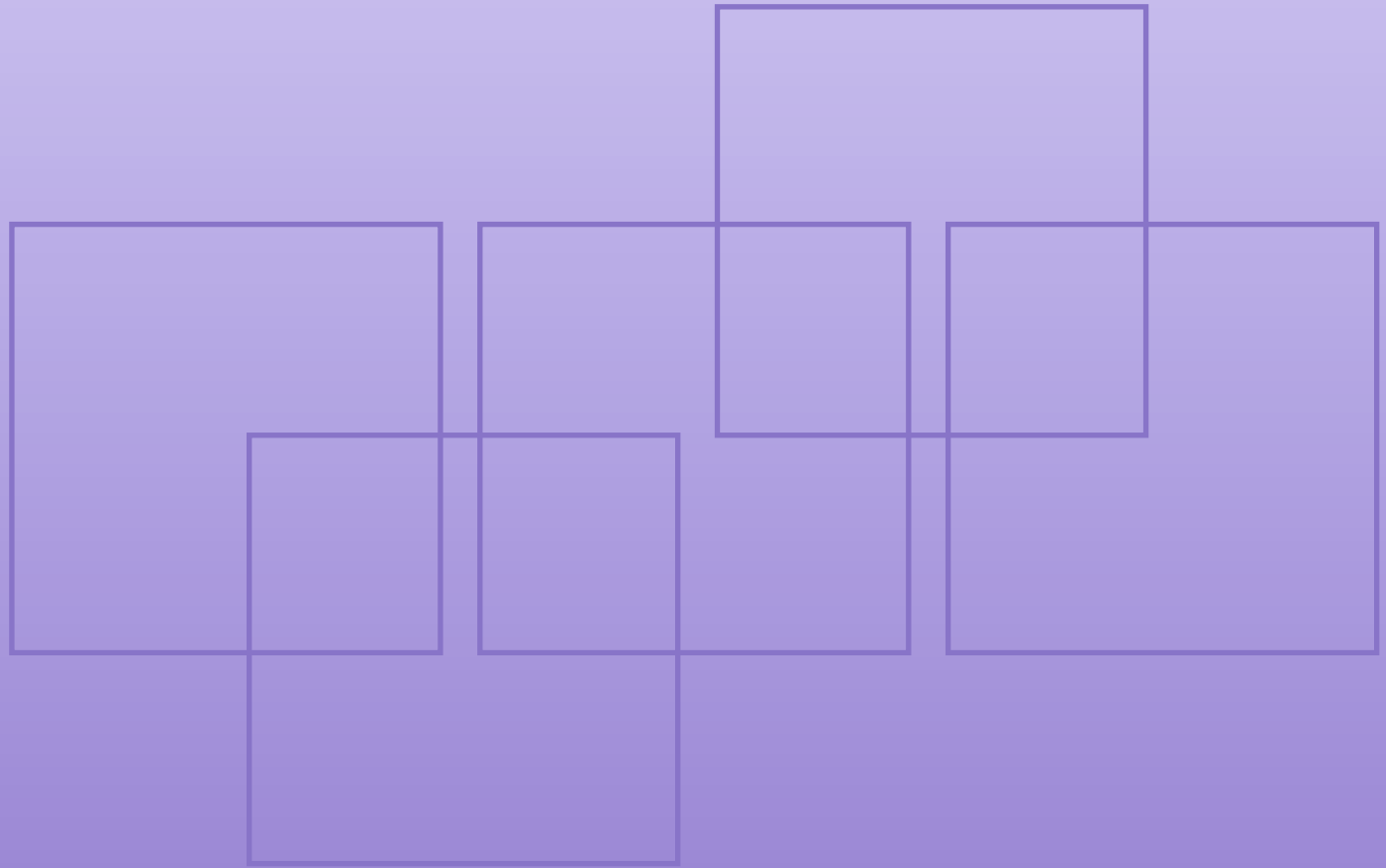


Kurzfassungsband

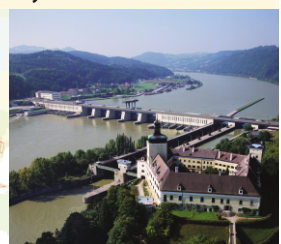


EnInnov2014

13. Symposium Energieinnovation

**INNEHALTEN UND AUSBLICK: EFFEKTIVITÄT
UND EFFIZIENZ FÜR DIE ENERGIEWENDE**

12.-14. Februar 2014 TU Graz, Österreich



13. SYMPOSIUM ENERGIEINNOVATION

INNEHALTEN UND AUSBLICK: EFFEKTIVITÄT UND EFFIZIENZ FÜR DIE ENERGIEWENDE

12. - 14. Februar 2014

TU Graz, Österreich

Veranstalter

**Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE)
Technische Universität Graz**

Mitveranstalter



Österreichischer
Verband für Elektro-
technik (ÖVE)



Oesterreichs
Energie



Österreichisches
Nationalkomitee des
Weltenergiesrates (WEC)

Mit freundlicher Unterstützung von



Bildnachweis Fotos am Umschlag:

2. von links: Austrian Mobile Power/Verbund

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

Herstellung:
Steiermärkische Landesdruckerei GmbH

Verlag der Technischen Universität Graz
www.ub.tugraz.at/Verlag
ISBN (print) 978-3-85125-310-8
ISBN (cd) 978-3-85125-311-5

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.

Rahmen des Symposiums

Motivation

In den letzten Jahren wurden große Fortschritte bei der Nutzung erneuerbarer Energien erzielt, wobei die Entwicklungen in den Bereichen Windkraftnutzung und Photovoltaik besonders hervorzuheben sind. Diese Entwicklungen haben unter anderem dazu geführt, dass einerseits die Preise an den europäischen Strombörsen zum Teil massiv eingebrochen sind und andererseits die Fördervolumina für die Nutzung erneuerbarer Energien stark zugenommen haben. Im Falle der stark zunehmenden intermittierenden Stromerzeugung betreffen künftige Aufgabenstellungen vor allem die Bereiche Stromtransport, die Integration in das Gesamtsystem sowie Lösungen hinsichtlich des zunehmenden Speicherbedarfes. Parallel dazu findet eine Flexibilisierung des gesamten Energiesystems von der Erzeugung über die Verteilung bis hin zum Verbraucher statt.

Darüber hinaus wurde bisher der Fokus primär auf aufbringungsseitige Fragestellungen gelegt und nachfrageseitige Aspekte tendenziell geringer beachtet. Aktuelle Bestrebungen der Europäischen Union erfordern künftig die stärkere Berücksichtigung von Energieeffizienz und -management, beispielsweise durch Umsetzung der Energieeffizienz-Richtlinie.

Diesen Gegebenheiten muss das Marktsystem bzw. die Aufbau- und Ablauforganisation entsprechend Rechnung tragen, um auch künftig das Funktionieren des Gesamtsystems sicherzustellen. Es ist daher erforderlich, die bisherigen Lösungsansätze zu überdenken und an die geänderten Rahmenbedingungen anzupassen: Machen wir die richtigen Dinge (im Sinne der Effektivität) und machen wir die Dinge richtig (im Sinne der Effizienz)?

Ziel des Symposiums

Die Lösungsansätze müssen neben der Ausgestaltung der europäischen Wirtschaftsordnung inkl. regulatorischer Fragestellungen, die Energieaufbringung (Erneuerbare Energien, Innovative Energietechnologien), Energietransport- und -verteilungssysteme aber vor allem auch nachfrageseitige Maßnahmen (Energiesparen, Energieeffizienz, Energiemanagement) betreffen.

Wissenschaft, Wirtschaft sowie Politik und Verwaltung sind daher gefordert, entsprechende Beiträge für die gedeihliche Entwicklung der europäischen Energiewirtschaft und Gesellschaft zu leisten und deren Beiträge werden im Rahmen des 13. Symposiums Energieinnovation präsentiert und diskutiert.

