aggregated flexibility („Megawatt under Management“ MWuM), at no additional costs or risks to their business. Commercialization is done through Entelios, using the German market for balancing energy as a first step. Further channels for MWuM commercialization are accessible e.g. in collaboration with utilities.

¹ Entelios AG, Claudius-Keller-Str. 3c, 81669 Munich, Germany, Tel.: +49 89 552 99680, dirk.idstein@entelios.com, www.entelios.com

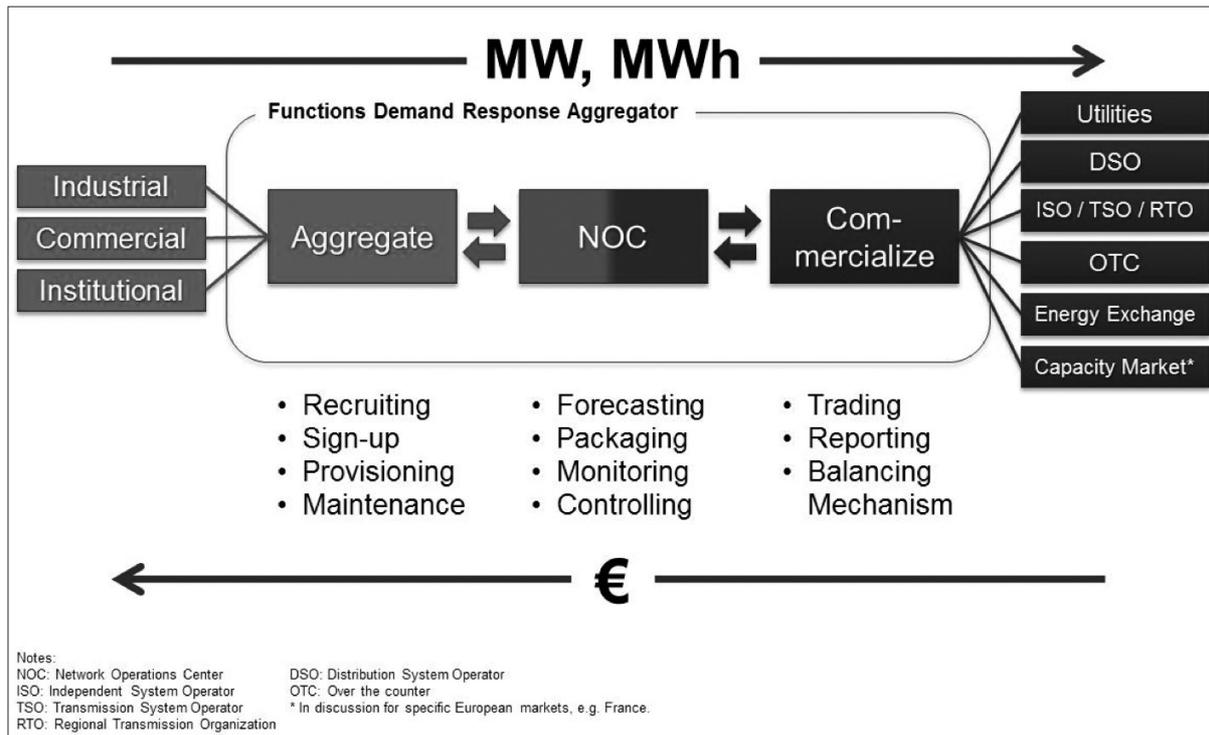


Figure 1: Functions of a Demand Response Aggregator (Source & copyright: Entelios AG)

Results

Since its foundation in 2010, Entelios has built the capability for addressing various types of electrical loads (e.g. Cooling, Heating, Ventilation, Air Conditioning, Pumps, Mills, Smelters) in various industries that offer large potential for Demand Response (e.g. food processing industry, wood processing industry, pulp & paper industry, non-ferrous metals processing industry, cement & glass processing industry, chemical industry, etc.).

At the same time, Entelios has established a business model that is fully compliant to the regulations of the electricity energy market in Germany and most European countries. Entelios acts as an independent Demand Response Aggregator and in parallel as a Demand Response Service Provider to utilities (depending on the market).

In addition, for promoting the application of Demand Response across Europe, Entelios is one of the founding members of the Smart Energy Demand Coalition (SEDC: <http://sedc-coalition.eu/>).

For short-term energy flexibility, Demand Response has already proven to be more capital efficient, faster in implementation and more energy efficient compared to most conventional alternatives e.g. gas and/or coal operated peaking power plants or pump-storage.

5.3.2 How Can Industry Measure the Social and Commercial Benefits of a DR Driven Business Model?

Marko SVETINA¹

Definition of Demand Response

“Changes in electric usage by end-consumers from their current consumption patterns in response to changes in the price of electricity over time, or to incentive payments designed to adjust electricity usage in response to wholesale market prices or when system reliability is jeopardized.”

Demand Response increases systems efficiency, bringing several important environmental and financial benefits within today's electricity markets. It substantially reduces the need for investment in peaking generation by shifting consumption away from peak hours. It acts as a cost effective GHG free balancing resource for wind and solar generation. Adding stability to the system, it lowers the need for coal and gas fired spinning reserves - power plants that run offline, burning fuel continuously, in order to be ready to supply power and short notices. It reduces wholesale energy costs by lowering the point at which the demand curve intersects the supply curve. And it can decrease the need for local network investments, as it can shift consumption away from peak hours in regions with tight network capacity. Demand response delivers these benefits through providing consumers; Residential, Commercial² or Industrial, with control signals and/or financial incentives to lower or adjust their consumption at strategic times.

In so doing Demand Response offers end consumers the opportunity to benefit directly from the Smart Grid.

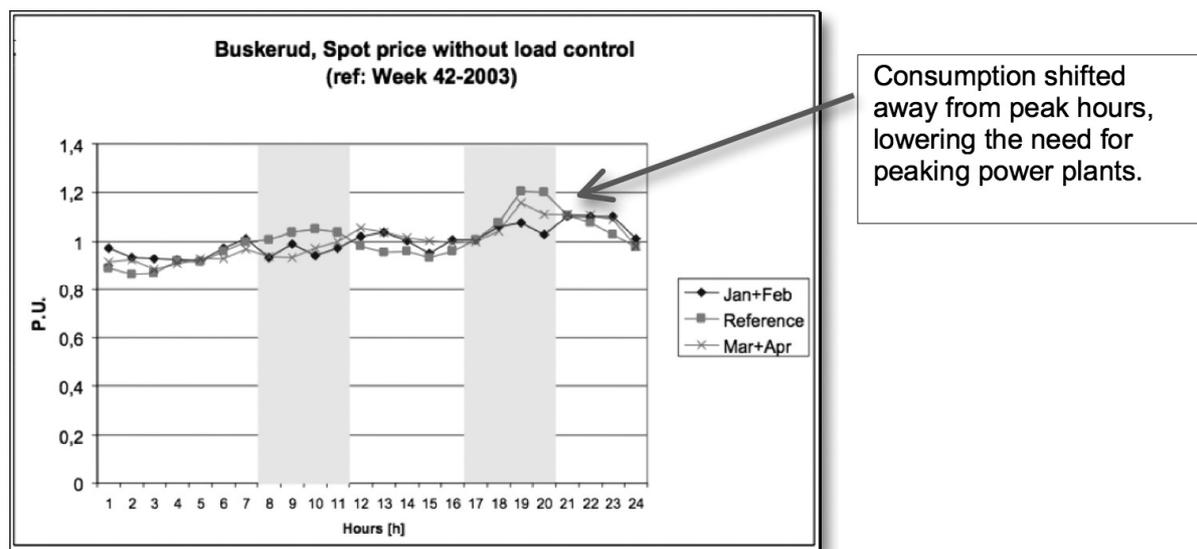


Figure 1: The influence of increased electricity prices on peak consumption during the Norwegian Spot Price Pilot. Source: Norway: EFFLOCOM

The majority of revenue from DR programs flows to end users and **stays** within the local communities and builds local businesses. It is unknown how many billions in revenue that European businesses and households would gain directly in the form of payments, for shifting consumption and indirectly through lowered investment costs. However, the Demand Response market in the USA is now generating approximately **6 billion dollars per year** in direct revenues for local businesses, industry and households **as well as** enabling avoided investment costs.

¹ cyberGRID GmbH, Halirschgasse 16, 1170 Wien, Tel.: +43 1 4812626 11, Fax: +43 1 4812626 33, office@cyber-grid.com

² By the term Commercial is meant all buildings and businesses which are not directly industrial or residential; in other words, municipal buildings, SMEs, businesses such as hotels, office spaces, etc.

At approximately 3.500 TWh per year, the overall EU electricity market is nearly the same size as the US market, at about 3.800 TWh per year.

Some regions in the US, such as PJM¹, are already cutting 7% of their seasonal peaks. Though further study is needed, a rough estimate of current peak clipping capabilities through Demand Response in Europe ranges between 6% and 11% depending on the profile of commercial/industrial and residential resources available in each market². This would mean a corresponding number fossil fuel burning power plants could be removed from the system.

The European Commission has stated its strong support for the implementation of Demand Response Programs throughout Europe as an important strategic step in achieving its 20/20/20 targets. Yet despite continued high-level efforts on the part of policy makers and millions spent on pilot projects, the development of demand response programs in Member States has been slow to non-existent. This has raised questions as to the viability of demand response development overall in Europe. It has been unclear, why even programs with highly positive cost benefit ratios, including Commercial Industrial Demand Response (C&I DR), still have not managed to establish themselves within most European markets.

In order to better understand why even programs that are clearly economically viable are not getting established, the SEDC asked its Members – utilities, aggregators and technology companies together having over 100 million customers and employing over 1 million people in energy and other fields – to provide us with a “snap shot” of the current regulatory and technological opportunities, barriers and enablers in their own markets influencing Demand Response development. The aim is to gain a better understanding of the realities of working with demand response in Europe today. As a Demand Side Coalition whose entire membership is made up of companies working with demand side programs around Europe, the SEDC was uniquely placed to perform this review.

Source

The Demand Response Snap Shot; The Reality For Demand Response Providers Working, SEDC Brussels, EU Parliament; Square de Meeus 37 – 4th Floor; Bruxelles 1000 Belgique, September 2011

¹ PJM: a wholesale electricity market and transmission grid operator originally covering Pennsylvania, New Jersey, and Maryland, but now including parts of 13 states and the District of Columbia.

² This estimate assumes that the value of capacity is made transparent in the organized electricity markets and also that demand side resources have access to these markets. A market such as Denmark with little Industry, small commercial sites and low electricity consumption in most homes may only reach a 5-6% reduction, however larger industrial economies such as Poland could probably shift closer to 13%. We have made an effort here to represent the conservative figures

5.3.3 How Can You Get the Loads/Capacities and What to Do? ICT Point of View

Peter NEMČEK¹

The Virtual Power Plant (VPP) that aggregates Demand Response, Distributed Generation and Renewable Energy Resources into the Balancing and Reserve capacity is the most typical case of a SmartGrid asset. Its multidisciplinary nature comprises electricity, ICT and many process and energy related areas, like industrial, commercial, residential, CHP, biomass, biogas, wind etc. But in order to build successful VPP its business model is as much important as related technology.

Virtual Power Plant is a complex management infrastructure that collects electricity measurement data from electricity meters and data loggers. The data is perpetually analyzed in order to assess the availability and reliability of potential flexibility capacity of connected resources (storage, loads and generation adaptability). Balancing or Reserve Event triggers the optimization algorithms that scans all VPP resources, its parameters, characteristics, analysis and optimally aggregates them into a required balancing or reserve product. Automatic notification of VPP resources is done via different communication paths using primarily internet and mobile network. During the balancing event the regulation algorithms control the aggregation of resources. After each balancing event, standardized reports are generated and distributed to the stakeholders involved allowing automatic billing of this novel system service.

Several factors define business models under which VPPs operate:

- Method of financing (market or incentivized)
- Target market (system services, imbalance management, day ahead, intraday, balancing market, etc.)
- Motivation factor (price structure, environmental aspect, system aspect, etc.)
- Customer type (household, commercial, industrial, public)
- Consumption characteristics (responsiveness, capacity, reliability, frequency, duration, etc.)
- Distributed generation characteristics (primary resource, responsiveness, capacity, reliability, frequency, duration, etc.)
- Activation type (response time, duration, changes, capacity, etc.)
- Mode of communication or activation (manual, semi-automatic, automatic).

Normally, the right combination of the factors mentioned above will set the success for a relevant Demand Response program and VPP operation.

Electricity retailers are today seeking new opportunities on how to serve their customer base better and the VPP concept is recognized as the most efficient. In three to five years, all market leaders will enable their customers to take an active role in VPPs and reduce their cost or generate new revenue through widely accepted demand response programs. Those retailers, who will lag behind this vibrant development, will face serious challenges, especially from independent aggregators who will “attack” much of their customer base – especially large customers. When these customers are assigned to independent aggregator programs, this will become a good opportunity for them to take away much of the old utilities’ retail business.

When deciding which electricity consumer base should constitute the VPP capacity the characteristics of residential, commercial and industrial sector has to be analyzed. In most European households consumption is relatively small. Therefore it is very hard to achieve reasonable payback periods. Commercial and Industrial (C&I) programs on the other hand are already commercially viable and can offer good ROIs.

¹ cyberGRID GmbH, Halirschgasse 16, 1170 Wien, Tel.: +43 4812626 11, Fax: +43 4812626 33, www.cyber-grid.com

Many studies show that there is significant available dynamic or adaptable capacity. In most cases C&I customers are able to reduce between 10 and 60% of their overall consumption for one or two hours without any major implications to their existing business. This, of course, depends on the type of loads being controlled and the willingness of the customer.

Currently there are two approaches what kind of loads to aggregate. First – the extensive approach – is to gather and manage as many simple loads (HVAC, boilers, fridges, etc.) as possible. The second – the focused approach – is to go deeper into the management of process related loads. Each approach has its own set of characteristics and therefore its own set of results. In most of the European countries, the focused approach has been found to be more suitable.

5.3.4 Demand Response Potentials in Industry

Christoph GUTSCHI¹, Daniel HÜTTER(*)¹, Heinz STIGLER¹



Motivation

Demand response (DR) has been applied for load shedding in several countries for the last two decades. In Europe, the method was applied in many cases until the opening and coupling processes for the electricity markets and the unbundling of utilities created a situation with an excess of generation capacities, where DR was no longer necessary or profitable. In the last decade, the overcapacities declined constantly due to an increase in demand as well as the deactivation of overaged generation capacities. Since this development has been leading to a coverage problem in some European countries, load shedding gets interesting again.

On the other hand, the development of fluctuating renewable generation like wind power leads to a rising demand for energy storage. At the moment, pumped storage hydro power plants (PSPP) are the only way to store electricity in large amounts and at reasonable costs. In many cases, the transmission and distribution grids are not capable of transporting large amounts of renewable energy over long distances, thus there is an increasing demand for local electricity storage. The fluctuating characteristics of renewable generation and its poor predictability may require additional generation capacities for frequency control in some control areas. Demand response can offer a cheap and instantly accessible method to limit the additional demand for storage as well as control capacities and increase the technical and economic efficiency in the electricity supply system.

The benefits of DR can be optimized if a lot of power can be acquired with few contracts and only few commands can control all the required capacities. Therefore, DR programs should rather focus on industry than on business or household consumers. Especially in power intensive industry branches DR measures will lead to a win-win-situation for utilities as well as consumers.

Methodical approach

In the first step, the "power intensity" of various industries has been assessed by means of statistical analyses. Based on these "power intensity" ratios, several branches have been identified as relevant for DR. The production chains of the relevant branches have been analysed to find out possible unit operations suitable for a fast cut-off.

In the next step, telephone surveys and on-site interviews with plant operators were carried out to proof the theoretic concepts. The respondents identified many additional possibilities for DR in their plants.

Finally, a concept for an optimal industrial DR was developed. In many cases, DR can be carried out without any reduction of product output, especially if processes with overcapacities and available storage capacities for intermediate goods are used for DR. Thus, an interruption of the limiting process of a production plant can be avoided (see figure 1). By that method, the requirement for electricity storage is fulfilled by the physical storage of energy services in the form of pre-produced intermediate goods or products. Thereby, the challenging electricity storage problem is converted into a product storage problem, which can be handled much easier.

Additionally, the reaction times of different unit operations in various branches were analysed and a simple cost estimation method has been developed. Finally the markets for DR were analysed to identify fitting DR potentials in industry.

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43(0)316873-7907, Fax: +43(0)316873-7910, christoph.gutschi@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

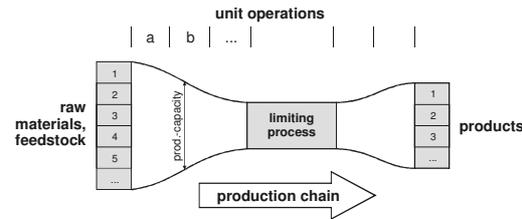


Figure 1: Schematics of a productions chain with a limiting process

Results

Different studies [1,3] show a DR potential in the Austrian industry in the range of 300 – 400 MW. The following manufacturing industries are of major importance with respect to DR programs:

Pulp and paper, iron and steel, mining, non-metallic mineral processing, non-ferrous metals, chemicals and foundry. Further potentials can be identified in many other industries.

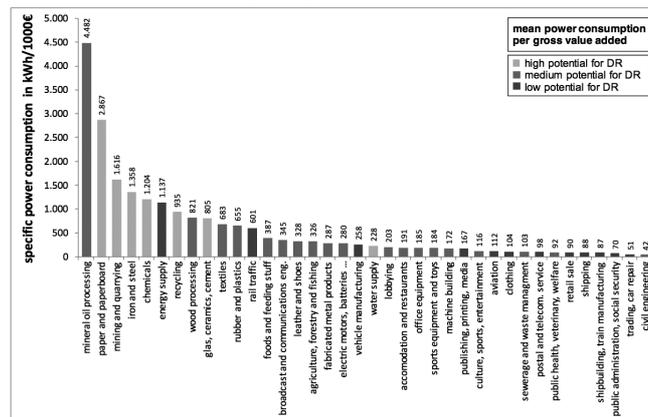


Figure 2: Mean power intensity of economic branches in Austria

Unit operations with suitable characteristics are:

Electrolysis, electric arc furnaces, electric melting furnaces, wood chippers and refiners, shredders, crushers and mills, sieves, liquefaction of gasses, chillers and cooling plants, pumping of liquids, compressors and many more.

The individual potentials may fit to different markets, e.g.

- Primary control: industrial gas or steam turbines
- Secondary control: chloralkali process
- Tertiary control: crushers and mills in mining, electric smelters in some chemical industries
- Load shedding: arc furnace in steel industry, technical gases, refiners in paper industry, chillers, water supply, air conditioning, heat pumps

Many of the above mentioned processes can also be used for emergency cut-off to ensure grid stability and reliability.

This project is supported with funds from the Austrian Climate and Energy Fund and implemented in line with the "New Energies 2020" program. (www.klimafonds.gv.at)

Literature

- [1] Hinterberger R., Polak S.: Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe in Österreich Chancen und Potentiale in zukünftigen Smart Grids, Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien IEWT2011.
- [2] Klobasa M.: Nachfrageseitige Regelungsmöglichkeiten im Energiesystem, Symposium Energieinnovation, EnInnov2008, Graz 2008.
- [3] Gutschi C.: Interdisziplinäre Beiträge zur Effizienzsteigerung im Energiesystem durch Energiespeicherung und Kraft-Wärme-Kopplung, Dissertation, TU Graz, 2007.

5.3.5 Impact of Incentive-Based Demand Response on Urban Low-Voltage Grid Operation

Jan RINGELSTEIN¹, Stefan DRENKARD²

Introduction and Problem Statement

Distribution grid operation and planning is facing a fundamental change due to growing amounts of distributed and fluctuating generation (DG). With this, the task of distribution grid planning – including procurement of assets with lifetimes of 30 years and more – can at best be called a big challenge. Energy system transition influences grid operation and maintenance of grid stability already today.

Decentralized energy management systems (EMS) for the low-voltage (LV) network are known to be a key smart grid component. However, their role for grid operation and planning still has to be precised considering real grid situations. This was aimed for in the European FP7 project Smart House/Smart Grid (SH/SG) [1][2].

Software simulations are a key tool for assessing impact of EMS onto grid operation. Since the practical relevance of this impact is constantly growing, distribution grid operators have high interest in according results for their own network areas. The Project SH/SG offered the first-time opportunity to study the effects of a day-ahead, variable tariff based EMS initially developed by Fraunhofer IWES (“Bidirectional Energy Management Interface” [3]) within an urban LV network.

Considered urban network and grid topologies

In order to study the impact of energy management onto grid operation parameters, simulations were carried out considering operation of a day-ahead variable tariff-based EMS used for automated demand response within part of the Mannheim-Wallstadt LV network (Fig. 1). This network features 3 MV/LV transformer stations supplying 168 connection points with a total of 309 households. It was simulated with a total of 350 kWp photovoltaic (PV) generation. Three different grid topologies resembling network deconstruction scenarios were studied: (1) all MV/LV connections closed, (2) MV/LV connection B opened, (3) MV/LV connection A opened (see Fig. 1). With this setup, 6 subsequent days with high solar irradiation were simulated.

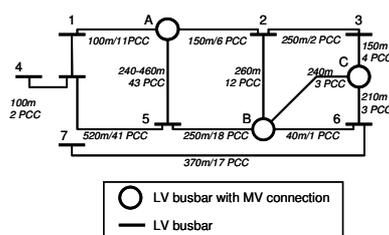


Figure 1: Schematics of simulated urban grid area

Simulation system and setup

For simulation of demand response in households within the network, a software system developed by Fraunhofer IWES was used. It is a discrete steady-state simulation with equidistant simulation stepwidth that models the behavior of BEMI-equipped smart houses in the electric distribution network. An interface to the professional grid calculation software Power Factory from DiGSILENT enables accurate modelling of grid operation effects. The system was used to carry out quasi-stationary load flow calculations with a simulated stepwidth of 5 minutes. Parameters of the devices, e.g. maximum switch-on and off times, were derived using preliminary results from the SH/SG field trial in Mannheim. PV feed-in was modeled using solar irradiation data measured in Kassel.

¹ Fraunhofer IWES, Königstor 59, 34117 Kassel, jan.ringelstein@iwes.fraunhofer.de

² Gopa-International Energy Consultants (intec), Leopoldsweg 2, 61348 Bad Homburg, Germany, stefan.drenkard@gopa-intec.de

The household EMS simulation was configured using measurements and assumptions. In the chosen scenario, 46% of each household's yearly energy consumption was attributed to controllable white goods [2]. A fictional variable tariff was designed to incentivize automatic switch on of white goods by the EMS during times of high PV feed-in power. This situation was compared to a fixed-price tariff. By pre-simulations, the fictional PV tariff was designed for maximizing LV line loss savings.

Resulting impact on characteristic grid operation parameters

It was observed that the PV tariff influenced grid operation parameters as expected. Introduction of the PV tariff increased locally used PV energy by 3-4% while decreasing energy imports into the network area. LV line losses were substantially lowered. In Fig. 2, line loss power at a single day is compared for flat tariff and PV tariff cases. It can be seen that the loss power is significantly reduced in the PV tariff case at around noon. This effect can be clearly attributed to the EMS switching on white good devices. Total line loss savings of 8-9% were observed. During times of high PV feed in, the PV tariff also caused reduction of grid node voltages by up to 1.8 V, reduction of transformer loadings by up to 8.1% and reduction of line loadings up to 5.5%. However, none of the scenarios and topologies resulted in critical grid situations, as to be expected from the strongly meshed Mannheim network.

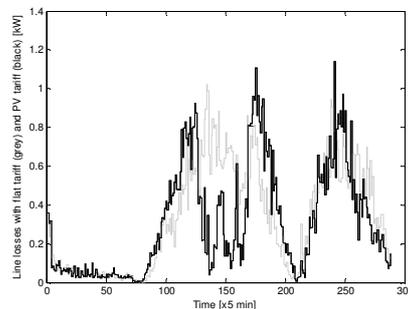


Figure 2: Line losses with flat tariff (grey) and PV tariff (black), day 2, topology 2

Conclusions

Variable tariff-based energy management of household white goods was found to influence grid operation parameters according to expectations. Appropriate tariff design was found to be crucial. Benefits were observed to be higher on weaker grid topologies.

From preliminary results of another study carried out by MVV Energie AG in parallel, it was found that critical grid situations within less meshed suburban networks can occur in near future.

Thus, it is concluded that energy management of loads (e.g. EV) and controllable DG (e.g. CHP) is to be considered a valid tool for distribution grid operation support and for reducing needs for network reinforcements, thus being of high importance for future grid operation as well as grid planning. Further studies are currently carried out to refine the results and study scenarios with high amount of controllable DG and loads with automatic energy management.

Acknowledgements

This work was partly funded by the EU (Grant no.: FP7-ICT-2007-224628), project SH/SG.

References

- [1] A. Weidlich e.al.: Public Report on SmartHouse/SmartGrid, October 2011¹
- [2] J. Ringelstein e.al.: Simulation programme and results for mass application. SHSG Deliverable 4.2, November 2011
- [3] D. Nestle, J. Ringelstein: "Application of Bidirectional Energy Management Interfaces for Distribution Grid Services", 20th Intl. Conference on Electricity Distribution (CIRED), June 2009, Prague
- [4] S. Drenkard e.al.: Case Study for 1 Million End-Users. SH/SG Deliverable 4.1, October 2010

¹ For SH/SG deliverables, please refer to the project website: <http://www.smarthouse-smartgrid.eu>

5.4 DEMAND RESPONSE II (SESSION D4)

5.4.1 Märkte für Demand Side Management

Thomas GOBMAIER¹, Dominik BERNHARD¹, Serafin von ROON²

Zusammenfassung

Demand Side Management und Demand Response werden immer häufiger im Kontext von Netzstabilisierung, Speicherausbau oder Regelleistung genannt. Da eine schaltbare Anlage jedoch nur eine Dienstleistung gleichzeitig anbieten kann, ist für die Betrachtung der Potenziale von Demand Side Management wichtig zu wissen, für welche Märkte die Anlagen überhaupt geeignet sind, und welcher Markt für eine bestimmte Technik den höchsten Ertrag liefert. Somit können Aussagen generiert werden, welche Dienstleistungen mit Demand Side Management angeboten werden, und welche Auswirkungen dies auf das Energiesystem haben wird.

Motivation

Die Einbindung hoher Anteile an regenerativen Energien erfordert einen Umbau des Energieversorgungssystems. Die Potenziale schaltbarer Verbraucher können hierbei in vielerlei Hinsicht nützlich sein und die Investition in teurere klassische Ersatzmaßnahmen (Netzausbau, Speicherausbau, Spitzenlastkraftwerke) teilweise substituieren. Bei den Überlegungen wird kaum bedacht, dass die betrachteten Potenziale vielleicht schon für andere Dienstleistungen genutzt werden und damit nicht für den gewünschten Einsatzzweck zur Verfügung stehen.

In dem Projekt „Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens bis 2030“ stellte sich die Frage, ob und wie stark Demand Side Management den zukünftigen Verbraucherlastgang beeinflusst. Es galt zu klären ob schaltbaren Lasten überhaupt wirtschaftlich eingesetzt werden können, und wenn ja, ob sie z.B. entweder day ahead an der EEX ihren Stromeinkauf optimieren, oder Regelleistung bereitstellen.

Vorgehen

Zur Klärung dieser Frage wurde untersucht, auf welchen Märkten die Möglichkeit zur Schaltung von Verbrauchern (virtueller Speicher) angeboten werden kann. Hierbei wurde nicht nur zwischen Energiemärkten (z.B. EEX Spotmarkt) und Leistungsmärkten (z.B. Regelleistung) unterschieden, sondern auch zwischen einzelnen Märkten wie EEX day ahead und intraday oder Primär- und Sekundärregelleistung. Danach wurde geprüft, welche Anforderungen diese Märkte an die Anlagen stellen, und ob bzw. mit welchem Aufwand diese Anforderungen erfüllt werden können. Im nächsten Schritt wurden die Erträge an den verschiedenen Märkten ermittelt. So konnte für die meisten Technologien der Markt identifiziert werden, auf dem sie wahrscheinlich eingesetzt werden.

Ergebnisse

Es hat sich gezeigt, dass bei den heutigen Preisstrukturen für die meisten schaltbaren Verbraucher die Vermarktung im Pool als Regelleistung die wirtschaftlichste Variante ist. Dies liegt daran, dass allein für die Möglichkeit zur Leistungsbereitstellung gezahlt wird, unabhängig wie häufig diese eingesetzt wird. Da bei den meisten Verbrauchern beim Schalten ein Aufwand (organisatorisch oder monetär) entsteht, ist die Bereitstellung von Minutenreserve der am häufigsten passende Markt. Nur wenige Anlagen wie z.B. Kühlgeräte wären besser für Primärregelleistung geeignet.

¹ Wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

² Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Am Blütenanger 71, 80995 München, Tel.: +49 89 158 121-52, Fax: +49 89 158 121-10, tgobmaier@ffe.de, www.ffe.de

5.4.2 Opportunities and Risks for Utility in DR

Igor PODBELŠEK¹

Utility has today two choices: to cherish the “status-quo” of existing regulation or to embrace the recent developments and solutions in Smart Grids. In Elektro Ljubljana we have chosen the second option with the vision to become modern, service oriented utility. Demand response, as one of the most promising areas of Smart Grids, enables utility to:

- optimize use of existing distribution infrastructure,
- cope with new operational issues caused by Distributed Generation and Renewables,
- explore additional functionalities of the existing Smart Metering infrastructure,
- decrease future investment costs pressure,
- offer new services to suppliers and end consumers (e.g. Energy Efficiency Services, Electrical Vehicles and Virtual Power Plant).

New Demand Response opportunities are usually accompanied with some risks. To manage them efficiently it is wise to start development of the new service, its piloting and demonstration cycle in early commercialization stage of the associated technology. The complete life cycle of a new service should be fully focused with clear vision and strategy in place. The multi-disciplinary nature of Demand Response area requires vertical (metering, control, telecommunications, finance, regulation) and horizontal (customer services, project management) management structures of the utility to be engaged.

Achievements of Utility in Smart Grids area will be used as a bridge between energy retailers and electricity consumers delivering synergies and efficient use of existing resources and infrastructure thus lowering daily costs and increasing common European welfare.

¹ Elektro Ljubljana, d.d – Slovenia, igor.podbelsek@elektro-ljubljana.si

5.4.3 Demand-Side Management and Benefits for the Cross-Border Market Integration

Milan VUKASOVIC¹, Florian PINK¹

In the last decade, two main trends in electricity world are towards an increase in the use of renewable energy sources and more efficient use of energy. Both above-mentioned issues are motivated in the first place with the aim to reduce green-house gases (GHGs) emission and to reach well-known 20-20-20 targets until 2020: reduction of EU GHGs emissions of at least 20% below 1990 levels, 20% energy consumption from renewable resources and a 20% reduction in primary energy use compared with projected levels.

At the same time, the process of electricity market opening is still on its way and the role of high-voltage transmission system is becoming more and more important: as the linkage between centralized production and consumption centers and the main precondition for integration of national electricity markets. Additionally, another issue which becomes evident is increase of electricity production from distributed generation and renewable energy resources (wind and solar) which is strongly promoted by the different national energy policies. Energy production from wind and photovoltaic units is governed by the availability of the primary energy source, hard to predict and could bring the transmission and distribution system into insecure state and jeopardise the security of supply.

During some periods of year and in some network places, we can already observe an increase in the network insecure states (for example more often non-fulfillment of n-1 security criteria) and needs for network enhancement to bring the flexibility to integrate the variable generation. European energy policy, with the promotion of renewable energy resources, initiated also the need for flexible and fast-ramping generation for balancing purposes. One of the tasks of transmission system operator (TSO) is to balance the energy production and consumption in any moment of time in order to restore frequency to the predefined level and preserve security of supply. This task becomes more challenging with the liberalized market as balancing responsible parties (BRPs) are in charge of consumption forecast and intermittent resources are usually dispatchable as must-run units – whose production is not so easy predictable. One of the additional difficulties lies in the fact that each electricity producer can freely decide on which market segment he would like to sell available electricity (forward, day-ahead, intraday) and therefore TSO has to make sure beforehand that enough reserve is available for the system balancing in real time. This is assured over capacity market whose margins are also increased in the last few years as the installed capacity from renewable resources has reached the record levels.

The current trend will also be maintained in the future, as the proportion of the electricity generated by large conventional plants will be replaced by distributed generation, DSM and renewable energy sources. It is most likely that an additional stand-by capacity will be contracted in cases that the variable output of wind/solar ceases to generate power and there is not enough demand response to cover the unbalance which occurred. The special attention has to be paid to fulfillment of UCTE regulation – as for example - the coverage of biggest unit outage in each control area.

In the paper, a possible role of the demand side management (DSM) on the national balancing capacity and energy market has been described. It could be shown that with the DSM integration an additional capacity could be available for the system balancing purposes which would be especially important for small control areas. This will lead to the competition increase, decrease in market power and costs decrease. Further improvement and savings could be achieved with the integration of national balancing markets, especially if they operate with the different mix of technologies (hydro vs. thermo). This integration will lead to the social welfare increase for the integrated markets and costs and benefits distribution among market players.

¹ Market Management Department (UMM), Austrian Power Grid AG

5.4.4 Added Value of Demand Response for a TSO

Uroš SALOBIR¹

Out of the various applications of Demand Response programs throughout the world, ELES, Slovenian TSO has been exploring an option to use this technique for one of the most valuable power resource, the power reserves or so called Ancillary services. Such development must be supported by investments into technologies that will enable Demand Response to operate in automated mode. Very short lead time of upto 15 minutes and relatively long activation time of several hours must be achieved in a strictly controllable and reliable manner.

With such approach, Demand response can be used not only for Nation-wide system balancing but also for cross border system balancing and congestion management. Demand response for congestion management could be tailored either to sub-area demand control redispatching or cross border demand control redispatching. Transmission System Operators can benefit from these applications in many core business processes. The first benefit is to improve their resources for secure operation of electricity grids. Besides this, TSOs by means of Automated Demand Response can transmit more electricity through existing electricity grid as today. TSOs can connect more consumers to low-cost power plants, accept more renewable energy sources into transmission grids and connect more energy storage facilities with renewables.

It is important to note that within the Electricity Power Systems of continental Europe and European Union all of the above Demand Response options can be seen as regular tools for everyday operation of electricity Systems and Markets. Therefore traditional business models of consumer involvement in Power System balancing that have been predominantly used for load curtailment in islanded pre system collapse emergency conditions can not be applied here. However after a successful rollout, Demand Response could be explored to replace the existing communication platform for pre system collapse emergency conditions and further enhancement to Voltage stability control.

¹ Director of System Operation Department, ELES, Slovenian TSO

5.4.5 Feedback on Demand Response from Selected Industries

Sabine JUNG¹, Wolfgang RHOMBERG

Abstract

Focus of the EDRC research project is the investigation of a European Demand Response Centre (EDRC). The goal of the EDRC is to generate a large amount of distributed, aggregated and controllable capacity that allows a flexible and cost efficient balancing of the electricity network. An economical and ecological optimisation of balancing energy, such as network stability/overcharge and peak power management, can be achieved through the aggregation of and intelligent networking between many consumers/producers. This results in increased energy efficiency and cost savings.

Within the EDRC project, relevant user and stakeholder groups as well as their needs and requirements with regards to such a demand response management system were identified by Brimatech. The most energy-intensive industries with high potential for demand side management² were selected (pulp and paper, mining and quarrying, the manufacture of cement, lime and plaster, the manufacture of basic iron and steel and of ferro-alloys, chemical industry and the rubber and plastic products manufacturing industry) and analysed. Methods employed were desk research and in-depth interviews with relevant experts, such as energy and utility managers and energy procurement managers.

Results of this research will be presented, with a special emphasis on the market potential of demand response technologies in Austria from industry players' points of view. This research gave insight into their perceptions of demand response solutions. Experiences that have already been made with demand response systems as well as drivers and barriers perceived by the industry were identified. Furthermore, reaction times – which can vary considerably between industries due to the variety in production processes – and the amount of energy that can be supplied were collected.

Results of the survey will be presented and questions prepared which shall be discussed with the workshop participants in order to exchange views of international experts with differing expertise and organisational background.

¹ BRIMATECH Services GmbH - Bridging Markets and Technologies, 1030 Wien, Lothringerstr. 14/3, www.brimatech.at

² Gutschi, Ch.: Interdisziplinäre Beiträge zur Effizienzsteigerung im Energiesystem durch Energiespeicherung und Kraft-Wärme-Kopplung, Graz 2007

5.5 SMART CITIES (SESSION D5)

5.5.1 Von Smart Grids zu Smart Cities - Intelligente Energienetze und Infrastrukturen in der Stadt von morgen am Beispiel Liesing Mitte

Robert HINTERBERGER¹, Volkmar PAMER²



Motivation und zentrale Fragestellungen

Die Stromwirtschaft beschäftigt sich bereits seit längerem mit Aspekten eines Smart Grids. Erst viel später haben sich jedoch Forschung und Industrie auch auf Ebene anderer Energieträger mit dem Smart Grids Konzept auseinandergesetzt, wie z.B. der Gasnetze oder kommunaler Infrastrukturen [1].

Smart Grids sind jedenfalls nicht nur für die Stromnetze relevant, da deren größter Nutzen in der Steigerung der Systemeffizienz durch die Interaktion der unterschiedlichen Netze und Systeme liegt, die damit zu einem Hybridnetz zusammenwachsen. Neben den eigentlichen Energienetzen (Gas-, Strom-, Wärme- und Kältenetze) müssen dabei auch Wasser- und Abwassernetze, Verkehrssysteme und sonstige kommunale Infrastrukturen, wie z.B. Straßenbeleuchtung oder Verkehrssteuereinrichtungen, berücksichtigt und mit einbezogen werden.

Auf Basis der Erfahrungen aus unterschiedlichen Projekten [2], [3] wurden konkrete Ziele festgelegt und Konzepte für die Umsetzung einer „smart city“ entwickelt.

Ziele von Smart Cities

Als zentrale, langfristige Ziele einer „smart city“ wurden festgelegt:

- eine schrittweise Reduktion des CO₂-Fussabdruckes in Richtung „Zero Emission“;
- eine massive Reduktion des Energie- und Rohstoffeinsatzes um zumindest den Faktor 10;
- eine Energieversorgung zu 100% aus erneuerbaren Energiequellen;
- eine Erhöhung der Lebensqualität im urbanen Raum bezüglich dessen wesentlicher Funktionen (Wohn-, Arbeits- und Freizeitraum);
- Finanzierbarkeit der Maßnahmen für öffentliche Haushalte und soziale Aspekte (=Leistbarkeit der Maßnahmen auch für low-income Haushalte).

Methodischer Ansatz

Das Smart Cities Konzept wird nicht als bloßer Mix unterschiedlicher innovativer Technologien, sondern vielmehr als ganzheitliches Konzept in Hinblick auf die oben angeführten Ziele verstanden. Es handelt sich um einen systemischen Ansatz – und nicht bloß den Einsatz von neuen Technologien.

Als Hilfsmittel zur Realisierung einer solchen „smart city“ wurde das Triple-Smart-Konzept (s³) entwickelt [2]. Durch dieses sollen möglichst alle Aspekte einer „Stadt der Zukunft“ gesamthaft integriert werden. Die unterschiedlichen Handlungsfelder, die bei Transformation einer „konventionellen“ Stadt in eine „smarte“ berücksichtigt werden müssen, werden dabei durch die drei Themencluster *smart spaces*, *smart infrastructures* und *smart social design* abgedeckt.

In diesem Beitrag werden die unterschiedlichen Handlungsfelder des Themenclusters „smarte Infrastrukturen“ anhand eines derzeit laufenden Smart City Projekts im Gebiet Liesing Mitte in Wien vorgestellt und diskutiert.

¹ NEW ENERGY Capital Invest GmbH, Praterstrasse 62-64 18, 1020 Wien, Tel.: +43-1-33 23 560-3060, robert.hinterberger@energyinvest.at, www.energyinvest.at

² Magistrat der Stadt Wien, Abteilung für Stadtteilplanung und Flächennutzung Süd-Nordost (MA 21B), Rathausstrasse 14, 1082 Wien, volkmar.pamer@wien.gv.at, www.wien.gv.at

Projektgebiet Liesing Mitte, bisherige Aktivitäten

Liesing Mitte ist eines der 13 Stadtentwicklungsgebiete in Wien, welches wiederum aus drei höchst unterschiedlichen Gebietsteilen (In der Wiesen, Atzgersdorf Zentrum, Industriegebiet Liesing) besteht. Mit rd. 700 ha ist Liesing Mitte mehr als doppelt so groß wie die Innenstadt, rd. dreimal so groß wie die Seestadt Aspern und sogar größer als die in Abu Dhabi geplante Masdar City.

In Liesing Mitte sollen die oben angeführten langfristigen Ziele einer Smart City bis spätestens zum Jahr 2050 erreicht werden. Aufbauend auf diesen langfristigen, übergeordneten Zielen wurden für den Zeitraum der SET-Plan Periode (bis 2020) konkrete operative Ziele festgelegt:

- Umsetzung eines Smart City Modellquartiers in Liesing Mitte
- Erreichen einer substantiellen Reduktion der CO₂-Emissionen innerhalb der SET-Plan Periode (bis Jahr 2020); die Ergebnisse müssen mess- und überprüfbar sein.
- Der Modellstadtteil Liesing Mitte soll auch weltweit als „best practice smart city showcase“ sichtbar sein; die durchgeführten Maßnahmen sollen dabei zugleich die technische wie wirtschaftliche Machbarkeit von Smart Cities praktisch beweisen.

Zur Vorbereitung der konkreten Umsetzungsaktivitäten und zur Erreichung der langfristigen wie der operativen Ziele wurden sowohl ein Visionspapier wie auch eine Roadmap erstellt und detaillierte Zielgrößen festgelegt, wobei relevante Stakeholder und externe Experten eingebunden wurden. Dabei wurden, unter Verwendung des Triple-Smart-Ansatzes, Aktionsfelder und horizontale Maßnahmen zu den drei Themenclustern (smart spaces, smart infrastructures, smart social design) identifiziert.

Zu diesen Aktionsfeldern wurden nachfolgend umsetzbare Projektmaßnahmen identifiziert, die entsprechend der jeweiligen Ausgangslage in den drei Gebietsteilen unterschiedlich sind. Diese rd. 100 Maßnahmen (=mögliche zukünftige Projektvorhaben) werden derzeit weiter konkretisiert. In diesem Konferenzbeitrag werden die sechs Aktionsfelder des Themenclusters *smart infrastructures* sowie ausgewählten Umsetzungsprojekten daraus vorgestellt.

Schlussfolgerungen, nächste Schritte

Aus der Fülle der identifizierten Maßnahmen werden nun jene ausgewählt und gebündelt, die sich als „Leuchttürme der Innovation“ eignen und realistisch auch bis zum Jahr 2020 umgesetzt werden können. Im Rahmen einer Kooperation mit den Städten Kopenhagen, Amsterdam, Lyon und Hamburg sollen daraus konkrete Umsetzungsprojekte entstehen, die gemeinsam generiert, geplant und umgesetzt werden. Der Fokus der Zusammenarbeit soll dabei auf der Entwicklung und Erprobung von radikalen Innovationen liegen.

Die Zusammenarbeit mit den ambitioniertesten Städten in Europa ist ein wichtiger Schritt in Richtung eines „smarten“ Vorzeigestadtteils in Wien. Idealerweise können in Folge erhebliche Geldmittel im Rahmen der Smart Cities Initiative des SET-Plans lukriert werden.

Literatur

- [1] Hinterberger, R., Kleimaier, M.: Intelligente Gasnetze der Zukunft und ihr Beitrag zu einem nachhaltigen Energiesystem – vom Smart Gas- zum Smart PolyGrid. Proceedings zum 11. Symposium Energieinnovationen an der TU Graz. Graz 2010.
- [2] Hinterberger, R.; et al: Endbericht zu FFG-Projekt Nr. 815756, Programmlinie Energie der Zukunft. Wien 2011.
- [3] Hübner, M; Hinterberger, R.: Smart Gas Grids – Smart Cities; Projektforum 2011. Intelligente vernetzte Energieinfrastrukturen in der Stadt von morgen. Berichte aus Energie- und Umweltforschung Nr. 19/2011. Wien 2011.

Das Projekt „Smart City Vienna – Liesing Mitte“ wird von der Stadt Wien (MA 21B, MA 22) und der Wiener Wirtschaftskammer getragen, durch den Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms SMART ENERGY DEMO- fit4set durchgeführt.

5.5.2 C2City - Cradle to Cradle in der Architektur

Markus JESCHAUNIG(*)¹

C2C in der Architektur

„Die kommende Architektengeneration [...] wird sich mit der letzten verbliebenen Massenbewegung, der Ökologiebewegung, verbünden müssen.“²
(Christian Kühn, Architekturkritiker)

In Zeiten der Rohstoffverknappung und des Klimawandels steht die Architekturwelt vor neuen Herausforderungen. Die Herstellung, Beheizung, Erhaltung und Entsorgung von Gebäuden verursacht EU-weit etwa 40% des jährlichen Gesamtenergieverbrauchs. Architektinnen und Architekten spielen als „Planer großer Materialbewegungen“ eine entscheidende Rolle im Bezug auf die Schaffung von intelligenten Material- und Energiekreisläufen.

Mit dem Begriff **“Cradle to Cradle“** (z.dt. “Von der Wiege bis zur Wiege”) lieferten der Chemiker Michael Braungart und der Architekt Willam McDonough ein intelligentes Denkmodell zur Steigerung der *Ökoeffektivität* auf unserem Planeten. Das erklärte Ziel von C2C – eine Welt in der es keinen Müll mehr gibt (waste = food!) – bewirkte in den letzten zehn Jahren vor allem bei UnternehmerInnen und ProduktdesignerInnen ein radikales Umdenken im verantwortungsvollen Umgang mit der Umwelt und ihrer Ressourcen. **Was könnte Cradle to Cradle für die Architektur bedeuten?**

Ausgehend von der C2C-Philosophie wird im Vortrag der Frage nachgegangen, wie man zu einem „kybernetischen“ Architektur- und Stadtmodell³ gelangen kann, in dem technische und natürliche Systeme im Einklang stehen und keine Energien verloren gehen. Ziel der Überlegungen ist nicht nur die Senkung des Energieverbrauchs von Gebäuden, sondern ein weitgefasstes Architekturverständnis, das in Materialkreisläufen bzw. Lebenszyklen denkt und den Akt des Bauens als Eingriff in die globale Biosphäre begreift. Neben Ansätzen aus der zeitgenössischen Architekturszene, werden eigene Arbeitsergebnisse vorgestellt, die im Rahmen eines Arbeitsstipendiums (bmwf, 2011/12) erarbeitet wurden.

¹ Freischaffender Architekt und Künstler in Graz, Atelier - Mariahilferstrasse 30, 8020 Graz, m_jesh@gmx.net, www.8ung.at/jesh

² Kühn, Christian; Adieu, Avantgarde, Die Presse, Spectrum, 21.01.2011

³ Pfeifer, Günter; Paradigmenwechsel – vom technologischen zum kybernetischen Prinzip in Architektur und Städtebau, in Stadt statt Energie, Graz Architektur Magazin/GAM 05, TU Graz (Hrsg.) 2009

5.5.3 Auf dem Weg zur Smart Energy Gesellschaft

Christian MAYER¹

- Wo stehen wir?
- Wohin wollen (müssen) wir?

Ausgangslage - Motivation

- Klimaerwärmung
- Knappheit der Primärenergieträger
- Abhängigkeit von Primärenergie-Exporteuren

Ziele

- Reduktion des Energieverbrauchs - Steigerung der Energieeffizienz
- Technologie
- Verbraucherverhalten
- Umstieg auf Erneuerbare Energien

Status Quo

- „Freier Markt“ – Stromerzeugung aus Erneuerbaren nicht konkurrenzfähig
- Zentrale Stromerzeugung
- Wärmerzeugung aus Erneuerbaren in Einzelfeuerungen weit verbreitet
- Schwierige Genehmigungsbedingungen für neue Projekte
- Transport: Technologie für Antriebe mit Erneuerbaren nicht marktreif

Lösungsansätze

Stromversorgung

- Erzeugung: Forcierung KWK-Anlagen→Dezentrale Erzeugung→Smart Grids
- Haushalte: Optimierung Geräteinsatz→Smart Home→Strompreismodelle
- Industrie: Forcierung KWK-Anlagen und Erneuerbare

Transport

- Umstieg auf Erneuerbare
- E-mobility
- Wasserstoff, Erdgas

Wärmeversorgung

- Wärmedämmung, Bautechnologie
- KWK-Anlagen→Smart Grids

Technologische Entwicklungserfordernisse

Stromversorgung

- Klein-KWK auf Basis Biomasse
- Brennstoffzelle
- Smart Grid

¹ Energie Steiermark AG, Technische Innovation und Erzeugung, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz, Tel.: +43 (316) 9000-50827, christian.mayer@e-steiermark.com, www.e-steiermark.com

Wärmeversorgung

- Klein-KWK auf Basis Biomasse

Mobilität

- Entwicklung E-Autos
- Entwicklung Ladeinfrastruktur → Smart Grids
- Entwicklung Brennstoffzellenautos

Wirtschaftliche und gesetzliche Entwicklungserfordernisse

- Geschäftsmodelle für Dezentrale Erzeugung
- Regulatorische Regelungen für Dezentrale Kleinerzeuger
- Förderregime

5.5.4 „Smart Styria“ – Die Smart-Cities-Aktivitäten der Energie Steiermark

Mathias SCHAFFER¹

Inhalt

Laut Expertenmeinung stehen wir vor der „Energiewende“ d.h. am Beginn des Umbaus der Energiesysteme – weg von den fossilen Energieträgern hin zu erneuerbaren Energiequellen. Dieser Änderungsprozess wird neben vielen technischer Probleme und Fragestellungen auch von gesellschaftlichen Entwicklungen begleitet.

Für einen Energieversorger stellt sich nun die Frage hinsichtlich der optimalen Integration neuer Technologien (dezentrale Erzeugung, Smart Meter und E-Mobility) und Anwendungen (Smart Grids) in das bestehende Energieversorgungssystem. Aufgrund der zunehmenden Urbanisierung sowie weiterer gesellschaftlicher Entwicklungen müssen auch zukunftsorientierte bzw. visionäre Ansätze verfolgt werden.

Wie funktioniert das Energiesystem der Zukunft? Wie leben und arbeiten wir im Jahr 2050? Was bedeutet Smart-Cities für die Steiermark?

Methodik

Die Smart-Cities-Aktivitäten der Energie Steiermark orientieren sich am Programm „smart energy demo – fit4set“ des Klima- und Energiefonds. Dabei werden konkret zwei mögliche Demo-Gebiete betrachtet:

- Stadt Graz (Projektkonsortium mit Stadt Graz, Holding Graz sowie der TU Graz)
- Energieregion Weiz-Gleisdorf (Projektkonsortium mit der Energieregion, Uni & TU Graz)

Im Rahmen der ersten Projektphase wurden die jeweiligen Visionen für das Jahr 2050 entworfen und mit entsprechenden Roadmap's ergänzt.

Für den Visionsprozess wurden unterschiedliche Methoden angewandt, auf die im Rahmen der Präsentation im Detail eingegangen wird. In jedem Fall handelt es sich um partizipative Prozesse, da einzig die Einbindung aller Stakeholder eine tragfähige und akzeptierte Vision ergeben.

Ergebnisse

Im Rahmen der ersten Projektphase wurden folgende Ergebnisse erarbeitet:

- Zukunfts-Szenarien, Vision 2050
- Roadmap, techn. Durchführbarkeitsstudien
- Demoprojekte (Fertigstellung im Feb. 2012)

Die (visionären) Demoprojekte werden als „nationale Leuchtturmprojekte“ positioniert und in der zweiten Projektphase im Zeitraum 2012-2015 umgesetzt.

¹ Energie Steiermark AG, Technische Innovation und Erzeugung, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz, Tel.: +43 (316) 9000-53620, Fax: +43 (316) 9000-20869, mathias.schaffer@e-steiermark.com, www.e-steiermark.com

6 STREAM E: ENERGIESPEICHERUNG UND ELEKTROMOBILITÄT

6.1 WASSERSTOFF UND BRENNSTOFFZELLEN (SESSION E1)

6.1.1 Komponentenentwicklung für Hochtemperaturbrennstoffzellen für den stationären und mobilen Bereich

Werner SITTE¹, Edith BUCHER¹, Wolfgang PREIS¹

Abstract

Hochtemperaturbrennstoffzellen (Solid Oxide Fuel Cells - SOFCs) ermöglichen die direkte Umwandlung von chemischen Brennstoffen (Wasserstoff, Ethanol, Kohlenwasserstoffe, Biomasse/Biogas etc.) in elektrische Energie mit hohem Wirkungsgrad bei gleichzeitig sehr geringen Schadstoffemissionen (insbesondere NO_x). Die Hindernisse für die Markteinführung der SOFC liegen in den vergleichsweise hohen Kosten und der noch nicht befriedigenden Langzeitstabilität der Komponenten, insbesondere der Kathode und des Festelektrolyten. Um eine effiziente Anwendung im mobilen bzw. stationären Bereich zu gewährleisten werden Lebensdauern von mindestens 5.000 bzw. 40.000 Betriebsstunden angestrebt. Am Lehrstuhl für Physikalische Chemie der Montanuniversität Leoben werden Kathoden- und Elektrolytmaterialien für die SOFC hinsichtlich der Sauerstoffaustausch-, der Masse- und Ladungstransporteigenschaften sowie der Defektchemie untersucht. Ein besonderer Schwerpunkt ist dabei die Verbesserung der Langzeitstabilität der Materialien.

Die Sauerstoffaustauschkinetik der Kathodenmaterialien vom Perowskit- bzw. K₂NiF₄-Typ wird anhand von in-situ Leitfähigkeitsrelaxationsexperimenten im anwendungsrelevanten Temperaturbereich von 600-800 °C untersucht. Der Einfluss von typischen Verunreinigungen wie Chrom oder Silizium, welche die Oberflächenaustauschaktivität bzw. die Langzeitstabilität der Kathode verringern, werden durch in-situ Messungen des chemischen Oberflächenaustauschkoeffizienten k_{chem} und des chemischen Diffusionskoeffizienten von Sauerstoff D_{chem} in trockenen und feuchten Atmosphären im Zeitbereich von über 1000 h bestimmt. Prä- und Post-test Analysen der Kathoden mittels Röntgenphotoelektronenspektroskopie (XPS), Rasterelektronenmikroskopie (REM) und Rasterkraftmikroskopie (AFM) geben Aufschluss über die der Degradation zugrunde liegenden Mechanismen. Basierend auf experimentellen sowie thermodynamischen Daten kann Feuchtigkeit in der Kathodenatmosphäre als kritischer Faktor für die Oberflächenvergiftung identifiziert werden. Sowohl Cr als auch Si bilden mit H₂O(g) flüchtige gasförmige Spezies, welche mit der Kathodenoberfläche reagieren. Obwohl die Degradation auf eine dünne Oberflächenschicht von wenigen nm beschränkt ist, kann sie eine starke Abnahme der Sauerstoffaustauschaktivität der Kathodenmaterialien bewirken.

Im Temperaturbereich zwischen 600 und 800 °C zeigen Gadolinium-dotiertes Ceroxid (GDC) und Scandium-stabilisiertes Zirkonoxid (ScSZ) ausreichend hohe ionische Leitfähigkeiten. Die elektrischen Eigenschaften von Bulk und Korngrenzen der Elektrolytmaterialien werden als Funktion von Temperatur (300 – 700 °C) und Sauerstoffpartialdruck ($1 - 10^{-24}$ bar) durch Impedanzspektroskopie bestimmt. Die Temperaturvariation gestattet die Bestimmung der Aktivierungsenergien für den Ionen-transport. Die Sauerstoffpartialdruckvariation gibt Aufschluss über die Art der Ladungsträger (ionisch bzw. elektronisch). GDC zeigt in reduzierenden Atmosphären eine deutliche Zunahme der elektronischen Leitfähigkeit. ScSZ ist im gesamten relevanten

¹ Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Physikalische Chemie, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, Tel.: +43 3842 402 4801, Fax: +43 3842 402 4802, sitte@unileoben.ac.at, www.unileoben.ac.at/physchem

Sauerstoffpartialdruckbereich überwiegend ionisch leitend. „State-of-the-art“-Materialien sind zur Erhöhung der Phasenstabilität mit 1% CeO₂ dotiert. Die Langzeitstabilität der ionischen Leitfähigkeit dieser Materialien wird bei 700°C in einem Zeitraum von über 5000 h untersucht. Die signifikante Degradation des Ionentransports unter reduzierenden Bedingungen ist auf die Assoziation der Sauerstoffleerstellen zurückzuführen.

6.1.2 GIS-Based Analysis of Hydrogen Pipeline Infrastructure for Different Supply and Demand Options

Sylvestre BAUFUMÉ¹, Thomas GRUBE², Fabian GRÜGER³, Jürgen-Friedrich HAKE¹, Dennis KRIEG², Jochen LINSSEN¹, Detlef STOLTEN², Michael WEBER²

Abstract

This study assumes a high penetration of hydrogen-fuelled vehicles (Fuel Cell Electric and Internal Combustion Engine) for Germany in 2050 and investigates how a pipeline network for hydrogen transmission and distribution could look like and what it could cost – under different scenarios for H₂ production and demand. All data are geo-referenced for their computation and displayed within a Geographical Information System (GIS) environment.

Statistical data describing the current vehicle repartition per type and district are computed to evaluate the expectable geographical distribution of hydrogen demand under several “demand scenarios” (for example big agglomerations first or equally distributed introduction). We identified most of the approximately 14.000 existing refuelling stations for conventional fuels and expect hydrogen to be delivered at some of them according to their localisation (along or near highways, within urban areas, etc...). Selected stations form the sinks of the modelled distribution network.

Then, we envisage highly differentiated hydrogen production scenarios (electrolysis using offshore wind generated electricity only or associated with onshore wind generated electricity or lignite gasification) and calculate the preliminary layouts and costs of pipeline networks able to balance the proposed demand and supply options. Finally, we compare the different options from an infrastructure planning and support perspective.

¹ Institute of Energy and Climate Research – Systems Analysis and Technology Evaluation (IEK-STE), Forschungszentrum Jülich GmbH, 52425 Jülich, Germany, Tel.: +49 2461 61-4540, Fax: +49 2461 61-2540, s.baufume@fz-juelich.de, www.fz-juelich.de/iek/iek-ste

² Institute of Energy and Climate Research – Fuel Cells (IEK-3), Forschungszentrum Jülich GmbH, 52425 Jülich, Germany, Tel.: +49 2461 61-5398, Fax: +49 2461 61-6695, th.grube@fz-juelich.de, www.fz-juelich.de/iek/iek-3

³ Ingmen GmbH, Neuhöfferstr. 25, 50679 Köln, Germany, Tel.: +49 221 204-25680, grueger@ingmen.de, www.ingmen.de

6.1.3 Kostengünstige Wasserstoffgewinnung durch die dezentrale Reformierung von Kohlenwasserstoffen

S. NESTL(*), M. WEGLEITER, V. HACKER

Großtechnische Wasserstoffherstellung

Wasserstoff hat das Potential im Energiemix der Zukunft neben anderen Energiespeichern, etwa Lithium-Ionen Akkus oder Redox-Flow Batterien, eine entscheidende Rolle zu spielen. Dabei hängt die mögliche Einsparung von Kohlendioxidemissionen von der Herstellungsmethode des Wasserstoffes ab. Die direkte Produktion von Wasserstoff und Sauerstoff über die Elektrolyse von Wasser, oder die thermochemische Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff, beispielsweise mittels Schwefeldioxid und Iod, oder durch Eisen, ermöglichen eine grundsätzlich emissionsfreie Herstellung von Wasserstoff. Die tatsächliche Umweltbilanz dieser Verfahren hängt bei diesen Verfahren jedoch von der verwendeten Strom- beziehungsweise Wärmequelle ab. Im Zusammenhang mit großtechnischen Anlagen zur Gewinnung von Wasserstoff über diese Verfahren wird neben erneuerbaren Energiequellen wie Photovoltaik, Solarthermie, Windenergie und Geothermie vor allem auch Atomenergie genannt. Weiters ist die Produktion von Wasserstoff durch Elektrolyse oder thermochemische Spaltung noch nicht wirtschaftlich konkurrenzfähig. Trotz intensiver Forschungstätigkeiten auf diesen Gebieten bleibt auch in naher Zukunft die Dampfreformierung von Kohlenwasserstoffen, wie sie seit Jahrzehnten beispielsweise als Vorstufe zur Ammoniaksynthese eingesetzt wird, das günstigste großtechnische Herstellungsverfahren für Wasserstoff.

Potentiale der dezentralen Wasserstoffherstellung

Die großtechnische, zentrale Produktion von Wasserstoff, kann, durch „*economies of scale*“ Effekte, langfristig Vorteile bringen. Als Hindernisse können dabei jedoch die ungelösten Probleme bei Lagerung und Transport von Wasserstoff betrachtet werden. Die geringe volumetrische Energiedichte, beziehungsweise der zusätzliche Energieaufwand für die Komprimierung oder die Verflüssigung von Wasserstoff verringern die Wirtschaftlichkeit dieser Art der Wasserstoffgewinnung. Auch im Hinblick auf die Verwendung von erneuerbaren Rohstoffen zur Gewinnung von Wasserstoff erscheint dessen Produktion in großen, zentralen Anlagen als problematisch. Durch die dezentrale Verfügbarkeit erneuerbarer Rohstoffe wie Biogas, Bio-Ethanol oder Cellulose wird auch deren dezentrale Verwertung weiter an Bedeutung gewinnen. Doch das vielleicht wichtigste Argument für die dezentrale Wasserstoffgewinnung ist die Möglichkeit dadurch den ersten Schritt zum Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur zu leisten. Solange nicht eine ausreichend große Anzahl an Kunden die Wasserstofftechnologien nutzt, ist der Aufbau einer flächendeckenden Infrastruktur zur Bereitstellung von Wasserstoff wirtschaftlich nicht rentabel. Umgekehrt, ist das Fehlen eben dieser Infrastruktur eines der größten Hemmnisse für die Einführung der emissionsfreien Wasserstofftechnologien

Die dezentrale Wasserstoffherstellung bietet weiters die Möglichkeit, den kontinuierlichen Übergang zwischen der gegenwärtigen, auf fossilen Energieträgern basierenden Energiewirtschaft zur zukünftigen, auf erneuerbaren Energieträgern basierenden Energiewirtschaft zu gewährleisten. Kleine Einheiten zur Reformierung von Erdgas, mit Leistungsbereichen von einigen Kilowatt bis Megawatt, können auf die bereits vorhandene Gasinfrastruktur zurückgreifen. Dadurch erhalten Tankstellen die Möglichkeit Wasserstoff-betriebene Fahrzeuge zu versorgen. Ebenso ermöglicht der Ersatz von herkömmlichen Gasthermen durch Systeme aus Brennstoffzellen und Reformern eine hocheffiziente Versorgung von Privathaushalten mit Strom und Wärme bei gleichzeitiger Reduktion der Gesamtemissionen. Zahlreiche Unternehmen und Forschungseinrichtungen fokussieren sich auf die Reformierung von Kohlenwasserstoffen zur on-board Stromerzeugung in Fahrzeugen, Booten und Flugzeugen (auxiliary power unit). Die Reformierung von Kohlenwasserstoffen kann dabei grundsätzlich endotherm, durch Dampfreformierung oder *dry-reforming* mit Kohlendioxid, exotherm durch partielle Oxidation oder autotherm als Kombination dieser Prozesse erfolgen. Ein besonderer Vorteil, der sich aus den kleinen Einheiten ergibt, ist die Möglichkeit den Reformer direkt mit der effizienten und emissionsarmen Brennstoffzelle zu verbinden. Diese Kombination ermöglicht die Nutzung des elektrischen Stroms und der Abwärme auch in sehr kleinen Einheiten.

Es wird erwartet, dass die Serienfertigung von dezentralen Anlagen zu einer wesentlichen Kostensenkung beitragen wird und der Einsatz dieser Technologie direkt beim Kunden die Akzeptanz für Wasserstoff als Energieträger wesentlich erhöhen wird. Die dezentrale Produktion von Wasserstoff hat damit das Potential einen entscheidenden Beitrag zur Entwicklung einer sauberen, auf erneuerbaren Energieträgern basierenden Wasserstoffwirtschaft zu leisten.

6.1.4 TERA-Fennek - Das energieeffizienteste Fahrzeug der Welt

Siegfried HARTWIG¹

Motivation

Der Straßenverkehr ist der größte Energieverbraucher in Österreich mit 34%² Anteil am Gesamtenergieverbrauch. Daran sind PKWs die Hauptenergieverbraucher und CO₂-Erzeuger. Bedenkt man, dass zu 90%³ die Fahrtstrecke einer Person unter 50km liegt und nur eine Person im Fahrzeug sitzt, stellt man sich die Frage, ob es nötig ist dazu durchschnittlich 7-9 Liter Treibstoff pro 100 Kilometer zu verbrauchen. Weiter stellt sich die Frage ob es möglich ist diesen hohen Verbrauch, welcher sich erzwungenermaßen auch bei Elektromobilen mit einem hohen Gewicht und hoher Leistung einstellt, überhaupt durch regenerative Energiequellen befriedigen lässt.

Das Ziel

Das Team Eco Racing Austria der TU Graz (kurz TERA), ist ein gemeinnütziger Verein, bestehend aus Studierenden der TU Graz, der sich auf die Entwicklung von energieeffizienten Fahrzeugen und Fahrzeugtechnologien spezialisiert hat. Das Ziel ist es mit so wenig Energie wie möglich, so weit wie möglich zu fahren.

Fahrzeuge und Projekte

2010: Ein Wasserstoff-Brennstoffzellen-Fahrzeug mit einer strömungsoptimierten Hülle aus Glasfaserkunststoff (GFK) und Aluminium-Rahmen. Das Fahrzeug bietet einer liegenden Person Platz und hat ein Eigengewicht von ungefähr 60 kg. 2011: Ein rundum verbesserter Prototyp mit dessen noch weiter optimierte Hülle aus Carbonfaserkunststoff (CFK) in Monocoque-Bauweise das Fahrzeug nur noch 32 kg Eigengewicht aufweist. Einen Spitzenwert erreicht das Fahrzeug bei einem cw-Wert in Stromlinienrichtung von 0,07. Zum Vergleich: Ein Wassertropfen weist in Stromlinienrichtung einen cw-Wert von 0,05 auf.

2012: Der Verein arbeitet derzeit an der Verbesserung des Prototypen aus 2011 und baut sein erstes Urban Concept Car den „Panther I“, welches auch hinsichtlich Design und Komfort zusammen mit dem Studiengang Industrial Design der FH Joanneum Graz an die menschlichen Bedürfnisse angepasst wird.

Erfolge und Aussichten

2010: Der Prototyp Fennek 2010 tritt zum ersten Mal in Lausitz, Deutschland, beim Shell Eco Marathon an. Seine Reichweite betrug 1770 [km/l Superbenzinequivalent] und damit erreichte er Platz 15 von 200 Teilnehmern und war damit „Best Newcomer 2010“. Der Leistungsbedarf um 35 [km/h] zu halten betrug 80 [W].

2011: Der Prototyp Fennek 2011, Nachfolger des Vorjahresmodelles, gewinnt überragend zwei erste Plätze in der Plug-In-Prototyp Wertung mit 842 [km/kWh] und den CO₂-Award mit 0,545 [g/km] im Vergleich ein Toyota Prius erzeugt 100 [gCO₂/km]. Der Leistungsbedarf um 35 [km/h] zu halten betrug 50 [W].

2012: Dieses Mal findet der Wettbewerb in Rotterdam, Niederlande, statt und der Verein tritt mit dem „Panther I“ an, welches eine spezifische Reichweite von 300 [km/kWh] anstrebt und damit weit vor der Konkurrenz liegen würde. Als Leistungsbedarf um 50 [km/h] zu halten werden 150 W angestrebt, was ungefähr einem Zehntel eines VW Golf entspricht.

¹ Team Eco Racing Austria der TU Graz, Kopernikusgasse 24, 8010 Graz, siegfried.hartwig@tera.tugraz.at, tera.tugraz.at

² Statistik Austria

³ Wikipedia: Liste Österreichischer Kraftwerke

Effizienz im Straßenverkehr

Der moderne Verkehr wirft einige Fragen auf.

- Ist dieses System durch nachhaltige Energieerzeuger tragbar?
- Sind das derzeitige Gewicht und der derzeitige Verbrauch der Automobile nötig?
- Gibt es Alternativen dazu?

Bei ungefähr 4,5 Millionen PKW¹ und einer durchschnittlichen Leistung von ungefähr 10 [kW] und durchschnittlich 500 [h] Fahrzeit¹ pro Jahr ergibt sich ein Energiebedarf von 100 Mrd. [kWh]. Alternative Energiequellen, wie zum Beispiel ein Windpark mit durchschnittlich 10 Windrädern und 40 Millionen [kWh] Energieeintrag pro Jahr² wird der Bedarf schwierig zu decken sein. Österreich würde über 500 Windparks oder 5.000 Windräder benötigen nur für den Energiebedarf des Individualverkehrs. In Österreich existieren derzeit 33 Windparks mit 352 Windrädern und einem Energieeintrag von 1,3 Mrd. [kWh].

Hört man die Schlagworte Leichtbau und Stadtfahrzeug, kommt einem sofort der Smart ins Gedächtnis und damit verbundene Bedenken bezüglich der Unfallsicherheit des Fahrzeuges. Eines ist schon mit grundlegenden physikalischen Erkenntnissen der Stoßimpulsübertragung erklärbar: Leichte Fahrzeuge sind gegenüber schweren bei der Kollision deutlich unterlegen, da sie viel schneller beschleunigt werden und der Insasse dadurch ernsthafte Verletzungen davonträgt. Sicherheitselemente und deren Gewicht bedeutet aber höheren Verbrauch, da eine große Masse nach Newton eine große Kraft benötigt um beschleunigt zu werden und der Individualverkehr annehmbare Werte bei der Beschleunigung des Fahrzeugs fordert.

Das mit ultraleichten Fahrzeugen verbundene Sicherheitsrisiko können grundlegend durch eigenes Verhalten beeinflusst werden, also Fuß vom Gas und weiter wären moderne und intelligente Verkehrsleitsysteme, wie sie durchaus schon technisch realisierbar sind, für eine aktive Unfallvermeidung unverzichtbar. Aktive Sicherheit, kann heißen, dass aktiv von den Leitsystemen in den Fahrbetrieb eingegriffen wird, denn elektrisch angetriebene Fahrzeuge lassen sich viel leichter kollektiv durch Kommunikationsanwendungen wie GPS und „Augmented Reality“ wie kamerabasierende Kollisionserkennung steuern und damit Unfälle praktisch auf null reduzieren. Beides existiert bereits in unserer nächsten Umwelt (Smartphone, Tablett-PC, ...).

Abgesehen von dem erhöhten Sicherheitsrisiko bietet eine leichtere Bauweise von Fahrzeugen nur Vorteile, wie viel weniger Verbrauch durch geringere Leistung bei gleicher Beschleunigung, geringere Ressourcenintensität (Batterievolumen und –Gewicht, ökonomisch) beim Bau der Fahrzeuge und viel geringerer Einfluss auf die Umwelt (CO₂-Ausstoß, mechanische Belastung der Straße, etc.). Die Technik ist reif für umwelt- und ressourcenschonende Mobilität. Jetzt fehlt nur noch das Bewusstsein der Gesellschaft, denn der Wille dazu muss auch heißen weg von hunderten von PS und weg vom Fuß vom Gas und hin zu intelligenten Lösungen.

¹ Statistik Austria

² Wikipedia: Liste Österreichischer Kraftwerke

6.2 ELEKTROMOBILITÄT I (SESSION E2)

6.2.1 Orts- und zeitabhängiger Leistungs- und Energiebedarf für Elektrofahrzeuge in Österreich

Martin BEERMANN¹, Karl-Peter FELBERBAUER, Gerfried JUNGMEIER, Christoph HUBER²

Batteriebetriebene Elektrofahrzeuge haben das Potential für eine großvolumige Substitution von diesel- und benzinbetriebenen Fahrzeugen und könnten, wenn Strom aus erneuerbarer Energie verwendet wird, einen wesentlichen Beitrag zu Erreichung der EU-Klima- und Energieziele im Transportsektor für 2020/2030 leisten. Für das Elektrizitätssystem repräsentieren Elektrofahrzeuge eine zusätzliche Last abhängig von der Entwicklung der Fahrzeugflotte und ihrer regionalen Verteilung und beeinflussen damit die Produktion, Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie. Die technischen, ökologischen und ökonomischen Auswirkungen des zusätzlichen Strombedarfs wurden in einem im Programm Neue Energien 2020 vom BMVIT geförderten Projekt bewertet. Die Ergebnisse werden neben dem vorliegenden Beitrag in drei weiteren Beiträgen in diesem Symposium präsentiert (Auswirkungen unterschiedlicher Ladestrategien für Elektrofahrzeuge auf das Elektrizitätssystem in Kontinentaleuropa; Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung und Transportdienstleistung von E-Fahrzeugen in Österreich; Kosten und Tarifmodelle für die Errichtung einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur für E-Mobilität in Österreich).

Eine Untersuchung der zeit- und ortsabhängigen Ladeleistung und Strommenge in Einführungsszenarien von Elektrofahrzeugen in Österreich führt zu folgenden Fragestellungen:

- Wer sind potentielle Nutzergruppen?
- Wo sind in Österreich die für die Einführung von Elektrofahrzeugen interessantesten Bezirke?
- Welche Nutzergruppen dominieren im großstädtischen bzw. ländlichen Bereich?
- Wie unterscheiden sich Nutzergruppen in Fahr- und Ladeprofilen?

Die Vorgangsweise für die Untersuchung wurde folgendermaßen gewählt:

- Szenarien Anzahl Elektrofahrzeuge in Österreich gesamt bis 2030: 270.000 E-Fahrzeugen bis 2020; 1 Mio bzw. 2 Mio bis 2030
- Festlegung der Nutzergruppen für Elektrofahrzeuge: Pendler, gewerbliche Flotten, öffentlicher Dienst, Zweit-PKW
- Gewichtete Verteilung der E-Fahrzeuge auf Österreichs Bezirke auf Basis bestimmter Kriterien: z.B. Pendlerstatistik, Zulassungsstatistik, PKW-Dichte, Kaufkraft (auf Bezirksebene)
- Fahr- und Ladeprofile (Strom- und Leistungsbedarf) der Nutzergruppen in 3 typischen Topographien: Großstadt, Kleinstadt, ländliche Gemeinde
- Zuordnung der E-Fahrzeuganzahl zu den 3 typischen Topographien je Bezirk
- Zuordnung der Bezirke zu den regionalen Netzknoten im österreichischen Übertragungsnetz
- Berechnung zusätzlicher Leistungs- und Strombedarf je Netzknoten.

Beispielhafte Modellergebnisse werden in diesem Beitrag vorgestellt.

¹ JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH, RESOURCES, Energieforschung, Elisabethstrasse 18, 8010 Graz, Tel.: 0316 876 1434, Fax: 0316 876 1320, martin.beermann@joanneum.at, www.joanneum.at/res/eng

² Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Technische Universität Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: 0136 873 7900, Fax: 0316 873 7910, iee@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

6.2.2 Auswirkungen unterschiedlicher Ladestrategien für Elektrofahrzeuge auf das Elektrizitätssystem in Kontinentaleuropa



Andreas SCHÜPPEL(*)¹, Christoph GUTSCHI¹, Daniel HÜTTER(*)¹, Heinz STIGLER¹

Aufgabenstellung

Im Rahmen des vom Klima- und Energiefonds geförderten Projektes „e-mobility 1.0“ sollen die Auswirkungen der flächendeckenden Einführung von Elektrofahrzeugen auf das kontinentaleuropäische Elektrizitätssystem unter Verwendung des umfassenden elektrizitätswirtschaftlichen Simulationsmodells ATLANTIS [1] untersucht werden. Dazu werden sowohl verschiedene Entwicklungsszenarien den Kraftwerkspark und die Anzahl an Elektrofahrzeugen betreffend, als auch unterschiedliche Ladestrategien betrachtet.

Methodik

Mit dem Simulationsmodell ATLANTIS sollen ausgewählte Szenarien für den gesamten Netzbereich der ENTSO-E Continental Europe simuliert und die Ergebnisse in Bezug auf die bereits genannten Kriterien untersucht werden. Dazu muss das Modell zunächst an die neue Aufgabenstellung angepasst werden, wofür folgende Schritte notwendig sind:

- Recherche und Modellierung von Kraftwerksprojekten entsprechend vorgegebener Szenarien bzw. Ausbauplänen bis 2030 [3,4,5]
- Recherche und Modellierung von Netzausbauprojekten bis 2030 [6]
- Programmierung und Testen neuer Algorithmen zur Erfassung des zusätzlichen Bedarfs an elektrischer Energie durch Elektrofahrzeuge
- Aufteilen des zusätzlichen Bedarfs durch Elektrofahrzeuge gemäß Vorgaben [7] unter Berücksichtigung der Topologie des österreichischen Verteilnetzes auf die Netzknoten des österreichischen Höchstspannungsnetzes

Mit dem adaptierten Modell werden anschließend mehrere Simulationen durchgeführt, wobei Kombinationen aus zwei energiepolitischen Szenarien „konventionell“ und „erneuerbar“, zwei Ladestrategien „ungesteuert“ und „gesteuert“ sowie zwei Entwicklungsszenarien für Elektromobilität „ambitioniert“ und „maximal“ gebildet werden. Zum Vergleich wird den Entwicklungsszenarien jeweils ein Fall ohne Elektromobilität gegenübergestellt. Die ermittelten Ergebnisse stellen dabei einen "worst case" dar, da der Ladestromverbrauch für die Elektrofahrzeuge aufgrund des Kraftwerkseinsatzes nach einer Merit Order fast zur Gänze mit konventionellen thermischen Kraftwerken gedeckt werden muss. Zur Abdeckung der gesamten möglichen Bandbreite wird zusätzlich die Entwicklung des Kraftwerksparks für den Fall abgeschätzt, dass der zusätzliche, durch Elektrofahrzeuge hervorgerufene Verbrauch elektrischer Energie zu 100 % aus erneuerbaren Energieträgern gewonnen wird.

Ergebnisse

Durch den zusätzlichen Ladestromverbrauch der Elektromobilität steigen die Lastspitzen an, wodurch ein erhöhter Bedarf an neuen gesicherten Kraftwerkskapazitäten in Europa entsteht. Dieser liegt im konventionellen Szenario mit ungesteuerter Ladung und maximaler Fahrzeuganzahl bei 103 GW und sinkt auf 25 GW bei gesteuerter Ladung. Im Szenario "Erneuerbar" liegt der Kapazitätsbedarf im ungesteuerten Fall bei 86 GW und sinkt auf 14 GW, wenn eine gesteuerte Ladestrategie verfolgt wird. Aus europäischer Sicht entsteht dadurch ein Zusammenspiel zweier Effekte. Einerseits bewirkt die Investition in neue Kraftwerke eine Erhöhung der Kapitalkosten, andererseits bringt der Zubau eine

¹Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz, Inffeldgasse 18/2.OG, Tel.: +43 316 873 7902, Fax:+43 316 873 107902, andreas.schueppel@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

Steigerung der durchschnittlichen Effizienz des Kraftwerksparks und damit eine Kostenreduktion mit sich. Eine weitere Erkenntnis ist, dass bei der angenommenen Entwicklung des Kraftwerksparks in Österreich in keinem der simulierten Fälle ein über die Szenarioannahmen hinausgehender Zubau von Kraftwerken notwendig wird.

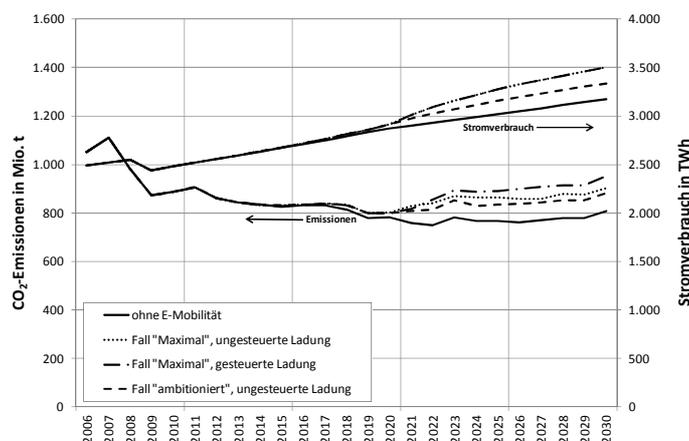


Abbildung 1: CO₂-Emissionen und Stromverbrauch in Europa im konventionellen Szenario für ausgewählte Entwicklungsszenarien und Ladestrategien

Die CO₂-Emissionen in Europa steigen durch den Zusatzverbrauch der Elektromobilität verglichen mit dem Jahr 2011 nicht wesentlich an (siehe Abb. 1). Zur vollständigen Untersuchung der Auswirkungen einer Einführung von Elektrofahrzeugen auf die CO₂-Emissionen werden die Emissionseinsparungen am Mobilitätssektor in [2] mit berücksichtigt.

Die Auswirkungen der Elektromobilität auf den mittleren Marktpreis für Strom sind in jedem simulierten Szenario sehr gering. Bei gesteuerter Ladung steigen die Preise in der Niedriglastzeit an und die Preisspanne zwischen niedrigstem und höchstem Marktpreis sinkt. Im ungesteuerten Fall hingegen steigen die Preise in der Hochlastzeit an und die Preisspanne vergrößert sich. Daraus resultiert für Österreich ein gesteigerter Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken bei ungesteuerten Ladevorgängen, während der Pumpeinsatz in Szenarien mit gesteuerter Ladung sinkt. Dieser Umstand ist mit verantwortlich dafür, dass die Konkurrenzfähigkeit der österreichischen Elektrizitätswirtschaft entgegen dem internationalen Trend infolge einer europaweiten Einführung von Elektromobilität bei bestimmten Ladestrategien steigen kann.

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

Literatur

- [1] Gutschi, Bachhiesl, 2009. ATLANTIS - Simulationsmodell der europäischen Elektrizitätswirtschaft bis 2030. Elektrotechnik & Informationstechnik. 2009, 126/12, S. 438-448
- [2] Beermann et.al., 2012. Treibhausgas-Emissionen der Stromerzeugung und Transportdienstleistung von Elektrofahrzeugen in Österreich. Vortrag im Rahmen des EnInnov 2012
- [3] Reich, Auer et.al., 2011. Entwicklung zukünftiger Stromversorgungsstrukturen in Europa. Vortrag im Rahmen der IEWT 2011, Wien
- [4] European Commission, 2010. EU energy trends to 2030. ISBN 978-92-79-16191-9
- [5] Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWFJ), 2010. National Renewable Energy Action Plan 2010 for Austria
- [6] European network of transmission system operators (ENTSO-E), 2010. Ten-Year Network Development Plan 2010-2020
- [7] Beermann et.al., 2012. Orts- und zeitabhängiger Leistungs- und Energiebedarf für Elektrofahrzeuge in Österreich. Vortrag im Rahmen des EnInnov 2012

6.2.3 Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung und Transportdienstleistung von E-Fahrzeugen in Österreich

Martin BEERMANN¹, Lorenza CANELLA, Gerfried JUNGMEIER

Batteriebetriebene Elektrofahrzeuge haben das Potential für eine großvolumige Substitution von diesel- und benzinbetriebenen Fahrzeugen und könnten, wenn Strom aus erneuerbarer Energie verwendet wird, einen wesentlichen Beitrag zu Erreichung der EU-Klima- und Energieziele im Transportsektor für 2020/2030 leisten. Für das Elektrizitätssystem repräsentieren Elektrofahrzeuge eine zusätzliche Last und beeinflussen damit die Produktion, Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie und somit die Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung und der Transportdienstleistung mit Elektrofahrzeugen.

Die ökologischen Auswirkungen des zusätzlichen Strombedarfs wurden in einem im Programm Neue Energien 2020 vom BMVIT geförderten Projekt bewertet und bauen auf den Ergebnissen von zwei weiteren Beiträgen in diesem Symposium auf: (1) Orts- und zeitabhängiger Leistungs- und Energiebedarf für Elektrofahrzeuge in Österreich; (2) Auswirkungen unterschiedlicher Ladestrategien für Elektrofahrzeuge auf das Elektrizitätssystem in Kontinentaleuropa. Den Startpunkt für die Bewertung der Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung bilden unterschiedliche modellierte Mixe der Erzeugungstechnologien für den in Österreich in den Jahren 2020 und 2030 verwendeten Strom. Dafür wurde auch der nach Österreich importierte Strom aus dem europäischen Elektrizitätssystem in unterschiedlichen Mixen berücksichtigt. Für die hier vorgestellten Ergebnisse wurden 2 Szenarien ausgewählt, die die Bandbreite der möglichen Treibhausgasemissionen darstellen: Abdeckung des zusätzlichen Strombedarfs aus fossilen Quellen und aus erneuerbaren Quellen.

Die Treibhausgasemissionen werden auf Basis einer Lebenszyklusanalyse (LCA, Life Cycle Assessment) bewertet. In der Lebenszyklusanalyse werden alle beteiligten Hilfsstoffe und Prozesse über den Lebensweg einer Dienstleistung berücksichtigt. Bei Analysen von Transportdienstleistungen wird auch der Begriff „Well-to-Wheel“ (WTW) verwendet. Die Ergebnisse der LCA wurden auf die erzeugte Energieeinheit „1 kWh Strom“ bzw. auf die Transportdienstleistung „1 PKW-Kilometer“ bezogen, also z.B. g CO₂-Äq / kWh bzw. g CO₂-Äq / PKW-km.

Beispielhafte Modellergebnisse werden in diesem Beitrag vorgestellt.

¹ JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH, RESOURCES, Energieforschung, Elisabethstrasse 18, 8010 Graz, Tel.: 0316 876 1434, Fax: 0316 876 1320, martin.beermann@joanneum.at, www.joanneum.at/res/eng

6.2.4 Kosten und Bepreisungsmodelle einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur für E-Mobilität in Österreich

Daniel HÜTTER(*)¹, Heinz STIGLER¹



Motivation und zentrale Fragestellung

Aufgrund der wachsenden CO₂-Problematik sollte versucht werden, in allen Gebieten des täglichen Lebens so wenig Treibhausgas wie möglich zu emittieren. Ein entscheidender Faktor in Bezug auf die Treibhausproblematik ist der Verkehrssektor. Dieser schlägt mit mehr als 20 % der Emissionen pro Jahr als zweitgrößter Verursacher nach der Industrie zu Buche. Deswegen ist der Ansatz zur Umwelt- und Ressourcenschonung gerade in diesem Bereich als sinnvoll zu erachten. Allerdings ist im Gegensatz zu konventionellen Fahrzeugen das „Betanken“ bei Elektrofahrzeugen nicht so einfach zu bewerkstelligen. Aufgrund der langen Ladedauer, abhängig von der Ladeleistung, gilt es im Vergleich zu Mineralöltankstellen eine Vielzahl an Ladesäulen für eine befriedigende Ladeinfrastruktur aufzustellen. Die Kosten von verschiedenen Ladeinfrastrukturvarianten und mögliche Bepreisungsstrukturen für den Endkunden sind Ziel der Arbeit, welche im Rahmen eines Projektes des Klima- und Energiefonds „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt wurde.

Methodische Vorgangsweise

Anfangs erfolgt eine Aufgliederung der verschiedenen Kostenpunkte einer Ladesäule wie Netzentgelte, Kosten der Ladesäule selbst, notwendige Arbeiten zur Errichtung von Ladesäulen speziell im öffentlichen Bereich, sowie Zusatzaufwand für die Benutzung einer Ladesäule durch mehrere Personen. In weiterer Folge werden die Kosten von verschiedenen Verrechnungssystemen betrachtet, da eine individuelle Verrechnung im öffentlichen Bereich erforderlich ist. Es wird die unterschiedliche Kostenaufgliederung der einzelnen Verrechnungssysteme wie Kreditkarten- oder Quick-Zahlung in Bezug auf Datenübertragung, Implementierung der Hardware und der Zusatzkosten der Verrechnung gegenübergestellt, analysiert und auf eine einzelne Kilowattstunde herunter gebrochen. Weiters werden die Kosten der Ladesäule und der Wartung in die Betrachtung der spezifischen Kosten von Ladesäulen mit einbezogen. Daten dazu wurden durch Erhebung bei den Landesenergiegesellschaften und den Herstellern von Ladesäulen und Verrechnungssystembetreibern gesammelt.

Den Abschluss bildet die Abschätzung der Gesamtkosten für die Ladeinfrastruktur sowohl im öffentlichen als auch im privaten/gewerblichen Bereich unter der Annahme, dass jeweils ein gewisser Prozentsatz bei einer herkömmlichen Steckdose, ohne gesonderte Elektromobilitätskonditionen, lädt. Für jene Personen, welche mittels einer Wallbox (mindestens eigener Sicherungskreis für das Elektrofahrzeug mit Subzähler oder eigener Anschluss) gesondert verrechnet werden können, werden verschiedene Bepreisungsvarianten für eine verursachungsgerechte Aufteilung der Erzeugungskosten vorgeschlagen, welche gleichzeitig lastbeeinflussend zur Minimierung des Spitzenlastbedarfs wirken sollen.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Bei einigen Kostenfaktoren von Ladesäulen ist auch durch die flächendeckende Einführung von Elektromobilität keine Kostendegression zu erwarten. Beispielsweise sind die Netzentgelte und die Kosten für Arbeiten an den Ladesäulen in Zukunft als real gleichbleibend zu bewerten. Die Kosten für die Ladesäulen selbst und für die benötigten Extras werden hingegen bei Massenproduktion wahrscheinlich sinken. Die Differenzen bei den Kosten einzelner Verrechnungssysteme sind bei gleichzeitiger Betrachtung der Kosten für die Aufstellung und der Wartung von Ladesäulen verschwindend gering. Der entscheidendste Faktor für die spezifischen Kosten von öffentlichen Ladesäulen ist die Auslastung der Ladesäule. Je höher die Leistung, desto mehr Fahrzeuge können in einem gewissen Zeitintervall bedient werden, wodurch die spezifischen Kosten sinken. Die

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz, Inffeldgasse 18, Tel.: 0316/873 7904, daniel.huetter@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

Gesamtkosten für die Ladeinfrastruktur hängen wesentlich von den Faktoren Aufteilung privat/gewerblich bzw. öffentlich und von der Anzahl der Fahrzeuge je definierten Ladepunkt ab. In Abbildung 1 werden die aufzubringenden Kosten (Netzentgelte, Kosten der Ladesäule, Zusatzarbeiten und Extras) einer möglichen Infrastruktur bis zum Jahr 2030 für 2 Mio. Elektrofahrzeuge und 3 Fahrzeuge je Ladepunkt, aufgrund der Basis von realen €₂₀₁₀, dargestellt. Hierbei ist sowohl der Fall der Preise nach heutigem Maßstab, als auch eine gewisse Kostendegression enthalten.

Um laststeuernde Maßnahmen umsetzen zu können, ist eine Wallbox für jedes Fahrzeug die Mindestvoraussetzung. In Verbindung mit Smart Metern könnten dann zeitvariable Preise für die Ladung von Elektrofahrzeugen verrechnet werden. Dabei ist der Faktor für den Preisunterschied zwischen Nieder- und Hochpreiszeit entscheidend. Je höher dieser Faktor ist, desto eher kann eine freiwillige Verlagerung des Verbrauchs durch den Kunden erreicht werden.