Bundesminister Dr. Reinhold Mitterlehner

Der nachhaltige Ausbau Erneuerbarer Energien schafft eine Win-Win-Situation für Umwelt, Klima und Wirtschaft. Umso positiver ist es, dass die Wasserkraft und sonstige Erneuerbare Energien gemeinsam bereits mehr als 75 Prozent der gesamten heimischen Energieproduktion abdecken. Ebenfalls im Spitzenfeld der Europäischen Union liegt Österreich beim Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttoinlandsverbrauch. Darüber hinaus zeigt der langfristige Vergleich in der jüngsten Energiebilanz der Statistik Austria einen positiven Trend bezüglich des effizienteren Einsatzes von Energie. So ist der Bruttoinlandsverbrauch von 2005 bis 2012 um zwei Prozent zurückgegangen, während das reale Bruttoinlandsprodukt in diesem Zeitraum mehr als fünf Mal stärker gestiegen ist. Wie in der Energiestrategie Österreich vorgesehen, konnten wir den Energieverbrauch vom Wirtschaftswachstum entkoppeln und gehen somit schonend mit den Ressourcen für die nachkommenden Generationen um. Diese gute Positionierung ist aber kein Anlass für Selbstzufriedenheit, sondern sollte vielmehr ein positiver Anreiz für weitere Maßnahmen sein. Entsprechende Fortschritte schützen nicht nur Klima und Umwelt, sondern schaffen auch Wachstum und Arbeitsplätze.



Wichtige Impulse in Richtung mehr Wettbewerb und Versorgungssicherheit setzt zudem der von der Europäischen Union angestrebte Ausbau der grenzüberschreitenden Energie-Infrastruktur. Energiepolitik ist heute mehr denn je Standortpolitik. Um das volle Potenzial der europäischen Energiewende zu nützen, braucht es wettbewerbsfähige Rahmenbedingungen für energieintensive Branchen und leistbare Energie für die Konsumenten. Gerade in diesem Bereich sind viele Herausforderungen nur europaweit lösbar, daher ist auch eine gut koordinierte EU-Energiepolitik wichtiger denn je.

Veranstaltungen wie das vom Wirtschafts- und Energieministerium unterstützte "13. Symposium Energieinnovation" in Graz sind wichtige Foren zur Bewusstseinsbildung. Begleitend zu gesetzlichen Rahmenbedingungen ist auch der laufende Austausch auf Expertenebene wichtig, um Reformschritte mit Leben zu erfüllen. Die Vielfalt der beim Symposium diskutierten Themen und die Qualität der Vortragenden garantieren auch 2014 eine interessante Veranstaltung. In diesem Sinne wünsche ich den Veranstaltern viel Erfolg und allen Teilnehmerinnen und Teilnehmern spannende Diskussionen.

Dr. Reinhold Mitterlehner
Wirtschafts- und Energieminister

Bundesministerin Doris Bures

Sehr geehrte Tagungsteilnehmerinnen
sehr geehrte Tagungsteilnehmer!

Die Gestaltung hoch effizienter, wirtschaftlicher und umweltfreundlicher Energiesysteme zählt zweifellos zu den großen gesellschaftlichen Herausforderungen unserer Zeit. Eine exzellente Wissensbasis, Kreativität und Innovationskraft sind notwendig, um diese wichtige Grundlage unserer modernen Wirtschaft sicherzustellen.



Für heimische Unternehmen und Forschungsinstitutionen tut sich damit ein interessantes und chancenreiches Arbeitsfeld auf, um innovative Energietechnologien und neue Lösungsansätze für den Markt zu entwickeln.

Mein Ressort, das Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, investiert deshalb massiv in die Entwicklung neuer Technologien und setzt starke Impulse, um österreichische Initiativen und Akteure zu unterstützen. Unser Förderangebot im Energieforschungsbereich leistet einen wesentlichen Beitrag dazu, dass Technologie „Made in Austria“ sich im europäischen Spitzenfeld positionieren kann.

Mit technologischen Schwerpunkten zu zentralen Themen, wie Stadt der Zukunft und die dafür notwendigen Technologien wie z.B. Solarenergie, energieeffiziente Gebäude, Elektromobilität und Smart Grids wird in Österreich dieser Erfolgskurs weitergeführt. Wichtig ist mir dabei auch die Anbindung an bedeutende internationale Initiativen, wie beispielsweise die Übereinkommen der Internationalen Energieagentur oder europäische Forschungsnetzwerke, um so Österreich den Zugang zu den internationalen Konsortien und Märkten zu ermöglichen.

Die Tagung Energieinnovationen des Instituts für Elektrizitätswirtschaft an der TU Graz stellt seit vielen Jahren ein wichtiges Forum dar, das die Vernetzung der österreichischen Akteure im Bereich der Energieinnovation fördert und jungen Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern die Möglichkeit bietet, ihre Arbeiten einer Fachöffentlichkeit aus Forschung, Industrie und Verwaltung zu präsentieren. Wie der diesjährige Schwerpunkt der Beiträge rund um das Thema der Weiterentwicklung und Flexibilisierung der Elektrizitätsversorgungssysteme zeigt, haben Sie dabei stets den Finger am Puls der Zeit. Ich bin überzeugt, dass Sie wieder einen wesentlichen Beitrag zur Entwicklung des Innovationsstandorts Österreich leisten werden.

Ich freue mich, Ihre Tagung auch in diesem Jahr wieder unterstützen zu können, und wünsche allen Besucherinnen und Besuchern ein erfolgreiches Symposium.

Doris Bures
Bundesministerin für Verkehr, Innovation und Technologie



Nutzung vor Verbrauch

Ich habe eine ganz klare Vision: Ich kämpfe für ein lebenswertes Österreich mit reiner Luft, sauberem Wasser und sicheren, qualitativ hochwertigen Lebensmitteln. Zu dieser Vision gehört auch eine saubere und sichere Versorgung mit Energie – am besten aus der Region für die Region.

Ich verstehe Energieeffizienz, Erneuerbare Energien und Klimaschutz als untrennbare Einheit. Daher sind Investitionen in ein nachhaltiges Energiesystem auch im Hinblick auf die Klimaschutzziele der Europäischen Union unverzichtbar. Es ist wichtig, dass auf eine ausreichende Diversifizierung der Energieträger und deren ökologische Verträglichkeit geachtet wird.



Österreich übernimmt in diesem Bereich bereits eine Vorreiterrolle. Dennoch werden wir das Potential von Erneuerbaren Energieträgern zukünftig noch stärker nutzen. Dank der natürlichen Gegebenheiten verfügen wir in Österreich über sehr gute Voraussetzungen.

Innovative Technologien helfen nicht bloß Energie zu sparen und zugleich Klima und Umwelt zu schützen. Sie schaffen auch green jobs und bringen Wertschöpfung. Derzeit werden in Österreich im Umweltsektor knapp 33 Milliarden Euro erwirtschaftet, davon etwa die Hälfte durch Erneuerbare Energieträger und Energieeffizienz. Wenn es ganz Europa gelingt, seine Führungsrolle in diesen Bereichen aufrecht zu erhalten, erhöht dies auch die internationale Wettbewerbsfähigkeit. Industriezweige mit sauberen Technologien erlangen weltweit immer größere Bedeutung.

In diesem Sinne wünsche ich der Veranstaltung viel Erfolg!

Andrä Rupprechter
Bundesminister für Land-, Forst-, Umwelt und Wasserwirtschaft

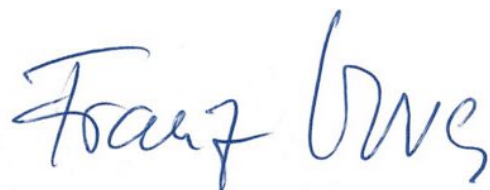
Wie sehr wir in unserem Alltag von Energie abhängig sind, wird uns vor allem dann vor Augen geführt, wenn sie nicht oder nicht mehr da ist. Energie ist einer der elementarsten Bereiche unseres ökonomischen Systems, deren steigender marktwirtschaftlicher Wert mit dem Sinken vorhandener Ressourcen einhergeht. Schwankende Treibstoffpreise und 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.

Derzeit ist auf dem Energiesektor vieles in Bewegung. Verschiedene Formen der erneuerbaren Energie bieten durchaus gangbare Alternativen zur fossilen Energiegewinnung, der Weg zur Umstellung muss jedoch im Sinne der Leistbarkeit und Versorgungssicherheit mit Sorgfalt und Weitsicht angegangen werden. Letztlich gilt es, eine Balance zwischen Ökologie, Ökonomie und Verbrauchern anzustreben.