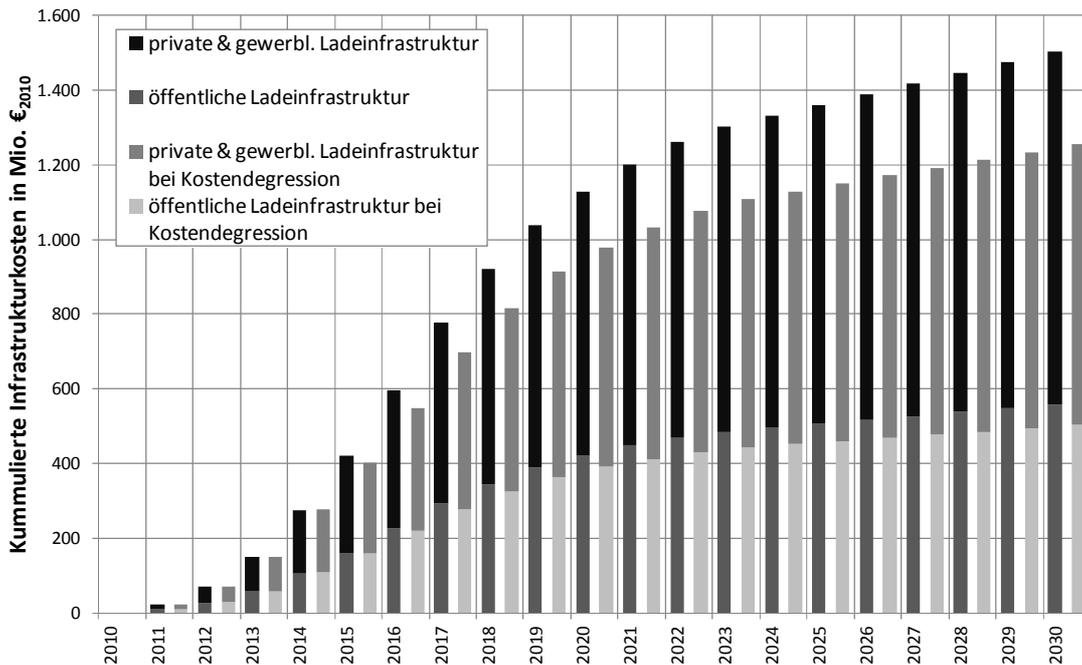


Abbildung 1: Kostenverteilung einer Ladeinfrastruktur bei 2 Mio. E-Fahrzeugen und 3 Fahrzeugen je Ladepunkt

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

Literatur

- [1] DGS. (2009). Elektromobilität und die Herausforderung Tankstelle. Abgerufen am 30. 08 2011 von <http://www.dgs.de/fileadmin/files/FASM/2009.10-DGS-FASM-Altendorf-Netzintegration.pdf> und <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:DE:PDF>
- [2] EStAG, Kelag, EVN, AG, L., AG, S., Tiwag, et al. (September - Oktober 2010). Anfrage über die aktuellen Kosten und Störkosten von Ladesäulen per e-Mail
- [3] Datenportal der ENTSO-E (2010) <https://www.entsoe.eu/index.php?id=137>
- [4] Mathoy, A. (2008). Definition and implementation of a global EV charging infrastructure, Schweiz: BRUSA.
- [5] Umweltbundesamt (2011) Klimaschutzbericht 2011 <http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0334.pdf>
- [6] Elektrodrive Salzburg. (24.11.2011). Telefonische Auskunft bezüglich Wartungsverträge

6.2.5 Electric Mobility and Smart Grids - Cost-Effective Integration of Electric Vehicles with the Power Grid

Gerald GLANZER¹

Introduction

In the future, combustion engine based vehicles will be replaced by plug-in hybrid electric vehicles (PHEVs) and pure electric vehicles (EVs). The major objectives of this transition are reductions of emissions (e.g. CO₂ gases) and noise as well as a significant improvement of the vehicles' energy efficiency. In addition, rising fuel costs and stricter emissions standards will accelerate this process of change. Hence, auto manufacturer and power supply companies will be faced with a lot of new technological as well as economic challenges over the next few years. This paper is focused on cost-effective integration of EVs with the power grid by means of smart charging strategies and integrated on-board chargers [1].

Charging strategies

EVs are a new type of additional load on the power grid. The changes in the load profile depend on the number of EVs as well as on the used charging strategies. State-of-the-art charging strategies such as simple charging and dual tariff charging based on simple time-of-use (TOU) pricing are not appropriate solutions for charging a large number of EVs. In the case of simple charging, electricity costs are the same during the whole day. Hence, EVs start charging immediately when they arrive somewhere, trying to fully recharge their batteries [2]. Dual tariff charging is a well-known approach for shifting loads of households from day to night. Therefore, the electricity costs are low during the night and high throughout the rest of the day. Several research groups [2] [3] [4] have shown that both strategies causes peak demands such as morning and evening peaks. Peak demands could lead to violations of power grid constrains. In these studies and simulations, profiles of other loads, different areas (e.g. residential, commercial, industry) and different seasons of the year have also been considered [3] [4]. Hence, smart charging is necessary to reduce peak demands and to realize the so-called valley-filling. In the majority of cases a novel smart power grid infrastructure is also mandatory. Further major objectives of smart charging based on a smart power grid are the reduction of electricity costs of consumers and the efficient integration of renewable energy sources. Furthermore, it enables a sophisticated update of the already existing power grid infrastructure.

On-board chargers

In addition, all EVs must be equipped with a bidirectional on-board charger (Fig. 1.b.). A bidirectional charger is a combined AC/DC rectifier and DC/AC inverter. This type of charger enables vehicle-to-grid (V2G) operation. Hence, EVs can also be used as a distributed energy storage capacity. However, EVs already contain inverters for driving their motors. Therefore the most effective solution is to integrate the charger in the already existing motor inverter (Fig. 1.c.). Such a module is called integrated on-board charger [5] [6]. The major objectives of an integrated on-board charger are reductions of manufacturing costs, maintenance costs, size and weight of the EV. Furthermore, novel silicon carbide (SiC) MOSFETs and parallel interleaved inverter topologies are essential for the reduction of power losses and the size of passive components (mains filter).

The paper is organized as follows. Several smart charging strategies are presented and assessed in Section 2. In Section 3 we introduce different approaches for the implementation of chargers in EVs. The concept of our bidirectional integrated on-board charger is briefly presented in Section 4. Finally, Section 5 concludes the paper.

¹ Department of Electronics, FH JOANNEUM - University of Applied Sciences, Werk-VI-Straße 46 8605 Kapfenberg, Tel.: +43(0)316/5453-6339, Fax: +43(0)316/5453-96339, gerald.glanzer@fh-joanneum.at

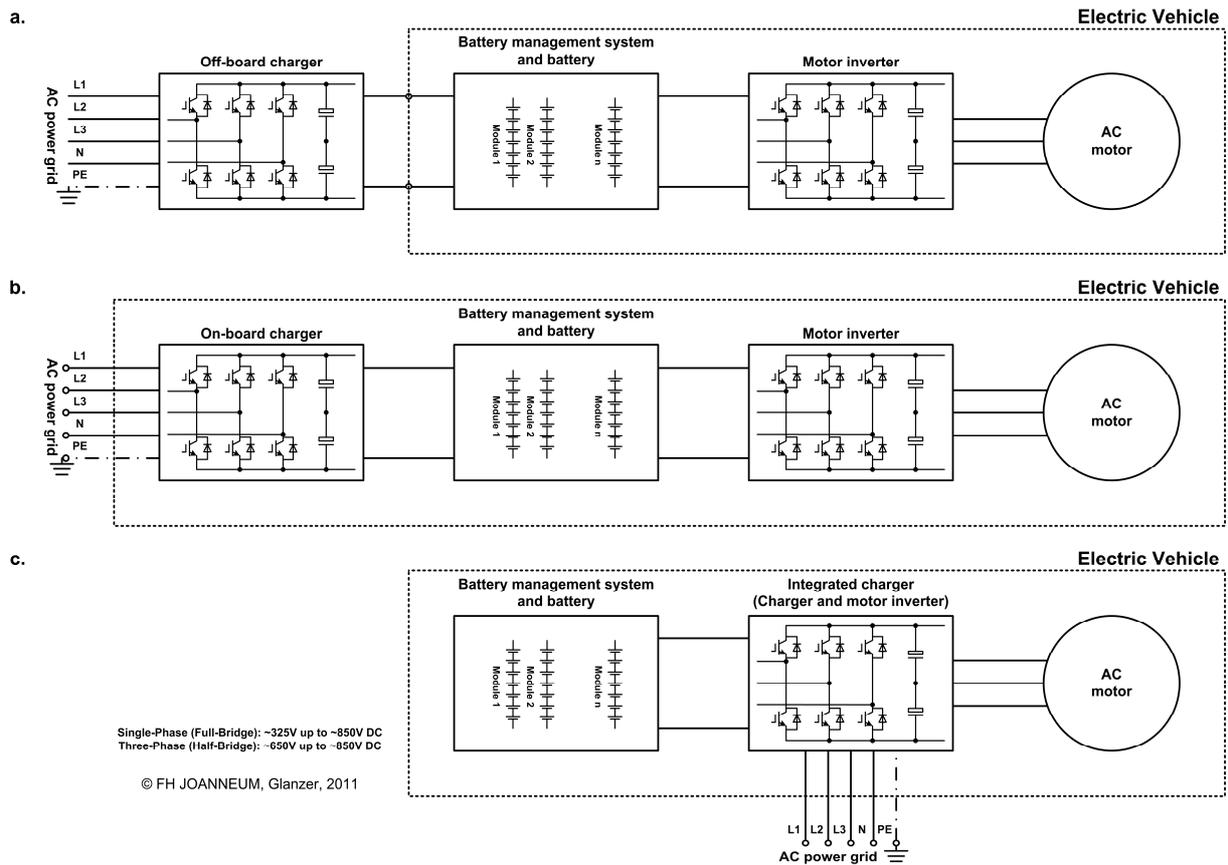


Figure 1: Block diagrams of (a.) an off-board charger topology, (b.) an on-board charger topology and (c.) an integrated on-board charger topology [1]

References

- [1] G. Glanzer, T. Sivaraman, J. I. Buffalo, M. Kohl, H. Berger, "Cost-efficient Integration of Electric Vehicles with the Power Grid by Means of Smart Charging Strategies and Integrated On-board Chargers", 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), May 2011.
- [2] R. A. Waraich, M. D. Galus, M. Balmer, G. Andersson, K. W. Axhausen, "Plug-in Hybrid Electric Vehicles and Smart Grid: Investigations Based on a Micro-Simulation", http://www.eeh.ee.ethz.ch/uploads/tx_ethpublications/galus_iatbr2009_PHEVs.pdf
- [3] S. Shao, T. Zhang, M. Pipattanasomporn, S. Rahman, "Impact of TOU rates on distribution load shapes in a smart grid with PHEV penetration", IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, April 2010, pp. 1-6.
- [4] A. Karnama, V. Knazkins, "Scenario-based investigation of the effects of Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) in 11 kV substations in Stockholm", 7th International Conference on the European Energy Market (EEM), June 2010.
- [5] O. Josefsson, A. Lindskog, S. Lundmark, T. Thiringer, "Assessment of a Multilevel Converter for a PHEV charge and traction application", 2010 XIX International Conference on Electrical Machines (ICEM), September 2010.
- [6] S. Haghbin, K. Khan, S. Lundmark, M. Alaküla, O. Carlson, M. Leksell, O. Wallmark, "Integrated chargers for EV's and PHEV's examples and new solutions", 2010 XIX International Conference on Electrical Machines (ICEM), September 2010.

6.2.6 Zukünftige Energienetze mit Elektromobilität – Überblick der Projektziele

Andreas SCHUSTER¹, Markus LITZLBAUER¹, Martin REINTHALER²

Inhalt

Die folgenden Analysen basieren auf das durch den Klima- und Energiefonds (Ausschreibung: Neue Energien 2020) geförderte Projekt „ZENEM – Zukünftige Energienetze mit Elektromobilität“.

Zukünftige Stromnetze werden mit neuen Herausforderungen konfrontiert. Verantwortlich dafür sind zusätzliche Verbraucher wie Fahrzeuge aus dem Bereich der Elektromobilität. Diese besitzen höhere Effizienz und verringern somit Treibhausgasemissionen. Ohne Elektrifizierung des Antriebsstrangs können die hochgesteckten EU-Klimaziele im Sektor Verkehr (mind. 60% Reduktion des Treibhausgasausstoßes gegenüber 1990 bis 2050 [1]) nicht erreicht und die österreichische Ölimportabhängigkeit nicht minimiert werden. Um die Auswirkungen einer hohen Durchdringung von Elektrofahrzeugen auf das Stromnetz zu untersuchen, wird die Umstellung einer gesamten Taxiflotte auf elektrische Fahrzeuge inkl. Ladestelleninfrastruktur näher analysiert.

Die Innovation besteht aus neuen Konzepten zur Versorgung des Verbrauchers Elektromobilität, wobei die bestehenden elektrischen Netze mit möglichst geringfügigen Ausbauten belastet werden. Dabei sollen einerseits die Ladeleistungen angepasst, netzorientierte Ladestrategien durchgeführt und kurzzeitige Überlastungen in Hinsicht der Komponententalerung untersucht werden. Diese Analysen werden anhand des Spezialfalls Taxi vorgenommen, da dieser eine große Herausforderung an das elektrische Netz darstellt.

Methodik

Damit man Aussagen über den Energie- und Leistungsbedarf von zukünftigen elektrischen Taxis treffen kann, muss zuerst deren Mobilitätsverhalten gründlich analysiert werden. Seit 2006 sind alle Fahrzeuge der Taxiflotte 31300 mit GPS-Geräten ausgestattet, welche laufend deren Positionsdaten in anonymisierter Form über Funk zu einem zentralen Server senden. Um den Anforderungen gerecht zu werden müssen die GPS Positionen, ähnlich einem Puzzle, für jede Fahrt computerunterstützt zusammengesetzt werden (siehe Abbildung 1). Dabei werden Algorithmen zur Georeferenzierung, wie Mapmatching und Routing eingesetzt (vgl. [2]). Als Ergebnis erhält man die durchgängigen zeitlichen Trajektorien aller Fahrzeuge der Taxiflotte.

Eine Kernaufgabe stellt die richtige Wahl der betrachteten Szenarien dar. Diese werden auf einer Kombination aus Höhe der Ladeleistung, Ausbaugrad der Ladeinfrastruktur und Größe der Batterie basieren. Dabei sollen Ladeleistungen von 3,67 kW (~230 V einphasig, 16 A) bis über 10 kW (Schnellladen) berücksichtigt werden und die Bandbreite des Ladeinfrastrukturausbaus von einem Einstiegszenario mit wenigen Ladestationen bis hin zu einem Szenario mit vollständig ausgebautem Ladeinfrastrukturnetz reichen. Da die Batteriegröße nicht nur die Reichweite, sondern gleichermaßen auch die Investitionskosten beeinflusst, werden die Batteriekapazitäten in den einzelnen Szenarien ebenfalls variiert. Mit der Berechnung des „State of Charge“ (SOC) der gesamten Zeitdauer aller Autobatterien erhält man typische Ladeprofile je Fahrzeug und Ladestation.

¹ Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, TU Wien, Gußhausstr. 25/E370-1, 1040 Wien, Tel.: +43158801370134, Fax: +43158801370199, andreas.schuster@tuwien.ac.at, www.ea.tuwien.ac.at

² AIT Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 2, 1210 Wien, Tel.: +43505506439, martin.reinthalder@ait.ac.at, www.ait.ac.at

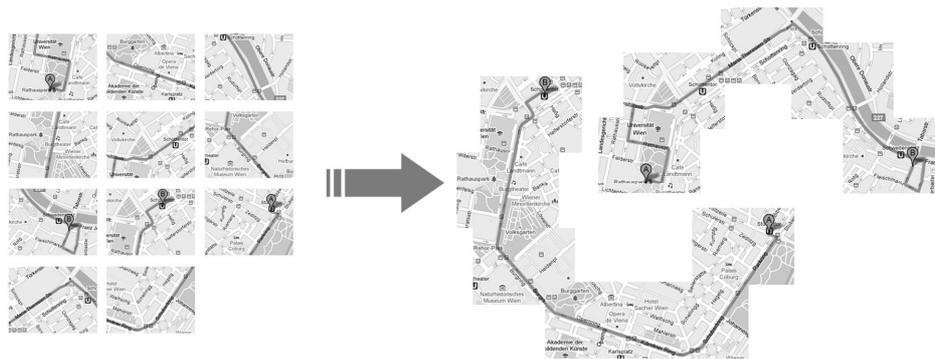


Abbildung 1: Zusammenfügung der einzelnen GPS-Positionsdaten

Diese Leistungsprofile belasten die elektrischen Verteilnetze zusätzlich zum normalen Verbrauch (vgl. [3]). Um den örtlichen elektrischen Verbrauch exakter bestimmen zu können, werden die Leistungsverläufe der elektrischen Verbraucher durch Messungen an mehreren Netzknoten (in Schleifenkästen bzw. direkt an den Netztransformatoren) über einen längeren Zeitraum ermittelt. Die Netzabschnitte werden in einem Lastflussprogramm zusätzlich mit den angenommenen Ladestationen modelliert. Die Berechnung der Lastflüsse lassen Aussagen über die Belastung der Netzkomponenten und die Einhaltung des Spannungsbandes an allen Netzknoten zu. Kommt es zu dem Ergebnis, dass Betriebsmittel durch den zusätzlichen elektrischen Verbrauch temporär über ihre Grenzen betrieben werden, sollen – unter Zuhilfenahme vereinfachter thermischer Modelle – die Machbarkeit von kurzzeitigen Überlastungen geprüft und die Auswirkungen auf die damit verbundene schnellere Alterung analysiert werden. Weitere Berechnungen bezüglich Netzurückwirkungen, wie Auftreten von Oberschwingungen, Unsymmetrien und Flicker lassen Rückschlüsse auf die Güte der Netzqualität zu.

Weiters werden Ladekonzepte entwickelt, die es ermöglichen nur erlaubte Netzzustände zu erreichen. Die angewandte Form des Steuerns wird als netzorientiertes gesteuertes Laden bezeichnet (vgl. [4]). Werden nun die Ladevorgänge der Elektrotaxis gesteuert, muss überprüft und – in weiterer Folge durch Anpassungen – gewährleistet werden, dass die Mobilitätsbedürfnisse weiterhin befriedigt werden. Das Projekt wird durch ökologische und ökonomische Betrachtungen sowie erforderliche Rahmenbedingungen zur Einführung von E-Taxis abgerundet.

Ergebnisse

Anhand eines Spezialfalls, dem Taxi, das sich durch hohe Konzentrationen an den Standplätzen auszeichnet, soll die Auswirkung von elektrisch betriebenen Fahrzeugen auf das Wiener Stromnetz untersucht werden. Dabei ist vorrangig zu zeigen, dass mit geringster bzw. notwendigster Infrastruktur eine Versorgung möglich ist. Folgende Teilergebnisse können definiert werden:

- Erstellung der Trajektorien aus aufgenommenen GPS-Rohdaten. Daraus werden die Standort- und Standzeitverteilungen extrahiert und der Energiebedarf der betrachteten Flotte an ausgewählten Taxistandplätzen berechnet. Die Verhaltensänderungen der Taxilenker bei Verwendung von zukünftigen elektrischen Autos sollen ebenfalls berücksichtigt werden.
- Analyse der bestehenden elektr. Verbraucher (private Haushalte u. Gewerbe) ausgewählter Energienetzbereiche (Nieder- u. Mittelspannungsebene), in denen Ladestationen der Elektrotaxis eingebunden werden sollen. Dabei werden die Leistungsprofile und die dazugehörigen Jahresstromverbräuche der bereits im Netz vorhandenen Verbraucher erhoben und diese mittels Messreihen validiert, um die freien Netzkapazitäten für die Elektromobilität zu erkennen.
- Definition von Szenarien, in denen verschiedene Batteriegrößen, Ladestrategien (gesteuertes und ungesteuertes Laden), Ladeleistungen (Normal- und Schnellladen) und Ausbaustufen der Ladestelleninfrastruktur berücksichtigt werden. Für diese wird ermittelt, welche Ladeleistungsprofile an den Ladestationen entstehen und in welchen Szenarien eine Durchführbarkeit mit elektrisch betriebenen Taxis möglich wäre.

-
- Betrachtung der notwendigen Netzintegration und die damit verbundenen Auswirkungen auf die Netzstabilität und thermischen Belastungen des Verteilnetzes. Dies wird mittels Berechnung der Lastflüsse einzelner Szenarien an verschiedenen Netzabschnitten ermittelt. Weiters soll, mit Zuhilfenahme vereinfachter thermischer Modelle, auf die Alterung von Transformatoren und Leitungen bei temporären Überlastungen geschlossen werden.

Referenzen

- [1] Europäische Kommission: *WEISSBUCH*, Brüssel, 2011.
- [2] Reinthaler, M., Zajicek, J.: *Real Time Route Analysis based on Floating Car Technology*, 18th IASTED International Conference on Modelling and Simulation, Montreal, Canada, 2007.
- [3] Schuster, A., Leitinger, C., Brauner, G.: *Begleitforschung der TU Wien in VLOTTE – Endbericht*, Wien, 2010.
- [4] Leitinger, C., Schuster, A., Litzlbauer, M.: *Smart Electric Mobility – Speichereinsatz für regenerative elektrische Mobilität und Netzstabilität*, 11. Symposium Energieinnovation, Graz, 2010.

6.3 ENERGIESPEICHER (SESSION E3)

6.3.1 Austrian Masterplan-Thermal Energy Storage

**Bernhard ZETTL(*)¹, Michael MONSBERGER², Philip OHNEWEIN³,
Andreas HEINZ⁴, Wim VAN HELDEN⁵**

Neue Wärmespeichertechnologien spielen in zukünftigen Szenarien der Haustechnik, der Prozesswärmenutzung, der mobilen Anwendungen und beim Einsatz in Energienetzen eine zentrale Rolle. National und international wird intensiv an Systemkonzepten und Materialien für kompakte, verlustlose und ökonomische Speichieranwendungen geforscht.

Das Projekt: „Austrian Masterplan- Thermal Energy Storage“ beschäftigt sich mit technischen Möglichkeiten, organisatorischen Voraussetzungen, notwendigen Forschungsförderungen und den Rahmenbedingungen um eine optimale Entwicklung der zukünftigen Speichertechnologien in Österreich zu ermöglichen.

Gemeinsam mit internationalen Expertinnen und Experten und Vertretern österreichischer Unternehmen und Forschungsinstituten wurde ein Prozess gestartet, der der Ermittlung zukünftiger Anwendungen und Entwicklungsziele, sowie der Festlegung von Kennzahlen dient, um den Stand der Entwicklung für die unterschiedlichen Speichertechnologien zu beschreiben. Dabei werden sensible Speicher, PCM-, Sorptions- und thermochemische Speicher betrachtet.

Beschrieben und präsentiert werden die interessantesten zukünftigen Anwendungen in den Szenarien: Gebäude, Smart Grids, Prozesse und Fahrzeuge, wichtige zukünftige Forschungsthemen sowie der aktuelle Entwicklungsstand innovativer Wärmespeicher-Technologien.

Die Studie wurde im Rahmen des KLIEN-Projektes „Austrian Masterplan- Thermal Energy Storage“ unter der FFG-Fördernummer 825463 erstellt.

Beschreibung ASiC

Der Verein ASiC als eine außeruniversitäre Forschungseinrichtung wurde im Jahr 2000 in Wels gegründet und beschäftigt 10 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter. Kernaufgabe ist das Angebot von Forschungs- und Innovations-Dienstleistungen für regionale KMUs. Die technisch-wissenschaftliche Expertise des ASiC umfasst die Bereiche: Solarthermie, PV, Solar-Cooling, Speichertechnologie, Mess- und Regelungstechnik, Ertragssimulation, Beratung, Lehre an der FH-Wels, usw. Das ASiC betreibt eine akkreditierte Prüfstelle für den Geltungsbereich "Leistungs- und Qualitätsprüfungen von thermischen Sonnenkollektoren nach ÖNORM EN 12975-2".

¹ 1ASIC Austria Solar Innovation Centre, Roseggerstraße 12, 4600 Wels, Austria, Tel.: +43 (0)7242/9396 5560, zettl.bernhard@asic.at, www.asic.at

² AIT Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 2, 1210 Wien, Austria

³ AEE Institut für Nachhaltige Technologien, Feldgasse 19, 8200 Gleisdorf, Austria

⁴ IWT, Graz University of Technology, Inffeldgasse 25b, 8010 Graz, Austria

⁵ RENEWABLE HEAT, Oosterstraat 15, 1741 GH Schagen, The Netherlands

6.3.2 Neue technologische Entwicklungen bei mobilen Stromspeichern

Michael MÖCKEL¹

Die Entwicklung von elektrisch betriebem Individualverkehr erfährt unter dem Label „Elektromobilität“ gegenwärtig viel Aufmerksamkeit in Politik, Wirtschaft und Gesellschaft. Positiven Zukunftserwartungen wie der (lokalen) Emissionsfreiheit –insbesondere bei Erzeugung der Antriebsenergie aus regenerativen Quellen –, der Reduktion von Verkehrslärm oder auch einem neuen Fahrgefühl durch elektrisch betriebene (Zusatz-)motoren stehen jedoch grundlegende technologische Herausforderungen entgegen, allen voran bei der Vorhaltung der elektrischen Antriebsenergie eines Elektrofahrzeuges in effizienten mobilen Stromspeichern. Der Begriff Effizienz umfasst dabei u.a. Aspekte des Wirkungsgrades (Verhältnis von ein- zu ausgespeicherter Energie), kurzer Lade- und Entladezeiten, der kalendarischen bzw. zyklischen Lebensdauer, der Kosten sowie - charakteristisch für mobile Anwendungen – das Gesamtgewicht des bewegten Energiespeichers (hohe Relevanz gravimetrischer Parameter).

Die technische Schwierigkeit, elektrische Energie ohne Umwandlung in einen anderen Energieträger in großem Stil bidirektional zu speichern (und dem Speicher zu entnehmen), konnte seit der Erfindung der Elektrizität bis heute nicht zufriedenstellend gelöst werden. Die heute diskutierten Verbesserungen bei direkten Stromspeichern stellen allesamt keine fundamentalen Durchbrüche in dieser Frage dar, erlauben jedoch durch die Optimierung von Material, (Nano-) Strukturierung und Prozess die Kombination traditionell mit verschiedenen Speicherparadigmen assoziierten Leistungsfähigkeiten:

Die direkteste Form der Speicherung elektrischer Energie in einem elektrischen Feld realisiert man traditionell mit passiven Bauelementen der Leistungselektronik, allen voran in Super-Caps genannten Kondensatoren. Diese bieten vergleichsweise hohe gravimetrische Leistungsdichten von >20 kW/kg bei sehr kurzen Lade- und Entladezeiten und eignen sich für die kurzfristige Bereitstellung von Leistungsspitzen. Da Kondensatoren auf einem physikalischen Grenzflächeneffekt beruhen, ihre Leistungsdaten also proportional zu einem Oberflächenmaß skalieren, lassen sich nur geringe volumetrische oder gravimetrische Energiedichten realisieren.

Soll nicht kurzfristig verfügbare Leistung, sondern eine substantielle Menge elektrischer Energie gespeichert werden sind bidirektionale elektrochemische Energiespeicher (sekundäre Batterien bzw. Akkumulatoren) die etablierte Technologie. Diese beruht auf dem separierten Transport von Ionen und Elektronen zwischen zwei reversiblen und in einer galvanischen Zelle räumlich getrennten Red-/Ox-Teilreaktionen. Die Nutzung elektrochemischer Reaktionen bedeutet einen relativ hohen Materialbedarf und impliziert dadurch (verglichen mit anderen Energieträgern) relativ geringe gravimetrische Energiedichten. Zudem birgt sie das Risiko von unerwünschten Nebenreaktionen, die die Reversibilität und damit die Lebensdauer der Batterie begrenzen. Die oft relativ langsame Ionenwanderung bedingt hohe Innenwiderstände sowie lange Lade- und Entladezeiten und erfordert den Einsatz von flüssigen, gelartigen oder den Übergang zu neuentwickelten festkörperbasierten Elektrolyten.

Das derzeit favorisierte Batteriesystem („benchmark“) ist der Lithium-Ionen Akkumulator. Er erreicht gegenwärtig gravimetrische bzw. volumetrische Energiedichten von 210 Wh/kg und 650 Wh/l (vgl. fossile Kraftstoffe ca. 3 kWh/l), lange zyklische Lebensdauern und niedrige Leistungsdichten von ca. 2 kW/kg. Weiterentwicklungen lassen sich als eine Abfolge von Technologie-Generationen, oft bezeichnet durch die eingesetzten elektrochemischen Systeme (Elektrodenmaterialien), verstehen: Während Lithium-Eisenphosphat und Lithium - Oxide etablierte Batteriesysteme darstellen, werden mittelfristig Lithium (Nickel/Kobalt oder Mangan)– Phosphat oder Spinelle als attraktive Lösungen gesehen. Li-Schwefel oder Li-Luft Batterien gelten wegen der zu erwartenden höheren Energiedichte als langfristig interessante Systeme und erfahren als potentiell disruptive Technologien besondere Beachtung und finanzielle Förderung in den USA [1].

¹ Fraunhofer ISI, Breslauer Str. 48, 76139 Karlsruhe, Deutschland

Zunehmend eingesetzt werden Verfahren der Nanostrukturierung der Elektroden [2], u.a. um deren Oberfläche und damit die Reaktionsgeschwindigkeit bei der Einlagerung von Ionen zu erhöhen. Erste Experimente haben Leistungsdichten in nanostrukturierten Lithium-Eisen-Phosphat von bis zu 25 kW/l auf Systemebene demonstriert [3], wodurch die Unterschiede in der Leistungsdichte zwischen Super Caps und Lithium-Ionen Batterien deutlich reduziert wurden.

Einen alternativen Forschungsansatz stellt das Konzept einer all-electron battery dar, bei der auch im Innenraum statt Ionen- ausschließlich Elektronenströme fließen. Das Konzept gründet auf dem Bauprinzip eines Kondensators, wobei sich in dem Dielektrikum nahe an den Elektroden nanotechnologisch eingebrachte Quantenpunktsysteme befinden. Bei Ladevorgängen können Elektronen auf die Quantenpunkte übergehen („tunneln“) und somit die bei Kondensatoren auf die Oberfläche begrenzte Ladung in das umliegende Volumen erweitern. Daraus resultiert eine gegenüber Kondensatoren erhöhte Speicherkapazität und Entladungsstabilität [4]. Eine kritische Analyse dieser Technologie steht jedoch noch aus.

Literatur

- [1] Fraunhofer ISI, Technologie-Roadmap Lithium-Ionen-Batterien 2030, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe 2010
- [2] A. Thielmann und O. Rothengatter, Trends in Battery Technology Patents Indicating the Onset of a New Battery Generation Based on Nanomaterials, Nanotechnology Law and Business, Vol 5, No. 4, p 391-410, 2008
- [3] Byoungwoo Kang & Gerbrand Ceder, Battery materials for ultrafast charging and discharging, Nature (London) Vol 458, p. 190, 2009
- [4] Timothy P. Holme, Friedrich B. Prinz, Patent US 2010/0183919; Timothy P. Holme, Friedrich B. Prinz, und Takane Usui, Patent US 2010/0255381

6.3.3 Recycling von Metallionen aus Lithiumionenbatterien durch Flüssigmembranpermeation mit gestützten Membranen

H. NOLL¹, M. SIEBENHOFER

Inhalt

Lithiumionenbatterien dienen als Energiequellen in diversen elektronischen Geräten wie zum Beispiel Mobiltelefonen, Laptops, Fotoapparaten etc. In den letzten Jahren ist der Verbrauch von Lithiumionenbatterien deutlich angestiegen. 1998 wurden weltweit 250 Millionen Zellen produziert, 2007 bereits 2044 Millionen Zellen [1]. Auf Grund dieser Fakten muss ein Recyclingprozess für die wertvollen Komponenten wie Lithium, Kobalt und Kupfer aus dem Batterieschrott entwickelt werden.

Methodik

In diesem Projekt wird das Recycling der Wertstoffe durch Einbindung der Flüssigmembranpermeation untersucht. Die Versuche wurden im Labormaßstab durchgeführt. Die Testanlage besteht aus einem Membranmodul und zwei Compartments für die wässrige Abgeber- und Aufnehmerphase. Als Stützkörper für die Membranphase werden hydrophobe Polyethylen Filterplatten mit einer Dicke von 2 mm und einer Porengrößenverteilung von 7-12 µm verwendet. Die Porosität der Membran beträgt 0,36. Die Stoffstromdichte der Metallionen in der Aufnehmerphase wird als Selektivitätskriterium herangezogen.

Grundsätzlich muss beim Recycling von Lithiumionenbatterien zuerst das Kathodenmaterial vom nicht recycelbaren Rest (Hülle etc.) der Lithiumionenbatterie getrennt werden. Die Kathode wird anschließend zerkleinert und die Metallionen werden durch saure Laugung in Lösung gebracht.

Neben Kobalt, Kupfer und Lithium enthält das Kathodenmaterial auch noch die trivalenten Metalle Aluminium und Eisen sowie Spuren von Nickel und Magnesium (Tabelle 1).

Element	Co	Li	Cu	Fe	Mn	Ni	Al
Anteil [Gew.%]	23,3	2,7	12,2	1,9	0,04	1,4	13,1

Tabelle 1: Anteil von Metallionen im Kathodenmaterial von Lithiumionenbatterien [2]

Ergebnisse

Die trivalenten Metallionen werden durch Hydroxidfällung bis zu einem pH Wert von 5,5 aus der Laugungslösung abgestreift. Co^{2+} , Cu^{2+} und Li^+ können selektiv mit der Flüssigmembranpermeation mit gestützten Membranen aufgetrennt werden.

Für die Trennung der divalenten Ionen Kobalt und Kupfer von Lithium wurden die Extraktionsmittel DEHPA (Bis(2-ethylhexyl)-phosphorsäure) und Cyanex 272 (bis(2,4,4-trimethylpentyl)phosphinisäure) untersucht. Für die Abtrennung des Kupfers von Kobalt wurde der Chelatbildner LIX 84 (2-hydroxy-5-nonylacetophenon oxim) verwendet. Das Lithium bleibt am Ende des Prozesses in der Raffinatphase in Lösung und kann durch Kristallisation rückgewonnen werden.

Referenzen

- [1] Takao, D., An update of the portable battery market and the rechargeable battery collection in Japan, Proceedings of 12th International Congress for Battery Recycling ICBR, Budapest, Hungary, 2007, pp. 27–34
- [2] Kang, J.; Senanayake, G.; Sohn, J. & Shin, S. M., .Recovery of cobalt sulfate from spent lithium ion batteries by reductive leaching and solvent extraction with Cyanex 272, Hydrometallurgy, 2010, 100, 168 – 171

¹ Institut für Chemische Verfahrenstechnik und Umwelttechnik, Technische Universität Graz, Inffeldgasse 25 C, 8010 Graz/Österreich, Tel.:+433168737475, hannes.noll@tugraz.at, www.icvt.tugraz.at

6.3.4 Wirtschaftliche Bewertung von Stromspeichertechnologien

Maximilian KLOESS¹

Motivation und Fragestellung

Der steigende Anteil erneuerbarer Stromerzeugung stellt eine große Herausforderung für das Energiesystem dar. Die Erweiterung der Speicherkapazität und die entsprechenden Technologien spielen dabei eine entscheidende Rolle.

Dieser Beitrag untersucht die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Speichertechnologien aus Betreibersicht. Ziel ist es die entscheidenden Faktoren für die Wirtschaftlichkeit von Speichern im Allgemeinen und den einzelnen Technologien im Speziellen zu identifizieren. Der Beitrag baut auf die Arbeiten auf, die im Rahmen des Projekts „Energiespeicher der Zukunft“ durchgeführt wurden².

Methodische Vorgehensweise

Bei der Bewertung werden folgende stationären Stromspeichersysteme berücksichtigt:

- Pumpspeicher (PSP)
- Druckluftspeicher diabab und adiabat (Compressed Air Energy Storage – CAES)
- Natrium Schwefel Akkumulatoren NaS
- Redox Flow Akkumulatoren
- Li Ionen Akkumulatoren
- Wasserstoffspeicher
- Methan-Speicher

Für diese Speicheroptionen werden zunächst die wichtigsten technischen und wirtschaftlichen Parameter ermittelt, die als Grundlage für die Bewertung dienen. Zu diesen zählen Standortvoraussetzungen, Lebensdauer, Investitionskosten und Speicherwirkungsgrad (siehe Abbildung 1). Die erforderlichen Daten wurden durch umfangreiche Literaturrecherchen, sowie aus Expertengesprächen erhoben. Daraus wird bei exogen angenommenen jährlichen Betriebsstunden ein grober Überblick über die Speicherkosten der Technologien geliefert (siehe Abbildung 2).

Basierend auf diesen Werten werden Anhand eines Optimierungsmodells die wirtschaftlich optimale Auslegung, sowie die optimale Betriebsstrategie für die einzelnen Technologien ermittelt. Hierfür wurde ein Mixed Integer Optimierungsmodell in GAMS implementiert, welches diese Parameter im Sinne einer Maximierung des Profits bestimmt.

Um die Wirkung technologischen Fortschritts (Wirkungsgrad, Investitionskosten) sowie Änderungen wirtschaftlicher Parameter (v.a. Strom-Großhandelspreisverlauf und Systemdienstleistungen) zu untersuchen werden Sensitivitätsanalysen durchgeführt.

¹ Energy Economics Group, TU Wien, Gusshausstraße 25-29/370-3, Tel.: +43 58801 370371, Fax: +43 58801 370367, kloess@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

² Projekt „Energiespeicher der Zukunft“ gefördert im Rahmen des Programms „Neue Energien 2020 – 2. Ausschreibung“

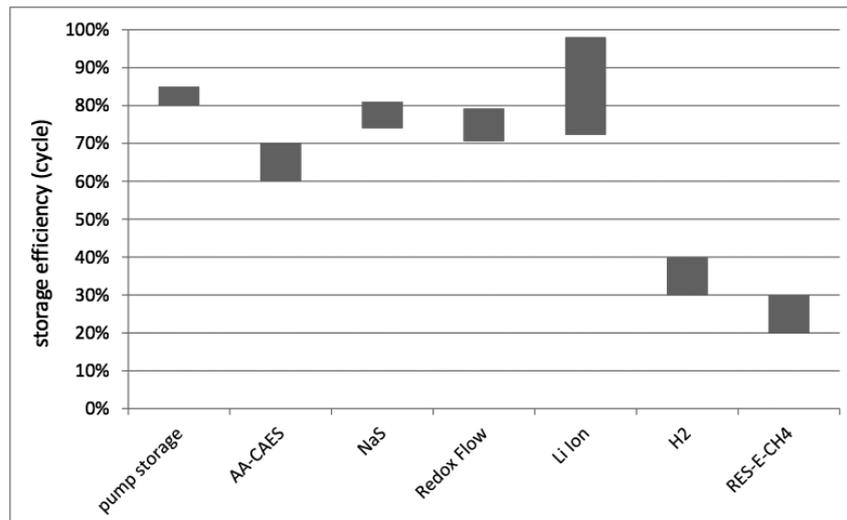


Abbildung 1: Speicherwirkungsgrad (Zyklus)

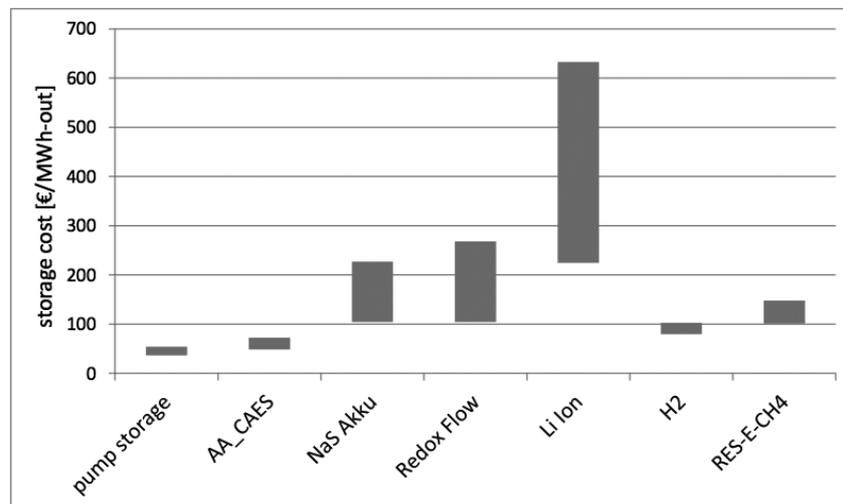


Abbildung 2: Speicherkosten

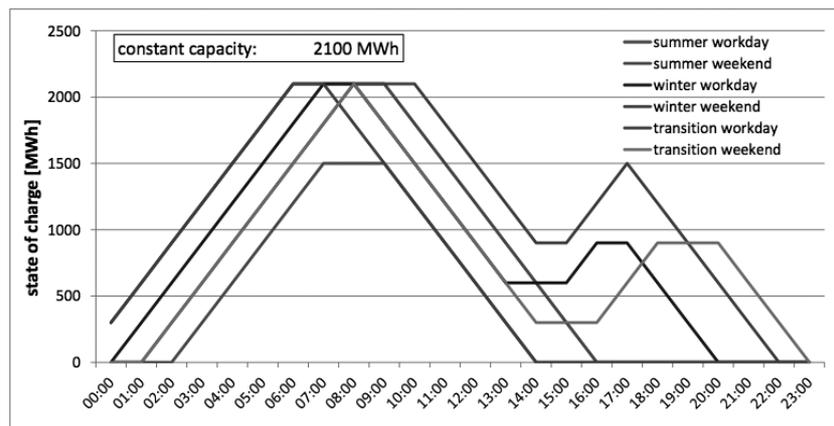


Abbildung 3: Optimaler Tagesspeicherbetrieb - Pumpspeicher

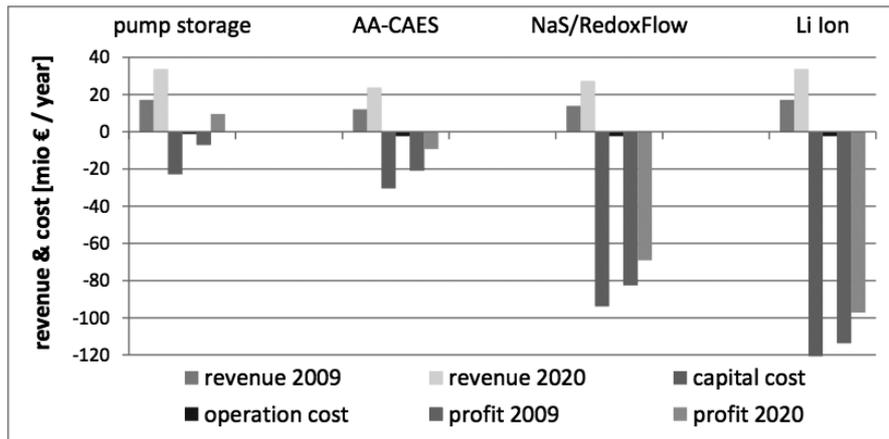


Abbildung 4: Erträge und Kosten verschiedener Technologien im Tagesspeichereinsatz

Ergebnisse

Die Ergebnisse liefern einen Überblick über den Stand stationärer Stromspeichertechnologien sowohl in technischer als auch in wirtschaftlicher Hinsicht. Es wird dargestellt, welchen Einfluss die technologiespezifischen Eigenschaften der einzelnen Speicheroptionen auf deren optimale Auslegung sowie deren ertragsoptimale Betriebsstrategie haben. Auf dieser Basis wird die Wirtschaftlichkeit der Speicheroptionen für heute und in Hinblick auf die kommenden zwei Jahrzehnte dargestellt.

Vorläufige Ergebnisse zeigen, dass Pumpspeicher aus wirtschaftlicher Sicht die günstigste Speicheroption darstellen. Sie sind technisch ausgereift, verfügen über einen hohen Wirkungsgrad, und haben relativ geringe kapazitätsspezifische Investitionskosten. Die Nachteile der Pumpspeicher liegen in der begrenzten Verfügbarkeit von geeigneten Standorten sowie der Tatsache, dass diese oft fernab von Verbraucherzentren liegen. Dementsprechend können sich bei wachsendem Speicherbedarf und technischem Fortschritt auch Chancen für andere Speichertechnologien eröffnen.

Literatur

Chen, H. et al., 2009. Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in Natural Science*, 19(3), pp.291-312.

Deane, J.P., Gallachoir, B.P. & McKeogh, E.J., 2010. Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(4), pp.1293-1302.

Felberbauer, K.-P., Kloess, M., Jungmeier, G., Könighofer, K., Prügler, W., Pucker, J., Rezania, R., Beermann, M., Wenzel, A., 2012 (forthcoming). *Energiespeicher der Zukunft*, Graz: Joanneum Research & TU Wien.

Rastler, D., 2010. *Electricity Energy Storage Technology Options - A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits*, Electric Power Research Institute EPRI.

Rezania, R., Burnier de Castro, Daniel & Abart, A., 2011. Energiespeicher zum regionalen Leistungsausgleich in Verteilernetzen – Netzgeführter versus marktgeführter Betrieb. In 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien IEWT. Wien.

Wietschel, M. et al., 2011. *Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung - Technologiebericht*, Stuttgart: Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI.

6.3.5 Rechtliche Darstellung der Power-to-Gas-Technologie in Österreich und Deutschland

Kathrin DE BRUYN¹, Beatrice MARKL²

Einleitung

Für die Umsetzung der Energiewende bedarf es der vermehrten Einspeisung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Diese haben allerdings die Besonderheit, dass sie zumeist vom Wetter und von der Tageszeit abhängig sind (Windkraft und PV). Daher können sie nicht so bedarfsgerecht wie konventionelle Kraftwerke produzieren. Problematisch wird diese Besonderheit dann, wenn zu Zeiten geringer Nachfrage (zB an Feiertagen) wetterbedingt viel Strom produziert wird oder auch umgekehrt, wenn zu Zeiten großer Nachfrage nur eine geringe Menge an Strom aus erneuerbaren Energiequellen zur Verfügung steht. Um die fluktuierenden erneuerbaren Energien in das Stromnetz aufnehmen und die Versorgungssicherheit weiterhin gewährleisten zu können, ist ein Ausbau der Netze erforderlich. Dieser großflächige Netzausbau ist jedoch mit hohen Investitionen, langwierigen Planungs- und Genehmigungsverfahren, aber auch mit mangelnder Akzeptanz der Bevölkerung verbunden. Zudem wird der Netzausbau alleine nicht reichen, die rasante Zunahme an Einspeisungen von Energien aus fluktuierenden Quellen auszugleichen. Daher müssen geeignete Langzeitspeichermöglichkeiten für Strom geschaffen werden. So ermöglicht es die Power-to-Gas-Technologie, überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energieträgern mittels Wasser und CO₂ in synthetisches Methan umzuwandeln und anschließend als Erdgassubstitut im Gasnetz zu speichern.³ Im Gegensatz zum Stromnetz ist das Erdgasnetz bereits europaweit für Transport- und Speicherezwecke ausgebaut. Nach der Einspeisung in das Gasnetz ist eine Nutzung des synthetischen Methans als Heiz- oder Kraftstoff und auch zur Rückverstromung in Zeiten geringen Angebots an erneuerbaren Energien möglich. Als Vorteile dieser Technologie sind va die Option der Langzeitspeicherung von (Öko-) Strom und die daraus resultierende Vermeidung von Netzengpässen und die Reduzierung des Netzausbaus zu nennen. Ein negativer Aspekt ist hingegen der geringe Wirkungsgrad, insbesondere bei der Rückverstromung.⁴

Situation in Österreich

In Österreich besteht derzeit noch keine Anlage zur Herstellung von synthetischem Methan. Dies liegt zum einen daran, dass die Zusammensetzung des synthetischen Methans⁵ die Anforderungen an die Gasbeschaffenheit nach den ÖVGW-Richtlinien G 31⁶ und G 33⁷ nicht erfüllt. Somit ist derzeit - ohne kostenintensive Konditionierung auf die entsprechenden Werte - eine Einspeisung in das österreichische Gasnetz nicht möglich. Zum anderen hätten aus rechtlicher Sicht folgende Einflussgrößen bei der Herstellung und Verwendung des synthetischen Methans Auswirkungen auf die Kosten:

- Systemnutzungsentgelte (in dem Fall, dass keine Direktleitung zwischen der Power-to-Gas-Anlage und der Ökostromanlage besteht)
- Ökostrompauschale und Ökostromförderbeitrag (fällt nur an, wenn keine Direktleitung besteht)

¹ Verein Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, Abteilung Energierecht, Altenberger Straße 69, 4040 Linz, Tel.: 0732/2468/5668, deBruyn@energieinstitut-linz.at, www.energieinstitut-linz.at

² Verein Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, Abteilung Energierecht, Altenberger Straße 69, 4040 Linz, Tel.: 0732/2468/5668, markl@energieinstitut-linz.at, www.energieinstitut-linz.at

³ Ausführlich dazu ua: Tichler, Der mögliche Beitrag von SolarFuel als neue Power-to-Gas-Technologie für eine zukünftige europäische Energieversorgung, in: Steinmüller/Hauer/Schneider, Energiewirtschaft, Jahrbuch 2011, 85 ff; Kuhnhenne/Ecke, Power-to-Gas: Stromspeicher, Gasproduktion, Biomethan oder flexible Last?, energie/wasser-praxis 7/8 2011, 8 ff; Thomas, In der Entwicklung: Der Rechtsrahmen für erneuerbares Gas aus der Elektrolyse mit (Wind-)Strom, ZNER 2011, 608 ff; Müller-Syring et al., Power to Gas: Untersuchungen im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive zur Energiespeicherung, energie/wasser-praxis 4/2011, 72 ff.

⁴ Beim Einsatz von modernen GuD-Kraftwerken ist bei der Rückverstromung nur ein Wirkungsgrad von ca. 35 % erreichbar.

⁵ Das synthetische Methan setzt sich folgendermaßen zusammen: 92 % CH₄, 4 % CO₂ und 4 % H₂.

⁶ Der Grenzwert für CO₂ beträgt nur <= 2 %.

⁷ Für CH₄ ist ein Grenzwert von >= 96 % gefordert.

- Elektrizitätsabgabe
- Gebrauchsabgabe (nach den jeweiligen Landesgesetzen)
- Gas-Systemnutzungsentgelte
- Erdgasabgabe

Situation in Deutschland

In Deutschland hingegen existiert bereits eine Pilotanlage in Stuttgart. Zudem werden gerade eine 6,3 MW-Anlage in Werlte¹ und erste Anlagen mit einer elektrischen Anschlussleistung von 20 MW² errichtet, die 2013 bzw 2015 in Betrieb gehen sollen. Möglich ist dies aus folgenden Gründen: Während in Österreich die Zusammensetzung des synthetischen Methans nicht den rechtlichen Vorgaben entspricht, werden in Deutschland die Grenzwerte der DVGW-Richtlinien G 260 und G 262 erfüllt. Daher ist eine Einspeisung in das deutsche Gasnetz möglich. Zudem hat der deutsche Gesetzgeber die Vorteile der neuen Technologie bereits erkannt und diese durch erste Änderungen der Rechtslage gefördert. So wurden mit der EnWG-Novelle im August 2011 eine Gleichstellung von synthetisch erzeugtem Methan mit Biogas³ sowie eine Befreiung des synthetischen Methans von den Stromnetz- und Gasnetzentgelten im Gesetz verankert. Einfluss auf die Kosten von synthetischem Methan haben in Deutschland nur noch:

- EEG-Umlage
- Stromsteuer
- Konzessionsabgabe
- KWK-Abgabe
- Energiesteuer

Zusammenfassung

Um den im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien notwendigen Ausbau der Stromnetze reduzieren zu können, sollte die vorgestellte Speichertechnologie auch in Österreich zumindest als Option in Erwägung gezogen werden. Selbst wenn der derzeitige Wirkungsgrad bei der Rückverstromung lediglich 35 % beträgt, so darf nicht vergessen werden, dass die Überproduktion ansonsten gar nicht nutzbar und somit vollkommen verloren wäre. Darüber hinaus ermöglicht eine solche Technologie - im Gegensatz zu Pumpspeicherkraftwerken - die Verwendung des synthetischen Methans auch im Wärme- und Verkehrsbereich.

¹ www.solar-fuel.net/loesung/beta-anlage-wird-gebaut, abgerufen am 1. Dezember 2011

² www.solar-fuel.net/fileadmin/user_upload/Publikationen/2010-07-16_UEbersicht_Solarfuel.pdf, abgerufen am 11. Januar 2011

³ Sofern der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG stammen

6.4 ELEKTROMOBILITÄT II (SESSION E4)

6.4.1 Zur Überwindung von Innovationsbarrieren in der Elektromobilität

Elisabeth PLANKENAUER(*)¹

Die Elektromobilität erfährt momentan einen großen Hype. Diskussionen rund um Themen wie Klimawandel, CO₂-Emissionen, Ressourcenknappheit und nicht zuletzt den steigenden Anforderungen an die individuelle Mobilität sind Treiber für den Trend hin zu alternativen Antrieben. Die Elektromobilität könnte dabei eine Lösung im zukünftigen Mobilitätsszenario darstellen, allerdings konnte sie sich am Markt auf breiter Basis noch nicht durchsetzen. Technische Konzepte für Elektrofahrzeuge stehen bereits zur Verfügung, jedoch stellt deren Verbreitung nach wie vor eine große Herausforderung dar. Die Marktdurchdringung betrifft unterschiedliche Branchen und wird von einer Vielzahl an Faktoren positiv wie negativ beeinflusst, die zunächst systematisch analysiert und bewertet werden müssen. Die Bewältigung dieser Herausforderungen inkludiert neben den OEMs und Zulieferern auch die Energieversorgungsunternehmen, Ölkonzerne, Dienstleistungsunternehmen, die Entsorgungsindustrie und viele mehr. Jedoch stoßen die einzelnen Stakeholder dabei auf Barrieren außerhalb ihres Einfluss- und Kompetenzbereichs. Nur wenn es gelingt, dass die unterschiedlichen Stakeholder im Zielkonflikt der Nutzenerwartungen entsprechende Kooperationen eingehen, kann die Innovation „E-Mobility“ erfolgreich am Markt durchgesetzt werden.

In diesem Beitrag werden zunächst die beeinflussenden Faktoren auf Basis eines theoretischen Modells analysiert. Darauf aufbauend soll ein systemorientierter Ansatz zur Überwindung der Barrieren unter Einbeziehung der Stakeholder diskutiert werden.

Identifikation der Barrieren bei der Marktdurchdringung der Elektromobilität

Gerade die Elektromobilität ist durch eine Interdependenz technischer, wie auch rechtlicher, wirtschaftlicher, organisatorischer und sozio-psychologischer Problemstellungen gekennzeichnet. Diese Vielzahl an Faktoren, welche die Marktdurchdringung der Elektromobilität einerseits fördern und andererseits hemmen, können auf Basis eines theoriegestützten Modells zur Diffusionstheorie nach ROGERS (siehe Abb. 1) systematisch aufgezeigt werden.

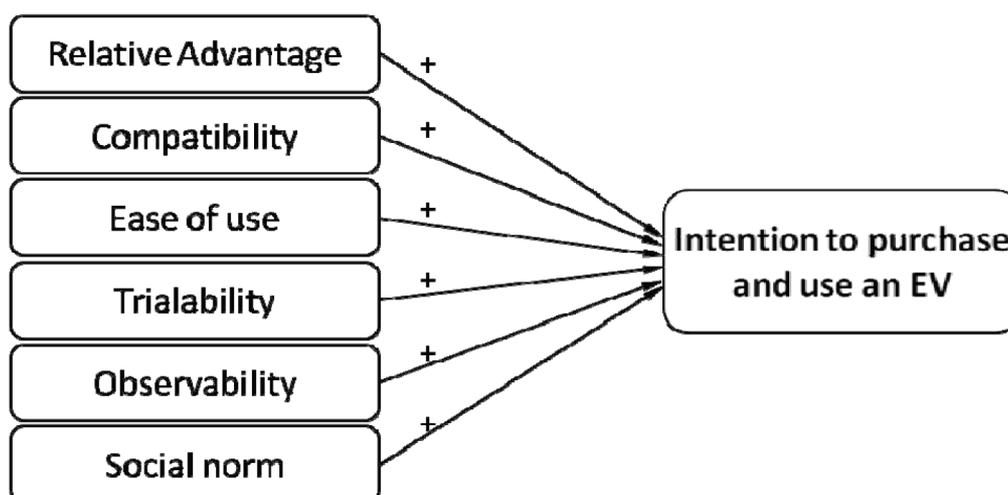


Abbildung 1: Beeinflussende Faktoren für den Kauf und die Nutzung eines Elektrofahrzeuges [PETERS, A. et al., 2011, und ROGERS, E. M., 2003]

¹ Institut für Industriebetriebslehre und Innovationsforschung, Technische Universität Graz, Kopernikusgasse 24/II, Tel.: +43 316 873 7296, Fax: +43 316 873 107296, elisabeth.plankenauer@tugraz.at, www.ibl.tugraz.at

Demnach haben Kriterien wie der relative Vorteil, die Kompatibilität zu bestehenden Werten und Erwartungshaltungen, die Leichtigkeit der Handhabung, die Ausprobierbarkeit, die Beobachtbarkeit und nicht zuletzt auch soziale Normen einen Einfluss auf die Verbreitung der Elektromobilität am Markt. Auf Basis dieser Kriterien können in weiterer Folge konkrete Faktoren abgeleitet werden, die eine Übersicht über die verschiedenen Problemstellungen liefern.

Ein systemorientierter Ansatz zur Überwindung der Barrieren

Die Elektromobilität findet in einem Netzwerk von unterschiedlichen Interessensgruppen wie den Marktteilnehmern, dem Unternehmungsumfeld und selbstverständlich dem Kunden statt (siehe Abb. 2).

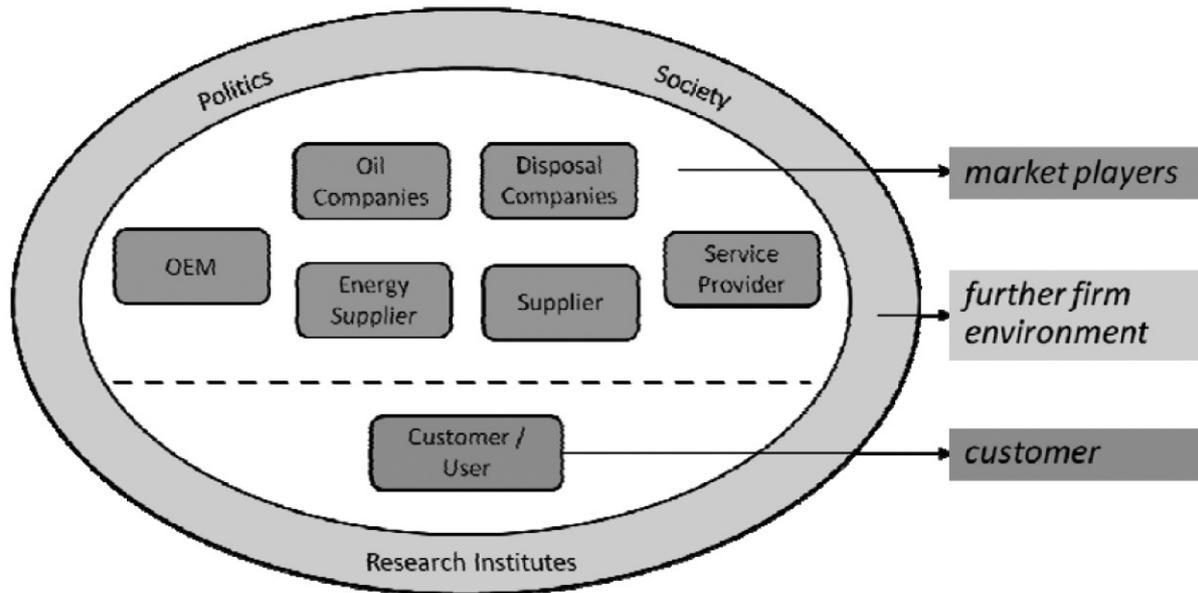


Abbildung 2: Stakeholder der Elektromobilität [in Anlehnung an TALKE, K.; SALOMO, S.; TROMMSDORFF, V., 2007]

Die Problemstellungen sowie deren Bewältigung sind meist weder trivial noch von einem einzelnen Stakeholder lösbar. Um ein gezieltes Vorgehen zur Überwinden der Barrieren zu ermöglichen und somit den Weg für eine Verbreitung der Elektromobilität zu ebnen, müssen die Barrieren zunächst hinsichtlich Relevanz bzw. Wirkungsausmaß bewertet werden. Des Weiteren erfordert es eine Analyse der unterschiedlichen Nutzenerwartungen der einzelnen Stakeholder. In diesem Spannungsfeld ist ein Zusammenwirken der entsprechenden Stakeholder, welches in Abhängigkeit der Beteiligten unterschiedliche Ausprägungsformen, wie beispielsweise zwischenbetriebliche Übereinkünfte, Interessensvertretungen u.v.m. annehmen kann, unabdingbar.

Literatur

PETERS, A. et al.: Electric Mobility – a survey of different consumer groups in Germany with regard to adoption, conference paper at the ecee 2011 Summer Study – Energy efficiency first: The foundation of a low-carbon society, Belambra Pesqu'ile de Giens / France 2011

ROGERS, E. M.: Diffusion of Innovation, Fifth Edition, New York 2003

TALKE, K.; SALOMO, S.; TROMMSDORFF, V.: Überwindung von Diffusionsbarrieren bei der Markteinführung von Innovationen, Die Unternehmung 2/2007

6.4.2 Formula Student Electric

Georg SCHRANK¹(*)

Formula Student

Formula Student, auch bezeichnet als die Formel 1 der Studenten ist, ein Konstruktionswettbewerb für Studierende auf der ganzen Welt welcher 1979 aus der Formel Indy Serie hervorging.

1994 wurde nach Initiative der Big Three (Ford, GM, Chrysler) und der SAE erstmals ein Formula SAE Wettbewerb abgehalten. Daraufhin wurden feste Regelwerke aufgestellt und immer wieder erweitert unter anderem wurde ein neues Punktesystem und der Cost Report eingeführt. Es sollte auch nicht lange dauern bis die Begeisterung nach Europa übergriff. 1998 wurde mit der Formula Student UK der erste Europäische Bewerb gestartet. Ein paar Jahre später gibt es nun schon Bewerbe überall auf der Welt. Sei es nun Brasilien, Australien, Deutschland, Italien, Ungarn oder gar Österreich.

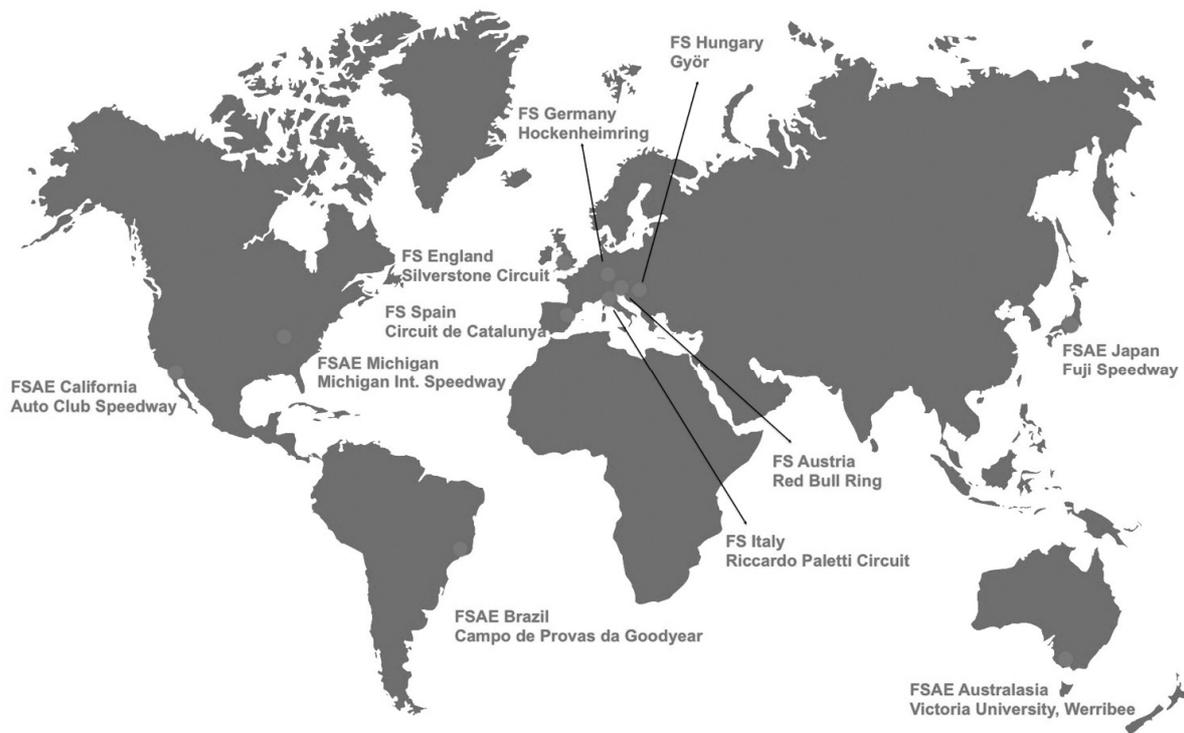


Abbildung 1: Formula Student Bewerbe

Im Jahr 2008 sollte der nächste Meilenstein folgen. Erstmals ist es nun auch möglich mit Fahrzeugen mit alternativen Antrieben in England anzutreten.

Seit 2010 gibt es in Deutschland nun erstmals auch eine Formula Student Electric, an welcher die TU Graz mit ihrem Fahrzeug MaxWheel auch jedes Jahr teilnimmt.

Der Bewerb

Das besondere an der Formula Student ist die Kombination der Disziplinen. Der Fokus des Bewerbes liegt nicht nur allein auf Technik sondern es gilt auch wirtschaftlich zu denken.

Während der technische Hintergrund des Fahrzeuges im Design und in den einzelnen Rennen bewertet wird, wird das wirtschaftliche Denken durch den Cost Report und durch die Business Presentation sichergestellt. Die Beurteilung der Bewerbe ist aufgeteilt in statische Disziplinen und dynamische Disziplinen, bei denen sämtliche Autos im Fahren auf Schnelligkeit, Ausdauer und Verbrauchsminimierung getestet werden.

¹ TU Graz Racing Team, Steyrergasse 21, Tel.: +43 316 873 7602, info@racing.tugraz.at, www.racing.tugraz.at

Die Grundanforderungen

Natürlich gibt es ein Regelwerk, das besagt welche Vorschriften und Richtlinien, vor allem der Sicherheit und Fairness wegen, eingehalten werden müssen. Beide Autos haben gewissen Grundanforderungen zu genügen. Unter anderem betreffen diese den Motor, die Leistung, die Lautstärke des Motors und den Treibstoff.

Speziell für die Elektromotoren gelten außerdem Regeln bezüglich der Verbrauchsanalyse und der Leistungsüberwachung. Dazu wird eigens ein Sicherheitsbeauftragter ernannt. Sicherheitshalber braucht man einen Isolationswächter, von außen zugängliche Hauptsicherungen und ein Battery Management System ist auch Vorschrift, so werden Spannung und Temperatur ständig überwacht. Außerdem ist auch ein Regentest zwingend vorgeschrieben.

Das Konzept des E-Power Racing Teams

Das Team setzt sich aus verschiedenen Modulen, die für verschiedene Aufgaben und das Lösen diverser Problemstellungen zuständig sind, zusammen. Vor allen Dingen ist jedoch die Zusammenarbeit der Module und Mitarbeiter von größter Wichtigkeit. Das Chassis und die Suspension übernehmen wichtige Aufgaben im Zuge der Konstruktion und des Baus eines neuen Boliden. Auch spielen die Elektronik und das Powertrain-Modul, der Motor und Antriebsstrang beinhaltet, eine große Rolle.

Ergebnisse

- TU Graz e-Power Racing Team
 - Most Energy Efficient Car (FSE)
 - 2nd Cost Event (FSE)

Die Saison 2012

Für die kommende Saison sind die Arbeiten an zwei Autos inzwischen voll im Gange. Der Verbrenner wird einen 1-Zylindermotor haben und nicht mehr als 170 kg wiegen. Das Elektroauto hingegen wird mit AC-Synchronmotoren ausgestattet sein und ein Gewicht von ca. 230 kg haben.

6.4.3 Schwungradhybride als Lösung für den urbanen Individual- und Nahverkehr

Michael BADER¹, Armin BUCHROITHNER¹, Ivan ANDRASEC¹, Andreas BRANDSTÄTTER¹

Analyse der aktuellen Situation

Die aktuelle Verkehrs- und Umweltsituation bedingt eine dringende Notwendigkeit zur Entwicklung des Verkehrssektors in zwei Zielrichtungen: eine allgemeine Effizienzsteigerung der Fahrzeuge und eine Reduktion der Emissionen in urbanen Gebieten.

Politische Entscheidungsträger drängen zu einer generellen Elektrifizierung des Individualverkehrs und propagieren oft Lösungen welche aus technischer Sicht nicht optimal sind. Ein Elektrofahrzeug, welches den bisherigen Kundenwünschen vollends gerecht wird scheint aktuell zu keinem vernünftigen Preis realisierbar zu sein.

Eine Fahrzeughybridisierung kann als Zwischenschritt zum rein elektrischen *Zero Emission Vehicle* angesehen werden und bietet eine Übergangstechnologie mit hohem Potential, guter Zuverlässigkeit und hoher Kundenakzeptanz. Im hybriden Antriebsstrang ist der sekundäre Energiespeicher von besonderer Bedeutung. Eine spezielle Ausführung, welche kinetische Energie in einem Schwungrad speichert, weist besondere Eigenschaften und Vorteile im Vergleich zu konkurrierenden Technologien wie Batterien und Supercaps auf. Diese Eigenschaften haben wiederum Auswirkungen auf die prinzipiellen Möglichkeiten für den Einsatz in Hybridfahrzeugen, den strategischen Fahrbetrieb und das Energieeinsparungspotential.

Der kinetische Energiespeicher als effiziente Lösung im hybriden Antrieb

In dieser Publikation wird gezeigt, dass der Einsatz von Hybridfahrzeugen im Allgemeinen und von Fahrzeugen mit Schwungradspeichern im Speziellen, besonders im öffentlichen Nahverkehr und bei Fahrzeugflotten im innerstädtischen Betrieb zielführend ist.

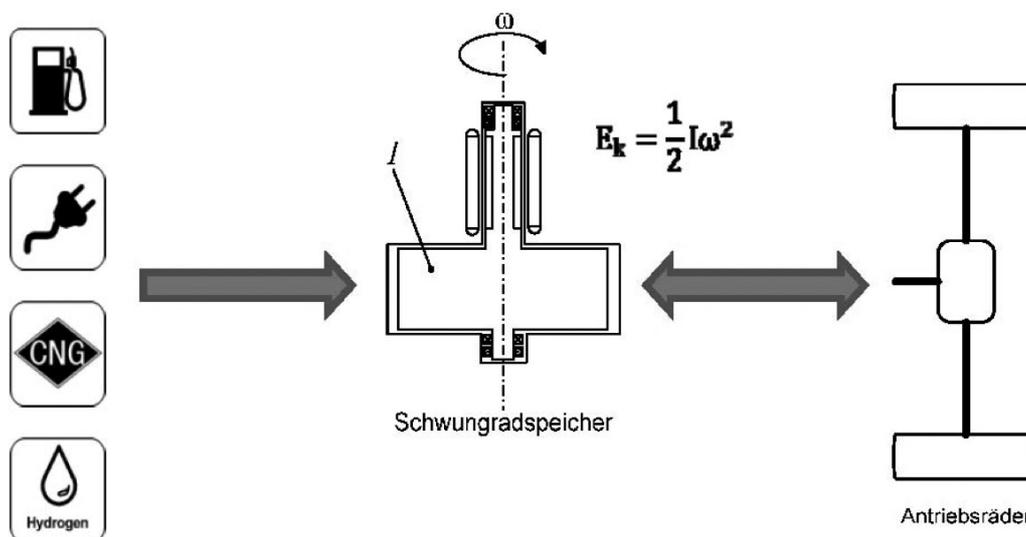


Abbildung 1: Funktionsstruktur eines Schwungradhybrides unter Berücksichtigung der Kombinierbarkeit mit unterschiedlichen primären Energiequellen

Zwar sind Flywheels für den stationären und mobilen Einsatz keineswegs eine aktuelle Entwicklung, aber Fortschritte auf dem Gebiet der Werkstofftechnik, Messtechnik und elektrischen Antriebstechnik ermöglichen neuerdings eine deutlich bessere Nutzung des theoretischen Potentials.

¹ Institut für Maschinenelemente und Entwicklungsmethodik, TU Graz, Inffeldgasse 21b/II, 8010 Graz, Austria, Tel.: +43 (316) 873 - 7366, armin.buchroithner@tugraz.at, www.meem.tugraz.at

Ausgehend vom Stand der Technik, der anhand von ausgeführten Beispielen diskutiert und illustriert wird, werden die aktuellen Entwicklungstendenzen, das Entwicklungspotential und die spezifischen Problemstellungen diskutiert. Die physikalischen Eigenschaften und das Wirkprinzip, wie in Abbildung 1 dargestellt, bestimmen einerseits die Ausführung einzelner Komponenten aber auch den Einsatz des Gesamtsystems. Es stellt sich heraus, dass Schwungradspeicher sehr hohe Leistungsdichten erreichen können, wodurch sie besonders gut zur Lastpunktverschiebung geeignet sind.

Aber auch auf die potentiellen Probleme dieser Speichertechnologie wird konsequenter Weise eingegangen, wobei praktische Lösungsansätze präsentiert werden.

Es wird des Weiteren gezeigt, dass eine alleinige Optimierung des Fahrzeuges noch keine signifikante Energieersparnis garantiert, sondern dass die Größe des Einsparungspotentials mit dem Einsatzgebiet des Fahrzeugs korreliert.

Basierend auf messtechnisch erfassten Fahrdaten wird das simulationstechnisch ermittelte Energieeinsparungspotential gezeigt und eine daraus abgeleitete konstruktive Ausführung analysiert. Darüber hinaus werden mögliche Einsatzszenarien für Fahrzeugflotten erörtert, sowie deren mögliches Energieeinsparungspotential und die damit verbundenen Auswirkungen auf den Fahrbetrieb und die Infrastruktur gezeigt.

6.4.4 Smart Electric Mobility – Energietechnische Herausforderungen und Chancen der Elektromobilität im Individualverkehr

Markus LITZLBAUER¹

Inhalt

„Smart Electric Mobility“ (SEM) ist ein im Jahr 2011 abgeschlossenes Forschungsprojekt, in dem die energietechnischen Herausforderungen und Chancen der Elektromobilität im motorisierten Individualverkehr erarbeitet und dafür Lösungskonzepte, entsprechend den Nutzerbedürfnissen, entwickelt wurden. Das Konsortium bestand aus dem Antragsteller TU Wien (Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe) und den Projektpartnern AIT (Department Mobility, DTS) und BOKU (Institut für Verkehrswesen). Das Projekt SEM wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert.

Zentral – im Projekt SEM – ist das Zusammenspiel der drei inhaltlichen Themengebieten:

- Nutzer- und Mobilitätsverhalten
- Fahrzeugeigenschaften und -anforderungen
- Energiebereitstellung und Ladeinfrastruktur

In diesem Beitrag werden die wichtigsten Erkenntnisse der TU Wien aus dem Projekt SEM dargestellt und die zugrundeliegenden Methoden erläutert.

Methodik

Vom Projektpartner BOKU wurde unter anderem eine GPS-Langzeiterhebung (31 konventionelle Fahrzeuge, Wien und Umgebung, je ca. drei Wochen) konzipiert und durchgeführt. Dadurch konnte ein detaillierter fahrzeugbezogener Datenstamm generiert werden, welcher umfassend im Projekt SEM angewendet wurde und für weitere Analysen im Verkehrs- und Energiebereich zur Verfügung steht.

Zur Untersuchung der geplanten elektrischen Fahrzeugkonzepte wurde vom Projektpartner AIT eine physikalische bzw. numerische Simulation erstellt, welche in DYMOLA entwickelt wurde und auf der MODELICA Standard Bibliotheken basiert. Das Simulationsmodell umfasst die relevanten Transmissions- und Antriebskomponenten, sämtliche Fahrwiderstände eines Kraftfahrzeugs und die elektrischen Komponenten. Ebenso wurden die Regel- und Steuerkomponenten aufgebaut.

Ausgehend von den Fahrprofilen der GPS-Erhebung und den Leistungsprofilen der Fahrzeugsimulation konnte ein MATLAB-Tool entwickelt werden, das die Ladeprofile und SOC-Verläufe aller betrachteten Fahrzeuge berechnen kann. Dabei ist eine Variation aller relevanten Parameter möglich. Zu den wichtigsten gehören: Batteriekapazität, Ladestellenausbau und die zugrunde gelegten Ladeleistung. Die Relevanz der Parameter wurde mit Sensitivitätsanalysen erhoben.

Aus Sicht des Energiesystems konnten mit Hilfe des MATLAB-Tools wertvolle Aussagen zum ungesteuerten Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge gewonnen werden, die eine Abschätzung für unterschiedliche Marktdurchdringungen zulassen. Zur Erhöhung der Erfüllbarkeit der Mobilität wurden Konzepte wie Schnellladung und Wegsubstitution ebenfalls im Modell berücksichtigt.

Weiters wurden mehrere Ladestrategien unter direkter Nutzung von erneuerbaren Energien (Photovoltaik) entwickelt und diese in Hinblick auf Integrations- und Deckungsgrade analysiert.

Ergebnisse

¹ Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, TU Wien, Gußhausstraße 25 / 370 - 1, 1040 Wien, Österreich, Tel.: +43 | (0)1 | 58801 | 370 132, Fax: +43 | (0)1 | 58801 | 370 199, markus.litzlbauer@tuwien.ac.at, www.ea.tuwien.ac.at

Die Fahrtlängenanalyse hat ergeben, dass 95 % der betrachteten Fahrten kleiner als 50 km sind. Jedoch legen 47 % der Fahrzeuge zumindest an einem Tag mehr als 150 km zurück und davon ca. die Hälfte besitzt sogar Einzelfahrten von über 150 km.

Die Ergebnisse der Standortanalysen zeigen, dass einzeln betrachtet die Standorte „zu Hause“ und „Arbeitsplatz/ Ausbildung“ die größte Relevanz haben, sodass sich an diesen Orten Ladeinfrastruktur bezahlt macht. Wird Ladeinfrastruktur an verschiedensten Standorten ausgebaut, werden auch einzelne Freizeiteinrichtungen eine energetisch wesentliche Rolle einnehmen. Flächendeckende und wahllos errichtete Ladeinfrastruktur ohne Kombination mit Wegzwecken ist energetisch nicht zielführend.

Das ungesteuerte Laden erfolgt vorwiegend zur selben Zeit wie die Abendlastspitze der Haushalte. Eine Marktdurchdringung von 50 % E-Fahrzeuge würde die Netzspitzenbelastung unter den gewählten Rahmenbedingungen um ca. 58 % erhöhen.

Wird Photovoltaik zum gesteuerten Laden von E-Fahrzeugen an den Standorten „zu Hause“ und „Arbeitsplatz“ installiert und direkt genutzt, können Deckungsraten von bis zu 75 % erzielt werden, ohne die alltägliche Mobilität zu gefährden.

Die Sensitivitätsanalysen der Parameter sowie die Erfüllbarkeitsanalysen zeigen einerseits deutlich, dass die Batteriegröße das wichtigste Kriterium darstellt. Hingegen spielt die Höhe der Ladeleistung, um die Erfüllbarkeit der Fahrten zu erhöhen, ohne zusätzliche Wegunterbrechung keine Rolle.

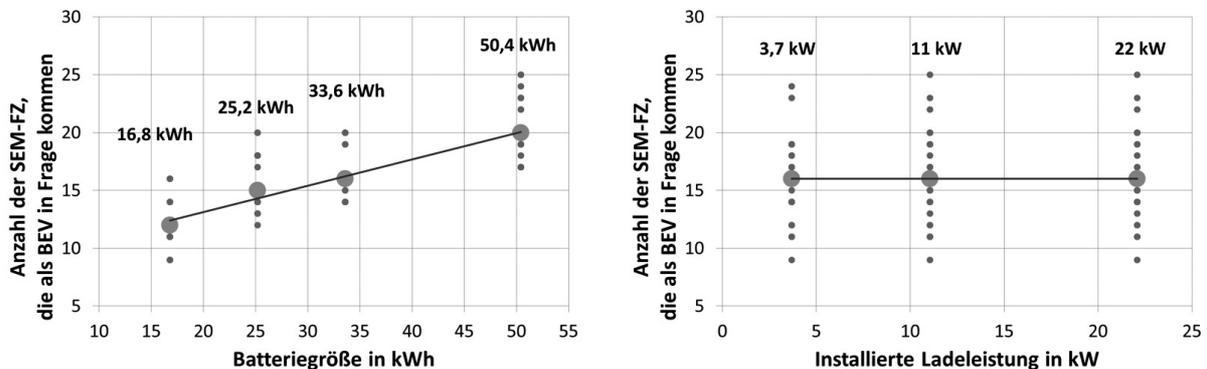


Abbildung 1: Sensitivitätsanalysen für die Parameter „Batteriegröße“ und „Ladeleistung“

Weiters konnten Aussagen für die vier zugrunde gelegten Fahrzeugklassen generiert werden:

Kleinwagen und Mittelklasse-Fahrzeuge können zu einem sehr hohen Anteil (bis 60%) mit Normalladung ihre Fahrprofile erfüllen. Unter Zuhilfenahme von Schnellladung oder Wegsubstitution kann ein weiterer gewichtiger Anteil (gesamt 80 - 90%) erfüllt werden. Diese beiden Fahrzeugklassen eignen sich sehr gut als Elektrofahrzeuge. Hingegen erfüllen große Fahrzeuge (SUV, Transporter) im Regelfall die Fahrprofile mit Normalladung nicht. Auch bei Unterstützung durch Schnellladung und Wegsubstitution verbessert sich die Situation nur in beschränktem Maße. Deshalb ist ein vollelektrischer Betrieb dieser Klassen primär nicht zielführend.

Literatur

Leitinger C., Litzlbauer M., Schuster A., et al.: „Smart Electric Mobility – Speichereinsatz für regenerative elektrische Mobilität und Netzstabilität“, FFG-Forschungsprojekt, NE2020 2. AS, Projektnummer: 821886, publizierbarer Endbericht, Wien 2011

Leitinger C.: „Smart Electric Mobility – Speichereinsatz für regenerative Elektrische Mobilität und Netzstabilität“, Symposium Energieinnovation, TU Graz 2010

Leitinger C., Litzlbauer M.: „Netzintegration und Ladestrategien der Elektromobilität“, e&i 2/2011

6.4.5 Comparative Evaluation of the Ecological and Economic Performance of New Renewable Fuels and E-Mobility

Johannes LINDORFER, Karin FAZENI, Markus SCHWARZ, Horst STEINMÜLLER(*)¹

The aim of this study is a comparative assessment of new renewable fuels (mainly so-called second-generation fuels) and e-mobility referring to the service capacity in terms of ecological and economic performance. From the objective, a number of questions can be derived:

- What are the reductions of greenhouse gas emissions which can be achieved with advanced biofuel technologies and e-mobility compared to fossil based reference systems?
- What is the impact of the application of these new technologies to other environmental media?
- Which second generation biofuel supply pathways have the highest efficiencies (respectively primary energy use etc.)?
- Which of the investigated process chains allow the most efficient renewable fuel deployment across the entire life cycle?
- What process chains turn out to benchmark with other technologies as particularly economically attractive?
- What are the raw materials and quantities available in Europe at a sustainable extraction?

The evaluated reference systems are based on the following technologies:

- Bioethanol from wheat ('first generation' with natural gas as process fuel)
- Bioethanol from wheat straw ('second generation' with enzymatic saccharification)
- Biomass to Liquid (BtL) from woody residues
- Biomethane production from lignocellulosic raw materials after pretreatment with steam explosion
- Biomethane production from organic wastes
- Synthetic Natural Gas (SNG) from wood biomass
- Electric-driven car with electricity from renewables (Photovoltaic and Wind)
- Electric-driven car with electricity from UCTE-Mix
- Fossil diesel and gasoline according to DIN EN 228 and DIN EN 590

As an essential reference point the results are assessed using the sustainability criteria for biofuels, defined under the climate package of the European Union. These were also involved when defining the system boundaries and impact indicators. The economic analysis (life cycle cost analysis) focuses on the investigation of investment and running costs of production facilities to generate specific full-costs per service unit.

The comparative technology evaluation within the Life Cycle Assessment showed significant differences in the environmental impacts of biomass related technologies. An important impact for the "environmental performance" of a biobased energy provision comes from the used supportive energy source in the biomass conversion stage as well as the conversion efficiency and by-product handling. Additionally the effects of land use change showed high impacts when the potential for reduction of Green House Gases (GHG) of bioenergy pathways versus fossil energy sources is quantified. The different technologies showed different positive and negative attitudes in the applied impact categories therefore cumulating the environmental effects into single indicators causes a high loss of information.

¹ Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, Altenberger Straße 69, 4040 Linz, Tel.: +43 70 2468-5653, Fax: +43 70 2468 5651, lindorfer@energieinstitut-linz.at, www.energieinstitut-linz.at

Regional aspects play a significant role for the feedstock availability and subsequently for the environmental effects caused by biomass transportation, land use change and change in nutrition balance of arable land. The ecological performance of the e-mobility systems very strongly depends on the chosen electricity source.

The economic performance of the biobased technology showed a significant economy of scale and dependency on feedstock input prices. The cost factor of e-mobility is found in the utilisation phase due to high investments in electricity storage in the current pricing.

The results of the investigation process is addressed to developers and potential technology users in order to get an objective picture of the performance and to stimulate system changes positively. The applied combination of Life Cycle Assessment and Life Cycle Costing methods can support a more holistic picture of the compared technology initiatives.

6.4.6 The Impact of Second Life Applications of Electric Vehicle Batteries on Customer's Mobility Cost

Wolfgang PRÜGGLER¹

Introduction

Due to competitiveness reasons basic economics suggest that cost of electric mobility (e-mobility) have to be in the range of conventional cars. Therefore, this paper analyses to which extent, benefits of second life applications of electric vehicle (EV) batteries could influence future cost of e-mobility for customers. The EV brands "Nissan Leaf", "Mitsubishi i-MiEV" and "CODA Sedan" are considered taking into account achievable Buy Out Prices triggered by battery second life utilisation for "Residential Load Following" and "Electric Energy Time-shifts".

Methodology

As mentioned in the introduction cost and benefits of second life applications of EV batteries and possible cost reduction impacts for e-mobility at customer level are calculated. Therefore, Figure 1 provides an overview of performed calculation steps. Starting from both, calculation of overall achievable battery second life application benefits and battery assembling cost, possible battery Buy Out Prices will be derived. Subsequently, e-mobility cost calculations are performed taking into account detailed data on possible battery second life benefits (compare [1] to [4]) as well as electric vehicle prices (see [5] to [8]).

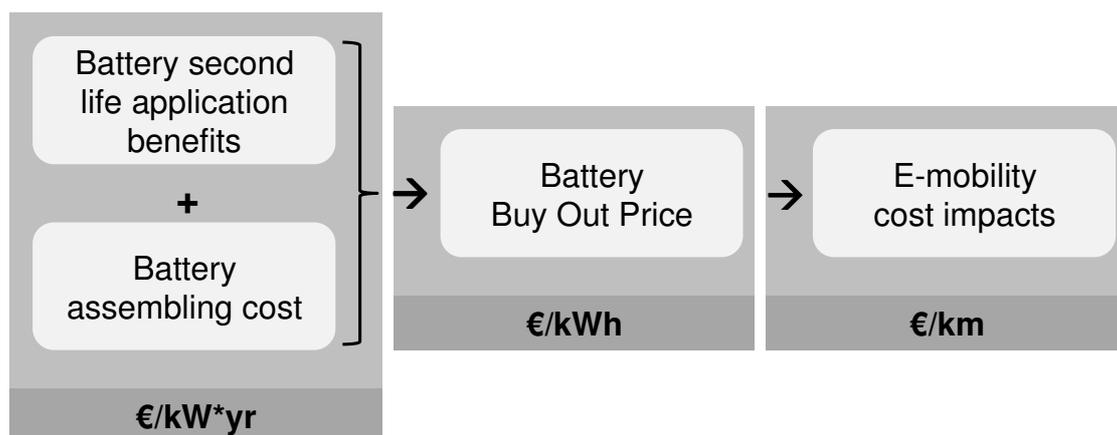


Figure 1: Overview of chosen steps to derive E-mobility cost impacts of battery second life applications

Results

It turns out that there are significant e-mobility cost reduction possibilities leading to more competitiveness of EVs compared to conventional cars, if technological feasibility of implemented battery second life applications is given. Furthermore, results show that it has to be considered that achievable battery Buy Out Prices could partly reduce the necessity of incentive mechanisms such as e.g. Federal Tax Credits. On the contrary, the case study of the CODA Sedan shows that e-mobility cost only can be equal to a comparable conventional car if yearly driven distances are beyond 50,000 km (which might be quite rarely the case for an EV) and both support mechanisms – a granted Tax Credit and in addition a Buy Out Price - are applied.

¹ Energy Economics Group, TU Wien, Gusshausstrasse 25-29, 1040 Wien, Tel.: +43158801370369, Fax: +43158801370397, prueggler@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

References

- [1] J. Neubauer, A. Pesaran: "PHEV/EV Li-Ion Battery Second-Use Project"; Conference paper presented at the Advanced Automotive Batteries Conference (AABC); National Renewable Energy Laboratory; NREL/CP-540-48042; Orlando, 2010
- [2] Market Feasibility for Nickel Metal Hydride and Other Advanced Electric Vehicle Batteries in Selected Stationary Applications, EPRI, Palo Alto, CA, and SMUD, Sacramento, CA: 2000
- [3] Technical and Economic Feasibility of Applying Used EV Batteries in Stationary Applications, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM: 2002
- [4] J. Eyer, G. Corey: "Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide - A Study for the DOE Energy Storage Systems Program", SANDIA Report: SAND2010-0815, Sandia National Laboratory, Albuquerque, NM: 2010
- [5] A. Ohnsman and M. Kitamura: "Nissan Says Cheaper U.S. Leaf Price Due to Tax, Incentive Gaps"; 20.05.2010, <http://www.businessweek.com/news/2010-05-20/nissan-says-cheaper-u-s-leaf-price-due-to-tax-incentive-gaps.html>; last visited on 11.11.2010; 4:24pm
- [6] C. Blanco: "Mitsubishi again discusses lower i-MiEV price target of \$22,000 by 2012"; 19.06.2010, <http://green.autoblog.com/2010/06/19/mitsubishi-again-discusses-lower-i-miev-price-target-of-22-000/>, last visited on 11.11.2010; 4:40pm
- [7] Mitsubishi i MiEV: "Technical parameters"; <http://www.emission-zero.de/mitsubishi.php?ref=http%3A%2F%2Fwww.google.at%2Fsearch%3Fq%3Dimiev%2Bkwh%26ie%3Dutf-8%26oe%3Dutf-8%26aq%3Dt%26rls%3Dorg.mozilla%3Ade%3Aofficial%26client%3Dfirefox-a&scr=1400x1050>; last visited on 11.11.2010; 4:44pm
- [8] K. Fehrenbach: "Coda Unveils Electric Car Pricing at \$45K, Above Volt & LEAF", 21.09.2010; <http://gigaom.com/cleantech/coda-unveils-electric-car-pricing-at-45k-above-volt-leaf/>; last visited on 11.11.2010; 4:50pm

7 STREAM F: ENERGIEEFFIZIENZ

7.1 ENERGIEEFFIZIENZ IN BETRIEBEN (SESSION F1)

7.1.1 Energieeffizienz-Netzwerke in der Praxis

**Anna GRUBER(*)¹, Marco SCHWENTZEK², Serafin VON ROON³,
Christian FIEGER⁴**

Zusammenfassung

Die Anwendung und Prüfung des Managementsystems der lernenden Energieeffizienz-Netzwerke (LEEN) in der Praxis zeigt, dass sich der Aufwand für die Durchführung dieser Netzwerke mit Hilfe des LEEN-Managementsystems sowie der zur Verfügung stehenden Hilfsmittel deutlich reduziert und die Qualität gesteigert werden kann. Dadurch sollen verschiedenste Institutionen dazu angeregt werden, weitere Energieeffizienz-Netzwerke zu gründen. Zudem sollen Betriebe durch die hohen erzielbaren Energieeffizienzsteigerungen zur Teilnahme an den Netzwerken bewegt werden.