Mit dem 13. Energieinnovationssymposium widmet sich das Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz eingehend dem Thema „Innehalten und Ausblick: Effektivität und Effizienz für die Energiewende“. Auch diesmal referieren wieder zahlreiche anerkannte nationale und internationale Expertinnen und Experten in der steirischen Landeshauptstadt, um in 222 Beiträgen einen Bogen der unterschiedlichen Aspekte zu spannen und dabei aktuelle Trends und Entwicklungen zu erörtern.

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 13. Symposium Energieinnovation!

Ich freue mich, Sie in Graz, der Hauptstadt des „green tech valley“ Steiermark und in der UNESCO Creative City mit dem besonderen Innovationspotential begrüßen zu dürfen.

Wir haben in Graz und in der Steiermark nicht nur hervorragende ökologische Grundvoraussetzungen für alternative Energiebereitstellung, es findet sich an unserer Technischen Universität Graz auch das europaweit größte Forschungszentrum für Biomasse. Und weltweit gibt es keine Region, die eine höhere Konzentration an Umwelttechnikunternehmen aufweist.

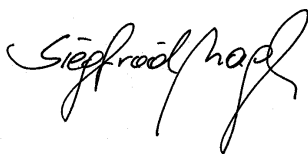
Die Devise lautet: Global denken und lokal handeln.

Jeder Einzelne kann etwas tun, wenn es um Nachhaltigkeit und Ressourcenschonung 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



Mag. Siegfried Nagl
Bürgermeister der Stadt Graz



Politische, wirtschaftliche, geostrategische, vor allem aber ethisch moralische Verantwortung gegenüber künftigen Generationen verlangen gleichermaßen nach einem bewussteren Umgang mit Energiekonsum und -produktion. Auf dem Weg zu einer konsequenten Energiewende, bedarf es 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 ökonomischer und ökologischer Nachhaltigkeit geprägte, regenerative Energiezukunft zu weisen. Politik, Wirtschaft und Gesellschaft müssen sodann im Verbund Weichen stellen, Initiativen ergreifen, Hürden überwinden, um schließlich gemeinsam zukunftsfähige Lösungen zu implementieren – und einen anderen Umgang mit Energie zu erreichen.



Das „13. Symposium Energieinnovation“ positioniert sich durch den Titel „Innehalten und Ausblick: Effektivität und Effizienz für die Energiewende“ somit an einer zentralen kognitiven Kraftlinie – um bestmögliche Lösungen für komplexe, ausschließlich durch multisektorale Annäherung zu bearbeitende Herausforderungen zu finden.

Neben Betrachtung energiewirtschaftlicher Aspekte, Fragen der Energieeffizienz, des Energieträgereinsatzes, Energiespeicherung, Elektromobilität und Verteil- sowie Übertragungsnetzstabilität und Lastanpassung, werden von den mehr als 220 Vortragenden Erneuerbare und deren Potentiale – von Solarenergie, über Wasserkraft, Biomasse sowie Windenergie – thematisiert, diskursiv beleuchtet und interdependente Elemente verdeutlicht.

Die Einbettung erneuerbarer Energien in eine größere Abhängigkeitsmatrix ist bedeutsam für die erfolgreiche und nachhaltige Ausgestaltung unserer Energie-Zukunft. Die TU Graz bekennt sich dabei nicht nur klar zur Notwendigkeit einer Energiewende, sie versucht vielmehr durch den Brückenschlag zwischen Wissenschaft, Wirtschaft, Politik und Gesellschaft einen aktiven Beitrag zu einem energiepolitisch nachhaltigeren Europa zu leisten und engagiert sich intensiv – etwa im Rahmen unserer „European Sustainable Energy Innovation Alliance“ (eseia) – 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 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.



Förderer des Symposiums





Stromversorgung nachhaltig sichern – Übertragungsnetze verstärken

Die europäische Stromversorgung ist im Umbruch. Mit dem Bekenntnis zum Ausbau erneuerbarer Energien hat Europa einen tiefgreifenden Transformationsprozess in der europäischen E-Wirtschaft eingeleitet.

Strom soll bis 2050 zum überwiegenden Teil aus erneuerbaren Energiequellen kommen. Länder wie Deutschland und Österreich haben die Weichen in Richtung des Ausbaus von Windkraft und Solarstrom gestellt. Bis 2020 soll sich durch die Ökostromförderung etwa die in Österreich installierte Windkraftleistung von derzeit rund 1.600 MW auf über 4.000 MW erhöhen. Das entspricht beinahe der doppelten Leistung der gesamten Donaukraftwerkskette. Absolute Grundvoraussetzung für das Gelingen der Energiewende ist der Ausbau und die Verstärkung der Stromnetze.

Sichere Stromversorgung auf Basis leistungsfähiger Übertragungsnetze

Österreich ist in der glücklichen Lage, ein sehr zuverlässiges Stromversorgungssystem zu haben. Die Ausfall- und Störungsstatistik der E-Control Austria weist für das Jahr 2012 eine Dauer von ungeplanten Versorgungsunterbrechungen von nicht einmal 35 Minuten aus. „Damit ist Österreich unter den Ländern mit der höchsten Stromversorgungssicherheit weltweit“, sagt Dr. Ulrike Baumgartner-Gabitzer, Vorstandsvorsitzende der Austrian Power Grid AG (APG), des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers. Im Netz der APG gab es in den Jahren 2012 und 2013 überhaupt keine Versorgungsunterbrechungen. „Um dieses hohe

Versorgungsniveau nachhaltig absichern zu können, ist vor dem Hintergrund des Ausbaus der volatilen Windkrafterzeugung dringend eine Verstärkung des heimischen Übertragungsnetzes notwendig. Mit den derzeit verfügbaren Leitungskapazitäten sind wir langfristig nicht in der Lage, das stark wachsende Stromaufkommen aus erneuerbaren Energiequellen in die heimische Stromversorgung einzubinden.“

Milliardeninvestitionen in die Stromzukunft

2,6 Milliarden Euro investiert die APG bis 2023 in ihr Netz, um die Versorgungssicherheit Österreichs nachhaltig abzusichern. Zentrales Element des APG-Netzkonzepts ist der 380-kV-Sicherheitsring. „Das APG-Netzkonzept baut auf dem 380-kV-Sicherheitsring auf“, erklärt Baumgartner-Gabitzer. „Dieses Konzept ist die Grundlage für eine nachhaltige Absicherung der heimischen Stromversorgung und eine kostenoptimale Zukunftslösung. Es ermöglicht nicht nur die Versorgung aller österreichischen Verbrauchszentren von zwei Seiten, sondern stellt auch die Verbindung der neuen und leistungsfähigen Windkraftanlagen im äußersten Osten des Landes mit Verbrauchszentren sowie mit den Pumpspeichern im Westen – den grünen Batterien im Alpenraum – her.“

Mehr Infos unter www.apg.at



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

SPAREN MIT DEM E-CHECK: ENERGIEBERATUNG BEI IHNEN ZU HAUSE

Bis zu 30 % weniger Energie



*Eine Offensive in
Kooperation mit
dem Landesenergie-
beauftragten*



*Beratungsinhalte:
Energiesparen
Sanieren
Photovoltaik*

**Unsere Experten beraten
Sie persönlich & unabhängig!**
Bis zu 3 Stunden Fach-Beratung
Jetzt einfach bestellen:
0800 / 310 300



Sparen Sie bis zu 30 % Energie. Und damit bares Geld. Unsere Experten nehmen Ihren Haushalt unter die Lupe. Von der Gebäudehülle bis zur Heizung – von der Warmwasseraufbereitung bis zu den Elektrogeräten. Oder Sie planen eine Photovoltaik-

anlage. Wir garantieren kompetente Beratung durch unabhängige Fachleute vor Ort. Bestellen Sie Ihren persönlichen E-Check noch heute unter der **Gratis-Hotline 0800/310 300** oder **www.e-steiermark.com/e-check**.