Motivation

Lernende Energieeffizienz-Netzwerke setzen sich aus 10 bis 15 regional ansässigen Unternehmen zusammen, welche es sich gemeinsam zum Ziel gesetzt haben, Energieverbrauch, -kosten und CO₂-Emissionen in den nächsten drei bis vier Jahren zu senken. Durch Teilnahme an einem Netzwerk werden im Betrieb nach Auswertungen des Fraunhofer Instituts für System- und Innovationsforschung durchschnittlich etwa 2 bis 3 % Energieeffizienzsteigerung pro Jahr erreicht. Im Vergleich dazu erreicht ein Unternehmen allein etwa 1 % pro Jahr.

Nachfolgend soll gezeigt werden, wie das LEEN-Managementsystem bei der Realisierung von Energieeffizienz-Netzwerken unterstützen kann. Es wird auf die Praxiserfahrungen bei der Umsetzung des LEEN-Systems eingegangen, dabei werden sowohl Erfolge, Probleme als auch Lösungsansätze aufgezeigt.

Vorgehen

Die Praxistauglichkeit des LEEN-Systems wird anhand der theoretischen Hilfsmittel, Abläufe und Methoden sowie deren praktischer Anwendbarkeit demonstriert. Das Managementsystem beinhaltet neben dem zentralen Handbuch mit Verfahrensabläufen und Methoden diverse Hilfsmittel für die einzelnen Projektphasen. Elektronische Hilfsmittel sind beispielsweise Vortragsvorlagen, Anschreiben, technischer Fragebogen, Maßnahmenüberblick oder Berichtsvorlagen. Ein Teil der verfügbaren Unterlagen sind Pflichtdokumente, weitere Dokumente werden empfohlen bzw. können angepasst werden. Zusätzlich zu den elektronischen Hilfen erfolgt eine dreitägige Schulung der Moderatoren und energietechnischen Berater. Hier werden neben den technischen auch die sozialen Kompetenzen gestärkt.

Die Anwendbarkeit von LEEN in der Praxis wird durch die Erfahrungen aus zwei Netzwerken⁵ mit insgesamt 24 Teilnehmern - vorwiegend aus der Industrie - dargestellt. Schwerpunkt der vorliegenden Untersuchung bildet die Initialberatungsphase.

Vor der Initialberatung wird ein umfangreicher Fragebogen an die Betriebe versandt, in dem allgemeine und technische Daten (z.B. Lüftung, Druckluft etc.) abgefragt werden.

¹ Industrielles Energiemanagement, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft GmbH, Am Blütenanger 71, 80995 München, Deutschland, Tel.: +49 89 158 121-62, Fax: +49 89 158 121-10, agruber@ffe.de, www.ffegmbh.de

² Industrielles Energiemanagement, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft GmbH

³ Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft GmbH

⁴ Regionales Energiemanagement, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft GmbH

⁵ Gefördert vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)

Auf Basis des Fragebogens und weiterer Unterlagen zu den einzelnen Techniken bereitet der energietechnische Berater die Vor-Ort-Begehung vor und führt sie durch. Nach der Begehung werden gemeinsam von Mitarbeitern der Betriebe und dem energietechnischen Berater Maßnahmen zur Energieeffizienzsteigerung identifiziert. Letzterer berechnet die durch die einzelnen Maßnahmen zu erwartende Energieeinsparung und stellt diese in einem Bericht zusammen.

Im Praxistest werden die einzelnen Hilfsmittel, Abläufe und Methoden hinsichtlich folgender Kriterien untersucht:

- Fragebogen:
 - Aufwand zur Bearbeitung durch Betriebsmitarbeiter und energietechnischen Berater
- Vorgehen bei der Initialberatung:
 - Aufwand für die Vorbereitung, Durchführung und Nachbereitung der Begehung (Aufwand und Qualität der Antworten im Fragebogen im Vergleich zum Aufwand und Qualität für Beratung und Berichtserstellung)
 - Praxistauglichkeit der Vorgehensweise bei der Vor-Ort-Begehung
- Maßnahmenberechnung und Berichterstellung:
 - Aufwand und Nutzen des standardisierten Maßnahmenüberblicks sowie des Investitionsberechnungstools und anderer Techniktools für Betriebe und energietechnischen Berater

Ergebnisse

Die Ergebnisse werden am Beispiel der Initialberatungsphase demonstriert. Folgende Erkenntnisse konnten u.a. aus den Gesprächen mit den 24 teilnehmenden Betrieben gewonnen werden: der Aufwand zur Füllung des Fragebogens ist für das Unternehmen zunächst sehr hoch. Allerdings kann durch eine hohe Qualität des Fragebogens der Aufwand für Vor- und Nachbereitung sowie Durchführung der Vor-Ort-Begehung reduziert werden. Ein weiterer Vorteil ist die aktive Beschäftigung mit einzelnen Techniken, hierbei können durch den Betrieb bereits vorab erste Maßnahmen identifiziert werden.

Die Vorgehensweise bei der Vor-Ort-Begehung wird im Rahmen der Schulung nur grob vorgegeben. Positiv ist beispielsweise das Vorgespräch zum Fragebogen zu erwähnen, da hierdurch der energietechnische Berater innerhalb kürzester Zeit ungestört Einblicke in die Funktionsweise der Anlagen erhält. Zudem können bereits Schwerpunkte für die Begehung gesetzt werden. Im Nachgespräch werden gemeinsam Maßnahmen identifiziert, dadurch erhöhen sich Umsetzungswahrscheinlichkeit und Akzeptanz des Beraters.

Der Maßnahmenüberblick ist sowohl für energietechnischen Berater als auch für den Betrieb von Vorteil, da alle Maßnahmen inklusive Energie- und CO₂-Einsparung sowie Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in einem Dokument zusammengefasst sind. Das Investitionsberechnungstool kann für verschiedenste Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen eingesetzt werden. Lediglich die Techniktools werden von erfahrenen Beratern kaum genutzt, da meist schon eigene Tools vorhanden sind.

Die Berichtsvorlage enthält zunächst eine Übersicht zu Energieverbrauch, Energiekosten und CO₂-Emissionen, dieser Teil kann für die Geschäftsleitung verwendet werden. Im zweiten zentralen Teil folgt die Maßnahmen Erläuterung, wodurch die Umsetzungswahrscheinlichkeit steigt. Durch die Berichtsvorlage wird zudem Vergleichbarkeit und Qualitätsstandard gewährleistet, ebenfalls wird der Aufwand für die Berichtserstellung minimiert. Nachteilig wirkt sich teilweise die Länge der Berichte aus.

7.1.2 Energieverbrauchsanalyse im Dienstleistungssektor

Georg BENKE¹

Ausgangslage

In Österreich benötigen die Sektoren Private Haushalte und Dienstleistungen gemeinsam rund 38% der Endenergie (419PJ). Während der Energieverbrauch des Sektors Private Haushalte (26% des gesamten Endenergieeinsatzes) relativ gut beschrieben und dokumentiert ist, sind für Dienstleistungsgebäude (12 bis 14% des Endenergieverbrauchs) nur wenige Informationen und Daten zum Energieeinsatz verfügbar.

Nur mit Hilfe eines umfangreichen und klar strukturierten Datenbestands kann der Gesamtenergieverbrauch von einzelnen Nachfragesegmenten (z.B.: Einzelhandel, Beherbergung usw.) bestimmt werden und zielgenaue Benchmarks (zB.: kWh/m²a, kWh/Beschäftigten, usw.) gebildet werden. Insbesondere werden für die Formulierung von energie(effizienz)politischen Instrumente und deren Umsetzung gesicherte Aussagen über die Energienutzung benötigt. So gibt es beispielsweise derzeit keine gesicherten Daten über den Anteil des Energieverbrauchs für Beleuchtung oder IT im Bürobereich, was Energie(effizienz)politik für dieses Nachfragesegment erschwert.

Umsetzung

Um Daten zum Energieeinsatz im Dienstleistungssektor zu erhalten, wurden im Rahmen des Projekts bei rund **12.000 Betrieben die Daten zum Jahresenergieverbrauch angefragt**. Diese Daten bilden die Basis für die Bildung von Benchmarks (Kennzahlen) für einzelne Branchen und Nachfragesegmente.

Ausgehend von dieser Grunderhebung wird eine **Nutzenergieanalyse** durchgeführt mit dem Ziel, vertiefte und ergänzende Information vor allem zur Energienutzung und zur zeitlichen Nachfrage zu erhalten. Dabei werden parallel drei Ansätze verfolgt, die dann in einem weiteren Schritt zu einer integrierten Analyse verbunden werden.

- **Energie Audits:** Die Ergebnisse der Betriebsberatung dienen als Grundlage, um Branchenauswertungen zur Energienutzung zu machen. Für die Auswertung, die derzeit erfolgt, stehen von rund 700 Betrieben aus verschiedenen Bereichen die Energiezusammensetzung und deren Nutzungsart zur Verfügung. Anhand dieser Daten wurde auf den Gesamtverbrauch (vorerst) hochgerechnet und nach Energieträger gegliedert
- **Smart Meters Analyse:** Von rund 200 Betrieben wird ausgehend von bestehenden Energiecontrolling- und -monitoringsystemen der Lastgang für Strom analysiert und größeren Verbrauchern, die ergänzend erhoben werden, zugeteilt. Dadurch gewinnt man Informationen über die zeitliche Verteilung der Nachfrage und kann Rückschlüsse auf die Aufteilung des Energieverbrauchs nach der Nutzenergieart ziehen. Für die Analyse wurde ein bei e7 vorhandenes Tool eingesetzt und optimiert. Im Schnitt kann durch diese Analyse ein Stromsparpotenzial von zumindest 10% erkannt werden, welches primär durch Nutzungsänderung erreicht werden kann. Berücksichtigt man auch technische Maßnahmen, wie Modernisierung der Beleuchtung, liegt das Einsparpotenzial erheblich höher. Als „Neben-“ -Ergebnis können im Rahmen der Analyse auch netzrelevante Aussagen gemacht werden. So ist die Bandlast in einzelnen Bereichen erstaunlich hoch und liegt im Gesundheitssektor bei über 80% des Jahresstromverbrauchs. An heißen Tagen wird dabei in dieser Branche bis zu 20% mehr Strom benötigt, als an Wintertagen.

¹ e7 Energie Markt Analyse GmbH; Theresianumgasse 7, 1040 Wien; Tel.: 01-907 80 26 -57; georg.benke@e-sieben.at; www.e-sieben.at

- **Status Quo Erhebung:** Vorhandene Branchenkonzepte und Literatur wurden hinsichtlich Benchmarks und Energienutzung analysiert und zusammenfassend dargestellt.

Während die Grunderhebung des Jahresenergieverbrauchs über den gesamten Dienstleistungssektor erfolgt und nach ca. 16 bis 18 Kategorien ausgewertet wurde, wird die vertiefte Analyse mit den drei parallel Ansätzen für folgende Nutzungskategorien durchgeführt: Hotels und Pensionen; Gaststätten und Restaurants; Einzelhandel Lebensmittel; Einzelhandel Non-Food; Büros; Gesundheitseinrichtungen.

Im Ergebnis liefert das Projekt eine kohärente Darstellung des Energieverbrauchs im Dienstleistungssektor und seiner Struktur in zeitlicher Hinsicht und Bezug auf die wichtigsten Nutzenergiearten. Es bildet damit eine solide Basis für die Formulierung und Umsetzung energie(effizienz)politischer Strategien und Instrumente in diesem – bislang von der Energiepolitik eher stiefmütterlich behandelten – Sektor.

Das Projekt zeigt aber auch auf, welche Informationen man bei einer standardisierten Lastganganalyse man aus den vorhandenen Stromdaten ableiten kann.

7.1.3 Energiebedarf aus einer produktorientierten Perspektive – Methodik zur Evaluierung von Effizienzsteigerungspotentialen entlang der Bereitstellungsketten

Michael HARTNER(*)¹

Motivation und zentrale Fragestellungen

Analysen des Energiesystems auf Länderebene erfolgen meist durch die Betrachtung einzelner Sektoren bzw. Produktionsbereiche wie etwa Industrie, Haushalte, Landwirtschaft und Gebäude. Energieeffizienz wird folglich als die eingesetzte Energie pro Output der einzelnen Bereiche verstanden. Dadurch werden Effizienzsteigerungspotentiale, die sich durch Zusammenhänge zwischen den einzelnen Bereichen ergeben nicht immer berücksichtigt. Dazu bedarf es einer ganzheitlichen Betrachtung der Bereitstellungsketten der im Land produzierten und konsumierten Endprodukte. Aus dieser produktorientierten Perspektive stellt sich der Gesamtenergiebedarf eines Landes als Funktion des kumulierten Energieaufwands (Embedded Energy) zur Bereitstellung der Endprodukte und dem jeweiligen Konsumniveau dar (Haas et al.). Damit ergeben sich sowohl Einsparungspotentiale auf Seite der Bereitstellung (Effizienzsteigerung einzelner Prozesse, Umstieg auf alternative Bereitstellungsketten – z.B. Verwendung alternativer Materialien) als auch auf Seite des Konsums durch die gezielte Vermeidung besonders energieintensiver Produkte.

Die Abschätzung von Effizienzsteigerungspotentialen aus dieser produktorientierten Perspektive ist allerdings aufgrund der Heterogenität der konsumierten Produkte mit einem sehr hohen Datenaufwand verbunden. Hier wird eine Herangehensweise vorgestellt, die ausgehend von einer Top-Down Input Output Analyse energierelevante Produktgruppen identifiziert um Prioritäten für weitere Detailanalysen mittels Prozessketten abzuleiten. Weiters besteht auch die Möglichkeit zur Integration der Ergebnisse aus den Prozessketten in die monetäre Struktur des Input Output Modells zur Abschätzung möglicher Auswirkungen auf wirtschaftliche Strukturen in Österreich.

Methodik

Zur Ermittlung von Effizienzsteigerungspotentialen wird zunächst der kumulierte Energieaufwand für 57 Produktgruppen (gegliedert nach CPA 2-Steller) top-down modelliert. Dies wird über eine Input Output Analyse realisiert in der die Verflechtungen der Sektoren über monetäre Input Output Tabellen dargestellt sind. Über die Verknüpfung der monetären Daten mit Energieintensitäten der Sektoren kann der kumulierte Energieaufwand für die Lieferung eines Produkts aus den jeweiligen Sektoren an die Endnachfrage abgeschätzt werden. Importierte Vorleistungen und importierte Fertigprodukte werden über die Integration einer aggregierten EU-27 Input-Output Tabelle in ein 2 Regionen Modell modelliert. (vgl. Kratena 2010) Der kumulierte Energieaufwand der in Österreich konsumierten Produktgruppen ergibt sich somit aus einem heimischen Anteil, aus importierten Vorleistungen und importierten Fertigprodukten.

$$KEA = e_d (I - A_d)^{-1} Y_d + e_f A_m (I - A_d)^{-1} (I - A_f)^{-1} Y_d + e_f (I - A_f)^{-1} Y_i$$

KEA.....kumulierter Energieaufwand [kWh]

e_d, e_fEnergieintensitäten der 57 Sektoren [kWh/€]

A_d, A_f Inputkoeffizientenmatrix von Österreich bzw. EU 27 [-]

A_mInputkoeffizienten der importierten Vorleistungen in heimischer Produktion [-]

IEinheitsmatrix [-]

Y_dNachfrage nach Endprodukten der 57 Sektoren aus heimischer Produktion[€]

Y_mNachfrage nach importierten Endprodukten[€]

Dadurch können die Produktgruppen nach dem jeweiligen resultierenden Energiebedarf gereiht werden. Aus den jeweiligen Produktgruppen werden jene Produkte mit den größten Absatzzahlen für eine Detailanalyse mittels Prozessketten ausgewählt. Auf Basis der Prozessketten werden

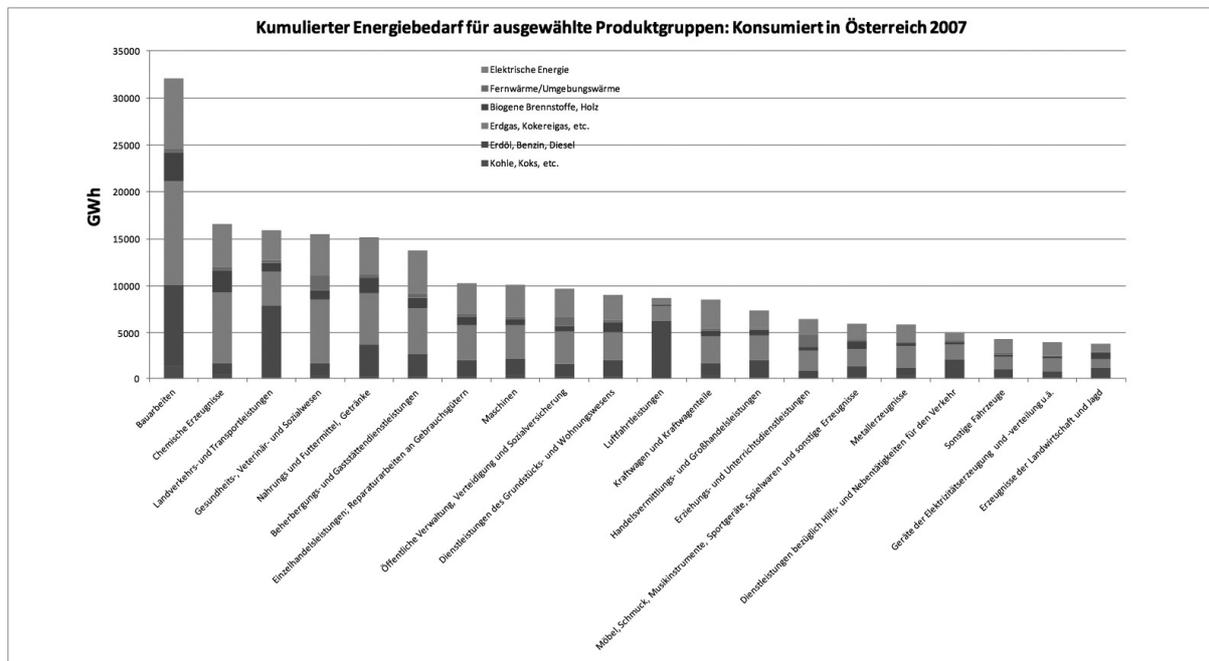
¹ TU Wien, Energy Economics Group, Gusshausstrasse 25-29/373-2, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801 370379, hartner@eeg.tuwien.ac.at

Maßnahmen zur Effizienzsteigerung ermittelt. Neben der Effizienzsteigerung einzelner Prozesse liegt der Fokus hier aber vor allem auf den Möglichkeiten bei Umstellungen entlang den Bereitstellungsketten eines Produktes. Beispiele hierfür sind etwa die Erhöhung des Anteils recycelter Materialien in der Herstellung oder der Umstieg auf weniger energieintensive Materialien. Daraus ergeben sich Effizienzsteigerungspotentiale für jedes einzelne Produkt und über das Konsumniveau dieser Produkte ergibt sich ein Effizienzsteigerungspotential des gesamten Energiesystems.

Diese Ergebnisse können wiederum über Verkaufszahlen und Produktpreise in veränderte Input Output Tabellen übersetzt werden um Auswirkungen auf die wirtschaftlichen Strukturen zu ermitteln.

Ergebnisse

Bis zu diesem Zeitpunkt konnte vorerst nur die Berechnung des Endenergieaufwands der 57 Produktgruppen über eine Input Output Analyse realisiert werden. Die folgende Abbildung zeigt jene 20 Produktgruppen (Energiesektoren ausgenommen), die für den höchsten Energiebedarf der in Österreich im Jahr 2007 nachgefragten Produkte verantwortlich sind. Diese Auflistung dient als Ausgangspunkt für weiterführende Analysen auf Prozesskettenebene, die noch nicht durchgeführt wurden.



Literatur

Haas, R., Nakicenovic, N., Ajanovic A., Faber T., Kranzl L., Mueller A., Resch G (2008): "Towards sustainability of energy systems: a primer on how to promote the concept of energy services to identify necessary trends and policies", Energy Policy, 36, 11/2008, 4012-4021

KRATENA K., MEYER I. (2010) "CO2 Emissions Embodied in Austrian International Trade", FIW Research Reports 2009/10 N°02

7.1.4 Energie als Gestaltungselement in der Produktionsstrategie

Georg PREMM(*)¹

Bedeutung der Energie im industriebetrieblichen Wertschöpfungsprozess

Industrielle Unternehmungen agieren heutzutage in einem hoch dynamischen Umfeld, welches insbesondere durch die zunehmende Sensibilisierung der Gesellschaft für Energiethemen und dadurch bedingt, durch zunehmende ökologische und energiethematische Herausforderungen geprägt wird [Vgl. WESTKÄMPER 2009, S.9 und ROTHLAUF 2010, S.31].

Für Industrielle Unternehmungen hat Energie eine zweifache Bedeutung: Einerseits wirkt Energie in den unterschiedlichen Formen als Komfortfaktor zur Schaffung menschengerechter Produktionsbedingungen (Beleuchtung, Temperatur, Klima etc.) sowie andererseits als Produktionsfaktor zur Erzeugung von Gütern [Vgl. BAUMBERGER 1981, S.65]. Aus einer 2011 durchgeführten Umfrage im Bereich Produzierende Unternehmungen/Maschinenbau konnten Trends für die Wettbewerbssituation 2020 abgeleitet werden. Einer der wesentlichen Trends war die zunehmende Bedeutung ökologischer Produkte sowie der ökologischen und damit auch energiebewussten Produktion. Die Gründe dafür werden in den möglichen Kosteneinsparungen durch den effizienten Einsatz des Produktionsfaktors Energie, den stärkeren regulativen Maßnahmen durch Gesetzgeber, sowie der Schaffung eines grünen Images gesehen [Vgl. EISENHUT/LÄSSIG/LIEDL 2011, S.6ff.]. Umgelegt auf die Produktion bedeutet dies die Wandlung, hin zu einer „energiebewussten Produktion“, als nächsten Schritt im Evolutionspfad der Produktion (siehe Abbildung 1).

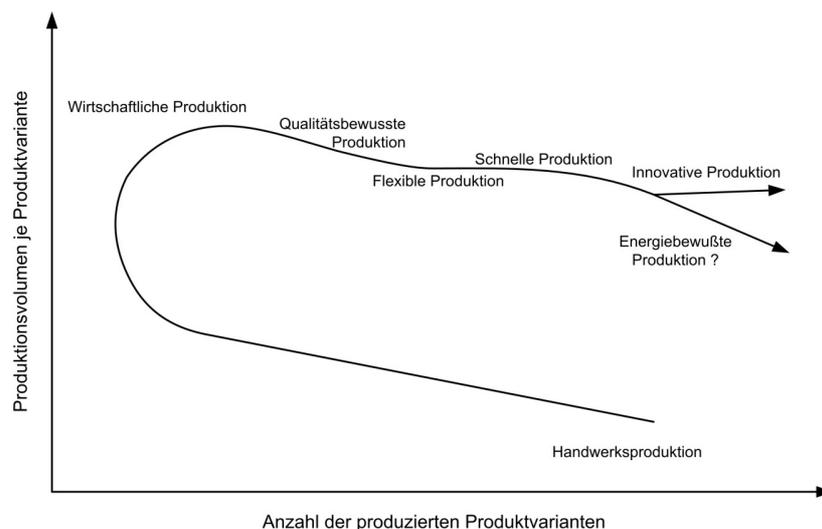


Abbildung 1: Evolutionspfad der Produktion [In Anlehnung an WOMACK/JONES/ROSS 1990, S.126 und ZAHN/DILLERUP 1994, S.5 sowie vgl.WOHINZ/MOOR 1989, S.21]

In diesem Beitrag soll auf Basis der hier dargestellten Relevanz durch ein mehrstufiges Vorgehen gezeigt werden, wie Energieaspekte in die Produktionsstrategie einer Industriellen Unternehmung integriert werden können.

Schritte zur Ableitung einer energieorientierten Produktionsstrategie

Um die Energie als Gestaltungselement in die Produktionsstrategie zu integrieren, bedarf es zunächst einer Analyse der Produktion nach produktions- sowie energierelevanten Aspekten. Danach werden die daraus gewonnenen Erkenntnisse in einen Handlungsbedarf übersetzt. Abschließend wird der

¹ Institut für Industriebetriebslehre und Innovationsforschung, Technische Universität Graz, Kopernikugasse 24/II, Tel.: +43 316 873 7294, Fax: +43 316 873 107294, georg.premm@tugraz.at, www.ibl.tugraz.at

Handlungsbedarf aus Produktionssicht Handlungsempfehlungen aus Energiesicht gegenübergestellt, Konzeptvarianten ausgeführt und abschließend einer Entscheidung zugeführt.

(1) Analyse der Produktion nach Produktionstechnologieaspekten

Im ersten Schritt werden Produktionssysteme nach unterschiedlichen Aspekten der Produktionstheorie bewertet und in vier Klassen eingeteilt. Hier findet zusätzlich eine grundlegende Einteilung nach hoher und niedriger Energieintensität in der Produktion statt.

(2) Analyse der Produktionsprozesse nach Energieaspekten

Der zweite Schritt befasst sich mit der Bewertung der Produktionsprozesse nach Energieaspekten, wie Versorgungssicherheit, Menge und Qualität, Anpassungsfähigkeit, Umweltverträglichkeit, sowie den damit verbundenen Kosten.

(3) Identifikation des Handlungsbedarfs mittels „Produktions- Energie- Management- Matrix“

Aus dem Energiebewertungsprofil der eingesetzten Produktionsprozesse lassen sich unterschiedliche Ansatzpunkte für einen Handlungsbedarf identifizieren.

(4) Gezielte Konzeptentwicklung unter Einsatz standardisierter Handlungsempfehlungen

Im vierten Schritt wird der Handlungsbedarf in einer Produktions-Energie-Management-Matrix den nach Energieaspekten geclusterten standardisierten Handlungsempfehlungen gegenübergestellt und daraus Konzeptvarianten für eine energiebewusste Produktion gebildet.

Ziel dieses Vorgehens soll eine Integration der Energieaspekte auf strategischer Unternehmensebene sein, um letztendlich wirtschaftlich, wie auch ökologisch, nachhaltiger produzieren zu können.

Literatur

Baumberger, H.: Die Energieversorgung im Betrieb- Risiken und Bewältigungsmöglichkeiten, in: Soom, E. (Hrsg.): Die Bedeutung der Materialwirtschaft für die Unternehmensstrategie der 90er Jahre, Zug 1981, S. 65-77

Eisenhut, M.;Lässig, R.;Liedl, J.: Production Systems 2020- Global challenges and winning strategies for the mechanical engineering industry, in: Roland Berger 2011,

Rothlauf, J.: Total Quality Management in Theorie und Praxis- Zum ganzheitlichen Unternehmensverständnis, 3.Auflage, München 2010

Westkämper, E.: Turbulentes Umfeld von Unternehmen, in: Zahn, E. and Westkämper, E. (Hrsg.): Wandlungsfähige Produktionsunternehmen- Das Stuttgarter Unternehmensmodell, Berlin, Heidelberg 2009, S. 7-24

Womack, J.P.;Jones, D.T.;Roos, D.: The machine that changed the world, New York 1990

Wohinz, J.W.;Moor, M.: Betriebliches Energiemanagement- Aktuelle Investitionen in die Zukunft, Wien-New York 1989

Zahn, E.;Dillerup, R.: Fabrikstrategien und -strukturen im Wandel, in: Zülch, G. (Hrsg.): Vereinfachen und Verkleinern- Die neuen Strategien in der Produktion, Stuttgart 1994, S. 15-51

7.1.5 Nachhaltigkeit durch Kollaboration – Energieversorger trifft Rechenzentrum

Sonja KLINGERT¹, Thomas SCHULZE¹

Motivation

Rechenzentren gehören weltweit zu den Großabnehmern von Energie. Ihr Anteil am globalen Verbrauch beträgt etwa 1,5% - Tendenz steigend. Dieser Trend wird vor allem durch die zunehmende Auslagerung von IT Diensten aus den Unternehmen, durch das Cloud Computing Paradigma und eine allgemein ansteigende Nachfrage nach IT-Dienstleistungen hervorgerufen. So wird bezüglich der CO²-Emissionen der deutschen IKT Branche geschätzt, dass "die größte Zuwachsrate [...] bei den Rechenzentren entstehen. Die vorliegende Studie geht davon aus, dass diese 2020 absolut um 25 % höhere Emissionen verursachen als 2007." [1]

Gleichzeitig ist der Markt der Rechenzentren geprägt von einer deutlich geringeren Stückelung als der ebenfalls expandierende PC-Sektor, denn hier fragt eine relative geringe Anzahl von Firmen einen Großteil der Strommenge der IKT-Branche nach. Diesen Bedarf decken die Energieversorger bisher flexibel mit einem jeweils unterschiedlichen Strommix, ohne dass es jenseits der verbrauchsabhängigen Rahmenverträge eine Interaktion zwischen Energieversorger und Rechenzentrum gäbe. Die den Rechenzentren zugeschriebenen Emissionen entstehen (von seltenen Ausnahmen abgesehen) tatsächlich bei den Energieversorgern.

Das FP7 EU-Projekt All4Green sieht Energieversorger, Rechenzentren sowie deren Kunden als ein „Ökosystem“, das durch technische und wirtschaftliche Kollaboration in die Lage versetzt werden soll, 10% Energie in einem bereits Hard- und Software-optimierten Rechenzentrum einzusparen.

Aufbau einer Kollaboration zwischen Energieversorgern, Rechenzentren und deren Endverbrauchern

Bisher ist das Verhältnis zwischen Energiedienstleistern und Rechenzentren einseitig von der Nachfrage der Rechenzentren geprägt. Diese wird bei einem stabilen Elektrizitätsnetz vollkommen elastisch befriedigt – ob unter Zuhilfenahme extrem umweltverschmutzender Dieselsingeneratoren oder durch Zukauf von Strom aus dem Ausland. Dies bleibt jedoch für die Kunden, z.B. Rechenzentren, vollkommen intransparent. Das gleiche gilt für die Beziehung zwischen Rechenzentrum und deren Kunden. Im Rahmen der Performance-getriebenen Service Level Agreements (dem technischen Teil der Dienstleistungsverträge) liefert das Rechenzentrum seinen Kunden die Leistungen, die sie vertraglich vereinbart haben ohne eine – von Kostenerwägungen abgesehen – Berücksichtigung der damit verursachten CO² Emissionen.

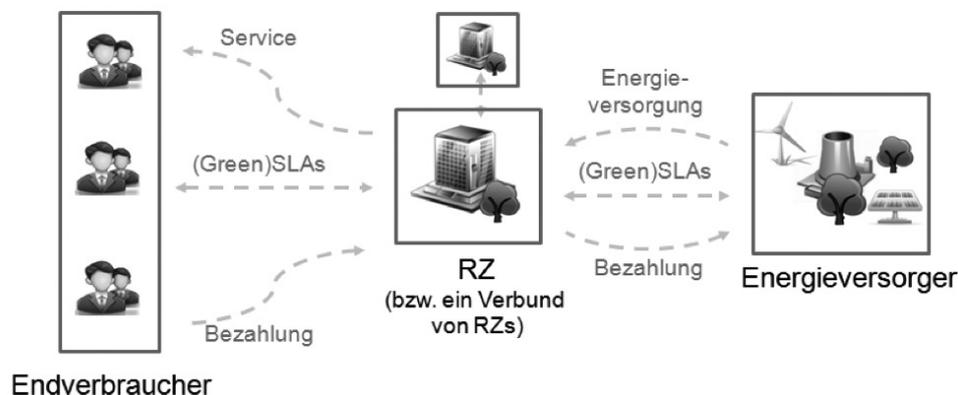


Abbildung 1: Das Ökosystem zwischen Energiedienstleister, Rechenzentrum und Endverbraucher

¹ Universität Mannheim, A5,6, 68131 Mannheim, klingert@informatik.uni-mannheim.de bzw. schulze@informatik.uni-mannheim.de, swt.informatik.uni-mannheim.de/de/group/sonja-klingert bzw. swt.informatik.uni-mannheim.de/de/group/thomas-schulze

Im Rahmen des EU-Forschungsprojektes All4Green sollen diese Zusammenhänge durch den Einsatz eines Monitoring- und Kollaborationssystems im Verbund des Ökosystems transparent gemacht werden (siehe Abbildung 1). Hierdurch kann der Energieversorger dem Rechenzentrum Anfragen zur aktiven Gestaltung seiner Stromverbrauchskurve stellen, deren Umsetzungsmöglichkeiten wiederum durch vertraglich-wirtschaftliche Anreizstrukturen erhöht werden.

Die All4Green Technologie

Zwei Charakteristika der Stromerzeugung eröffnen CO₂-Einsparpotentiale durch Kollaboration:

- Im Verlaufe des Tages weist die Nachfrage nach Elektrizität Schwankungen auf, die auf Seiten der Erzeuger durch Grundlast, Mittellast und die flexibel einsetzbare Spitzenlast befriedigt wird (siehe Abbildung 2). Diese flexible Spitzenlast wird oft durch emissions- und schadstoffintensive Dieselgeneratoren zur Verfügung gestellt.
- Regenerative Energiequellen sind wetterbedingt extremen Angebotsschwankungen unterworfen – da die Spannung im Elektrizitätsnetz jedoch unflexibel ist, kann das vorhandene Angebot oft nicht integriert werden. Aus diesem Grund müssen z.B. in Deutschland Solarkraftwerke ab 100KW mit einer Abschaltung versehen werden.

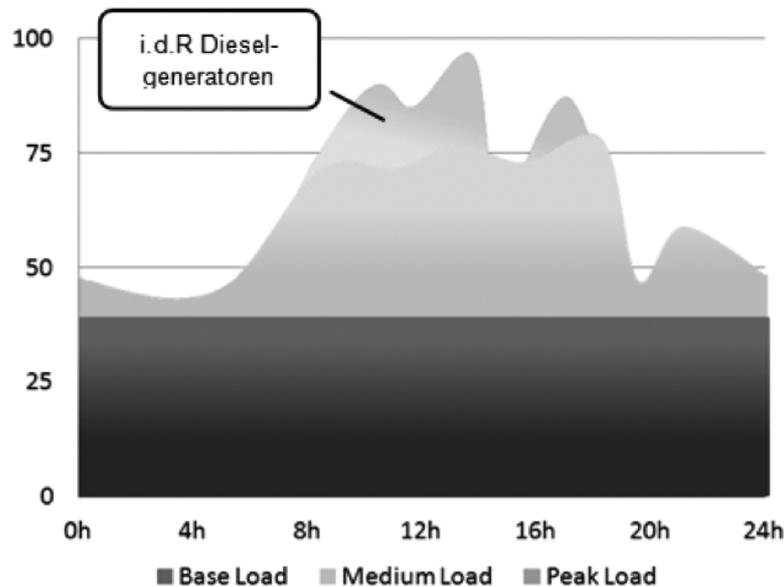


Abbildung 2: Stromerzeugungsarten

Die aktive Gestaltung des Stromverbrauchs von Rechenzentren kann dazu beitragen, regenerative Energiequellen besser zu integrieren und Nachfragespitzen auszugleichen, so dass die ineffiziente Spitzenlast nicht oder kaum zum Einsatz kommen muss, und so CO₂- und Schadstoffemissionen eingespart werden können.

In All4Green schlagen wir vor, u.a. folgende Technologien zu verwenden, um die Stromnachfrage von Rechenzentren den Anforderungen des Energieversorgers anzupassen:

- Konsolidierung von Rechenlast auf wenigen Servern, wobei die freiwerdenden Server abgeschaltet werden (Leerlauf verursacht über die Hälfte ihres Spitzenverbrauchs).
- Verlagerung von Rechenlast auf freie Kapazitäten eines „föderierten“ Rechenzentrums im Netz eines Energieversorgers der gerade keine Anforderungen an die Gestaltung der Energienachfrage seiner Kunden hat.
- Vorziehen oder zeitliche Verlegung von Rechenlast.
- Senkung oder Erhöhung des Kühlbedarfs angepasst an die Bedürfnisse des Energieversorgers: Bei einem kurzfristigen Überangebot z.B. durch Wind- oder Sonnenenergie wird die Kühlung über das notwendige Maß hochgefahren und schafft so einen abrufbaren „Energiespeicher“.

Aufbauend auf Ideen, die im Rahmen des Forschungsprojektes FIT4Green entwickelt wurden, soll mit der Einführung sogenannter GreenSLAs [2] der vertragliche Rahmen geschaffen werden, der es erlaubt, die technischen Strategien weiter auszunutzen als innerhalb des engen Korsetts regulärer Service Level Agreements möglich wäre. Dazu werden auf der einen Seite die Performance-orientierten Anforderungen an die technische Durchführung der IT-Dienstleistung gelockert; andererseits werden neue Metriken eingeführt, die die Nachhaltigkeit der Dienstleistung messen und damit eine Kategorisierung der GreenSLAs erlauben.

Acknowledgement

Diese Arbeit wurde im Rahmen der, durch die EU geförderten, Projekte All4Green (FP7-ICT-2011-6.2) und FIT4Green (FP7-ICT-2009-4) angefertigt (www.all4green-project.eu; www.fit4green.eu).

Literatur

- [1] Boston Consulting Group: Smart 2020 - Addendum Deutschland, whitepaper, 2010 (S. 20)
- [2] Klingert, S., Schulze, T., Bunse, C.: GreenSLAs for the Energy-efficient Management of Data Centres. 2nd international conference on energy-efficient computing and networking, New York, 2011

7.1.6 Discussion of Implementing Utility Obligations in Austria by Considering European Experiences

Demet SUNA¹, Reinhard HAAS²

Motivation and Core Objective

In terms of addressing climate change in a cost effective way, reducing energy demand and improving efficiency became one of the key policies. Therefore, the European Union has set a target for 2020 of saving 20% of its primary energy consumption compared to BAU projections. But this target is threatened to be failed from today's point of view. EU Low Carbon 2050 Roadmap confirms this issue and states that with current policies, only half of the 20% energy efficiency target would be met by 2020. Accordingly European Commission has published a new proposal for a new energy efficiency directive and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC (COM (2011) 370 final). One of the main proposed measures is the implementation of mandatory energy saving measures which imposes suppliers obligations on Member States. Thus this paper discusses the possibility of implementing utility obligations in Austria taking the experiences and specific lessons learned of EU Countries where such obligations are implemented, namely United Kingdom (UK), France (FR), Italy (IT), Denmark (DK) and Flemish region of Belgium (BE-Flem).

Method of Approach

First of all the characteristics and differences of utility obligations will be clarified derived from literatures Bertoldi et al. (2010), (2011), Eyre (2009), Mundaca (2008). It will be documented in detail how these obligations work in the analyzed countries. We show especially what the differences between countries are and try also to extract the weak points.

The common approach for comparative analysis of Austria with other countries is taking into account economical conditions as well as energy indicators, such as energy consumption, GDPs, CO2 emissions, energy prices and taxes etc. Beside that these countries will be compared in respect of their dependency of fossil fuel, energy market structure. This comparison will allow understanding how the utility obligations are designed in implementing countries and what are the reasons to set targets in respect of final -or primary energy reduction or CO2.

Results and Conclusions

With respect to energy savings obligations to the utilities the commonly asked question is why the states should obligate a company to set measures that its customers use less its product. First, the utilities differ fundamentally from other companies as their product represents a necessity for modern human life which deserves also key attention in public regulation. Secondly, the production of this commodity is accompanied with environmental problems. In this respect the utilities claim to overtake their responsibility by undertaking energy efficiency measures. However, in practice in a liberalized market it appears that this works in general appropriately by obligating them.

Within Europe Energy efficiency targets to the utilities are imposed in particular to the suppliers or distributors. Figure 1 shows the general utility structures in Europe and accordingly the countries whether they obligate suppliers or distributors as well as, sectoral coverage of eligible saving projects. Except UK and FR –where energy suppliers are obligated- in the other implementing countries the distribution companies are committed to reduce their energy.

¹ TU Wien, Gusshausstrasse 25-29/370-3, 1040 Vienna, Austria, Tel.:+43-1-58801-370365, Fax:+43-1-58801-370397, suna@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

² TU Wien, Gusshausstrasse 25-29/373-2, 1040 Vienna, Austria, Tel.:+43-1-58801-370352, Fax:+43-1-58801-370397, haas@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

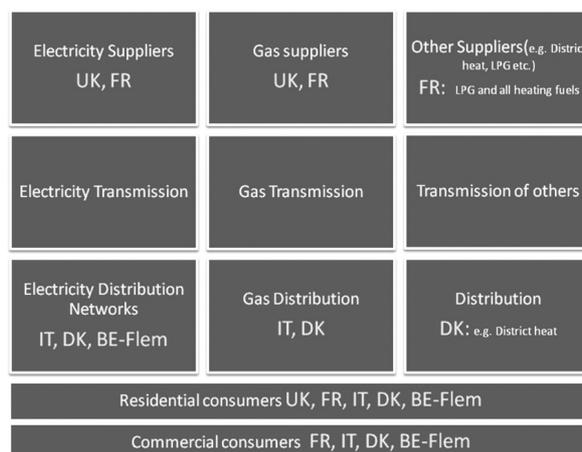


Figure 1: General Utility structures in Europe, which utilities are obligated by implementing countries and related sectoral coverage (residential and commercial consumers)

Table 1 shows that the benefit cost ratios in UK and DK's energy efficiency obligations are positive. The benefits costs ratio (BCR) expresses as a criterion for the cost efficiency of an instrument. If the value is bigger than one, the instrument can be categorized as cost efficiently. In this respect especially UK's EECs benefits cost ratios poses that this policy's cost efficiency is high. Eyre et al. (2009) concludes that the approach of obligations to the utilities is saving energy at lower costs than the cost of supply.

<i>Benefits cost ratios (BCR)</i>	UK-EEC (Energy Efficiency Commitment) (2005)	Denmark-Energy efficiency obligation to the energy utilities (2008)
<i>BCR for society</i>	approx. 2,5-3	approx. 1 (with avoided CO ₂)
BCR for participants (for the year 2005)	5	approx. 2,5
BCR for energy suppliers (for the year 2005)	3-4	2,4

Table 1: Benefits cost ratios of Energy efficiency obligation to the utilities in UK and DK (source: Thomas, 2007)

The international examples show that the target is in most cases achieved in a cost efficient way. Therefore, this policy instrument can also come into consideration for Austria and it is worth to discuss this policy as an option for Austrian energy efficiency policy mix. However, we think that the devil is in the detail. It is very important to design a utility obligation very detailed to avoid backlashes like free riders and adverse selection. So since the design and implementations play a decisive role, attention should be paid to learn from international experiences.

References

- Bertoldi et al. 2010: Bertoldi P., Rezessy S., Lees E., Baudry P., Jeandel A., Labanca N., Energy supplier obligations and white certificate schemes: Comparative analysis of experiences in the European Union
- Bertoldi et al, 2011: Bertoldi P., Rezessy S., Steuwer S., Where to place the saving obligation: end-users or suppliers; ECEE 2011 Summer Study
- Eyre et al., 2009: Eyre N., Pavan M., Bodineau L., Energy company obligations to save energy in Italy, the UK and France: what have we learnt?, ECEEE 2009 Summer Study
- Mundaca 2008: Mundaca L., Markets for energy efficiency: Exploring the implications of an EU-Wide `Tradable White Certificate` scheme, Energy Economics (30) (2008) 3016-3043
- Thomas, 2007: Stephan Thomas, Aktivitäten der Energiewirtschaft zur Förderung der Energieeffizienz auf der Nachfrageseite in liberalisierten Strom- und Gas Märkten europäischer Staaten: Kriteriengestützter Vergleich der politischen Rahmenbedingungen, Buch Seite/ 334, PeterLang Europäischer Verlag der Wissenschaften, band 13, Frankfurt am Main, 2007

7.2 ENERGIEEFFIZIENZ IN HAUSHALTEN (SESSION F2)

7.2.1 Energiearmut und Energieeffizienz – Möglichkeiten zur Erhöhung von Energieeffizienz in energiearmen Haushalten

Markus SPITZER(*)¹, Karl-Michael BRUNNER², Anja CHRISTANELL(*)³

Motivation und zentrale Fragestellungen

Trotz jahrelanger intensiver Bemühungen zur Steigerung der Energieeffizienz steigt der Energieverbrauch in den westlichen Gesellschaften weiter an. Einige Gründe für diesen Anstieg sind offensichtlich (z.B.: Steigerung der Anzahl der Haushalte, Steigerung der Wohnfläche, Erhöhung der Geräteausstattung), andere sind noch nicht gut erforscht. Dazu gehört die soziale und kulturelle Einbettung des Energiekonsums ins Alltagshandeln. Energiekonsum ist nicht allein durch Kosten-Nutzen-Relationen bestimmt, sondern stark durch Routinen, vorreflexives Handeln, Vorstellungen über „Normalität“, langfristig entstandene habituelle Motive, Technologien, der alltäglichen Lebensführung und gesellschaftliche Trends und Diskurse beeinflusst. Diese Einflüsse zu verstehen ist eine Stärke sozialwissenschaftlicher Forschung und Kern der Studie, aus der dieses Papier hervorgeht.

Häufig können sich Menschen die unter Konditionen manifester Armut oder Armutsgefährdung leben, Grundbedürfnisse, wie eine adäquat warme Wohnung im Winter oder eine sichere Energieversorgung, nicht leisten. Steigende Energiepreise, energieineffiziente Wohnungen und Geräte und Abschaltungen sind nur einige Problemlagen, mit denen diese Gruppe in Bezug auf Energie zu kämpfen hat.

Eine sozial- und umweltverträgliche Energieversorgung kann demnach nicht nur durch eine ökologische Energieversorgung und effiziente Netze hergestellt werden, sondern muss aus einem tiefen Verständnis des Energieverbrauchsverhaltens sowie den sozialen Auswirkungen der technologischen, ökonomischen und ökologischen Entwicklungen entstehen. Jahrzehntlang war die Forschung zum Energieverbrauch beschränkt auf technologische, ökonomische und psychologische Ansätze, die die soziale Einbettung des Energiekonsums vernachlässigten. Durch den Einbezug der soziologischen Perspektive rücken Faktoren wie Lebensstile, die gebaute Infrastruktur, das persönliche Lebensumfeld, das Verständnis von „Normalität“, „Komfort“, „Verschwendung“ ins Zentrum der Analyse.