ENERGIE STEIERMARK

Reviewing-Komitee

Name	Nat.	Organisation
Priv.-Doz. DI Dr. Hans AUER	AT	TU Wien / Energy Economics Group
Mag. DI Dr. Brigitte BACH	AT	Austrian Institute of Technology (AIT)
Assoc.Prof. Dr. Udo BACHHIESL	AT	TU Graz / Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE)
Dr. Bettina BERGAUER-CULVER	AT	BUNDESMINISTERIUM für WIRTSCHAFT, FAMILIE und JUGEND
Univ.-Prof. DI Dr. Oszkar BIRO	AT	TU Graz / Institut für Grundlagen und Theorie der Elektrotechnik
Univ.-Prof. Dr. Bernd ENGEL	DE	TU Braunschweig / Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Anlagen
Univ.-Prof. Dr. Georg ERDMANN	DE	TU Berlin / Institut für Energietechnik
Univ.-Prof. Dr.rer.pol. Wolf FICHTNER	DE	Karlsruher Institut für Technologie / Lehrstuhl für Energiewirtschaft
Univ.-Prof. DI Dr. Lothar FICKERT	AT	TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen
Univ.-Prof. Dr. Wolfgang GAWLIK	AT	TU Wien / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
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
Prof. Claudia KEMFERT	DE	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW)
Mag. Gunda KIRCHNER	AT	Austrian Energy Agency / Energie- und Klimapolitik, Volkswirtschaft
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. Dr. Dominik MÖST	DE	TU Dresden / Lehrstuhl für Energiewirtschaft
Univ.-Prof. Dr. Dr.hc Michael MUHR	AT	TU Graz / Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement
Univ.-Prof. Annette MÜTZE	AT	TU Graz / Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen
Univ.-Doz. DI Dr. Herwig RENNER	AT	TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen
Univ.-Prof. Dr. Uwe SCHICHLER	AT	TU Graz / Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement
Univ.-Prof. Mag. DI Dr. Heinz STIGLER	AT	TU Graz / Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE)
Prof. Dr. Christoph WEBER	DE	Universität Duisburg-Essen / Lehrstuhl für Energiewirtschaft
Univ.-Prof. Dr. Manfred WEISSENBACHER	MT	University of Malta / Institute for Sustainable Energy

INHALT

1 EINFÜHRUNGS-PLENUM (P0)	1
1.1 EINFÜHRUNG	1
1.1.1 Innehalten und Ausblick auf dem Weg zur Energiewende – Wiederum eine eher philosophische Betrachtung mit rechtlichen Aspekten.....	1
Meret Carola HEIERLE	
1.1.2 Strommärkte oder staatliche Planung?.....	4
Reinhard HAAS	
1.1.3 Das elektrische Energiesystem im Spannungsfeld zwischen Technik und Markt.....	6
Lothar FICKERT	
1.1.4 Hochspannungstechnik als Grundlage für die zukünftige Entwicklung von Übertragungsnetzen.....	8
Uwe SCHICHLER	
2 PLENAR-SESSIONEN	9
2.1 ERZEUGUNG, MARKT, VERBAUCH (PLENUM P1)	9
2.1.1 Energiewende contra Liberalisierung.....	9
Norbert ACHLEITNER, Clemens ACHLEITNER	
2.1.2 Wert der Flexibilität	11
Wolfgang POSPISCHIL, Philip GUEORGUIEV, Gregor HERNDLHOFFER	
2.1.3 Der dezentrale Leistungsmarkt – Vorstellung und Einordnung eines Vorschlags zur marktlichen Organisation der Leistungsvorhaltung.....	13
Nicolai HERRMANN	
2.1.4 Konzepte zu Kapazitätsmärkten: Innehalten und Ausblick.....	15
Heinz STIGLER, Udo BACHHIESL	
2.2 ENERGIEEFFIZIENZ (PLENUM P2)	18
2.2.1 Anforderungen an die Energieeffizienz von Gebäuden.....	18
Bettina BERGAUER-CULVER	
2.2.2 Förderung erneuerbarer Energien und Kapazitätsmechanismen in der Schweiz	20
Michel PIOT	
2.2.3 Wärme-Kälte-Strom intelligent vernetzen	22
Stephan HASSE	
2.2.4 Energiewende im Transportsektor durch Energieeffizienz und erneuerbare Energie – Visionen & Realitäten, Fakten & Herausforderungen	23
Gerfried JUNGMEIER	
2.3 ENERGIEPOLITISCHER RAHMEN (PLENUM P3)	24
2.3.1 Energiestrategie 2050 der Schweiz – Energie? Strategie? 2050? Schweiz?.....	24
Michel PIOT	
2.3.2 Das Exergiekonzept als Analysemethode am Beispiel Deutschlands.....	26
Marco LINDNER, Udo BACHHIESL, Heinz STIGLER	
2.3.3 From Laggard to Leader? Malta's Transition towards lower CO ₂ Emissions and a larger Renewables Share with Aspects of Energy Storage.....	29
Manfred WEISSENBACHER, Janis MUENCHRATH	
2.3.4 Herausforderung Energieversorgung für Menschen am Rand der Gesellschaft – Formen von Energiearmut in Österreich.....	31
Florian PICHLER	
2.4 HERAUSFORDERUNG NETZE (PLENUM P4)	33
2.4.1 Energiesystem – Wie sicher ist sicher genug?	33
Peter BARTH	
2.4.2 Übertragung elektrischer Energie – Drehstrom/Gleichstrom sowie Leitungssysteme	37
Michael MUHR	

2.4.3	Kompakte Systeme für HGÜ-Anwendungen	38
	D. IMAMOVIC, M. HÄUSLER, B. LUTZ, A. LANGENS	
2.4.4	Energiewende – Forschungsbedarf für die europäischen TSOs. Aktuelle Entwicklungen, Themen und Herausforderungen im nächsten Jahrzehnt	41
	Stefan HÖGLINGER, Klaus KASCHNITZ, Georg ACHLEITNER	
3	STREAM A: ENERGIEWIRTSCHAFTLICHER RAHMEN	43
3.1	ZUKUNFT DER PHOTOVOLTAIK (SESSION A1).....	43
3.1.1	Strategien zur dezentralen Energieversorgung mit PV bis 2050	43
	Günther BRAUNER	
3.1.2	Erlösperspektiven der Photovoltaik in Deutschland – Einflussmöglichkeiten durch Variation der Anlagenausrichtung	45
	Alexander ZIPP, Bernd LUKITS	
3.1.3	Go West? Der Einfluss der Ausrichtung von PV-Modulen auf den Marktwert und die Erzeugungskosten im Gesamtsystem	47
	Michael HARTNER, André ORTNER, Albert HIESL	
3.1.4	Wettbewerbsfähigkeit der Photovoltaik für unterschiedliche Netzkosten- und Abgabenbeiträge des Eigenverbrauches	49
	Georg LETTNER	
3.2	OPTIMIERTE PV-ERZEUGUNG (SESSION A2).....	51
3.2.1	Historische Entwicklung und zukünftige Potenziale zur Reduktion der energetischen Rückzahlzeit von Photovoltaik und Solarthermie.....	51
	Peter BIERMAYR, Gerald STICKLER	
3.2.2	Leistungssteigerung von Photovoltaikanlagen durch Modulkühlung.....	53
	Alois NIEDERL	
3.2.3	Satellite-Based PV Potential Climatology for Alpine Regions	55
	Jochen WAGNER, Martial DUGUAY, Anke TETZLAFF, Reto STÖCKLI, Marc ZEBISCH	
3.2.4	Optimierte Einbindung von Energiespeichern und Photovoltaik unter Berücksichtigung von DSM in Bürogebäuden	56
	Markus PUCHEGGER	
3.2.5	Innovatives Energiemanagement bei Haushaltskunden – Ein Beitrag zur Netzstabilität?.....	58
	Michael WIEST, Michael FINKEL, Bernd ENGEL	
3.3	REGIONALE ENERGIEPLANUNG (SESSION A3)	60
3.3.1	Methoden zur Bewertung regionaler Energieautarkie	60
	Wolfgang WOYKE, Mario FORERO	
3.3.2	Der Bewirtschaftungsplan Mur-Mürz-Enns als Instrument zur Abstimmung von energie- und umweltpolitischen Zielsetzungen	62
	Thomas GEISLER, Margret ZORN, Jörg RADERBAUER	
3.3.3	Energieverbrauch in den Regionen Kärnten, Österreich und Friaul-Julisch-Venetien, Italien – Ein Vergleich	64
	Andreas KERCEK, Wilfried ELMENREICH, Andrea MONACCHI	
3.3.4	Regional Energy Optimisation with RegiOpt Conceptual Planner on Web	66
	Stephan MAIER, René KOLLMANN, Khurram SHAHZAD, Michael EDER, Michael NARODOSLAWSKY	
3.3.5	RESYS Tool - Realistische Darstellung des Potenzials erneuerbarer Energieträger für die regionale Energiewende	68
	Thomas LEWIS, Günter WIND, Ernst SCHRIEFL, Horst LUNZER, Petra BUSSWALD, Franz NIEDERL	
3.3.6	Sustainability of Algae Energy Systems – Modeling and Case Studies	70
	Maria HINGSAMER, Gerfried JUNGMEIER, Daniel STEINER, Ingrid KALTENEGGER	