Methodik

Die Ergebnisse, die hier vorgestellt werden, stammen aus dem Projekt NELA (Nachhaltiger Energieverbrauch und Lebensstile in armen und armutsgefährdeten Haushalten) das den Energiekonsum in armen und armutsgefährdeten Haushalten untersucht und datenfundierte Maßnahmen zu Energieeffizienz und Energiesparen erarbeitet. Methodologisch wurde dem Forschungsansatz der „Grounded Theory“ gefolgt (Strauss/Corbin 1996), bei dem die systematische Entwicklung von Theorien auf der Basis erhobener Daten im Zentrum steht. Im Verlauf des Forschungsprojekts wurde ein Analysestrang immer wichtiger, der auf soziale Praktiken fokussiert. Dieser Zugang versteht Energiekonsum als die Summe von verschiedenen sozialen Praktiken (z.B. Heizen, Kochen, Internet surfen), die mehr oder weniger bewusst ablaufen und durch tägliche Routinen stärker beeinflusst werden als durch bewusste Strategien und Entscheidungen. Insgesamt wurden 50 arme und armutsgefährdete Haushalte und 10 einkommensstarke Haushalte in Wien mittels qualitativer Interviews befragt.

¹ Österreichisches Institut für Nachhaltige Entwicklung, Lindengasse 2/12, 1070 Wien, Tel.: +43 1 524 68 47 - 15, markus.spitzer@oin.at; www.oin.at

² Wirtschaftsuniversität Wien, Augasse 2-6, 1090 Wien, Tel.: +43 1 31 336 - 4976, karl-michael.brunner@wu.ac.at; www.wu.ac.at

³ Österreichisches Institut für Nachhaltige Entwicklung, Lindengasse 2/12, 1070 Wien, Tel.: +43 1 524 68 47 - 17, anja.christanell@oin.at; www.oin.at

Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Energiearmut ist ein Phänomen, das die Gesundheit (Stress, Kälte) und die Teilhabe an der Gesellschaft gefährdet (Abschaltungen). Das Energieverbrauchsverhalten ist nur eines von vielen Einflussfaktoren, die den Energieverbrauch bestimmen. Vielmehr tragen energieineffiziente Gebäude und Geräte, undichte Fenster und Türen, ineffiziente Heizsysteme und andere, von energiearmen Menschen nicht beeinflussbare Faktoren, zu einem hohen Energieverbrauch bei. Das Energieverbrauchsverhalten von den befragten armutsgefährdeten Haushalten ist relativ zu den befragten einkommensstarken Haushalten stärker durch bewusste Effizienz- und Suffizienzstrategien bestimmt.

Daraus folgt, dass Entscheidungsträger das Thema Energiearmut und Energieeffizienz in energiearmen Haushalten als strukturelles Problem erkennen und dementsprechende Maßnahmen auf Ebene des Bewusstseins, des Sozialsystems und des Energiesystems treffen sollten um die Nachhaltigkeit des Energiesystems im sozialen und ökologischen Sinne zu erhöhen. Mögliche Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz in energiearmen Haushalten werden vorgestellt.

Literatur

Brunner, K.M., Spitzer, M., Christanell, A. (2011a): NELA - Nachhaltiger Energieverbrauch und Lebensstile in armen und armutsgefährdeten Haushalten (Endbericht).

Brunner, K.-M., Spitzer, M., Christanell, A. (2011b): Fuel poverty. A case study of vulnerable households in Vienna/Austria. Proceedings of the 2011 ECEEE Summer Study. Stockholm: ECEEE, 2057-2068.

Brunner, K.-M., Spitzer, M., Christanell, A. (2011c): Energiekonsum und Armut. In: Mikl-Horke, G. (Hg.): Sozioökonomie: Die Rückkehr der Wirtschaft in die Gesellschaft. Marburg. 319-348.

Brunner K.-M., Spitzer M., Christanell A. (2011d): Energy Consumption Practices and Social Inequality: The Case of Low-Income Households. In: Deified – Damned – Depleted. Energy as Resource, Symbol and Consumer Good (working title) (forthcoming).

7.2.2 Technologiebasierte Analyse der Stromnachfrage im deutschen Haushaltssektor bis 2050

Rainer ELSLAND¹, Tobias BOBMANN¹, Martin WIETSCHEL¹

Hintergrund und Problemstellung

Die klimapolitischen Herausforderungen und die damit verbundene Notwendigkeit zur Transformation des Energiesystems stellen die zentralen Aufgaben der Energiewirtschaft in den kommenden Jahrzehnten dar. Der Gestaltungsrahmen für diesen Transformationsprozess wurde im Rahmen des im September 2010 veröffentlichten Energiekonzepts der deutschen Bundesregierung vorgegeben, in dem Ziele zur Reduktion von Treibhausgasemissionen sowie zur Senkung der Primärenergie-, Endenergie- und Stromnachfrage definiert wurden [BMW i et al., 2010]. Die hohe Ambitioniertheit der Ziele lässt sich leicht anhand der Zielvorgabe zur Senkung der Primärenergienachfrage verdeutlichen, die bis zum Jahr 2050 wieder auf ein Niveau des pro Kopf Verbrauchs wie in den 1950er Jahren reduziert werden muss [BMW i, 2011]. Dabei stellt die Erschließung der Effizienzpotentiale auf der Energienachfrageseite eine wesentliche Determinante für den Grad der Umgestaltung des Energiesystems dar [IEA, 2010].

Eines der größten Potentiale, um die Endenergienachfrage zu senken, weist der Haushaltssektor auf [BMW i et al., 2010], der sich derzeit sowohl in Bezug auf die Zusammensetzung der Haushalte als auch in technologischer Hinsicht in einem strukturellen Wandel befindet. Im Hinblick auf die technologische Ausgestaltung der Haushalte zeigt sich das dergestalt, dass der Energieträger Strom bspw. aufgrund der Verbreitung von Wärmepumpen und der ansteigenden Anzahl an elektrischen Kleingeräten zunehmend an Bedeutung gewinnt. Während sämtliche Studien unisono die zunehmende Verbreitung von strombasierten Technologien konstatieren, schwankt die projizierte Höhe der Einsparpotentiale [Kirchner et al., 2009; Prognos et al., 2010]. Da die Studien sowohl im Hinblick auf die Annahmen, die Datengrundlage als auch die Entscheidungslogik der zugrunde liegenden Modelle teilweise intransparent sind oder gar zukünftig potentiell relevante Aspekte wie die zunehmende Verbreitung der Klimatisierung nur am Rande diskutieren, besteht die Notwendigkeit für die Durchführung einer transparenten Analyse.

Zielsetzung und Vorgehensweise

Im Rahmen dieses Beitrages soll eine szenariobasierte Berechnung der zukünftigen Entwicklung der Stromnachfrage im deutschen Haushaltssektor bis 2050 erfolgen, die eine technologiespezifische Untersuchung ermöglicht. Die Diskussion der Berechnungsergebnisse soll zum einen dazu beitragen, die Entwicklungspfade einzelner Technologien transparent dazulegen und zum anderen eine Diskussionsgrundlage bieten, um die Ergebnisse von langfristigen Projektionen der Stromnachfrage besser interpretieren zu können.

Für die Erarbeitung der Fragestellung wird in einem ersten Schritt die technologiebasierte Berechnungslogik für die Ermittlung der jahresdiskreten Stromnachfrage beschrieben. Des Weiteren erfolgt in diesem Zusammenhang die Beschreibung der methodischen Vorgehensweise zur nachgelagerten Erstellung von Lastprofilen für verschiedene Typtage, differenziert ausgewiesen nach einzelnen Technologien. In einem zweiten Schritt werden drei Szenarien entwickelt, die dann als Grundlage für die quantitative Analyse dienen. Abschließend findet eine Diskussion der Ergebnisse vor dem Hintergrund der Szenario-Annahmen statt.

Methodik

Die Berechnung der Stromnachfrage im Haushaltssektor erfolgt anhand von drei explorativen Szenarien, denen identische makroökonomische Rahmenparameter jedoch unterschiedliche technologische Diffusionspfade zugrunde liegen.

¹ Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe, Tel.: +497216809438, Fax: +497216809272, rainer.elsland@isi.fraunhofer.de, www.isi.fraunhofer.de/isi-de/index.php

Für die Quantifizierung der Szenarien wird eine technologisch sehr detaillierte Berechnung durchgeführt, die es erlaubt ca. 96 % der derzeitigen Stromnachfrage im Haushaltssektor technologisch aufzuschlüsseln. Die Stärken dieser sogenannten Bottom-up-Ansätze liegen darin, dass regulatorische Eingriffe wie die Festlegung von Effizienzstandards mittels der Öko-Design-Richtlinie, Marktsättigungseffekte und die Steigerung von Wirkungsgraden über den zeitlichen Verlauf des Projektionshorizonts technologiespezifisch modellierbar sind [Wietschel et al., 2011]. Je nach technologischen Treibergrößen erfolgt die Modellierung der Stromnachfrage entweder bestandsorientiert wie bspw. bei der Ausstattung der Haushalte mit Weißer Ware oder bedarfsorientiert wie bei der Wärmebereitstellung. Die nachgelagerte Erstellung der technologiebasierten Lastprofile findet für neun verschieden definierte Typtage statt, die sich zum einen nach der Jahreszeit und zum anderen nach den Wochentagen unterscheiden werden.

Zudem sollen im Rahmen des methodischen Teils auch Fragestellungen diskutiert werden, denen im Hinblick auf die technologiebasierte Berechnung von langfristigen Nachfrageprojektionen eine besondere Bedeutung zukommen. Beispiele hierfür sind die Berechnung der Stromnachfrage von neuen bzw. noch unbekanntem Technologien und die Berücksichtigung von abnehmendem technologischem Wissen über marktreife Technologien mit zunehmendem Zeithorizont.

Ergebnisse

Aus den vorläufigen Berechnungen der jährlichen Stromnachfrage geht hervor, dass die Ergebnisse der eigenen Referenzentwicklung die des Energiekonzepts der Bundesregierung – trotz nahezu identischer Rahmenparameter – im Jahr 2050 um ca. 37 TWh übersteigt. Das bedeutet, dass die relative Abweichung der Berechnungsergebnisse im Jahr 2050 in etwa 25 % beträgt. Die Ursachen für die Abweichungen werden im Rahmen der Ergebnis-Diskussion erörtert. Die anderen beiden Szenarien mit ambitionierterer Ausgestaltung von politischen Regularien führen zu einer Reduktion der Stromnachfrage im Jahr 2050 um ca. 20 TWh respektive 33 TWh gegenüber der eigenen Berechnung der Referenzentwicklung. Des Weiteren werden die Auswirkungen der Variation von sozio-ökonomischen Rahmenparametern auf die Ergebnisse diskutiert.

Für die Entwicklung der Lastprofile der einzelnen Typtage über den Zeithorizont lässt sich szenarienübergreifend ein relativer Anstieg der Stromnachfrage in der zweiten Tageshälfte zwischen 16 Uhr und 22 Uhr konstatieren. Diese strukturelle Veränderung ist primär auf den Anstieg der Stromnachfrage durch die zunehmende Verbreitung von Wärmepumpen sowie die zunehmende Verbreitung und Nutzung von Geräten der Informations- und Kommunikationstechnologien in den Abendstunden zurückzuführen.

Literatur

[BMW i et al, 2010] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin, 2010.

[BMW i, 2011] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung - Das 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung, Berlin, 2011.

[IEA, 2010] International Energy Agency: Energy Technology Perspectives: scenarios & strategies to 2050, Paris, 2010.

[Kirchner et al., 2009] Kirchner, Matthes, F. Chr.; Ziesing, H.- J. et al.: Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken, Basel, Berlin, 2009.

[Prognos et al, 2010] Prognos AG; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI); Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung mbg (GWS): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Basel, Köln, Osnabrück, 2010.

[Wietschel et al. 2011] Wietschel, M.; Fleiter, T.; Hirzel, S.: Modellierung der Energienachfrage – der wesentliche Baustein für zukünftige Energieszenarien, in: Energieszenarien: Konstruktion, Bewertung und Wirkung – „Anbieter“ und „Nachfrager“ im Dialog, KIT Scientific Publishing, S. 41-52, Karlsruhe, 2011.

7.2.3 Modell für hochauflösende synthetische Haushaltslastprofile

Franz ZEILINGER(*)¹, Alfred EINFALT²

Motivation für synthetische Lastprofile

Für die Untersuchung von kleinen Bereichen in der Verteilnetzebene (Siedlungen, Stadtteile) sind Lastprofile von einzelnen Haushalten notwendig, welche jedoch deutlich von den für die grobe Abschätzung des Verbrauchs verwendeten Standardlastprofilen abweichen. Auch müssen in Zukunft bei diesen Betrachtungen die Einspeiseprofile von einzelnen dezentralen erneuerbaren Energiequellen (PV, Wind) mit einbezogen werden.

Um nicht auf (starre) Messergebnisse zurückgreifen zu müssen, wurden bereits Simulationsmodelle entwickelt, die es ermöglichen, künstlich Lastgänge von Haushalten nachzubilden [1, 2]. Diese Modelle dienten als Ausgangsbasis für ein stark erweitertes Modell, mit dem möglichst hochauflösende synthetische Lastprofile generiert werden sollen.

Aufbau und Leistungsumfang des Modells

Bei der Generierung von Lastprofilen, die jenen von Haushalten entsprechen, hat sich ein Bottom-Up-Ansatz als sehr zielführend erwiesen, da einerseits die Daten für eine Modellierung von Haushalten vorhanden sind [3, 4], andererseits so die Möglichkeit besteht, das Verhalten einzelner Geräte in einem Haushalt genauer nachzubilden. Insbesondere aufgrund der Problemstellung in [1] (Untersuchung von Demand Side Management im Haushaltsbereich) wurde dieser Ansatz gewählt.

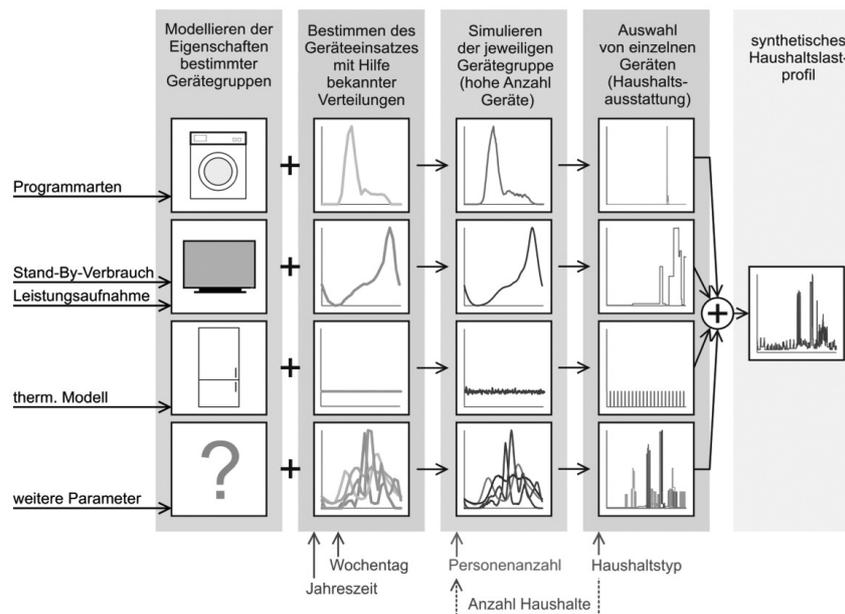


Abbildung 1: Schema der Modellierung und Generierung von Haushaltslastprofilen

Abbildung 1 zeigt grob den Weg hin zu den synthetischen Lastprofilen. Gemäß dem Bottom-Up-Ansatz wurden zuerst die einzelnen Gerätearten eines Haushalts in ihrem Verhalten modelliert. Neben der Wirkleistungsaufnahme werden zusätzlich noch die Blindleistungsaufnahme sowie der Anschluss der einphasigen Geräte an eine Leiterphase abgebildet.

¹ Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Technische Universität Wien, Gußhausstraße 25-29 / 370-1, 1040 Wien, Tel.: +43-1-58801-370127, Fax: +43-1-58801-370199, zeilinger@ea.tuwien.ac.at, www.ea.tuwien.ac.at

² Siemens AG Österreich - Corporate Technology Central Eastern Europe, Research & Technologies, Siemensstraße 90, 2110 Wien, alfred.einfalt@siemens.com, www.siemens.com

Mit Hilfe von Daten zu Geräteeigenschaften, bekannten Verteilungen des Einsatzes einer Vielzahl von Geräten und ergänzenden Statistiken können die Parameter für die einzelnen Gerätearten ermittelt werden. Dabei wird neben drei Jahreszeiten (Sommer, Winter, Übergangszeit) auch nach drei Wochentagtypen (Werktag, Samstag, Sonntag) unterschieden, es gibt daher insgesamt neun unterschiedliche Tagesarten. Nach der so erfolgten Modellierung der einzelnen Gerätearten nach Tagesarten können die Geräte in ihrer Leistungsaufnahme simuliert werden. Die zeitliche Auflösung der Simulation kann hierbei beliebig fein gewählt werden (mit entsprechender Erhöhung der Simulationszeit), z.B. in Sekundenauflösung. Durch Parameterstreuungen weisen die einzelnen Geräte individuelles Verhalten auf.

In [4] wurde aufgrund der Daten einer Umfrage in Ostösterreich eine Klassifizierung von Haushalten in neun unterschiedliche Klassen durchgeführt. Diese Klassifizierung deckt 97% der Haushalte innerhalb der Umfrage ab und erlaubt, anhand der Kategorie auf die Geräteausstattung und deren Verwendung schließen zu können. Impliziert in diese Kategorien sind die durchschnittliche Wohnfläche sowie Anwesenheitszeiten in der Wohnung (d.h. Arbeitsverhältnis). Für die definierten Haushaltsklassen wurden weiters in [4] die Ausstattungsgrade von verschiedenen Geräten ermittelt. Mit Hilfe dieser Daten ist es möglich, die zuvor simulierten Geräte den einzelnen Haushalten zuzuordnen. Durch die Überlagerung der Einzelgeräte ergibt sich dann das synthetische Lastprofil.

Ergebnisse und Anwendung

Die synthetischen Lastprofile spiegeln die Dynamik wieder, die die Leistungsaufnahme einzelner Haushalte aufweist, da durch den Bottom-Up-Ansatz das individuelle Verhalten von Personen bzw. deren Benutzung von Geräten gut nachgebildet wird. Mit Hilfe des vorgestellten Modells können beliebige Anzahlen an Haushalten simuliert werden. Neben der hohen zeitlichen Auflösung liefern die Profile die Wirk- und Blindleistungsaufnahme aufgeteilt auf die drei Phasen.

Die erste Anwendung des Modells besteht darin, eine Datenbank zu füllen, von der mittels eines Zugriffstools bzw. entsprechenden Datenschnittstellen hochauflösende Lastprofile von Einzelhaushalten für die Netzberechnung von Niederspannungsnetzen zur Verfügung gestellt werden. Gemeinsam mit den validierten Niederspannungsnetzmodellen aus dem Projekt „ISOLVES PSSA“ werden diese im Projekt „DG DemoNet - Smart LV Grid“ zur Entwicklung von Regelungslösungen für aktive Niederspannungsverteilternetze verwendet. Durch diese Kombination können z.B. Probleme mit Unsymmetrien an Verknüpfungspunkten mit wenigen Hausanschlüssen im Detail untersucht und ggf. durch lokale Regelung mittels PV-Wechselrichter gelöst werden. Aufgrund des hohen Detaillierungsgrades des Modells besteht auch weiterhin Zugriff auf jedes einzelne Gerät, das simuliert wurde. So würde sich dieses Modell weiters dafür eignen, die Auswirkung verschiedener Demand Side Management Systeme anhand der vorhandenen Profile detailliert zu untersuchen, wie es bereits in [1] für ein einfaches Lastmodell demonstriert wurde.

Literatur

- [1] F. Zeilinger, „Simulation von Demand Side Management mit frequenzabhängigen Lastprofilen in Inselnetzen“, Diplomarbeit, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, TU Wien, Wien, 2010.
- [2] F. Zeilinger und A. Einfalt, „Simulation der Auswirkung von Demand Side Management auf die Leistungsaufnahme von Haushalten“, Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, 7. Internationale Energiewirtschaftstagung, 2011, Wien, Feb. 2011.
- [3] S. Ghaemi, „Efficiency potential in private sector in ADRES: (Autonomous Decentralized Renewable Energy Systems)“, Dissertation, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, TU Wien, Wien, 2011.
- [4] A. Einfalt, A. Schuster, C. Leitinger, D. Tiefgraber, M. Litzlbauer, S. Ghaemi, D. Wertz, A. Frohner und C. Karner, „ADRES-Concept: Konzeptentwicklung für ADRES - Autonome Dezentrale Regenerative EnergieSysteme“, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Apr. 2011.

7.2.4 Entwicklung und Verifikation eines stochastischen Verbraucherlastmodells für Haushalte

Peter ESSLINGER¹, Rolf WITZMANN²

Problematik

Die Niederspannungsnetze stehen im zunehmenden Maße stetig fortschreitenden Herausforderungen, wie beispielsweise den rasant wachsenden Zubau von dezentralen Einspeisern, gegenüber. Im süddeutschen Raum sind diese dezentralen Einspeiser vor allem Photovoltaik-Anlagen. Eine optimierte Bewältigung dieser Problematik setzt eine genaue Kenntnis der betreffenden Niederspannungsnetze voraus. Neben unerlässlichen Informationen, wie die Netztopologie und den Betriebsmitteldaten, also welche Leitungen und Transformatoren im Netz eingesetzt sind, ist es unabdingbar einen Überblick über die Verbraucher im Netz zu haben.

Klassisch kommen hierbei Standardlastprofile, insbesondere die VDEW Standardlastprofile, zum Einsatz. Diese sind repräsentative Lastprofile, mit deren Hilfe der Lastgang eines Energieverbrauchers ohne registrierende Leistungsmessung prognostiziert und bilanziert wird. Die VDEW Standardlastprofile sind in unterschiedliche Verbrauchertypen unterteilt. So existieren Lastprofile für verschiedene Arten von Gewerbe sowie Landwirtschaften und zudem ein Standardlastprofil H0 für Haushalte. Bei diesem sind zwei Punkte zu beachten. Zum einen ist die Datengrundlage, auf Basis deren das Profil H0 entwickelt wurde bereits über 20 Jahre alt. Die Verbraucherstruktur in den Haushalten hat seitdem jedoch einen tiefgreifenden Wandel erfahren. Zum anderen gilt das Standardlastprofil H0 erst ab einer Grundgesamtheit mindestens 150 beziehungsweise 400 Haushalten [1]. Typische Niederspannungsnetze im ländlich bis vorstädtischen Raum haben allerdings teilweise deutlich weniger Verbraucher [2].

Konzept des stochastischen Verbraucherlastmodells

In diesem Beitrag soll ein Simulationsmodell für stochastische Lastprofile für Haushalte vorgestellt werden. Dieses dient dazu, in Niederspannungsnetzen genauere Erkenntnisse gewinnen zu können und auch einzelne Stränge untersuchen zu können. Das entwickelte stochastische Lastprofil basiert im Wesentlichen auf einer Einteilung der Verbraucher im Haushalt in verschiedene Verbraucherklassen, wie

- Grundlast, wie z.B.: Standby-Verluste
- Taktende Grundlast, wie z.B.: Kühlschränke, Gefrierschränke, Umwälzpumpen
- Beleuchtung
- Unterhaltungsgeräte: wie z.B.: TV, PC
- Haushaltsgeräte groß, wie z.B.: Herd, Waschmaschine, Wäschetrockner, Spülmaschine
- Haushaltskleinverbraucher

Für jede dieser Klassen wurde auf Basis öffentlich zugänglicher Statistiken und Daten eine geeignete Verteilungsfunktion mit passenden Parametern gefunden. Bei den Verteilungsfunktionen und deren Parametrierung wird auch die Art des Tages (Werktag, Samstag oder Sonntag) und die Jahreszeit mit berücksichtigt. Durch Aufsummierung der einzelnen Verbraucherklassen generiert man so individuelle stochastische Lastprofile für einen Haushalt für einen beliebigen Tag im Jahr. Dieses Verfahren benötigt keine Vorgabe eines Leitprofils, wie etwa des Standardlastprofils H0, sondern beruht auf nur auf die oben in groben Zügen beschriebene Aufsummierung von Verteilungsfunktionen für verschiedene Verbraucherklassen, die anhand frei zugänglicher Daten parametrierbar sind.

¹ Technische Universität München, Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, Arcisstraße 21, 80333 München, Tel.: +49 89 289 22017, peter.esslinger@tum.de, www.een.ei.tum.de

² Technische Universität München, Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, Arcisstraße 21, 80333 München, Tel.: +49 89 289 22001, rolf.witzmann@tum.de, www.een.ei.tum.de

Abbildung 1 zeigt exemplarisch die Ergebnisse des stochastischen Lastgenerators für einen Werktag im Winter. Zur besseren Vergleichbarkeit mit dem Standardlastprofil H0 wurde hier über 400 Haushalte aufsummiert. Der Schrittweite der Lastsimulation liegt hier in minutengenauer Auflösung.

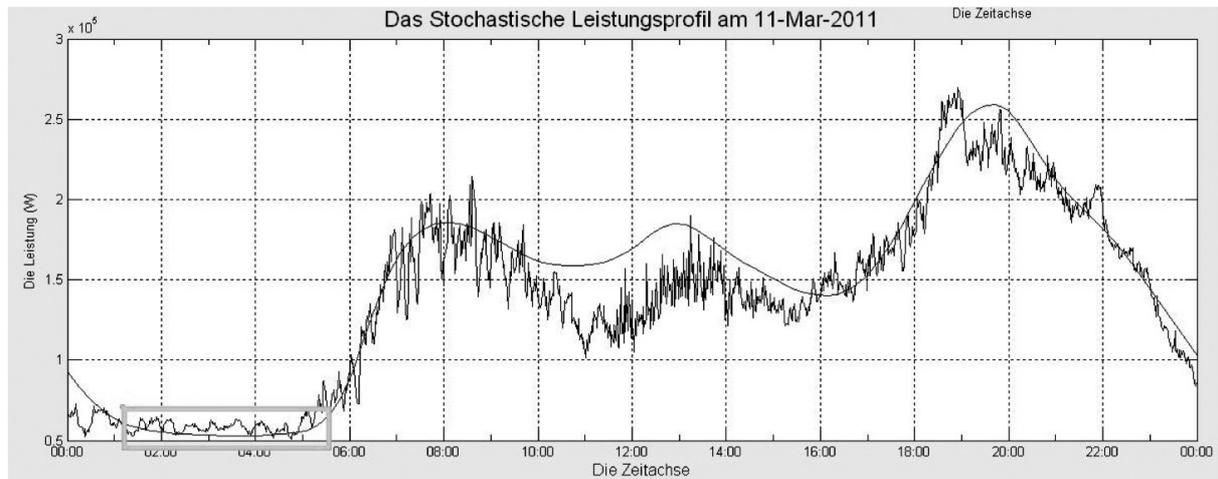


Abbildung 1: Stochastisches Lastprofil (aufsummiert für 400 Haushalte) und VDEW Standardlastprofil H0 für einen Werktag im Winter

Das Verfahren wurde von uns optimiert und anhand von Referenzwerten und eigenen Messdaten verifiziert. Es erlaubt in Niederspannungsnetzen mit weniger als 150 Verbrauchern genaue Aussagen über die Lasten im Netz zu treffen und stellt somit ein großes Hilfsmittel für die zukünftige Netzplanung dar.

Referenzen

- [1] Dr.-Ing. Klaus Engels: Probabilistische Bewertung der Spannungsqualität in Verteilnetzen, Dissertation RTWH Aachen 2000
- [2] Kerber, Georg: Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilstellen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen, Dissertation Technische Universität München 2011

7.2.5 Energieautarke Versorgung von Haushalten

Bernhard ZETTL¹, Georg BRANDSTÖTTER(*)², Hans-Georg HIRNSPERGER(*)², Michael HUBER(*)², Dominik KRIEGNER(*)², Wolfgang ROLAND(*)², Theresa Magdalena WOHLMUTH(*)²

Die zukünftige Entwicklung von Stromnetzen wird den Energieversorgern vielfältige Möglichkeiten bieten um das Verbrauchsverhalten von Konsumentinnen und Konsumenten zu beeinflussen (zeitabhängige Stromtarife, remote-Steuerung von Geräten, etc.). Aus Sicht der Energieversorger wird damit eine effiziente Nutzung der vorhandenen Energie- und Netzressourcen angestrebt.

Für die KonsumentInnen bedeutet die Entwicklung eine Einschränkung gegenüber dem jetzt vorhandenen quasi unbegrenzten Netzzugang. Die Regulierung des Stromangebotes wird, um Kosten zu sparen, zu einer Anpassung des Verbrauchsverhaltens der KonsumentInnen führen.

Die wirtschaftlichen Trends rund um die Photovoltaik (sinkende Modulpreise, knappere staatliche Förderungen, geringe Einspeise-Vergütung, steigende Verbraucher-Strompreise, etc.) begünstigt die Errichtung von PV Anlagen mit möglichst hohem Anteil an Eigenverbrauch. Bei Verwendung von konventionellen Wechselrichtern zur Netzeinspeisung beträgt der Anteil des Eigenverbrauchs je nach Größe der PV-Anlage und Haushaltsgröße lediglich 10-15%. Um eine faktorielle Erhöhung dieses Anteils zu erreichen, muß ein anderes Anlagenkonzept gewählt werden, ähnlich dem von Inselanlagen, jedoch mit Netz-Backup.

Wenn aufwändigere Anlagenkonzepte als für netzgekoppelte PV-Systeme gewählt werden ist mit deutlich höheren Investitionskosten zu rechnen. Diese werden im Anlagenbetrieb der Einsparung von Netzleistung gegengerechnet. Um möglichst eine vergleichbare Wirtschaftlichkeit zu erreichen wurde mit Hilfe von gemessenen Leistungsprofilen und Analyse von Verbraucherverhalten, Funktions- und Auslegungs-Kriterien erarbeitet.

Vorgestellt wird ein Anlagenkonzept zum vollständigen Eigenverbrauch der PV-Erträge und Erfahrungen beim Aufbau einer verkleinerten Versuchsanlage: Mittels einer sinnvollen Kombination von Anlagengröße, Visualisierung von elektrischem Verbrauch, Batterie-Speicher, intelligentem Energiemanagement wurde das Konzept optimiert. Die Möglichkeiten zur Systemerweiterung für eine (fast) vollständige autarke Versorgung, besonders unter Einbeziehung des Heizungskonzeptes und Solar-Thermie, wird diskutiert.

Die der Präsentation zugrundeliegenden Arbeiten wurden von Studierenden an der FH Wels – Studienrichtung Ökoenergietechnik- im Rahmen von Projekten durchgeführt.

Beschreibung ASiC

Der Verein ASiC als eine außeruniversitäre Forschungseinrichtung wurde im Jahr 2000 in Wels gegründet und beschäftigt 10 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter. Kernaufgabe ist das Angebot von Forschungs- und Innovations-Dienstleistungen für regionale KMUs. Die technisch-wissenschaftliche Expertise des ASiC umfasst die Bereiche: Solarthermie, PV, Solar-Cooling, Speichertechnologie, Mess- und Regelungstechnik, Ertragssimulation, Beratung, Lehre an der FH-Wels, usw. Das ASiC betreibt eine akkreditierte Prüfstelle für den Geltungsbereich "Leistungs- und Qualitätsprüfungen von thermischen Sonnenkollektoren nach ÖNORM EN 12975-2".

¹ ASiC Austria Solar Innovation Centre, Roseggerstraße 12, 4600 Wels, Austria, Tel.: +43 (0)7242/9396 5560, zettl.bernhard@asic.at

² FH-Wels, Stelzhammerstr. 26, 4600 Wels, Austria

7.2.6 Aus dem Leben eines Smart Citizen - Lebensstile unterschiedlicher Steirertypen und deren Einfluss auf Treibhausgas-Emissionen, Energie- und Flächenbedarf

Gerfried JUNGMEIER¹

Hintergrund und Zielsetzung

Im Lichte einer zukünftigen nachhaltigen Energiewirtschaft werden unterschiedliche Zielsetzungen auf nationaler, europäischer und internationaler Ebene angestrebt, wie Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energie, Steigerung der Energieeffizienz und Reduktion von Treibhausgas-Emissionen. Letztlich wird aber eine nachhaltige Wirtschaftsweise nur möglich sein, wenn wir zukünftig nachhaltige Lebensstile entwickeln, die diese Ziele im Alltag umsetzen und leben. Somit ist die zentrale Fragestellung: Wie soll bzw. kann man modern und nachhaltig leben, um die Treibhausgas-Emissionen, den Energiebedarf und den Flächenbedarf möglichst gering zu halten. Neben dem direkten Energiebedarf für Strom, Wärme und Mobilität, ist auch der indirekte Energiebedarf durch Wohnen, Nahrung, Konsum und Abfall ausschlaggebend.

In diesem Beitrag werden Perspektiven für mögliche nachhaltige Lebensstile unterschiedlicher „Steirertypen“ in einer nachhaltigen Energiewirtschaft aufgezeigt, und hinsichtlich der Treibhausgas-Emissionen, dem Primärenergieeinsatz und dem land- und forstwirtschaftlichen Flächenbedarf vergleichend bewertet. Diese zukünftigen Lebensstile werden mit den derzeitigen durchschnittlichen Lebensstilen in der Steiermark, Österreich, in der EU 27 und weltweit verglichen, indem die einzelnen Bedürfnisfelder charakterisiert und analysiert werden. Am Fallbeispiel des heutigen Lebensstiles in St. Margarethen an der Raab, werden konkrete Möglichkeiten zur mittel- und langfristigen Umsetzung hinsichtlich verstärkter Nachhaltigkeit aufgezeigt.

Methode

Die Lebensstile werden durch den Energiebedarf, wie Strom, Wärme und Mobilität, die Nahrungsmittel aus konventioneller und ökologischer Landwirtschaft und das allgemeine Konsumverhalten inkl. Abfall gekennzeichnet. Anhand dieser Kennzeichen werden unterschiedliche Lebensstile festgelegt, wobei zwischen vier „statistischen Lebensstilen“ - Welt, EU 27, Österreich und Steiermark - und vier „modelltypische Steirische Lebensstile“ auf Basis einer Milieustudie sowie dem Lebensstil in St. Margarethen unterschieden wird. Die Umweltauswirkungen der Lebensstile folgender Steirertypen wurden ermittelt:

- (1) „konsum- und spaßorientiert“,
- (2) „nachhaltigkeits-orientiert“,
- (3) „konsumfreudig umweltorientiert“
- (4) „sparsamkeits-orientiert“ und
- (5) „St. Margarethen heute“ sowie
- (6) „St Margarethen morgen“

Die Kennzeichen in den unterschiedlichen Bedürfnisfeldern der Lebensstile werden anhand von Statistiken und Modelannahmen festgelegt, z.B. Stromverbrauch, Fleischkonsum, Wohnverhältnisse („Wieviel, wovon?“). Basis für den Lebensstil in St. Margarethen sind die aktuelle und die zukünftige Energiebilanz der Einwohner, die vom Projektpartner TU-Graz erarbeitet wurden.

Für diese Kennzeichen der Lebensstile wurden Lebenszyklusanalyse nach ISO 14040 „Ökobilanz“ zur Ermittlung der Treibhausgas-Emissionen, des Primärenergieeinsatzes und des Flächenbedarfes über den gesamten Lebenszyklus durchgeführt, z.B. Treibhausgas-Emissionen des österreichischen Strommixes, Flächenbedarf von Rindfleisch. Zur Analyse und Bewertung der Lebensstile werden die

¹ JOANNEUM RESEARCH, Elisabethstrasse 5, 8010 Graz; Tel.: +43 316 876 1313, gerfried.jungmeier@joanneum.at

Kennzeichen und die Ergebnisse der Lebenszyklusanalysen zusammengeführt, um die Umweltauswirkungen pro Kopf und Jahr zu berechnen.

Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen, dass die Umweltauswirkungen der Lebensstile sehr unterschiedlich sind, bei den Treibhausgas-Emissionen sind vor allem die eingesetzten Energieträger relevant, während beim Flächenbedarf die Art der Nahrungsmittel z.B. Fleisch, wie auch die Kleidung von Bedeutung sind. Beim Energiebedarf sind die Wohnsituation sowie das Mobilitätsverhalten ausschlaggebend.

Folgende Schlussfolgerungen ergeben sich:

- Lebensstile werden bestimmt durch die 2 Fragen: „Wieviel?“ und „Wovon?“
- In vielen Fällen ist das „Wieviel“ für die Umweltbewertungen maßgebend
- Nachhaltigkeit bei Strom und Wärme relativ einfach
- Nachhaltigkeit bei Mobilität, Konsum, Nahrung und Abfall herausfordernd
- Treibhausgas-Emissionen und Energie leichter reduzierbar als land- und forstwirtschaftlicher Flächenbedarf
- Ein nachhaltiger Lebensstil ist möglich, jedoch unter umfangreichen Veränderungen der heutigen Gewohnheiten und Randbedingungen.

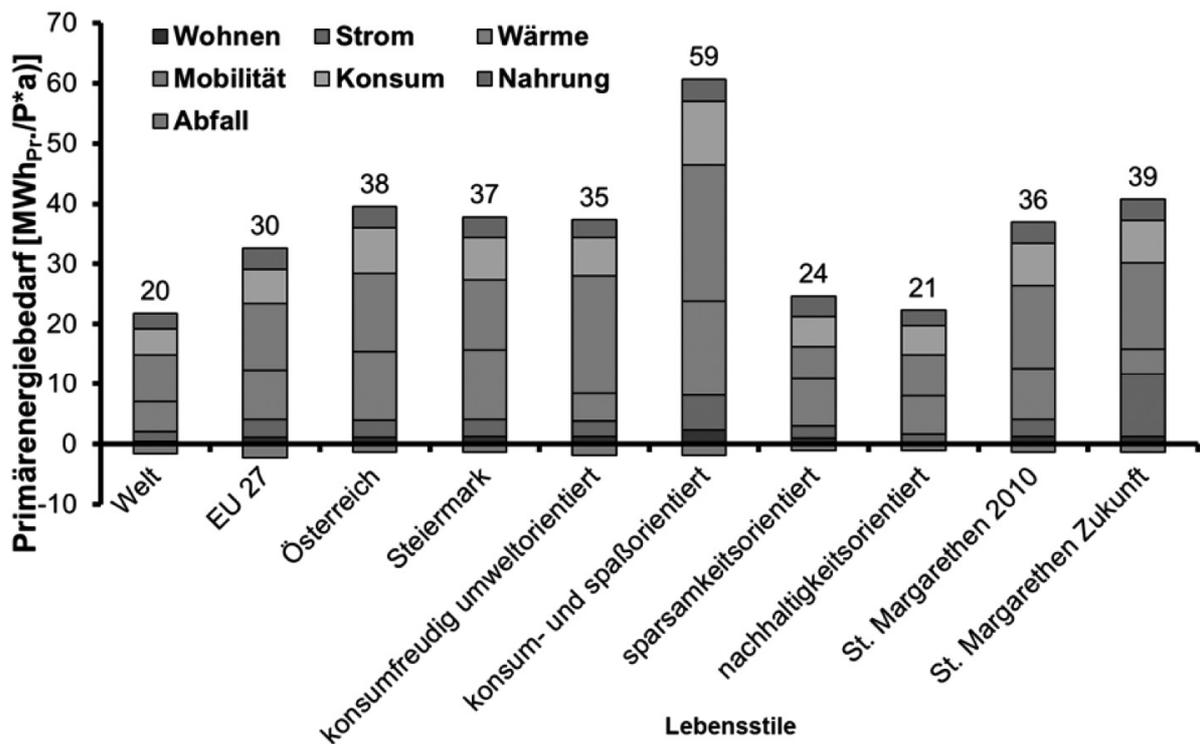


Abbildung 1: Treibhausgas-Emissionen der unterschiedlichen Steirertypen im Vergleich mit Österreich, der EU und Welt

Referenzen

Diese Analysen wurden im Rahmen des Forschungsprojektes „Triple-E: Erneuerbare Energie & Ethik“ im Auftrag des Zukunftsfond Steiermark durchgeführt. Die Projektpartner neben JOANNEUM RESEARCH sind: SEKEM Energy, TU-Graz, IFZ, Landwirtschaftskammer Steiermark, Karl Franzens Universität Graz und Wegener Center.

7.3 WÄRME- UND KÄLTEVERSORGUNG (SESSION F3)

7.3.1 Modelling the Future Development of the German Heating Market

Johannes HENKEL(*)¹

Introduction

Driven by technological development, high prices for fossil fuels as well as partly by governmental subsidy schemes, several new technologies have entered the German market for space heating in recent years. The most important of these technologies so far are electric heat pumps, wood pellet boilers as well as boiler support by solar thermal systems. The shares of those systems have been increasing for some years while in the last year a stagnation was visible, which leads to the question how this development will continue in the years to come.

Methodology

In order to answer this question the author has built a mathematical model. The model consists of two parts: The first part looks at the current state of the heating market and answers the question, which boilers are in use today and which boilers will reach the end of their lifetime and will have to be replaced in the coming years. To the new heating technologies moreover a dynamic learning curve approach is applied.

The second part of the model focuses on the individual decision process for a new heating system. In this decision process, the cost (investment cost, subsidies as well as forecasted operational cost) obviously play an important role. However, other factors like space requirement of the heating system, the personal attitude (willingness-to-pay) towards renewable energy systems or the accepted level of required boiler maintenance effort also influence the decision heavily. Unlike the previous which can be modelled generally (in a first approximation the cost of a certain boiler are the same for every household in Germany), the latter have to be determined individually. In order to capture the effects of the mentioned points, the decision process is modelled by means of a multinomial conditional logit model, which is fitted to survey data. The survey has been performed amongst households that recently invested in a new heating system.

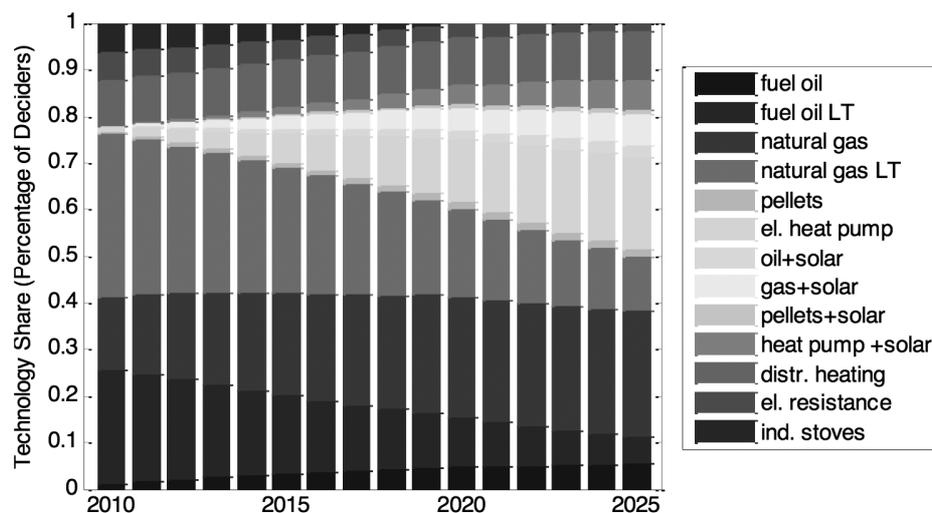


Figure 1: Development of the German Heating market until 2025

¹ Technische Universität Berlin, Fachgebiet Energiesysteme, Einsteinufer 25, Tel.: +49 30 31421710, johannes.henkel@tu-berlin.de, www.ensys.tu-berlin.de

Results

The results of the model are shown in Figure 1. According the model results, the share of conventional heating systems (fuel oil and natural gas based systems) will decrease considerably in the years until 2025. However, this share is still above 50% in the year 2025. Within the fossil-fuel based systems there is a considerable shift towards the use of condensing boilers. From the newly introduced technologies, electric heat pump based systems are the main profiteers.

Based on the presented results the development of further parameters of the heating sector like CO₂ emissions and consumption of the different fuels can be evaluated. Furthermore, the influence and economic efficiency of policy measures like investment subsidies, fuel taxes and obligations of use can be assessed.

7.3.2 Analyse der Wärme- und Elektrizitätsversorgung des deutschen Wohngebäudesektors in einem optimierendem Energiesystemmodell

Erik MERKEL(*)¹, Daniel FEHRENBACH², Russell MCKENNA¹, Wolf FICHTNER¹

Inhalt

Zum Zweck der Absenkung des Treibhausgasausstoßes sowie der Importabhängigkeit hat sich die deutsche Bundesregierung ehrgeizige Ziele zum Umbau der Energieversorgung gesteckt. Diese beinhalten den Ausbau erneuerbarer Energieträger sowie der Kraft-Wärme-Kopplung und die Steigerung der Energieeffizienz (BMW 2010a). Aufgrund seines hohen Anteils von ca. 29% am gesamten Endenergiebedarf der Bundesrepublik kommt dabei dem Wohngebäudesektor und dort insbesondere der Bereitstellung von Raumwärme und Trinkwarmwasser mit einem Anteil von ca. 80% an der sektorspezifischen Endenergienachfrage eine entscheidende Rolle zu (BMW 2010b).

Bei der Erreichung der Ziele werden die Verschärfung von Wohngebäudeneubaustandards sowie die Sanierung von Bestandsgebäuden diskutiert. Daneben liegen Potenziale im Einsatz von erneuerbaren Energieträgern wie Biomasseheizungen oder Solarthermie. Vor dem Hintergrund des zunehmenden Anteils regenerativer Energien an der Elektrizitätsversorgung und dem einhergehenden stark variierenden Angebot insbesondere von Wind- und Sonnenenergie werden auch wirtschaftliche Potenziale für Techniken wie Wärmepumpen sowie objektbasierter Kraft-Wärme-Kopplung zum Lastmanagement der fluktuierenden Elektrizitätsbereitstellung vermutet.