3.4 SOZIALE AKZEPTANZ (SESSION A4)	72
3.4.1 Realität der Energieinnovation – Das Spannungsfeld zwischen Planung und realer Entwicklung	72
Michael ZOGLAUER	
3.4.2 Forschungs-Bildungs-Kooperationen als Schlüssel zu erfolgreicher Bewusstseinsbildung in den Bereichen erneuerbare Energien, Energieeffizienz, Klimaschutz und Klimawandelanpassung	73
Maximilian RIEDE, Steffen LINK, Lars KELLER, Elmar SCHNEITTER	
3.4.3 Messung und Integration der gesellschaftlichen Akzeptanz für ein Energiesystem.....	75
Daniel K. J. SCHUBERT, Thomas MEYER, Dominik MÖST	
3.4.4 Regionales Sozialkapital zur Unterstützung der Energiepolitik	77
Reinhard Felix PAULESICH, Rosemarie STANGL	
3.4.5 Reduktion der Energiearmut durch Gebäudesanierung unter Beteiligung der BewohnerInnen (<i>REDEN!</i>)	79
Tania BERGER, Anna FAUSTMANN, Réka HEIM, Andrea HÖLTL, Margit APPEL, Paloma Fernandez DE LA HOZ, Markus HAUSER, Daniela BACHNER, Georg BENKE, Manuel KREMPL, Walter HÜTTLER	
3.4.6 Paving the Way for a Low-Carbon Society – Social Acceptance and Electricity Grid Expansion in Europe.....	80
Jed COHEN, Johannes REICHL, Michael SCHMIDTHALER, Klaus MOELTNER	
3.5 STAATLICHE ENERGIEPLANUNG (SESSION A5)	81
3.5.1 Der europäische Energiemarkt im Einfluss globaler Entwicklungen – Auswirkungen unkoordinierter, regionaler Energiestrategien	81
Christian PANZER	
3.5.2 Die Anfälligkeit des Elektrizitätssystems europäischer Staaten gegenüber dem Klimawandel.....	83
Mady OLONSHECK, Daniel R. KLEIN, Carsten WALTHER, Jürgen P. KROPP	
3.5.3 Energiewende für Österreich - Eine technische, rechtliche und politische Herausforderung. Teil 1: Technische Optionen einer Vollversorgung für Österreich mit erneuerbaren Energien	85
Reinhold CHRISTIAN	
3.5.4 Energiewende für Österreich – Eine technische, rechtliche und politische Herausforderung. Teil 2: Rechtliche Erfordernisse und politische Entscheidungen.....	87
Ferdinand KERSCHNER	
3.5.5 Gekoppeltes Energiesystemmodell für den Energieumstieg in Bayern.....	88
Marco PRUCKNER, Gaby SEIFERT, Matthias LUTHER, Reinhard GERMAN	
3.5.6 Energie-Atlas Bayern und Mischpult – „Energimix Bayern vor Ort“	90
Heike WAGNER, Julia FENDRICH	
3.6 KOMMUNALE ENERGIEPLANUNG (SESSION A6)	92
3.6.1 Smart Styria – Vision 2050 vs. Realität – Die Smart-Cities-Aktivitäten der Energie Steiermark.....	92
Mathias SCHAFFER	
3.6.2 Gemeinden als Vorreiter in der Energiepolitik	93
Gerhard MORITZ	
3.6.3 Begleitforschung zum Berliner Volksentscheid vom 03.11.2013 über Rekommunalisierung und Stadtwerke-Gründung.....	94
Markus GRAEBIG	
3.6.4 Small-scale, Big Impact – Utilities' New Business Models for „Energiewende“.....	96
Wolfgang Arthur MARKO	
3.6.5 Renewable Energy Monitoring, Control and Simulation for Small Community Heating Networks (rem / rec / res).....	98
Evelyn LANG, Stefan SPANN, Manfred TRAGNER	

3.6.6	Anwendung der Monte-Carlo-Simulation als Entscheidungsmodell für kommunale Energiekonzepte	100
	Martin TSCHURTSCHENTHALER, David KOCH	
4	STREAM B: FLEXIBILISIERUNG UND SPEICHER.....	102
4.1	BATTERIEN (SESSION B2).....	102
4.1.1	Considerations for an Innovative High Temperature Battery in Power Plant Applications	102
	Cornelius M. BERGER, Joachim GESKE, Peter ORZESSEK, Oleg TOKARIEV, Qingping FANG, Norbert H. MENZLER, Martin BRAM, Hans-Peter BUCHKREMER	
4.1.2	Die Rolle dezentraler Speichertechnologien aus technischer Sicht am Beispiel von Symbiose.....	104
	Sabina BEGLUK, Christoph GROß, Christoph MAIER, Markus HEIMBERGER, Wolfgang GAWLIK	
4.1.3	Die Rolle dezentraler Speichertechnologien aus wirtschaftlicher Sicht am Beispiel von Symbiose.....	106
	Markus HEIMBERGER, Sabina BEGLUK, Christoph GROISS, Christoph MAIER, Wolfgang GAWLIK	
4.1.4	Integration von Speichern in elektrische Versorgungsnetze	108
	Roland WASMAYR, Johannes SCHMID, Klaus KAFKA	
4.2	FLEXIBLE KRAFTWERKE (SESSION B3).....	110
4.2.1	Auswirkung einer Sockellastreduktion auf den Flexibilitätsbedarf im deutschen Stromsystem – Eine modellgestützte Szenarienanalyse für die Jahre 2020, 2030 und 2050	110
	David RITTER, Dierk BAUKNECHT, Matthias KOCH, Christoph HEINEMANN	
4.2.2	Innehalten und Ausblick – Optimierung/Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerkseinsatzplanung mit Hilfe von gesellschaftlicher Akzeptanz	113
	Mark ERNDT, Wolfgang LIPPMANN, Antonio HURTADO	
4.2.3	Technischer und wirtschaftlicher Einsatz neuer Kraftwerkstechnologien in Industrie und Gewerbe	115
	Michael Josef JANK, Wolfgang SUMMER	
4.2.4	Wärmespeicher in Heizkraftwerken zur energetischen Optimierung und Ressourcenschonung	117
	Andreas DENGEL, Maïke JOHNSON, Markus SEITZ	
4.2.5	LNG (Flüssigerdgas) – Einsatzmöglichkeiten und Potentiale zur Erhöhung der Flexibilität in Österreich und Zentraleuropa.....	119
	Laura SIMMER, Gerald ASCHAUER	
4.3	SPEICHERKRAFTWERKE (SESSION B4)	120
4.3.1	Stufenlose Regelung von Pumpspeicher-Wasserkraftwerken	120
	Helmut JABERG	
4.3.2	Hydraulische, ökonomische und ökologische Optimierung von Triebwasserwegen für Hochdruckwasserkraftwerke	121
	Wolfgang RICHTER, Josef SCHNEIDER, Gerald ZENZ	
4.3.3	Anwendung von Kriterienkatalogen bei der strategischen Planung von Wasserkraftprojekten	123
	Bernd HOLLAU, Gerhart PENNINGER	
4.3.4	Die Erhöhung des Wertes erneuerbarer Einspeisung durch Pumpspeicherkraftwerke ..	125
	Thomas NACHT, Heinz STIGLER	
4.3.5	Abschätzung des zukünftigen Energiespeicherbedarfs in Österreich und Deutschland zur Integration variabler erneuerbarer Stromerzeugung.....	127
	Karl Anton ZACH, Hans AUER, Georg LETTNER, Thomas WEISS	
4.3.6	Energiepolitische Trends zur Gestaltung des zukünftigen Energiesystems – Welche Rolle spielt die Wasserkraft für die Eisenbahn?	129
	Ludwig PISKERNIK	