Zur Analyse des beschriebenen angestrebten Umbaus und der Bewertung der genannten Optionen zur Zielerreichung wird bei der in diesem Beitrag vorgestellten Arbeit ein optimierendes Energiesystemmodell in der TIMES-Modellumgebung eingesetzt.

Methodik

Das entwickelte Modell ermöglicht durch die integrierte Betrachtung von Elektrizitäts- und Wärmesystem, das wirtschaftliche Potenzial von Techniken an der Schnittstelle beider Systeme, insbesondere dezentrale Kraft-Wärme-Kopplungs-Techniken und Wärmepumpen in Wohngebäuden, im Systemzusammenhang über einen Planungshorizont bis 2050 zu untersuchen (McKenna et al. 2011, Kunze et al. 2011). Die im Modell umgesetzte Kopplung des Wärmesystems des Wohngebäudesektors und des über alle Sektoren aggregierten Elektrizitätssystems zu einem integrierten Systemmodell stellt dabei eine entscheidende methodische Weiterentwicklung zu bestehenden reinen Elektrizitäts- oder Wärmesystemmodellen dar.

Im Gegensatz zum Elektrizitätssystem, in dem für viele Fragestellungen auf Grund umfassender Netzinfrastrukturen mit vorwiegend zentraler Erzeugung eine räumlich hoch aggregierte Betrachtung der Nachfrage vorgenommen werden kann, erfordern die im Wärmesystem überwiegend objektbasierten Versorgungsstrukturen eine Anlagenauslegung für das jeweils zu versorgende Objekt.

Zur Modellierung von Wärmebedarf und Technologieauswahl erfolgt daher eine Typisierung des Wohngebäudebestands in Nachfrageklassen. Entsprechend werden die zur Verfügung stehenden Wärmeversorgungsanlagen nach Art der Technik und nach Leistungsbereich typisiert. In einer Zuordnung wird festgelegt, welche dieser Technologieoptionen welchen Nachfrageklassen zur Verfügung stehen (Kunze et al. 2011). Aus diesen möglichen Versorgungsoptionen wird dann in einer integrierten Optimierung des Wärme- und Elektrizitätssystems die aus Systemperspektive ausgabenminimale Versorgungskonfiguration ausgewählt. Die Entscheidungsvariablen sind dabei die

¹ Karlsruher Institut für Technologie, Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion, Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Westhochschule Gebäude 06.33, Hertzstr. 16, 76187 Karlsruhe, Tel.: +49 721 608 44639, Fax: +49 721 608 44682, erik.merkel@kit.edu, www.iip.kit.edu

² Europäisches Institut für Energieforschung, Emmy-Noether-Straße 11, 76131 Karlsruhe, Tel.: +49 721 6105 1350, Fax: +49 721 6105 1332, fehrenbach@eifer.org, www.eifer.org

Investition in Energiewandlungstechniken und deren Einsatzplanung auf Seiten beider Teilsysteme. Neben den Wärmeversorgungsanlagen sind als wählbare Optionen auch energieeffizienzsteigernde Sanierungsmaßnahmen am Wohngebäudebestand sowie thermische Speicher implementiert (vgl. Abbildung 1). Die Energiewandlungstechniken sind mit technisch-wirtschaftlich Parametern wie einer Altersstruktur des Bestands oder Ausgaben für Investition und Betrieb versehen. Weiterhin kommt Lastgängen von Raumwärme und Trinkwarmwasser in den Wohngebäuden sowie Bereitstellungsprofilen von Sonnen- und Windenergie eine wichtige Rolle zu, weswegen eine hohe zeitliche Auflösung im Modell umgesetzt ist.

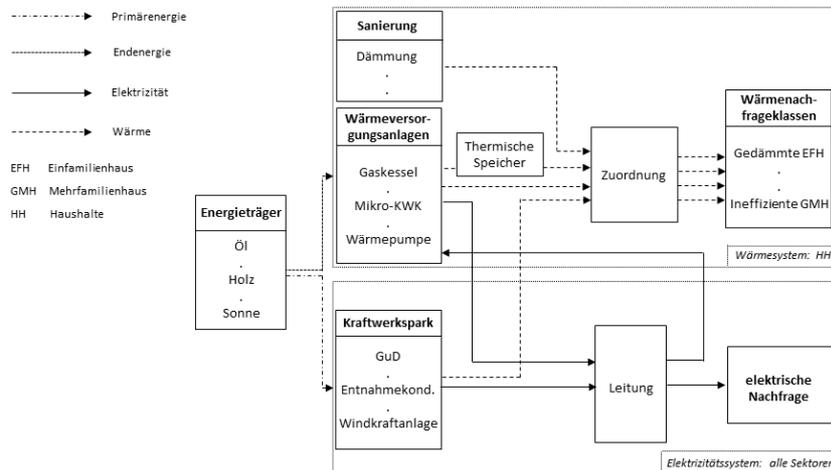


Abbildung 1: Modellaufbau

Ergebnisse

Erste Ergebnisse eines Referenz-Szenarios zeigen eine Steigerung der kumulierten Kapazität von Wärmepumpen in Deutschland auf ca. 54,5 GW_{th} im Jahr 2050 auf. Weiterhin lässt sich ein Zubau von Blockheizkraftwerken im Umfang von ca. 11,5 GW_{th} ableiten, welches überwiegend in der Nachfrageklasse der großen Mehrfamilienhäuser realisiert wird. Anhand der Ergebnisse der Optimierläufe verschiedener Szenarien werden darüber hinaus die Kosten der Sektor übergreifenden Elektrizitäts- und der Wärmeversorgung des Wohngebäudesektors für die gesamte deutsche Volkswirtschaft ersichtlich. Zusätzlich kann die Treibhausgasemission bilanziert und deren Entwicklung skizziert werden sowie durch die explizite Vorgabe von Emissionsgrenzwerten ein kostenminimales Energieversorgungssystem unter Einhaltung von Emissionszielen bestimmt werden.

Literaturverzeichnis

BMWi (2010a): Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (HRSG.): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung; BMWi, Berlin.

BMWi (2010b): Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Zahlen und Fakten Energiedaten - Nationale und International Entwicklung; BMWi, Berlin.

Kunze, R.; McKenna, R. et al. (2011): Wärmebedarf in Gebäuden – Methodische Ansätze zur modellgestützten Analyse von Energiesystemen. In: Energieeffizienz – Tagungsband des VDI-Expertenforums „Energieeffizienz in den Städten und der Industrie von morgen“. S. 13-32. KIT Scientific Publishing, Karlsruhe.

McKenna, R.; Fehrenbach, D.; Merkel, E.; Fichtner, W. (2011): Modelling of the German domestic heat sector in TIMES, Beitrag auf der 34. IAEE-Konferenz, Stockholm.

McKenna, R.; Fehrenbach, D.; Merkel, E.; Fichtner, W. (2011): Modelling of the German domestic heat sector in TIMES, Beitrag auf der 34. IAEE-Konferenz, Stockholm

7.3.3 Private Heating Choices and Welfare Impacts of Different CO₂ Abatement Policies

Caroline DIECKHOENER(*)¹, Harald HECKING(*)²

Overview

Buildings account for 40 percent of European energy consumption and an important proportion of overall CO₂ emissions. The building sector thus offers a potential to further decrease CO₂ emissions in the EU. Investments into heating systems and insulation are major drivers to reduce CO₂ emissions. In this paper, we develop a simulation model for the private sector which accounts for the behaviour of households. The model is based on a discrete choice estimation of private heating choices and allows for analyses of investments into different types of heating systems and insulation and the comparison of different policies, their effectiveness and impact on welfare. Energy consumption, CO₂ emissions, investment in different energy based heating systems as well as the welfare costs of different policy measures in terms of the compensating variation and excess burden are evaluated in the paper. The model is based on micro data for the German private heating sector.

Methods

Based on detailed micro data for the German private heating sector, we develop a simulation model of household investments into heating systems and insulation. Thereby, the diffusion process of heating technologies accounts for the decision and utility of households. Analyzing the diffusion of heating technologies in the past, we assume that household decision which heating system to install, does not only depend on the plain costs for the heating system or simultaneous potential insulation measures to reduce future energy costs. Additional non-observable switching costs thus have an impact on households' utilities. To identify the impact of the heating system costs and energy carrier specific impacts on the current households' choice of heating systems we conduct an empirical estimation with a discrete choice model (alternative-specific conditional logit model, McFadden (1973 and 1977)). The results of this estimation are implemented in the simulation model to account for these additional non-observable costs for the installation of heating systems.

In a second step we compute the compensating variation and excess burden of different policy scenarios with the similar CO₂ reduction targets until 2030: a carbon tax on fossile fuels, subsidies on the investment of non-fossile fuel based heating systems and a combination of both.

Results

In the first part of our results we compare three scenarios, to identify the impact and importance of non-observable household costs:

- Scenario 0 (Sc.0): We ignore non-observable household costs. The households then invest into heating systems according to plain heating cost minimization.
- Scenario 1 (Sc.1): We model the behaviour of households accounting also for non-observable costs for investments in insulation and other non-observable impacts on the private heating choice and the replacement of heating technologies. Thereby, we do not include any policy measures.
- Scenario 2 (Sc.2): We model actual policies implemented in Germany for private heating. These are mainly subsidies, interest rate reductions and standards for new buildings.

¹ Institute of Energy Economics, Vogelsanger Str. 321, 50827 Köln, Tel.: +49-221-27729312, Fax: +49-221-27729400, caroline.dieckhoener@uni-koeln.de

² Institute of Energy Economics, Vogelsanger Str. 321, 50827 Köln, Tel.: +49-221-27729221, Fax: +49-221-27729400, harald.hecking@uni-koeln.de

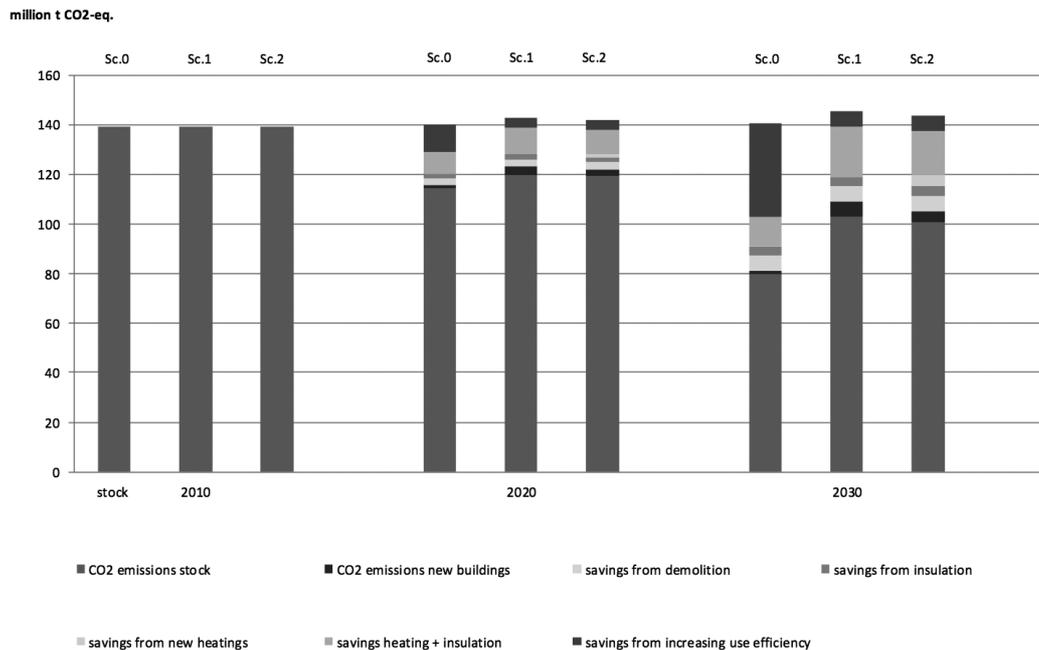


Figure 1: CO₂ emissions and aggregated emission savings until 2030

Figure 1 indicates how the emission abatement potential is overestimated when non-observable household costs are neglected. Without accounting for non-observable costs CO₂ emissions in 2030 are much lower (Sc.0) than with these costs. Accounting for non-observable costs, the actual political measures do not even reach these significant CO₂ emissions savings until 2030 (compare Sc.2 with Sc.0). In addition, the different structure of the different causes of savings is distorted.

In a second part, we compare different policies to reduce CO₂ emissions in private buildings, i.e. carbon taxes, subsidies for non-fossil based heating systems and combinations of both, and analyze the welfare costs and effectiveness of these measures. We thereby compute the compensating variation and excess burden as presented by Small and Rosen (1981).

Conclusions

Ignoring other impacts than the plain heating system and insulation costs such as non-observable costs of the heating choice or other impacts on the heating choice of households and on the development of the dwelling stock leads to an overestimation of the CO₂ reduction potential. Thus, analysing costs and options of CO₂ abatement in the private building sector, the household behaviour needs to be accounted for. Implementing certain policies to give incentives for CO₂ reduction need to account for this behaviour and moreover for the reaction of households to total annual heating system cost changes. These elasticities determine the welfare costs and thus the costs society would have to carry for achieving certain CO₂ objectives. Thereby, introducing a carbon tax appears to establish significantly less welfare losses than the provision of subsidies on investment into heating systems. If not all costs and impacts are observable that have an impact on the heating choice of households, the determination of a subsidy that is equivalent to a carbon tax is impossible and thus always leads to larger distortions on the household choice. Therefore, a subsidy on the heating investment causes a higher excess burden than a carbon tax, which affects the price of the "bad" CO₂ directly.

References

- McFadden, D. (1973). "Conditional Logit Analysis of Qualitative Choice Models." In *Frontiers of Econometrics*, ed. P. Zarembka. New York: Academic Press.
- McFadden, D. and Talvitie, A. et al. (1977): "Demand model estimation and validation". Special Report UCB-ITS-SR-77-9, Institute of Transportation Studies, University of California, Berkeley.
- Small, K. and Rosen, H. (1981): "Applied welfare economics with discrete choice models". *Econometrica*, 49:105-30

7.3.4 A GIS-Based Assessment of the District Heating Potential in Europe

Hans Christian GILS(*)¹

Introduction

The efficiency of the fuel use in thermal power stations can be increased by using the excess heat for purposes of district heating (DH) or industrial processes. Given the possible energy savings, the share of combined heat and power (CHP) generation in Europe's electricity supply is expected to rise in the future [1]. According to the International Energy Agency, CHP can also contribute substantially to the balancing of the intermittent generation of renewable energies [2].

This paper presents an assessment of the possible role of DH in Europe until the year 2030. It is based on a newly developed method that allows for the quantification of the country-specific DH potentials for different heat demand levels. The analysis is performed in three steps: (1) an estimation of the overall demand for useful heat in the residential and commercial sector, (2) a consideration of its spatial distribution and (3) an evaluation of the suitability to supply it with DH.

Data and Methodology

The technological and economic potential for DH use in a specific location is primarily defined by the overall heat demand and its distribution. Heat demand is associated to all residential and commercial buildings and influenced by many factors such as population density, outside temperature and building type. Here, it is assumed that only the heat demand in the residential and commercial sector is covered by DH systems – industrial heat demand is thus not included. Furthermore, only the heat demand for space heating and hot water is considered, excluding process heat.

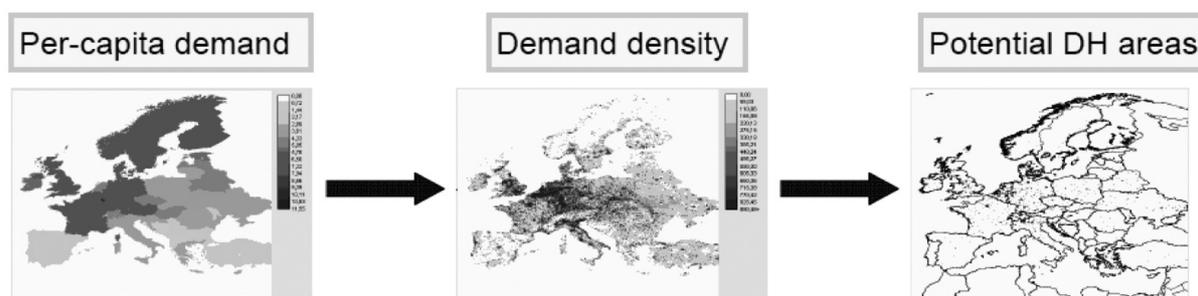


Figure 1: Schematic view of the procedure of the estimation of district heating potentials.

The analysis of the DH potential is conducted in a spatially explicit top-down approach. Using GIS data, the overall heat demand of a country – extracted from national energy balances and scenarios – is distributed according to the population and land use (see scheme in Figure 1). In doing so, the impact of temperature differences within countries is considered, as well as the relatively lower specific demands in densely populated areas. Due to the high capital cost of the distribution network, the heat demand density is the crucial parameter for the economic viability of DH systems. The areas suitable for DH are thus defined by the application of a minimum heat demand density threshold. As no universally valid lower limit can be defined, a sensitivity analysis is conducted by considering different threshold values.

A significant share of the specific costs of district heat arises from the investment in the pipe network. Specific distribution costs can be calculated as the ratio of the overall investment costs and the heat sold. Whereas the amount of heat can be easily obtained from the demand density in the respective area, the determination of investment costs is much more complex. Given that for this study no information on the building structure of settlements and country-specific installation costs was

¹ Institut für Technische Thermodynamik, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart, Germany, Tel.: +49-(0)711-6862-477, Fax: +49-(0)711-6862-747, hans-christian.gils@dlr.de

available, a simplified method for the rating of heat demand agglomerations is used. It is based on the experience that installation costs are generally higher in densely populated areas [3].

In order to not only estimate the potential for DH but also the primary energy input and electricity output of the corresponding heat generation technologies, a closer look on the supply side is necessary. Thus, a CHP unit and a peak boiler are attributed to each agglomeration. The size and technical characteristics of both units are defined by the total heat demand and the base load share of the agglomeration.

Results and Conclusion

The analysis reveals that potentials for an extension of DH exist in most European countries. Their extent depends on a variety of factors such as the current use of DH, the per capita heat demand and the demand density threshold applied (see Figure 2, left). The countries with the greatest potentials in absolute numbers are Germany, France, Belgium, the Netherlands and the United Kingdom. Given their high degree of urbanization, DH could supply up to almost 50 % of the demand for useful energy for space heating and hot water generation in those countries. With regard to more radical energy efficiency policies in the building sector it is shown that even for a heat demand reduction rate of 2 % per year, a significant potential for DH remains.

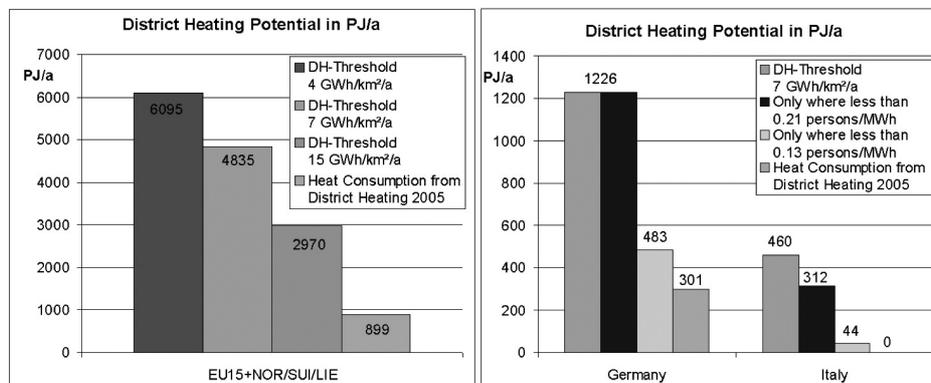


Figure 2: DH Potentials in the EU15, Norway, Switzerland and Liechtenstein for different demand density thresholds and in comparison to the current DH use (left). Potential in Germany and Italy considering different maximum population numbers per heat unit (right).

With the method used, also in southern Europe significant DH potentials are identified. In contrast to central Europe, they are however almost only found in major cities with sufficiently high population densities. Whether their exploitation is economically feasible does strongly depend on the installation costs for the DH network. Excluding the potentials found in areas with low per capita heat demand and high population density, only a small share of the original value remains (see Figure , right). For some countries in northern and eastern Europe, the potentials found are smaller than the heat currently supplied from DH, according to the statistics. The reasons for this discrepancy are identified and related to the characteristics of the method and uncertainty in the input data.

Considering the vast potentials for DH identified in this paper, an extension of the CHP use in Europe appears feasible. The specific advantages of efficiency and flexibility – especially provided by the additional installation of thermal storages – give CHP an important role in Europe's future energy system.

References

- [1] European Commission Directorate-General for Energy in collaboration with Climate Action DG and Mobility and Transport DG: EU Energy trends to 2030 – 2009 Update; Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2010, ISBN 978-92-79-16191-9.
- [2] IEA: Cogeneration and Renewables - Solutions for a low-carbon energy future; OECD/ IEA, 2011, http://www.iea.org/papers/2011/CHP_Renewables.pdf (accessed 11.01.2012).
- [3] Persson, Werner: Heat distribution and the future competitiveness of district heating; Applied Energy, 88, 568–576, 2011.

7.3.5 Fernkälte als Energieeffizienzmaßnahme

Alexander WALLISCH¹, Andreas PSCHICK²

Fernkälte in Wien spart Energie?

Seit mittlerweile 2007 wird in Wien Fernkälte entwickelt. Zeit den Status der Entwicklung und das zukünftige Potential zu beleuchten. Hauptaugenmerk liegt aber auf der Frage ob Fernkälte als Energieeffizienzmaßnahme geeignet ist.

Fernkälte Status

In Wien sind derzeit 27,5 MW an Fernkälteanlagen installiert und die Fernkälte wird über Fernkälteleitungen an die Kunden geliefert. Mehr als die Hälfte der Kälte wird dabei in Absorptionskältemaschinen erzeugt. Seit 2007 insbesondere aber seit 2009 mit der Inbetriebnahme der Fernkältezentrale Spittelau wurden Erfahrungen gesammelt und auch in einem von KLIEN geförderten Programm „Kälte der Zukunft“ zur Weiterentwicklung der optimalen Auslegung von Fernkältezentralen genutzt wurden.

Fernkälte Potential

Die Auslegung der Fernkältezentralen wird anhand der gerade in Bau befindlichen Projekte „Schottenring“ mit 15 MW Kälteleistung, „Hauptbahnhof“ mit 20 MW Kälteleistung und „MGC“ mit 3 MW Kälteleistung erläutert. Anhand der Beispiele werden auch die vielen Optionen die bei der Kälteerzeugung entstehen erklärt – vom Freecooling über Grundwassernutzung bis zur Kältemaschine als Wärmepumpe reicht das Spektrum bei den Projekten.

Energieeffizienz mit Fernkälte

Fernkälte ersetzt dezentrale Kälteerzeugungen. Durch die höhere Effizienz (Wassergekühlte Systeme, Effiziente Großtechnik) und durch den Einsatz von Absorbern wird gegenüber dezentralen Systemen elektrische Energie eingespart. Gerade die Absorber selber sind aber wesentlich weniger Effizient als Kompressionskältemaschinen – eine Energieeffizienz kann es daher nur geben wenn die Wärme als Abwärme zur Verfügung steht. Erkennbar wird die Einsparung auch nur auf Ebene des Primärenergieeinsatzes. Die Einsparung an Primärenergie liegt dann allerdings bei über 70%.

¹ Fernwärme Wien GesmbH, Spittelauer Lände 45, 1090 Wien, Tel.: +43 (1) 31326/2342, alexander.wallisch@fernwaermewien.at, www.wienenergie.at/we/ep/programView.do/channelId/-22449/programId/12413/pageTypeld/11893

² Fernwärme Wien GesmbH, Spittelauer Lände 45, 1090 Wien, Tel.: +43 (1) 31326/3144, andreas.pschick@fernwaermewien.at

7.4 ENERGIEEFFIZIENZ IN GEBÄUDEN (SESSION F4)

7.4.1 E-Office der Energie Steiermark – Generalsanierung

Franz HOFBAUER¹, Horst STEINER, Gerhard TURNERETSCHER, Erich SCHOBER, Ernst GISELBRECHT

Welche Energiesparpotenziale können abgerufen werden (z.B. Gebäude, Verkehr)?

Die Konzernzentrale der Energie Steiermark stammt aus dem Jahr 1962 und wurde im Zeitraum von Mitte 2008 bis Mitte 2010 generalsaniert und erweitert (Erhöhung der Nettogeschoßfläche um ca. 40 %, Errichtung einer Tiefgarage mit 249 Abstellplätzen).

Das Bestandsgebäude war energetisch in einem extrem schlechten Zustand. Daher wurde das alte Haus komplett entkernt, übrig blieb nur das tragende Stahlbetonskelett.

Die neue Gebäudehülle ummantelt sowohl Altbau und Neubau. Damit ergibt sich für das gesamte Gebäude ein einheitliches Erscheinungsbild und wurde nach neuesten Erkenntnissen der Fassadentechnologie entwickelt.

Für die Dämmung der Fassade wurde Mineralwolle mit einer Dämmstärke von 18 cm verwendet. Damit reiht sich das Haus mit einem Heizwärmebedarf von 22,8 kWh/m²a laut Energieausweis in der Klasse A ein.

Neben einem optimierten Wärmedämmwert wurde besonderes Augenmerk darauf gelegt, den sommerlichen Wärmeeintrag zu minimieren. Dies konnte mit einem Beschattungssystem in Form von Faltdielen aus perforiertem Aluminium, die durch ihre Auskrümmung das Auftreffen der Sonnenstrahlen am Fenster verhindern, erreicht werden. Dadurch sind auch der ungehinderte Blick nach außen und der natürliche Lichteintrag in das Haus gewährleistet.

Eine Besonderheit sind die fassadenbündigen Oberlichtbänder, auf dessen Innenfensterbänke eine hochreflektierende Folie aufgebracht wurde. Damit konnte eine Lichtumlenkung durch Reflexion des Tageslichtes an die Decke bis in die Tiefe der Büros erreicht werden.

So werden in Zusammenhang mit dem außen liegenden Sonnenschutz, der nicht nur im Sommer die Hitze abhält, sondern auch im Winter einen Klimapuffer aufbaut, optimale Bedingungen für das Raumklima geschaffen.

Insgesamt wurde Photovoltaikfläche in einem Gesamtumfang von ca. 550 m² eingesetzt. Die Elemente sind in der Fassade und im Vordach des Haupteinganges integriert sowie auf dem Dach des 10.OG aufgebaut. Die jährliche Erzeugung beträgt ca. 70.000 kWh/Jahr.

Damit setzen wir ein besonderes Zeichen zur Integration der Photovoltaik in die Architektur von Bürogebäuden.

Im Vorplatzbereich wird durch die Herstellung von 1.200 m Tiefenbohrungen die Erdwärme für die Unterstützung der Heizung und Kühlung des Erdgeschoßes genutzt.

Für die WC-Anlagen wird ausschließlich Regenwasser genutzt, wofür es im 3. UG ein Speicherbecken gibt. Dies führt zu einer Einsparung von ca. 1.500.000 l Trinkwasser/Jahr.

Der größte Warmwasserbedarf ist in der Frischküche im Erdgeschoß gegeben. Zur Abdeckung dieses Brauchwasserbedarfes wurde eine Solaranlage auf dem Dach der Netzleitwarte installiert.

¹ STEWEAG-STEG GmbH/Energie Steiermark, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz, Tel.: +43 316 9000 0, www.e-steiermark.com

Die Büroraumbeleuchtung erfolgt mittels Stehlampen, die sich automatisch mit der Helligkeit im Raum regeln. Über einen Infrarotsensor werden die Leuchten automatisch ein und ausgeschaltet. Das automatisierte Anpassen der Helligkeit und das gezielte Lichtabschalten bringt erhebliche Energieersparnisse.

Die Stockwerkslüftungsanlagen haben einen Grad der Wärmerückgewinnung von 70 %.

Für viele Mitarbeiter ist das fallweise Öffnen der Fenster für die persönliche Behaglichkeit notwendig. Die Fenster sind deshalb öffenbar, um jedoch das „zum Fenster hinaus Heizen“ zu vermeiden, ist jedes Fenster mit einem Reedkontakt ausgestattet. Damit wird im betreffenden Büro die Raumtechnik (Heizen/Kühlen) automatisch außer Betrieb genommen, wenn ein Fenster offen steht.

In den Oberlichtbändern sind LED-Balken installiert. Damit ist eine dynamische Darstellung des Gebäudes im Städtebild auch in der Nacht beabsichtigt. Das Farbenspiel der Fassadenbespielung nimmt Bezug auf die Energie, die aufgehende Sonne soll den Tag verlängern, danach sind farbliche Übergänge zu den Szenarien Regen, Wasserfall und Wald dargestellt, jene Energien, aus denen das gesamte Leben hervorgeht.

Im Foyer wurde eine Energieschau, unsere E-Wunderwelt installiert. Hier kann auf spielerische Weise die Erzeugung und Verteilung von Strom aber auch Gas erfahren werden. Diese Einrichtung mit 15 Stationen wird den Schulen zur Besichtigung angeboten. Bereits mehr als 1.000 Schüler waren hier und wurden in die Welt der Energie eingeführt.

Nach Fertigstellung der Renovierung und des Neubaus zeigt sich das neue Gebäude als einheitliche selbstbewusste Erscheinung im Stadtbild von Graz. Das Haus präsentiert sich als baukulturelles Zeichen für Zukunftsorientierung und Unternehmenskultur des Konzerns Energie Steiermark im Stadtraum.

7.4.2 Der Beitrag der Gebäudezertifizierung zur Hebung der Energieeffizienz & Nachhaltigkeit

Alexander PASSER¹

Einleitung

Die gesellschafts- und umweltpolitische Diskussion ist in zunehmendem Maße vom Leitbild der nachhaltigen Entwicklung geprägt, dabei hat bereits der Brundtland-Bericht (Hauff 1987) zu einer breiten Akzeptanz der Grundsätze nachhaltigen Wirtschaftens in unserer Gesellschaft und Politik beigetragen.

Dass städtische Gebiete bei Maßnahmen zur Erreichung der Ziele der EU-Strategie für eine nachhaltige Entwicklung (EUKom 2001) eine zentrale Rolle spielen, ist in der „Thematischen Strategie für städtische Umwelt“ (EUKom 2004) veröffentlicht. Das Strategiepapier der Europäischen Kommission (EUKom 2005) beinhaltet konkrete Ziele seitens zum Themenbereich Nachhaltiges Bauen. Im Rahmen der EU-Leitmarktinitiative (EUKom 2007) soll deshalb das Nachhaltige Bauen forciert werden.

Aufgrund dieser Vorgaben kann daher davon ausgegangen werden, dass der Themenbereich der Nachhaltigkeit im Bauwesen in den nächsten Jahren den gesamten Bausektor erheblich beeinflussen wird, und zwar auf ökologischer, ökonomischer und soziokultureller Ebene. Dabei stehen wir erst am Beginn einer Entwicklung, vergleichbar etwa mit der Beurteilung der Standsicherheit vor mehr als hundert Jahren oder der Berücksichtigung bauphysikalischer Aspekte in den 1970er Jahren.

Gebäudebewertungssysteme in Österreich

Im Laufe der letzten Jahrzehnte gab es zahlreiche Aktivitäten zur Entwicklung von Gebäudebewertungssystemen, welche besonders die Nachhaltigkeit von Gebäuden berücksichtigen. Mit der Energiekrise in den 1970er Jahren wurden erste „Energiesparhäuser“ entwickelt, in den 1990er sogenannte green buildings („Green Building Challenge“). Der Fokus wurde dabei in erster Linie auf umweltorientierte Gebäudequalitäten gelegt. Im Zuge der weiteren Entwicklung (u.a. Gründung iisBE² 1998) wurde der Bewertungsrahmen sukzessive in Richtung ganzheitlicher Betrachtung erweitert und hat vorläufig mit den Aktivitäten des CEN/TC 350 durch Berücksichtigung der drei Dimensionen der Nachhaltigkeit, sowie deren funktionalen und technischen Qualitäten, seinen vorläufigen Höhepunkt erreicht. Die Umsetzung dieser Aktivitäten soll etwa anhand von Gebäudebewertungssystemen in größtmöglichem Umfang praxisnah erfolgen.

Nach Graubner & Lützkendorf (Graubner 2008, Lützkendorf 2008) zeigen die Erfahrungen in anderen Ländern, dass durch die Berücksichtigung und Bewertung von Nachhaltigkeitskriterien bereits in frühen Planungsphasen sowie durch Kontrolle nach Fertigstellung eine deutliche Steigerung der Gebäudequalität erreicht werden kann (Lützkendorf 2004). Den Bedarf an Gebäudebewertungssystemen zur transparenten Darstellung der Gebäudequalitäten belegt u.a. die Verbreitung und Verwendung von Bewertungssystemen wie „LEED“³, „BREEAM“⁴, „DGNB“⁵, „TQB“⁶ u.v.a.m. Es lässt sich vielfach beobachten, dass sich der Konsument bei seiner Kaufentscheidung sehr gerne durch diverse „Tests“, Zertifizierungen in Verbindung mit Klassenbildungen (z.B. Energieeffizienzklasse, Verbrauch l/100km, usw.) leiten lässt. Ein vollständiger Kriteriensatz⁷ zur Abbildung aller funktionalen und technischen Anforderungen, sowie der Bedürfnisse und Wünsche des Marktes (Kunden) könnte diese Kluft zwischen den Erwartungen des Marktes und der Leistungsfähigkeit der Bewertungsmethode verringern. (Passer 2009b)

¹ Arbeitsgruppe Nachhaltigkeitsbewertung des Instituts für Materialprüfung und Baustofftechnologie

² International Initiative for a Sustainable Built Environment - siehe <http://www.iisbe.org>

³ Leadership in Energy and Environmental Design, www.usgbc.org

⁴ Building Research Establishment's Environmental Assessment Method, www.breeam.org

⁵ Deutsche Gesellschaft für Nachhaltiges Bauen e.V., www.dgnb.de

⁶ Österreichische Gesellschaft für nachhaltiges Bauen, www.oegnb.net/tqb.htm

⁷ Unter Kriteriensatz wird die Summe der Einzelkriterien verstanden, welche die Gebäudequalitäten beschreiben

Integrierte Gebäudequalität des CEN/TC 350

Die Bewertung der Nachhaltigkeit auf Gebäudeebene hat sich in den letzten Jahren sehr stark entwickelt. Der derzeitige Stand der Diskussion, welcher noch nicht abgeschlossen ist, kann wie folgt charakterisiert werden (Passer et al. 2009b, Passer 2010):

Um die Schaffung einer harmonisierten Basis zur Bewertung der Nachhaltigkeit von Gebäuden und die Errichtung von nachhaltigen Gebäuden zu fördern, hat die Europäische Kommission an CEN den Auftrag (Mandat M/350) zur „Entwicklung horizontaler standardisierter Methoden für die Beurteilung der integrierten Umwelleistung von Gebäuden erteilt.

Im Rahmendokument des CEN/TC 350 (FprEN 15643-1) ist als Ziel die Bereitstellung einer gemeinsamen Methodik, festgesetzt. In Form von Rahmenbedingungen für Grundsätze, Anforderungen und Leitlinien, soll eine ganzheitliche Bewertung der Nachhaltigkeit von Bauwerken erfolgen. Durch das sog. Lebenszykluskonzept sollen ökologische, ökonomische und sozio-kulturelle Aspekte über den gesamten Lebenszyklus berücksichtigt werden (siehe Abbildung 1).

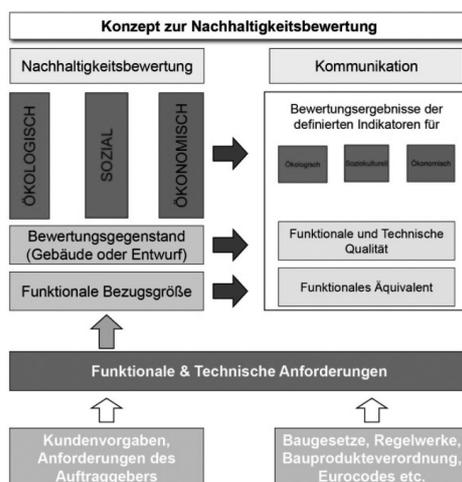


Abbildung 1: Konzept zur Nachhaltigkeitsbewertung verändert nach FprEN 15643-1:2009

Gebäudebewertungen nach ÖGNI

Ein sehr weit ausgereiftes und mit dem europäischen Ansatz konform gehendes Konzept zur Beschreibung der Gesamtqualitäten eines Gebäudes stellt das Bewertungssystem der „Deutschen Gesellschaft für Nachhaltiges Bauen e.V.“ (DGNB) dar.

Der Verein „Österreichische Gesellschaft für nachhaltige Immobilienwirtschaft“ (ÖGNI¹) verfolgt seit Anfang 2009 in Österreich das Ziel, das Gebäudezertifizierungssystem der Deutschen Gesellschaft für Nachhaltiges Bauen für Österreich zu adaptieren und gemeinsam zu einem europäischen Zertifizierungssystem weiter zu entwickeln. Die Anpassung des DGNB-Systems an österreichische Verhältnisse wurde im Frühjahr 2010 für die Systemvariante Neubau -Büro und Verwaltung abgeschlossen. Andere Systemvarianten befinden sich in Entwicklung.

Die Bewertung eines Gebäudes kann aufgrund des multikriteriellen Charakters einer ganzheitlichen Gebäudebewertung nur durch einen vollständigen Kriteriensatz mit entsprechender Gewichtung erfolgen. Daher baut das Bewertungssystem der ÖGNI auf dem Lebenszykluskonzept (CEN/TC 350) auf und beinhaltet als Kriteriensatz einerseits die ökonomischen, ökologischen und technischen sowie andererseits die funktionalen und soziokulturellen Qualitäten. Bereits um die unterste Zertifizierungsstufe zu erreichen, müssen Gebäude deutlich mehr als die funktionalen und technischen Anforderungen aus den bautechnischen Bestimmungen erfüllen (OIB-Richtlinien 1-6).

Schlußfolgerungen

Die zahlreichen Gebäudezertifizierungen der letzten Jahre belegen die eindeutige Tendenz, zusätzlich zu „reinen“ Energieeffizienzmaßnahmen auch die ganzheitliche Bewertung zum Thema Nachhaltigkeit auf Gebäudeebene in der Praxis anzuwenden.

¹ Österreichische Gesellschaft für nachhaltige Immobilienwirtschaft, www.ogni.at

7.4.3 Energieeffizienz für Schwimmbäder und Wellnesseinrichtungen

Herwig RONACHER¹

Ausgangssituation

Darf ein Schwimmbad mit 300m² Innenraumfläche nach derzeitigem Standard mehr als das 20fache an Energie eines Passivwohnhauses gleicher Größe verbrauchen? Zu dieser Problematik wird seit Februar 2011 gemeinsam mit Projektpartnern ein Forschungsauftrag bei der FFG bearbeitet, mit dem Inhalt, ein Pflichtenheft von Planung und Ausführung energieeffizienter, ökologischer Schwimmbäder und Wellnesseinrichtungen für den Tourismus zu erstellen.

Vom Vortragenden wurde zwischenzeitlich in Wagrain das erste Schwimmbad in Passivhausbauweise geplant und errichtet. Um dies zu ermöglichen wurde an drei Hebeln angesetzt: A.) ökologische und energieeffiziente Architektur mit Schwerpunkt Holzbau, B.) PH-taugliche Bauphysik C.) energieeffiziente Haus- und Schwimmbadtechnik.

Inhalt des Vortrages

Inhalt des Vortrages ist die Darstellung der wichtigsten Voraussetzungen zur Errichtung von energieeffizienten Schwimmbädern mit Passivhauskomponenten für Planer, Errichter und Betreiber. Der Baustoff Holz gilt als anspruchsvoll und sensibel. Im Schwimmbadbereich wird er daher oftmals vermieden. Holz im Schwimmbadbereich erfordert allerdings ein großes Detailwissen in bauphysikalischer und bautechnischer Hinsicht. Anhand von Detailpunkten, vor allem im Bereich der Gebäudehülle wird die Herausforderung dargestellt und es werden Lösungen aufgezeigt.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Zwischenzeitlich liegen die Messergebnisse für den Energieverbrauch des ersten PH-Schwimmbades in Wagrain vor und zwar sowohl für die Sommer- als auch für die Wintersaison. Sie liegen bei max. 50 % gegenüber herkömmlichen Bädern. Des Weiteren wird derzeit der Bautyp des „Badehauses für Kärntner Seen“ in Passivhaus-Bauweise planlich für Architektur, Bauphysik, Schwimmbadtechnik bzw. gesamte Haustechnik bearbeitet. Als erster Standort für Kärnten wurde der Millstätter See ausgewählt. Nach aktuellem Planungsstand ist der Baubeginn für das Frühjahr 2012 vorgesehen.

Die Errichtung von Passivhaus-Schwimmbädern ist möglich bei konsequenter Südorientierung, Optimierung des Oberflächenvolumsverhältnisses, Verlegung der Baumasse unter die Erde und effizienter Schwimmbad- und Lüftungstechnik.

Wenn wir Energie sparen und CO₂-Ausstoß vermeiden wollen, sollten wir dies vor allem auch dort tun wo am meisten Energie benötigt wird und somit auch eingespart werden kann. Die Einsparungspotenziale sind bei Schwimmbädern extrem hoch. Es lohnt sich also gerade hier die Passivhausbauweise zur Anwendung zu bringen. Dass dies möglich ist, zeigen die ersten umgesetzten Beispiele.

Im November 2011 wurde das Projekt PH-Schwimmbad Hotel Edelweiß in Wagrain mit dem Energie Globe Award, Kategorie Erde für Salzburg und zusätzlich als Landessieger ausgezeichnet.

¹ architekten ronacher ZT GmbH, Khünburg 86, 9620 Hermagor (Kärnten), Tel.: +43 / 4282 / 3585, Fax: DW -35, office@architekten-ronacher.at, www.architekten-ronacher.at



Abbildung 1: Das Schwimmbad in Passivhausbauweise des Hotels Edelweiß (Green SPA Wagrain) wurde am 20. Oktober 2011 mit dem Energy Globe des Landes Salzburg sowohl in der Kategorie „Erde“ als auch Gesamtlandessieger ausgezeichnet.



Abbildung 2: Das „Kärntner Badehaus“ lehnt sich zwar hinsichtlich seines Baukörpertypus an die ca. 100 Jahre alte Tradition der Kärntner See-Architektur an, ist aber hinsichtlich Funktionalität, Haustechnik und Gebäudehülle nach dem aktuellen Stand des Passivhauses konzipiert.



Abbildung 3: Die Wellness Einrichtung des Hotels „Seerose“, Familie PÖLZL, bildet das Penthouse eines viergeschossigen Hotels und ist ebenso nach höchsten energieeffizienten Kriterien konzipiert. (Foto oben: Klaus Bauer, Rendering Mitte und unten: M3D Animationen / Visualisierung Arch. Ronacher)

7.4.4 Metamorphose eines historischen Bauernhauses zu einem Passivhaus und Plus Energie Haus

Herwig RONACHER¹

Ausgangssituation

Wie können wir die Wertschöpfung durch das Passivhaus am Land vergrößern? Was geschieht mit regionaltypischer, kulturhistorisch bedeutsamer, Bausubstanz? Wie verwandelt man ein altes Bauernhaus in ein Energie-Plus-Haus? Kann man ein 60 cm starkes Steinmauerwerk durch Innendämmung zu einer PH-Wand aufrüsten und wie bewältigt man dabei die Kältebrücken zu tragenden Innenwänden und tragenden Doppel-Baum-Decken? Innerhalb eines Forschungsauftrages der FFG wurden durch ein Team aus Architekt, Bauphysiker und PH-Haus-Hersteller diese Fragen einer Lösung zugeführt. Das kritische Thema der Innendämmung wurde zunächst durch einen Feldversuch an der FH Kärnten erprobt, für die einzelnen Bauteile die besten Lösungen entwickelt. In der Folge wurden auch beim ausgeführten Projekt Messsonden zur Überprüfung möglicher Kondensatsprobleme eingebaut und durch ein Monitoring laufend überwacht.

Inhalt des Projektes

Das Bauernhaus vulgo Weber bzw. „der Weber – Haus der Zukunft Plus“ in Khünburg wurde innerhalb des Forschungsauftrages zu einem Demonstrationsprojekt zu einem landwirtschaftlichen Gehöft mit Ferienwohnungen und Seminarzentrum sowie einem Wirtschafts- und Energiegebäude mit Glashaus für Permakultur und Träger einer 16 KW-Photovoltaikanlage umgebaut. Anhand des Forschungsprojektes wurde das Problem der Verwertung kulturhistorisch bedeutsamer, aber bautechnisch schlechter Bausubstanz dargestellt und wird seit Herbst 2011 als kleines Seminarzentrum für Architektur, Energieeffizienz, Bauökologie aber auch andere Themen samt drei Ferienwohnungen betrieben.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Im Speziellen wurde hier - durch den Feldversuch erprobt - eine völlig neue Art und Dimension einer Innendämmung (30 cm Zellulose, ohne Dampfbremse!) zur Anwendung gebracht. Das Glashaus benötigt durch die spezielle Konstruktion keinerlei Heizenergie sondern wird ausschließlich durch die Sonne erwärmt. Regionaltypische Architektur und PH sind keine Gegensätze: Prinzipien des traditionellen Bauens lassen sich mit Forderungen des Passivhausstandards vereinen. Selbst ein historisches Bauernhaus lässt sich wie im Forschungsprojekt nachgewiesen, zu einem EnergiePlusHaus umwandeln. Allerdings auf sehr experimentelle Art, welche fast einem medizinischen Selbstversuch gleichkommt. Das Energie Plus Haus Weber steht für die Botschaft, dass Sanierung bzw. Hochrüstung auf Passivhausstandard möglich ist. Die Verbesserung des spezifischen Heizwärmebedarfs des Energieausweises von ca. 150 kWh/m²a auf 10,9 kWh/m²a belegt dies eindrucksvoll. Im November 2011 wurde das Projekt mit dem Energie Globe Award, Kategorie Erde für Kärnten ausgezeichnet.