4.4 KRAFTWERKE MIT WÄRMESPEICHER (SESSION B5)	131
4.4.1 Flexibilisierung von Kraftwerken durch regenerativen Schüttschichtwärmespeicher.....	131
Robert DASCHNER, Samir BINDER, Andreas HORNUNG	
4.4.2 Schüttgutspeicher zur Effizienzsteigerung von Druckluftspeicherkraftwerken	133
Paul Michael RUNDEL, Rainer SCHOLZ, Robert DASCHNER, Samir BINDER, Andreas HORNUNG	
4.4.3 Druckluftunterstützte GuD-Kraftwerke zur Kompensation fluktuierender Stromeinspeisung	135
Michael JAKUTTIS, Rolf BÖRNER, Samir BINDER, Andreas HORNUNG	
4.4.4 Anwendungsmöglichkeiten der Hochtemperatur-Sand-Wärmespeicherung zur Flexibilisierung des Strommarktes	137
Martin HÄMMERLE, Markus HAIDER, Karl SCHWAIGER	
4.4.5 Modellierung dezentraler netzgebundener Energiespeichersysteme.....	139
Martina ZISLER, Stefan SPANN	
4.5 WIRTSCHAFTLICHKEIT DER SPEICHERUNG (SESSION B6)	140
4.5.1 Betriebsabhängige Kostenberechnung von Energiespeichern.....	140
Maik NAUMANN, Cong Nam TRUONG, Andreas JOSSEN	
4.5.2 Simulation dezentraler elektrischer Energiespeicher.....	141
Constantin TABOR, Christian KANDLER	
4.5.3 Specification and Assessment of Electric Energy Storage Systems based on Generic Storage Load Profile.....	143
Maximilian SCHNEIDER, Hendrik SCHEADE, Stephan RINDERKNECHT	
4.5.4 Techno-ökonomische Bewertung von Anwendungen für Stromspeicher.....	145
Annedore KANNGIEßER	
4.5.5 Online-Handelsplattform für Speicher in Verteilnetzen und Geschäftsmodelle für innovative Speicherdienstleistungen	147
Lukas GLOTZBACH, Bernhard FENN, Andreas Doß, Klaus-Martin GRAF, Johannes GERDES, Armin BOSSLER	
4.5.6 Zusammenspiel von Langzeit- und Kurzzeitspeichern zur Maximierung des regenerativen Erzeugungsanteils in Österreich	149
Christoph GROISS, Wolfgang GAWLIK	
5 STREAM C: MARKTORGANISATION	151
5.1 KAPAZITÄTSMÄRKTE (SESSION C1)	151
5.1.1 Der Wohlfahrtsgewinn der „Energy Only“-Strombörse	151
Andreas SCHÜPPEL, Heinz STIGLER	
5.1.2 Energy Only Markt vs. alternative Konzepte – Optionen für das zukünftige Strommarktdesign in Deutschland	153
Stefan UNTEREGGER	
5.1.3 Die Nachfrageseite des Kapazitätsmarktes	155
Daniel HÜTTER, Heinz STIGLER, Udo BACHHIESL	
5.1.4 Modellierung von Peak Load Pricing im deutschen Strommarkt	157
Fabian GROTE, Christoph BAUMANN, Albert MOSER	
5.1.5 Die Leistungskomponente in der klassischen Formel „spezifische annuitätische Stromerzeugungskosten“	159
Heinz STIGLER, Udo BACHHIESL	
5.1.6 Problemstellungen des wohlfahrtsökonomischen Marktkonzepts in der Elektrizitätswirtschaft.....	161
Heinz STIGLER, Udo BACHHIESL	
5.2 STANDARDLASTPROFILE (SESSION C3)	162
5.2.1 Einfluss neuer Technologien auf den Leistungsbezug von Haushalten aus dem Netz.....	162
Marian HAYN, Valentin BERTSCH, Wolf FICHTNER	

5.2.2	Entwicklung und Evaluation von neuen Standardlastprofilen für Haushaltskunden.....	164
	Anton GERBLINGER, Michael FINKEL, Rolf WITZMANN	
5.2.3	Bewertung der aktuellen Standardlastprofile Österreichs und Analyse zukünftiger Anpassungsmöglichkeiten im Strommarkt.....	166
	Michael HINTERSTOCKER, Serafin VON ROON, Marina RAU	
5.2.4	Das Geheimnis des Lastganges.....	167
	Georg BENKE	
5.3	MARKTMODELLIERUNG (SESSION C4)	169
5.3.1	Eine modellgestützte Analyse der Erzeugungssicherheit in einem gekoppelten deutschen und französischen Elektrizitätsmarkt.....	169
	Philipp RINGLER, Andreas BUBLITZ, Massimo GENOESE, Wolf FICHTNER	
5.3.2	Modellgestützte Analyse von Designoptionen für den deutschen Elektrizitätsmarkt zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei zunehmender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	171
	Lea RENZ, Dogan KELES, Wolf FICHTNER	
5.3.3	AMIRIS – Ein Agentenmodell zur Analyse der Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt	173
	Marc DEISSENROTH, Matthias REEG, Kristina NIENHAUS, Nils ROLOFF, Sandra WASSERMANN, Wolfgang HAUSER, Uwe KLANN, Thomas KAST	
5.3.4	Analyzing Effective Competition in Energy Market using Multi Agent Modelling.....	176
	Hamid AGHAIE, Peter PALENSKY, Reinhard HAAS	
5.3.6	Stochastisches Portfoliomanagement und HPFC Entwicklungen im Rahmen der Verlustenergiebeschaffung durch die APG.....	178
	Christian TODER, Andreas BRAUNSTEINER-RYS	
5.3.7	An Agent-Based Simulation Model for Wholesale Electricity Markets.....	180
	Andreas BUBLITZ, Philipp RINGLER, Massimo GENOESE, Wolf FICHTNER	
5.4	KURZFRISTIGER ELEKTRIZITÄTSMARKT (SESSION C5)	182
5.4.1	Kapazitätsmechanismen in Europa – Quantitative Wirkungsanalyse von nationalen Alleingängen versus koordinierten Mechanismen.....	182
	Michael BUCKSTEEG, Christoph WEBER	
5.4.2	Der kompatible Kapazitätsmarkt – Flexibilisierung des Energieverbrauchs in einem geschlossen wettbewerblichen Ansatz	184
	Jörg STRESE, Eberhard HOLSTEIN	
5.4.3	Konzept zur Bestimmung des Marktpotenzials von Flexibilitätsoptionen im Strommarkt.....	185
	Hendrik KONDZIELLA, Thomas BRUCKNER	
5.4.4	Portfolioauswahl in der Elektrizitätswirtschaft – Ein lineares Modell zur Auswahl effizienter Kraftwerksportfolios in Deutschland	187
	Johann GOTTSCHLING	
5.4.5	Internationale Kooperationen zur Verschränkung der Regelenergiemärkte.....	189
	Christian TODER, Jean-Yves BEAUDEAU, Julia GSELLMANN	
5.5	ÖKOSTROMREGULIERUNG (SESSION C6).....	191
5.5.1	Entwicklung der EEG-Zahlung der Bestandsanlagen über 2018 hinaus.....	191
	David BIERE, Oliver MERL	
5.5.2	Das Ökostromgesetz 2016	193
	Michael SORGER	
5.5.3	Die Festlegung des Ökostromförderbeitrags	194
	Michael SORGER	
5.5.4	Die Wertigkeit von erneuerbaren Energien am Beispiel Windkraft in Deutschland.....	195
	Andreas SCHÜPPEL, Heinz STIGLER	
5.5.5	Stromkennzeichnung im internationalen Kontext – Vergleich der Systeme in Deutschland und Österreich	197
	Mathias REINERT	