¹ architekten ronacher ZT GmbH, Khünburg 86, 9620 Hermagor (Kärnten), Tel.: +43 / 4282 / 3585, Fax: DW -35, office@architekten-ronacher.at, www.architekten-ronacher.at



Abbildung 1: Gesamtanlage nach Fertigstellung im Oktober 2011 mit PV-Anlagen und Solarthermie

Der Weber - Haus der Zukunft Plus - liegt auf der Sonnenseite des Gailtals in Khünburg zwischen Hermagor und dem Pressegger See mit fantastischem Ausblick auf das nahe gelegene Ski- und Wandergebiet der Karnischen Region, direkt am Waldrand und am Fuße des Spitzegels. Den Gästen des „Weber“ stehen neben den drei Ferienwohnungen und dem Seminarbereich, ein Carport und das Glashaus, zur Verfügung, welche durch Laubengänge miteinander verbunden sind. Neben dem Glashaus – welches dafür sorgt, dass hier künftig mehr Energie erzeugt als verbraucht wird - befinden sich überdachte Gartenlauben für diverse Aktivitäten.

Umgesetzt wurde dieses Konzept mit baubiologisch hochwertigen natürlichen Materialien: Zellulose und Lehmputz für die Innendämmung, Mineralschaumplatten für die Außendämmung, Zellulose und Holzweichfaserplatten für die Holzbaubereiche, naturbelassenes Lärchenholz für die Fassadenschalungen, Fenster und Türen, Lehmputze mit Wandheizungen, Zirbenholz für die Möbel, eine Komfortlüftungsanlage für beste Raumluft und Minimierung des Energieverbrauches aus Zirbenholzkanälen.

Der „Weber“ soll nicht nur als Unterkunft für ruhesuchende Menschen dienen, sondern gleichzeitig als Begegnungszentrum und Stätte der Weiterbildung für ökologisches und energieeffizientes Bauen, für Kunst und Kunsthandwerk, sowie für die Gesundheit von Seele, Geist und Körper dienen. Seit Herbst 2011 finden regelmäßig Yogakurse statt. Weitere Seminare, Vorträge und Veranstaltungen sind geplant. Der Seminarraum kann von Gästen und externen Gruppen gebucht werden.

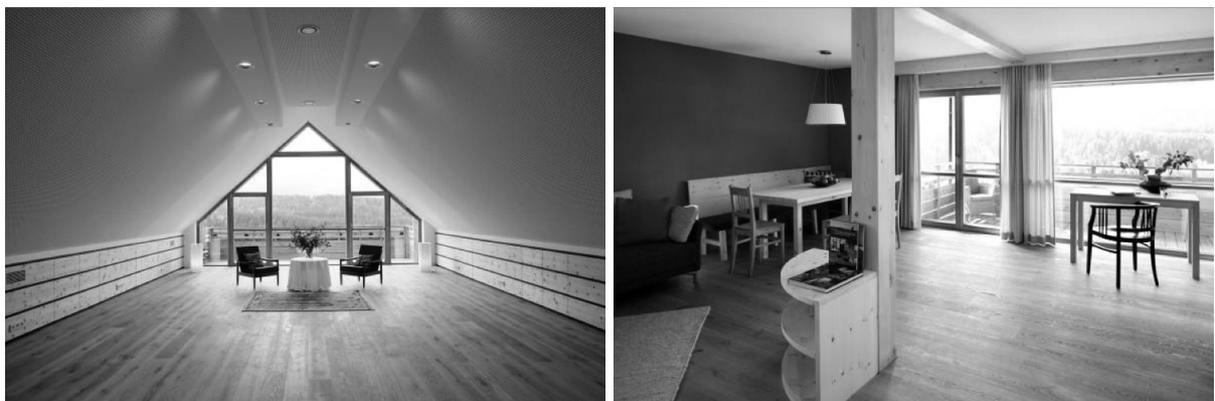


Abbildung 2: Seminarraum im Dachgeschoß (links), Wohnraum einer Ferienwohnung (rechts)

7.4.5 Kundenorientierte Energieinnovationen – Fallbeispiel Sparmarkt Graz/Floßlend

Mathias SCHAFFER¹

Inhalt

„Energieinnovation“ verfolgt die Zielsetzung, neue Produkte und Dienstleistungen im Energiesektor zu generieren. Zu diesem Zweck wurde ein Innovationsprozess im Unternehmen etabliert, der die besten Ideen zu innovativen Geschäftsmodellen entwickelt und vermarktet.

Der Ideenquelle „Kunde“ kommt dabei eine besondere Rolle zu – hier können aktuelle Problemstellungen und Kundenwünsche als Ausgangsbasis für innovative Lösungsansätze herangezogen werden.

Methodik

Für das Fallbeispiel SPAR/Floßlendplatz wurden sämtliche Schritte des definierten Innovationsprozesses angewandt. Ausgehend von der Problemstellung des Kunden, eine innovative Energieversorgung für lokale Energieautonomie zu entwickeln, wurden folgende Prozessschritte durchlaufen:

- Analyse der Problemstellung
- Ideenfindung für das Lösungskonzept
- Machbarkeitsstudie (technisch, rechtlich, wirtschaftlich)
- Entwicklung des Geschäftsmodells, Umsetzungsplanung
- Umsetzung (Pilotanwendung)
- Markteinführung, Kommunikation

Ergebnisse

Für den SPAR-Markt in Graz/Floßlendplatz wurde ein innovatives Energieversorgungskonzept für lokale Energieautonomie entwickelt und umgesetzt. Für die Versorgung werden erneuerbare, dezentrale Energieerzeugungsanlagen (Kleinwasserkraft und Photovoltaik) eingesetzt, die mittels Direktleitungen den Kunden beliefern. Für die Abdeckung von Lastspitzen bzw. der Aufnahme lokaler Überproduktion wird das öffentliche Stromnetz verwendet.

Das neue Geschäftsmodell der „Direktversorgung“ stellt eine gute Ergänzung zum klassischen Versorgungsmodell dar und bietet darüber hinaus viele Vorteile sowie erhöhten Kundennutzen.

Der kundennahe Innovationsprozess stellt letztlich eine Win-Win-Situation dar – maßgeschneiderte Lösungen bedienen das aktuelle Kundenbedürfnis, die Erfahrungen aus dem Entwicklungsprozess für Pilotanwendungen sind für die notwendige Standardisierung und folglich die Übertragbarkeit auf weitere Kunden erforderlich.

¹ Energie Steiermark AG, Technische Innovation und Erzeugung, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz, Tel.: +43 (316) 9000-53620, Fax: +43 (316) 9000-20869, mathias.schaffer@e-steiermark.com, www.e-steiermark.com

7.4.6 Wege zum klimaneutralen Wohngebäudebestand bis zum Jahr 2050

Patrick HANSEN¹, Peter MARKEWITZ¹, Wilhelm KUCKSHINRICHS¹,
Jürgen-Fr. HAKE¹

Motivation und Fragestellung

Nach den Klimaschutzzielen der EU sollen die Treibhausgasemissionen bis 2050 um mehr als 80 % gegenüber dem Jahr 1990 vermindert werden. Dieser Zielsetzung wurde in Deutschland mit dem Energiekonzept der Bundesregierung Rechnung getragen. Mit der Entscheidung zum beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie gewinnt auch der Beitrag des Klimaschutzes und der Energieeffizienz im Gebäudebereich weiter an Bedeutung. Insbesondere der Wohngebäudesektor weist ein großes Energieeinsparpotenzial auf. Im Mittelpunkt steht hier der Altbau, da mehr als 70 % der heutigen Wohngebäude noch vor der 1. Wärmeschutzverordnung von 1977 errichtet worden sind. Ein zentrales Ziel wird vor diesem Hintergrund in der Reduktion des Wärmebedarfs gesehen, wonach bis zum Jahr 2050 ein nahezu klimaneutraler Gebäudebestand erreicht werden soll. Hierzu soll ein Sanierungsfahrplan aufgestellt werden, der begleitet durch Förderprogramme zur Verdopplung der energetischen Sanierungsrate auf 2 % pro Jahr beitragen soll. In der vorliegenden Analyse wurden vor diesem Hintergrund Szenarien untersucht, die einerseits das Energiekonzept der Bundesregierung und andererseits alternative Pfade und Optionen, mit denen die Klimaziele erreicht werden können, abbilden. Welche Energieeinsparungen, CO₂-Minderungsbeiträge und kostenseitigen Auswirkungen in den einzelnen Szenarien bis zum Jahr 2050 erwartet werden können und ob der verstärkte Einsatz von hocheffizienten Heizungssystemen wie Mikro-KWK-Anlagen und von gasförmigen erneuerbaren Energieträgern eine Alternative für die zukünftige Energieversorgung darstellen, wurde für den Wohngebäudesektor in Deutschland analysiert.

Methodik

Für die Szenariorechnungen wird das STE-Gebäude-Simulationsmodell eingesetzt. Dieses Modell ist ein dynamisches Simulationsmodell, das die zeitabhängige Entwicklung des Energiebedarfs der Wohngebäude und die Abbildung technischer Optionen darstellt. Ausgehend von einer umfassenden Datenbank, in der alle relevanten Alters- und Größenklassen des Wohngebäudebestands sowie die Heizungs- und Warmwassersysteme enthalten sind, berechnet das Modell den jährlichen Energiebedarf für Raumwärme und Warmwasser differenziert nach Energieträgern sowie die zugehörigen CO₂-Emissionen. Auf der Basis spezifischer Gebäudetypologien kann der gesamte deutsche Wohngebäudebestand abgebildet und für die Zukunft u.a. unter Berücksichtigung der Wirkungen von gesellschaftlichen und demographischen Entwicklungen dynamisch fortgeschrieben werden. Die Auswirkungen verschiedener Maßnahmen zur Wärmedämmung an der Gebäudehülle und zur Heizungsanlagenverbesserung können mit dem Modell im Detail analysiert werden. Die Substitutionsraten der Heizungssysteme und die Durchdringung von innovativen Heiztechnologien werden in den Szenarien energieträgerspezifisch vorgegeben. Die Entwicklung des Mix gasförmiger Energieträger wird je Szenario unter Berücksichtigung der gegenwärtigen Wachstumsraten der verschiedenen Märkte und den energie- und klimapolitischen Maßnahmen der Szenarien projiziert. Die Szenarien werden mittels der Barwertmethode wirtschaftlich bewertet. Die emissions- und kostenseitige Bewertung der Maßnahmen in den Szenarien ermöglichte die Berechnung der spezifischen Vermeidungskosten für die verschiedenen Strategien.

Wesentliche Erkenntnisse und Schlussfolgerungen

Als Alternative zum Szenario Energiekonzept, das die Maßnahmen des Energiekonzepts abbildet, wurde das Szenario Innovationsoffensive generiert. Dieses Szenario setzt auf den verstärkten Einsatz

¹ Forschungszentrum Jülich GmbH, Institut für Energie- und Klimaforschung – Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE), 52425 Jülich, Tel.:+49-(0)-2461-61-3322, Fax:+49-(0)-2461-61-2540, p.hansen@fz-juelich.de, p.markewitz@fz-juelich.de, w.kuckshinrichs@fz-juelich.de, www.fz-juelich.de/iek/iek-ste

erneuerbarer gasförmiger Energieträger, den forcierten Einsatz von Mikro-KWK Anlagen sowie auf den beschleunigten Austausch von Heizungssystemen. In beiden Szenarien nehmen der Energieverbrauch und die damit verbundenen CO₂-Emissionen deutlich ab. Der vermehrte Einsatz von Mikro-KWK-Anlagen führt im Szenario Innovationsoffensive Gas zu einer nennenswerten Stromerzeugung, die im Jahr 2050 etwa 25 TWh beträgt. Die hierdurch substituierte Strommenge im Umwandlungsbereich ist in dem Haushaltssektor emissions- und kostenseitig gutzuschreiben. Die Berechnungen zeigen, dass mit den Maßnahmen der Szenarien Energiekonzept und Innovationsoffensive Gas erhebliche Emissionseinsparungen ausgelöst werden, die im Jahr 2050 zu einem nahezu klimaneutralen Wohngebäudebestand führen würden. Vergleicht man die über den Betrachtungszeitraum kumulierten direkten Emissionseinsparungen in den Haushalten, fallen diese für das Szenario Energiekonzept mit etwa 77 Mio. t höher aus als im Szenario Innovationsoffensive Gas (vgl. Tabelle 1). Der kostenseitige Vergleich beider Szenarien zeigt allerdings, dass die kumulierten Mehrkosten des Szenarios Energiekonzepts um ein Vielfaches höher als im Szenario Innovationsoffensive Gas liegen, was durch die relativ teuren und hauptsächlich außerhalb des Renovierungszyklus zu ergreifenden gebäudeseitigen Effizienzmaßnahmen zu erklären ist. Die eingesparten Energiekosten vermögen die Investitionskosten nicht annähernd zu kompensieren. Insgesamt errechnen sich über den gesamten Zeitraum für das Szenario Energiekonzept spezifische Vermeidungskosten gegenüber einer Business as Usual Entwicklung in Höhe von 120 €/t CO₂ und für das Szenario Innovationsoffensive Gas von rund 6 €/t CO₂. Mit einer moderaten Erhöhung der Sanierungsrate könnte im Szenario Innovationsoffensive Gas eine gleiche kumulierte Einsparung direkter CO₂-Emissionen erzielt werden. Dies wäre allerdings mit höheren Investitionen verbunden. Die spezifischen Vermeidungskosten liegen selbst in diesem Fall mit etwa 30 €/t CO₂ immer noch deutlich unter dem Wert des Szenarios Energiekonzept.

Unter Einbeziehung der Vorketten ändern sich die jeweils dargestellten Gesamtkosten nicht. Auf der Basis der jetzt höheren CO₂-Einsparungen, die auf die Einsparung von Primärenergie und die Substitution von fossilen durch erneuerbare Energieträger zurückzuführen ist, ergeben sich veränderte spezifische Vermeidungskosten. Für das Energiekonzept betragen diese rund 78 €/t CO₂, dagegen für die Innovationsoffensive 4 €/t CO₂ und für die Sensitivität rund 22 €/t CO₂. D.h. zugleich, dass durch die emissionsseitige Einbeziehung der Vorketten die Vorteilhaftigkeit der Innovationsoffensive Gas bestätigt bleibt [FZJ, DBI, GWI, EBI, 2011].

	Energiekonzept	Innovations- offensive Gas	Innovationsoffensive Gas: Sensitivität
Δ Gesamtkosten	75,6 Mrd. €	3,2 Mrd. €	19,4 Mrd. €
Δ CO ₂ ohne Vorketten	- 632 Mio. t	-555 Mio. t	- 642 Mio. t
Spezifische Vermeidungskosten ohne Vorketten	120 €/t CO ₂	6 €/t CO ₂	30 €/t CO ₂
Δ CO ₂ mit Vorketten	- 963 Mio. t	- 776 Mio. t	- 866 Mio. t
Spezifische Vermeidungskosten mit Vorketten	78 €/t CO ₂	4 €/t CO ₂	22 €/t CO ₂

Tabelle 1: Kosten im Vergleich zur Business as Usual Entwicklung mit und ohne Einbeziehung der CO₂-Emissionen aus den Vorketten (kumulierte Werte über den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050)

*) inkl. KWK-Gutschrift mit Strom-Mix aus [EWI, GWS, Prognos, 2010] berechnet

Literatur

EWI, GWS, PROGNOSE (2010) *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*. Studie im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Projekt Nr. 12/10, Berlin

FZJ, DBI, GWI, EBI (2011) *Bewertung der Energieversorgung mit leitungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern – Einfluss moderner Gastechologien in der häuslichen Energieversorgung auf Effizienz und Umwelt*, Projekt im Auftrag der Innovationsoffensive des Deutschen Verbands für Gas- und Wasserfach e.V. (DVGW), G 5/04/09-ZP2, Bonn (bisher unveröffentlicht)

7.5 KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG (SESSION F5)

7.5.1 Energetische Nutzung von Abwärmeströmen - Neuartige wirkungsgradoptimierte ORC Anlage im niedrigen Leistungsbereich – Entwicklung, Inbetriebnahme und Erprobung

Andreas DENGEL¹, Michael SCHMIDT²

Zusammenfassung

Abwärme als Energiequelle zur Stromerzeugung kommt überall dort vor, wo Primärenergien zum Einsatz kommen, z. B. bei vielen Industrieprozessen oder bei der Stromerzeugung. Auch bei der dezentralen Verstromung von Biogas in BHKWs fallen oft große Mengen ungenutzter Wärme an. Da jedoch diese Wärme zumeist nur Temperaturen von $< 400^\circ\text{C}$ aufweist, werden diese Wärmeströme, wenn überhaupt, zu Heizzwecken eingesetzt; meist kann diese Wärme auch dann nur noch im geringen Maße verwertet werden, da an Ort und Stelle nur ein geringer Wärmebedarf vorhanden ist.

Erstrebenswert wäre jedoch die Verstromung, da Strom als die wesentlich edlere Energieform ohne großen Aufwand verteilt oder auch eingespeist werden kann. Gleichzeitig fallen für diese Form der Stromerzeugung keine zusätzlichen Emissionen oder auch Brennstoffkosten an. Die hierfür infrage kommenden klassischen Verfahren wären wasserdampfbetriebene Turbinen, wie sie in Kraftwerken zum Einsatz kommen. Jedoch lassen sich mit Wasserdampf bei diesen Temperaturen und insbesondere bei dieser Größenordnung der Wärmeströme nur unter kostenintensivem Aufwand nennenswerte Ergebnisse erzielen, was die Wirtschaftlichkeit infrage stellt.

Als Alternative können anstelle von Wasser diverse organische Medien mit niedrigeren Verdampfungstemperaturen in einem thermodynamischen Kreisprozess eingesetzt werden. Dieses als ORC (Organic Rankine Cycle) bezeichnete Verfahren gewinnt zunehmend an Bedeutung und wird bereits vermehrt in Leistungsklassen $> 500\text{ kW}$ angewandt. Um jedoch auch die vielen dezentralen Wärmequellen zu nutzen, bedarf es neuer Lösungen, die sich im Bereich einer elektrischen Leistung von $50 - 300\text{ kW}$ bewegen.

Im Rahmen eines Forschungsvorhabens beteiligt sich die STEAG New Energies GmbH seit Ende 2007 an der Entwicklung und Erprobung einer solchen neuartigen ORC-Expansionsmaschine der Firma DeVetec GmbH. Da das neuartige Konzept auf Basis einer Verdrängermaschine als Expander beruht, ist kein Rekuperator notwendig. Neben im Vergleich zu am Markt erhältlichen Anlagen ist deshalb der Investitionsbedarf niedriger einzuschätzen. Auch ist zu erwarten, dass Wirkungsgradniveau sowie Teillastverhalten der ORC Anlage auf Verdrängerbasis bauartbedingt besser sein werden als bei einer Turbinenlösung.

Im ersten Schritt war es Ziel, die Funktionsfähigkeit und die möglichen Wirkungsgrade zu eruieren. Neben der ORC-Dampfexpansionsmaschine wurden weitere Komponenten des Kreisprozesses wie Verdampfer und Speisepumpe für das organische Medium konzipiert und gebaut. Im Rahmen eines mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie unter dem Förderkennzeichen 0327436A geförderten Vorhaben „ORC-Pilotanlage“ wurde diese Technologie im Frühjahr 2009 im Abgasstrang eines Grubengasmotors am Standort Fenne in Betrieb genommen (Abb. 1).

¹ STEAG New Energies GmbH, St. Johanner Straße 101, 66115 Saarbrücken, Tel.: +49 (0)681 9494 1600; Fax: +49 (0)681 9494 064 1600, andreas.dengel@steag.com, www.steag-newenergies.com

² DeVetec GmbH, Altenkesselerstr. 17/D2, 66115 Saarbrücken, Tel.: +49(0)681 830788-11; Fax: +49(0)681 830788-12; m.schmidt@devetec.de; www.devetec.de

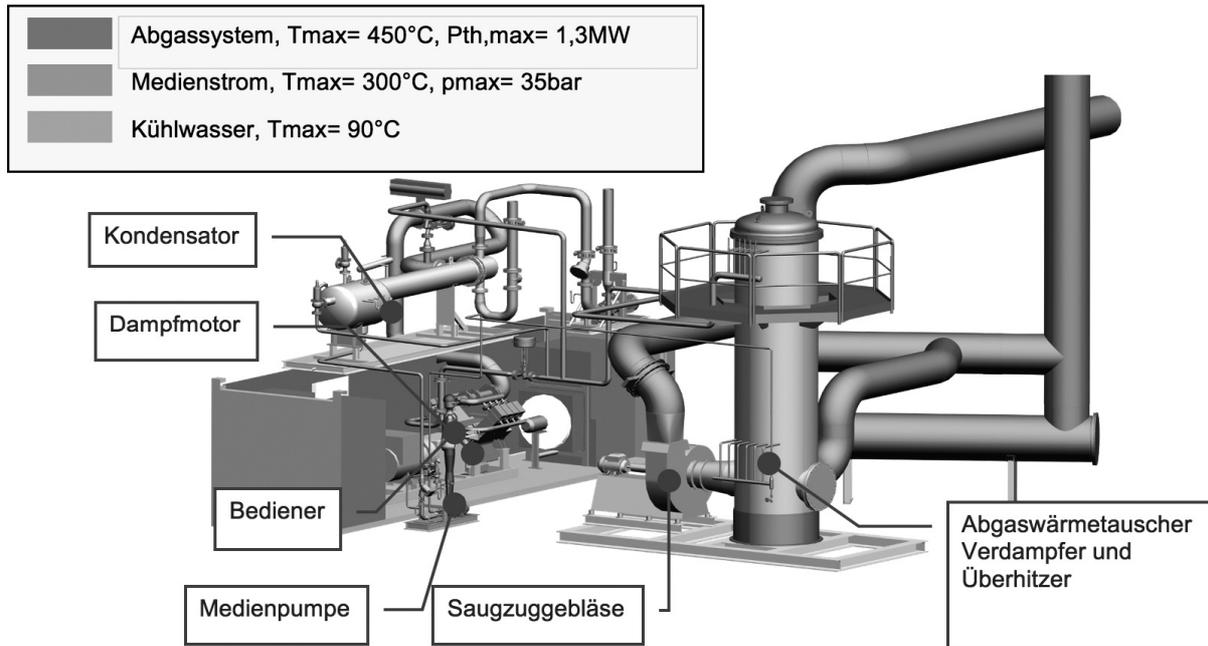


Abbildung 1: Grundprinzip Demonstrationsanlage Fenne

Im direkten Wärmetausch wird Abgaswärme auf das Medium Ethanol übertragen und im Kreisprozess in elektrische Energie gewandelt. Nach erfolgreicher Inbetriebnahme konnte mit der Demoanlage nachgewiesen werden, dass mit dieser Technologie ein elektrischer Gesamtwirkungsgrad (nicht ORC-Wirkungsgrad) von mehr als 12 % realisierbar ist.

Nach erfolgreichem Abschluss dieses Vorhabens am Kraftwerksstandort Fenne läuft seit Ende 2009 mit weiteren Projektpartnern und öffentlicher Förderung des BMWI über vier Jahre ein Feldtest mit vier Maschinen, die jeweils andere (Ab-) Wärmequellen nutzen. Bei STEAG New Energies GmbH wurde eine der vier ORC-Feldtestanlagen in den Abgasstrang zweier Verbrennungsmotoren eingebunden, die das Gas einer Biogasanlage verstromen.

7.5.2 Effizienzsteigerung durch Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungssysteme - Bilanzierungstool

Richard KROTIL¹

Kurzfassung

Die beste Methode Energie einzusparen besteht darin weniger zu verbrauchen. Die Zunahme des Energieverbrauchs auf unserer Erde korreliert jedoch sehr stark mit dem Bevölkerungs- und dem Wirtschaftswachstum. Dieser Anstieg des Weltenergieverbrauchs kann durch Maßnahmen, wie die Effizienzsteigerung von Energiebereitstellungs-, -verteilungs- und -abgabesystemen, ein wenig kompensiert, aber nicht verhindert werden. Um einen Rückgang des Energieverbrauchs auf unserer Erde zu erzielen bedarf es einer grundlegenden Veränderung des Wirtschaftssystems und eines nachhaltigeren Umgangs des Menschen mit unserer Umwelt.

Für die Energieversorgung einer Region oder eines Gebäudes leisten Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungssysteme (KWKK-Systeme) einen erheblichen Beitrag zur Effizienzsteigerung. Durch die gleichzeitige Bereitstellung von Strom, Wärme und Kälte kommt es zu einer Primärenergieeinsparung und somit auch zu einer Reduktion von CO₂-Emissionen gegenüber konventionellen Systemen. Um die Effizienz eines KWKK-Systems - mit den vorherrschenden technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Rahmenbedingungen - festzustellen, bedarf es einer energetischen, ökonomischen und ökologischen Analyse des Energieversorgungssystems.

Im vorliegenden Beitrag wird ein Bilanzierungs-Tool (Abbildung 1), das auf Basis der Software EES (Engineering Equation Solver) erstellt wurde, zur energetischen, ökonomischen und ökologischen Bewertung von KWKK-Systemen vorgestellt. Energieversorger und Planer sind mit diesem Tool in der Lage eine Analyse von KWKK-Systemen zur technischen und wirtschaftlichen Umsetzbarkeit zu generieren.

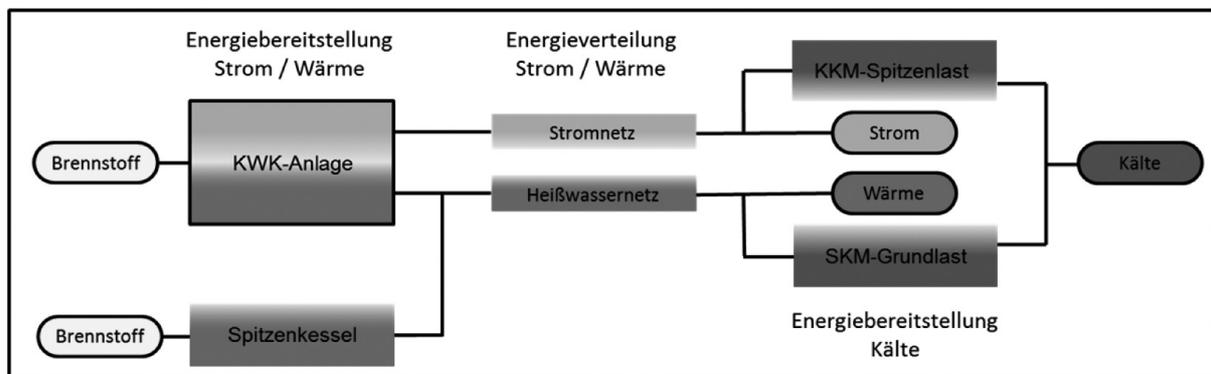


Abbildung 1: Bilanzierungs-Tool für KWKK-Systeme

Um den effizienten Einsatz von KWKK-Systemen für eine Region bzw. für ein Gebäude beurteilen zu können, bedarf es einer genauen energetischen, ökologischen und ökonomischen Gesamtanalyse des Energieversorgungssystems unter der Berücksichtigung der dort vorherrschenden technischen wirtschaftlichen und ökologischen Rahmenbedingungen.

¹ Fachhochschul-Studiengänge Burgenland Ges.m.b.H., Studienzentrum Pinkafeld, Steinamangerstraße 21, 7423 Pinkafeld, Tel.: +43(0)3357 45370-1122, Fax: +43(0)3357 45370-1011, richard.krottil@fh-burgenland.at, www.fh-burgenland.at

7.5.3 Primärenergieeinsparung dezentraler Blockheizkraftwerke im Vergleich zu GuD-Kraftwerken unter Berücksichtigung überregionaler Versorgungsaufgaben

Jürgen NEUBARTH¹

Einleitung und Motivation

Der dezentralen Stromerzeugung wird zur Erreichung der Effizienz- und Klimaschutzziele i. Allg. ein hoher Stellenwert zugeschrieben. Dies trifft nicht nur auf eine dezentrale Stromerzeugung aus erneuerbaren sondern auch aus fossilen Energieträgern zu. Während heute weitgehend gesellschaftlicher Konsens darüber besteht, dass dezentrale erneuerbare Technologien in Zukunft eine größere Rolle im österreichischen Stromversorgungssystem spielen sollen, ist die mögliche Rolle der dezentralen Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern jedoch noch nicht klar definiert. Vielfach wird die dezentrale Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern in kleinen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) dabei als mögliche Alternative zu einer Stromerzeugung in großen GuD-(Gas- und Dampfturbinen-)Kraftwerken gesehen. Diese wird energiewirtschaftlich allerdings nur dann sinnvoll sein, wenn die eingesetzten fossilen Energieträger effizienter genutzt und darüber Kostenvorteile erzielt werden können. Andererseits sollte über eine dezentrale Stromerzeugung auch eine Minderung der Klimagasemissionen erreicht bzw. ein Beitrag zu den österreichischen Klimaschutzziele geleistet werden. Zusätzlich muss sie die Stromnachfrage in selber Art und Weise bedienen können wie die zentrale Erzeugung (d. h. gleiche Erzeugungscharakteristik), um das Niveau der Versorgungszuverlässigkeit nicht negativ zu beeinflussen.

Zielsetzung und Methodik

Ausgehend von der Fragestellung, ob eine zentrale Stromerzeugung in einem Erdgas-GuD-Kraftwerk durch ein Kollektiv an dezentralen Erdgas-Mikro- und/oder Kleinst-BHKWs ersetzt werden kann, sodass einerseits dieselbe Versorgungsaufgabe wahrgenommen und andererseits eine Primärenergieeinsparung erzielt werden kann, werden in diesem Beitrag die Ergebnisse einer Analyse der Einsatzcharakteristik eines Erdgas-GuD-Kraftwerks sowie erdgasbefuerter BHKWs diskutiert [1]. Für die Umsetzung der modellgestützten Analyse wurde dabei folgender Ansatz gewählt:

- (1) Modellierung des Einsatzes eines GuD-Kraftwerks für zwei exemplarische Jahre anhand der EXAA-Spotmarktnotierungen sowie der entsprechenden Erdgas- und CO₂-Zertifikatspreise
- (2) Ermittlung der Einsatzcharakteristik wärmegeführter BHKWs für zwei definierte Referenzsysteme (Einfamilien- bzw. Mehrfamilienhaus)
- (3) Überlagerung der Einsatzcharakteristik des wärmegeführten Betriebs aus Punkt 2 mit dem GuD-Einsatzprofil aus Punkt 1 zu einer strom-/wärmegeführten Betriebsweise der BHKWs

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Ohne Berücksichtigung geplanter und nicht geplanter Nichtverfügbarkeiten auf Grund von Revisionen und Kraftwerksausfällen ergeben sich in Summe für das Jahr 2008 rd. 4.300 und für das Jahr 2009 ca. 4.800 Einsatzstunden für ein modernes Erdgas-GuD-Kraftwerk mit jeweils knapp 330 An- und Abfahrvorgängen. Der Einsatz des BHKW im Referenzsystem *Einfamilienhaus (EFH)* folgt dabei dem Verlauf der Gradtagzahlen mit einer dem täglichen Warmwasserbedarf überlagerten Grundlast. Mit durchschnittlich 2.380 Jahresvollaststunden läuft die Anlage nur etwa halb so lange wie das GuD-Kraftwerk, wobei das BHKW in rd. 2.800 Stunden nicht in Betrieb ist, in denen die GuD-Anlage Strom erzeugt. Umgekehrt erzeugt das BHKW in rd. 600 Stunden Strom, in denen das GuD-Kraftwerk nicht am Netz ist (Abb. 1).

¹ e3 consult, Andreas-Hofer-Straße 28a, 6020 Innsbruck, Tel.: 0512/908892, j.neubarth@e3-consult.at, www.e3-consult.at

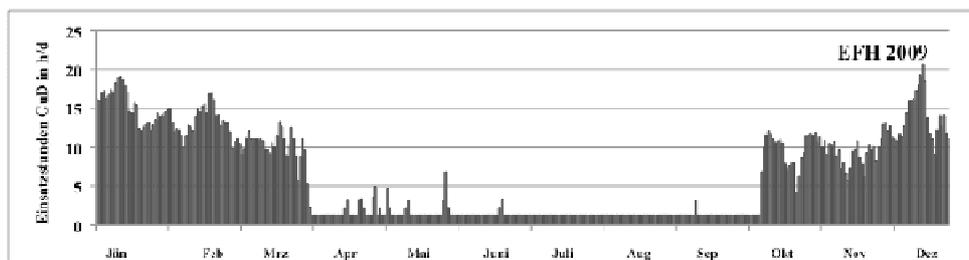


Abbildung 1: Einsatzcharakteristik BHKW im wärmegeführten Betrieb für Referenzsysteme EFH 2009

Anders stellt sich die Situation bei dem betrachteten Referenzsystem *Mehrfamilienhaus (MFH)* dar, wo das BHKW die Wärmegrundlast und nicht den gesamten Wärmebedarf abdeckt. Dadurch erreicht das BHKW im Jahr 2009 rd. 5.000 Volllaststunden und deckt 58 % des Wärmebedarfs ab. Das BHKW läuft dabei während dem Winterhalbjahr praktisch ohne Unterbrechung mit Volllast, im Sommerhalbjahr sind die Betriebsstunden hingegen vergleichsweise gering. Es ergeben sich gegenüber der Einsatzcharakteristik einer GuD-Anlage rd. 1.700 Stunden, in denen das BHKW nicht in Betrieb ist bzw. 2.300 Stunden in denen es Strom erzeugt, nicht aber das GuD-Kraftwerk. Aus Sicht der Energieeffizienz liefert dieser wärmegeführte BHKW-Betrieb die höchsten Einsparungen gegenüber einer getrennten Strom-/Wärmeerzeugung. Für das Referenzsystem EFH liegt der gesamtenergetische Wirkungsgrad der dezentralen Variante bei 91,5 %, wohingegen die Stromerzeugung in einer GuD-Anlage mit getrennter Wärmeerzeugung in einem Gasbrennwertkessel mit 90 % Wirkungsgrad eine Gesamteffizienz von ca. 76 % zeigt. Demgegenüber erreicht im Referenzsystem MFH die Variante BHKW + Spitzenlastkessel eine Gesamteffizienz von ca. 89 % und die Variante GuD + Gas-Brennwertkessel von rd. 76 %.

Die wärmegeführte Betriebsweise der BHKWs liefert zwar die höchsten Primärenergieeinsparungen gegenüber einer ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung, kann auf Grund der deutlich unterschiedlichen Einsatzcharakteristik die Versorgungsaufgabe eines GuD-Kraftwerks allerdings nicht ersetzen. Bei einer strom- und wärmegeführten Betriebsweise der BHKW kann die Abwärme der BHKWs jedoch nicht mehr vollständig genutzt und muss daher teilweise über den Notkühler abgeführt werden. Entsprechend sinkt damit auch die Gesamteffizienz der dezentralen Varianten auf etwa rd. 56 % (EFH) bzw. rd. 78 % (MFH). Gegenüber einer ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung zeigt das Referenzsystem MFH damit im Mittel eine um knapp 3 %-Punkte höhere, das Referenzsystem EFH hingegen eine um rd. 15 %-Punkte geringere Gesamteffizienz.

Bewertung der Ergebnisse

Im wärmegeführten Betrieb können dezentrale KWK-Anlagen Strom und Wärme deutlich effizienter bereitstellen. Allerdings ist hier das Potenzial zur Verdrängung von Erzeugungsleistung im konventionellen Kraftwerkspark vergleichsweise gering. Umgekehrt sinkt mit zunehmender Ausrichtung des BHKW-Betriebs auf die Anforderungen des Strommarktes die Energieeffizienz, da die Abwärme dann nicht immer vollständig genutzt werden kann. Im Grunde besteht dabei die Problematik, dass eine parallele Optimierung von zwei nur eingeschränkt korrelierenden Systemen (öffentliche Stromversorgung bzw. Wärmeversorgung eines Objektes) nur bedingt darstellbar ist. BHKW-Systeme mit Spitzenlastkessel sind dabei deutlich flexibler, da die Wärmeerzeugung unabhängig vom Stromverbrauch des Objektes bzw. von den Randbedingungen am Strommarkt erfolgen kann. Durch die zu erwartende weitere Zunahme der Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren kann es unter dem Aspekt CO₂-Minimierung zukünftig sinnvoll sein, ein BHKW nur dann zu betreiben, wenn der Strom aus dem öffentlichen Netz nicht aus erneuerbaren Energien stammt. Andernfalls würde das BHKW indirekt Strom aus Erneuerbaren verdrängen und damit eine Abschaltung von Wind- oder PV-Anlagen erzwingen. Neben der höheren Flexibilität haben BHKW-Systeme mit Spitzenlastkessel einen weiteren energiewirtschaftlichen Vorteil: Die Erzeugung ist konstanter und damit langfristiger planbar, da aus dem BHKW in solchen Systemen i. Allg. nur die Wärmegrundlast abgedeckt wird und dadurch hohe Jahresvolllaststunden erreicht werden.

Literatur

- [1] Neubarth, J.; Wolter, M.: Dezentrale Erzeugung in Österreich, Studie im Auftrag der Energie-Control Austria (Veröffentlichung für Q1/2012 vorgesehen), Wien (2012)

7.5.4 Mikro BHKW Systeme als ein Baustein für die dezentrale Energieversorgung – Eine Bestandsanalyse

Joachim SEIFERT¹, Andrea MEINZENBACH(*)², Jens HAUPT(*)³

Einleitung

Durch den politisch gewollten Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland steht der energetische Versorgungsmix vor einer deutlichen Veränderung. Prägen in der Vergangenheit zentrale Großkraftwerke die Erzeugungsstrukturen, so wird derzeit davon ausgegangen, dass die Energieversorgung in Deutschland viel stärker dezentral und flexibler ausgerichtet sein wird. Verstärkt wird diese Tendenz durch die Tatsache, dass das elektrische Übertragungsnetz nur in bestimmten Grenzen ausgebaut werden kann, da es vielerorts Widerstände aus der Bevölkerung gibt. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, welche dezentralen Erzeugungssysteme besonders geeignet sind, um die versorgungstechnischen Aufgaben wahrzunehmen. Mit hoher Wahrscheinlichkeit ist bei der dezentralen Energieversorgung davon auszugehen, dass die Technologie der Kraft-Wärme-Kopplung eine Schlüsselrolle einnimmt. In großen Ballungsräumen werden über das bestehende Maß hinaus größere KWK-Systeme zum Einsatz kommen, die die Abwärme in bestehende Nah- und Fernwärmenetze einspeisen. Im nicht so dicht besiedelten Raum bieten Mikro-BHKW Systeme eine Alternative zu bestehenden Erzeugungssystemen.

Im nachfolgenden Beitrag soll ein Überblick über bestehende Mikro-BHKW Systeme gegeben werden. Hierzu erfolgt zunächst eine Systematisierung der Technologien. Im zweiten Teil werden Ergebnisse aus eigenen messtechnischen Analysen sowie numerischen Analysen präsentiert, bevor im dritten Teil eine abschließende Betrachtung aus wirtschaftlicher Sicht erfolgt.

Mikro-BHKW Technologien

Mikro BHKW-Systeme sind Systeme die vorrangig zur Beheizung von Gebäuden eingesetzt werden und dabei eine elektrische Leistung von $P=15\text{kW}$ nicht überschreiten. Als Technologie stehen derzeit

- verbrennungsmotorische Systeme (inkl. Dampfmotoren)
- Systeme auf Basis eines Stirlingmotors
- Brennstoffzellen sowie

zur Verfügung. Motorische Mikro-BHKW's werden schon seit einigen Dekaden für die Beheizung von Gebäuden eingesetzt und erreichen dabei einen elektrischen Wirkungsgrad von bis zu $\eta_{el}=30\%$. Der Gesamtwirkungsgrad der Systeme ist bezogen auf den Heizwert in einem Bereich von $\eta_{ges}=90-100\%$ anzugeben. Eine neuere technologische Entwicklung stellen Kombigeräte auf Basis der Stirling – Technologie dar, die jedoch nur einen elektrischen Wirkungsgrad von $\eta_{el}=10-15\%$ erreichen. Sie vereinen traditionelle Brennwerttechnologie mit einem Stirlingmotor, wobei Gesamtwirkungsgrade von bis zu $\eta_{ges}=103\%$ angegeben werden. Noch in der Entwicklungsphase befinden sich Brennstoffzellengeräte, die einen elektrischen Wirkungsgrad von $\eta_{el}=30-60\%$ erreichen. Nachteilig bei dieser Technologie ist jedoch, dass derzeit flexible Betriebsweisen nur sehr schwer realisierbar sind. Für die Integration von elektrischer Energie auf Basis der erneuerbaren Energien ist diese jedoch eine Grundvoraussetzung.

Messung / Numerische Simulation

Für die detaillierte Einschätzung der Leistungsfähigkeit von Mikro-BHKW Systemen ist es notwendig diese hinreichend genau zu analysieren. Hierzu sind statische und dynamische Untersuchungen zwingend notwendig. An der TU Dresden wurde zu diesem Zwecke ein Versuchsstandsystem aufgebaut, welches statische und dynamische Untersuchungen zulässt. Die Besonderheit der

¹ Institut für Energietechnik, TU Dresden, Merkel Bau / Helmholtzstraße 14, 01062 Dresden, joachim.seifert@tu-dresden.de

² Institut für Energietechnik, TU Dresden, andrea.meinzenbach@tu-dresden.de

³ Institut für Energietechnik, TU Dresden, jens.haupt@tu-dresden.de

Untersuchungskonfiguration ist dabei, dass die Mikro-BHKW Systeme in eine virtuelle Testumgebung eingebunden werden¹, was es ermöglicht, realitätsnahe Aussagen zu generieren. Abbildung 1 zeigt schematisch den Versuchsstand.

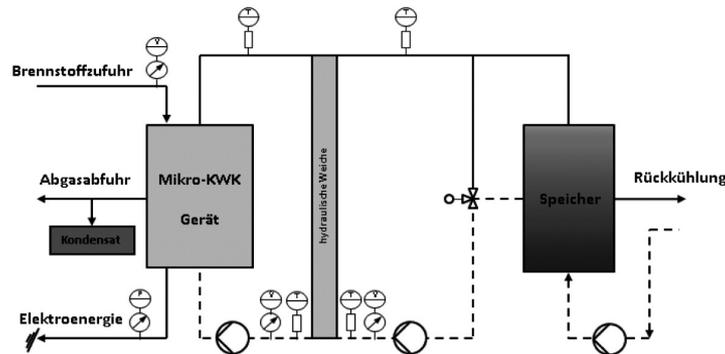


Abbildung 1: Prinzipieller Aufbau des „Hardware in the Loop Versuchsstands“

Alle zur Bilanzierung der Mikro-BHKW Systeme notwendigen Energieströme werden am Versuchsstand aufgezeichnet, wobei die Besonderheit besteht, dass die in Abbildung 1 dargestellte hydraulische Weiche durch verschiedene Speicher ersetzt werden kann. Für ein motorisches Mikro-BHKW (L-BHKW der Firma Kirsch) sind in den Abbildungen 2 und 3 die mit der Versuchsanordnung generierten energetischen Kenndaten dokumentiert.

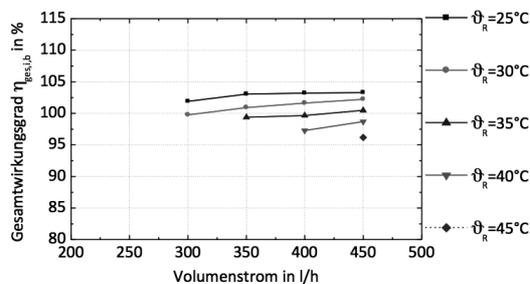


Abbildung 2: Gesamtwirkungsgrad

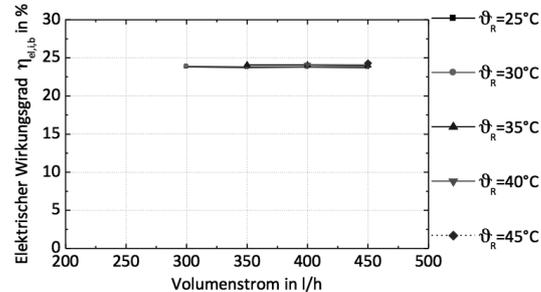


Abbildung 3: Elektrischer Wirkungsgrad

Signifikant für dieses Gerät ist, dass eine große Abhängigkeit des Gesamtwirkungsgrades von der Rücklaufstemperatur sowie eine etwas geringere Abhängigkeit von $\eta_{ges,i,b}$ vom Volumenstrom besteht. Hinsichtlich des elektrischen Wirkungsgrades ist keine ausgeprägte Abhängigkeit von den genannten Systemen zu detektieren.

Basierend auf diesen Ergebnissen wurde für das dokumentierte Gerät ein numerisches Modell in der Simulationsumgebung Trnsys-TUD erstellt und ausführliche numerische Untersuchungen durchgeführt. Im Ergebnis dieser Untersuchungen ist festzustellen, dass der Übergang von der wärmegeführten Betriebsweise hin zu einer stromgeführten Betriebsweise weitestgehend gelingen kann, wenn an der technischen Anlage im Gebäude sowie am regelungstechnischen Konzept Modifikationen vorgenommen werden.

Wirtschaftlichkeit

Neben den reinen technischen Parametern ist für die flächendeckende Realisierung einer dezentralen Energieversorgung natürlich die Wirtschaftlichkeit von zentraler Bedeutung. Hierzu wurde auf Basis der ermittelten messtechnischen und numerischen Daten ein Vergleich zwischen konventionellen Heizsystemen (Niedertemperatur / Brennwertgerät) und Mikro BHKW Systemen auf Basis eines Vollkostenvergleiches vorgenommen. Als Ergebnis dieses Kostenvergleiches kann festgestellt werden, dass die Wirtschaftlichkeit der genannten Systeme derzeit noch nicht vollständig gegeben ist. Als signifikante Parameter sind dabei die Investitionskosten sowie der Deckungsanteil am eigenen Stromverbrauch bestimmt worden. Die erste Kenngröße wird sicher bei breiter Markteinführung der genannten Geräte deutlich sinken, wohingegen der zweite Parameter stark von der Betriebsweise abhängt.

¹ Die Einbindung eines realen Gerätes in eine virtuelle Testumgebung wird auch als „Hardware in the Loop bezeichnet“