6	STREAM D: LASTANPASSUNG	199
6.1	LASTVERSCHIEBUNG IM HAUSHALT (SESSION D1).....	199
6.1.1	Detaillierte Modellierung des Haushaltsstromverbrauchs zur Untersuchung von Demand Side Management.....	199
	Franz ZEILINGER, Christoph GROISS, Andreas SCHUSTER	
6.1.2	Untersuchung von Optimierungsansätzen zur Nutzung von Lastverschiebepotenzialen.....	201
	Benjamin HAASE	
6.1.3	Maßnahmen zur Integration erneuerbarer Energien in das deutsche Stromnetz	203
	Stefan SAATMANN, Sebastian GERHARD, Sören TRÜMPER	
6.1.4	Verhaltensänderung im Rahmen von DSM – Internationale Beispiele für die Praxis	204
	Gerhard LANG	
6.1.5	Flexible Tarife für das Smart Grid	206
	Simon MOSER, Christina FRIEDL	
6.1.6	Fundamentalmodell und Potenzial zeitlich verschiebbarer Lasten in Österreich	207
	Jürgen HÜRNER, Wolfgang WOYKE	
6.2	POWER-TO-GAS (SESSION D3).....	209
6.2.1	Energetische und wirtschaftliche Betrachtung einer dezentralen Methanolsynthese zur Speicherung von erneuerbarer Energie	209
	Johannes MEYER, Michael JAKUTTIS, Samir BINDER, Andreas HORNUNG	
6.2.2	Power to Gas – Netzzugangsmodelle und Marktdesign.....	211
	Martin ROBINIUS, Michael KÜSTER, Detlef STOLTEN	
6.2.3	Energiespeicher Windgas – Eine Untersuchung der Unsicherheit als Herausforderung für die Unternehmensstrategie am Beispiel der Chemieindustrie und der Energiewirtschaft	214
	Dorothea SCHOSTOK, Manfred FISCHEDICK	
6.2.4	Modellierung und kombinierte Simulation eines Power-to-Gas Prozesses	216
	Andreas FLEISCHHACKER	
6.2.5	Wasserstoffwirtschaft.....	218
	Karl-Heinz TETZLAFF	
6.3	POWER-TO-HEAT (SESSION D4).....	220
6.3.1	Neuartiges Konzept zur Auslegung von Strom- sowie Warmwasserspeichern in Haushalten beim Einsatz fluktuierender Erzeugungsanlagen	220
	Thomas WIELAND, Ernst SCHMAUTZER, Domenik BUCHAUER, Lothar FICKERT	
6.3.2	Mobile und stationäre Latentwärmespeicher – Technik, Wirtschaftlichkeit und Marktreife	222
	Marco DECKERT, Stefanie REIL, Samir BINDER, Andreas HORNUNG	
6.3.3	Modellierung und Potenzialbestimmung kombinierter Lastmanagementoptionen thermischer Versorgungssysteme in Wohnsiedlungen.....	224
	Michael WINKEL	
6.3.4	Energiespeicherung und Stromnetzregelung mit hocheffizienten Gebäuden	226
	Michael POMMER, Stephan LEITSCHUH, Martin BAUER, Michael SEDLMEIER, Josef HOCHHUBER	
6.3.5	Simulation der Bedeutung von Power-to-Heat, Pumpspeicherausbau und thermischer Kraftwerke für ein nahezu 100% erneuerbares Stromsystem in Österreich und Deutschland 2050.....	228
	Gerhard TOTSCHNIG, André ORTNER, Richard HIRNER	
6.4	E-MOBILITY UND DSM (SESSION D5)	229
6.4.1	Nutzung von elektromobilen Flotten zur Lastverschiebung.....	229
	Katrin SEDDIG, Patrick JOCHEM, Wolf FICHTNER	
6.4.2	Betrachtung der Netzanschlussleistung eines Parkhauses bei kontrollierter Ladung von Elektrofahrzeugen.....	231
	Matthias STIFTER, Andreas PACHER, Benoît BLETTERIE, Stefan ÜBERMASSER	

6.4.3	Präferenzen, Geschäftsmodelle und Marktpotential der V2G-Technologie	233
	Joachim GESKE	
6.4.4	Rahmenbedingungen für die Einführung von E-Taxi aus Sicht eines Verteilernetzbetreibers	235
	Annemarie JUNG, Mario LEITNER, Thomas Karl SCHUSTER	
6.4.5	Innovative und effektive Integration von Elektrofahrzeugen ins Niederspannungsnetz ..	236
	Andreas GÖTZ	
6.5	POWER-DSM IN DER INDUSTRIE (SESSION D6).....	238
6.5.1	Zum Speicherproblem: Energiedienstleistungs-Speicherung vs. Just-in-Time-Produktion	238
	Heinz STIGLER, Udo BACHHIESL	
6.5.2	Regionale Lastmanagement-Potenziale stromintensiver Prozesse	239
	Anna GRUBER, Franziska BIEDERMANN, Serafin von ROON	
6.5.3	Lastverschiebung in der Industrie – Potenzial und Einfluss auf die Stromerzeugungskosten in Deutschland.....	241
	Martin STEURER, Ulrich FAHL, Alfred VOß	
6.5.4	Flexibilisierung des Stromverbrauchs in Fabriken	243
	Fabian KELLER, Dennis ATABAY, Rita DORNMAIR, Thomas HAMACHER, Gunther REINHART	
6.5.5	Lastverschiebung in der österreichischen Zementindustrie	245
	Alois KRAUSSLER	
6.5.6	Lastverschiebungspotenziale in kleinen und mittleren Unternehmen und Erfolgsfaktoren zur Hebung dieser Potenziale	247
	Michael WEDLER, Ludwig KARG, Alexander VON JAGWITZ, Kerstin KLEINE-HEGERMANN, Georg BAUMGARTNER	
7	STREAM E: VERTEILNETZE UND SMART GRIDS	248
7.1	AUSBAUPLANUNG (SESSION E1).....	248
7.1.1	Smart Planning für Verteilnetze	248
	Christoph ENGELS, Lars JENDERNALIK, Marc OSTHUES, Sebastian SCHIMMEYER, Heiko SPITZER	
7.1.2	Potentiale und Risiken bei der Verwendung innovativer Netzplanungsansätze	251
	André SEACK, Jan KAYS, Lars JENDERNALIK, Dominique GIAVARRA	
7.1.3	Methode zur automatisierten Bewertung des zukünftigen Ausbaubedarfs in der Niederspannungsebene unter Berücksichtigung verschiedener technischer Konzepte.....	253
	Gerrit SCHLÖMER, Constantin REESE, Lutz HOFMANN	
7.1.4	Bewertung des Verteilungsnetzausbaus unter Berücksichtigung betrieblicher Maßnahmen	255
	Lukas VERHEGGEN, Sebastian DIERKES, Henning SCHUSTER, Albert MOSER	
7.1.5	Auswirkung der regionalen Verteilung erneuerbarer Energien auf den Netzausbaubedarf im Verteilungsnetz	257
	Henning SCHUSTER, Lukas VERHEGGEN, Sebastian DIERKES, Albert MOSER	
7.2	QUALITÄT (SESSION E2).....	259
7.2.1	Optimierung des dynamischen Verhaltens netzstützender Anlagen am Beispiel der virtuellen Synchronmaschine	259
	Timo DEWENTER, Benjamin WERTHER, Alexander K. HARTMANN, Hans-Peter BECK	
7.2.2	Modellierung und Validierung von LVRT – Simulationsmodellen dezentraler Erzeugungseinheiten.....	261
	Norbert ESSL, Herwig RENNER	
7.2.4	Auswirkungen der unsymmetrischen Belastung im Niederspannungsnetz für dezentrale Energieeinspeiser	263
	Thomas SCHUSTER	

7.2.5	morePV2grid – Spannungsregelung von PV-Wechselrichtern – Ergebnisse aus einem Feldtest.....	264
	Christoph WINTER, Martin HEIDL, Benoit BLETTERIE, Serdar KADAM, Andreas ABART	
7.2.6	Untersuchungen zur Oberschwingungsbelastung in Netzen mit hoher Photovoltaik-Durchdringung.....	267
	Robert PARDATSCHER, Rolf WITZMANN, Georg WIRTH, Andreas SPRING, Gerd BECKER, Sebastian SCHMIDT, Johannes BRANTL	
7.3	NETZBETRIEB (SESSION E3).....	269
7.3.1	Bewertung der Netzverstärkungsmaßnahmen zur Senkung der Nichtverfügbarkeit von Niederspannungsnetzen	269
	Lan LIU, Reday SAHEBJAN, Gerd BALZER, Alois KESSLER	
7.3.2	Ermittlung von Transitflüssen im Hochspannungsnetz durch mehrere Verknüpfungspunkte mit dem Übertragungsnetz	271
	Tobias VAN LEEUWEN, Sebastian DIERKES, Lukas VERHEGGEN, Henning SCHUSTER, Fabian KÖHNE, Albert MOSER	
7.3.3	Effizientes Erzeugungsmanagement regenerativer Erzeuger in Verteilnetzen bei Lastflussproblemen und Netzengpässen	273
	Darlus France MENGAPCHE, Dieter METZ, Naveen SHIVAKUMARAIHAH	
7.3.4	Mittelspannungsnetzbetrieb und Gefährdung bei erhöhter dezentraler Stromerzeugung im Erdschlussfall	274
	Maria AIGNER, Christian RAUNIG, Lothar FICKERT, Ernst SCHMAUTZER	
7.4	NETZENTWICKLUNG (SESSION E4)	275
7.4.1	Serbia's Policy on Rural Electrification – Rural Electrification Policy and its Impact on Minorities	275
	Sonja Maria PROTIC, Ilija BATAS BJELIC	
7.4.2	Integration und Investitionskosten von unterschiedlichen Technologien im Verteilernetz und Kundenanlagen zur Erreichung energiepolitischer Ziele	277
	Maria AIGNER, Ernst SCHMAUTZER, Alfons HABER, Beate FRIEDL, Markus G. BLIEM, Peter STEINBACHNER	
7.4.3	Mittelspannungssystemoptimierung im urbanen Raum.....	279
	Mario LEITNER, Annemarie JUNG, Thomas Karl SCHUSTER	
7.4.4	Moderne Potenzialausgleichssysteme als integraler Gebäudebestandteil – Die Bedeutung eines integrierten Potenzialausgleichs als Basis für einen zuverlässigen Betrieb von Leittechnikgebäuden in modernen Hochspannungsnetzen ..	280
	Stephan PACK, Ernst SCHMAUTZER	
7.5	SMART GRIDS (SESSION E5).....	282
7.5.1	Bedeutung des Risikomanagements für die Sicherheit von Smart Grids.....	282
	Christian MEURERS, Johannes GÖLLNER, Andreas PEER, Lucie LANGER, Markus KAMMERSTETTER	
7.5.2	Gesamtwirtschaftliche Bewertung von Smart-Grids-Lösungen anhand einer Kosten-Nutzen-Analyse	285
	Beate FRIEDL, Markus G. BLIEM, Maria AIGNER, Alfons HABER, Ernst SCHMAUTZER	
7.5.3	Netzausbau vs. Smart Grid Lösungen unter wirtschaftlichen und ökologischen Gesichtspunkten	287
	Markus SCHWARZ, Andrea KOLLMANN	
7.5.4	Dynamische Modellierung eines Diesel-Aggregats im Zuge des SORGLOS-Projekts ...	288
	Dominik FASTHUBER, Michael CHOCHOLE, Rainer SCHLAGER	
7.5.5	Energiewende nur mit Netzen – Neue Rollen für Aggregatoren und die aktive Netzintegration	290
	Alfons HABER, Hubert BAIER, Sibaprosad BANERJEE	

7.6 SMART METERING (SESSION E6)	292
7.6.1 Innovationsmotor unter Spannung – Smarte Netze in Österreich 2014 - 2020	292
Georg GLASER	
7.6.2 Energieeffiziente und synergetische Umsetzung von Smart Metering	293
Manfred BÜRGER	
7.6.3 Der Beitrag eines Inhome-Displays zur Reduktion von CO ₂ -Emissionen	294
Franziska FUNCK, Maximilian HORN, Frank EGGERT, Bernd ENGEL	
7.6.4 Potentiale von Business Intelligence für innovative Zusatzdienste mit Daten aus dem Smart Metering	296
Tobias WEISS	
7.6.5 Quantifizierung des Nutzens von Smart Metern zur Zustandsschätzung in der Verteilnetzebene	298
David ECHTERNACHT, Jonas EICKMANN, Albert MOSER	
7.6.6 Smart Metering im Spannungsfeld von Regulator, Technik und Verteilernetzbetreiber	300
Hermann EGGER	
8 STREAM F: ÜBERTRAGUNGSNETZE	301
8.1 NETZBETRIEB - TECHNIK (SESSION F1)	301
8.1.1 Einfluss von Hochspannungs-Gleichstromsystemen auf die Zuverlässigkeit von Übertragungsnetzen	301
Gerhard THEIL	
8.1.2 Die Problematik der induktiven Beeinflussung parallelgeführter Hochspannungsleitungssysteme – Berechnung und Lösungsvorschläge	303
Christian RAUNIG, Ernst SCHMAUTZER, Lothar FICKERT, Georg ACHLEITNER	
8.1.3 Auswirkungen des Hochspannung-Freileitungsausbauers auf Pipelines	305
Christian WAHL, Ernst SCHMAUTZER, Lothar FICKERT	
8.1.4 Die Bestimmung induzierter Spannungen und Ströme verursacht durch parallel geführte Leitungssysteme	306
Christian RAUNIG, Ernst SCHMAUTZER, Lothar FICKERT, Wolfgang EMMER	
8.1.5 Einsatz von Multikoptern in der Instandhaltung	308
Paul ZACHOVAL	
8.2 MITARBEITER (SESSION F2)	309
8.2.1 Einfluss der Wertschätzung durch Führungspersonen auf die Arbeitszufriedenheit	309
Annette HOPPE, Franziska GÜNTHER, Sven BINKOWSKI	
8.2.2 Gestaltungsempfehlungen für Operatorarbeitsplätze – Ableitungen aus einer Eye-Tracking-Studie	311
Roberto KOCKROW, Annette HOPPE	
8.2.3 Laborstudie zur Wirkung unterschiedlicher Beleuchtungsbedingungen in Leitwarten	313
Rico GANßAUGE, Annette HOPPE	
8.2.4 Gesundheitsmanagementsystem zur Sicherung der Beschäftigungsfähigkeit der Mitarbeiter	314
Sven BINKOWSKI, Holger BIALEK	
8.2.5 Zuverlässigkeit des Leitstandsbetriebs durch kompetente Mitarbeiter	316
Annette HOPPE, Vivian SCHWEDT	
8.3 NETZAUSBAU (SESSION F3)	318
8.3.1 APG-Masterplan 2030	318
Herbert POPELKA, Christoph SCHUH, Klemens REICH	
8.3.2 National-strategischer Netzausbau im europäischen Hochspannungsnetz	323
Daniel HUPPMANN, Jonas EGERER	
8.3.3 Netzausbauplanung und künftige Erzeugungsstruktur	325
Gernot NISCHLER, Heinz STIGLER	

8.3.4	Einfluss der Übertragungsnetzerweiterung im Mittelmeerraum und von solaren Importen aus Nordafrika auf den kontinentaleuropäischen Kraftwerkseinsatz	327
	Bettina BURGHOLZER	
8.3.5	Netzausbau und Marktmacht – Wie mehr Integration die Wohlfahrt steigert	328
	Alexander ZERRAHN, Daniel HUPPMANN	
8.3.6	Zur Anwendbarkeit von NTC, PTDF, Energy-Only-Markt, Nodal Pricing – Modelle und Implikationen	330
	Heinz STIGLER, Udo BACHHIESL	
8.4	NETZBETRIEB - ORGANISATION (SESSION F4).....	333
8.4.1	Netzbetriebliche Herausforderungen der Energiewende.....	333
	Klaus KASCHNITZ, Andrea DUMMER, Tahir KAPETANOVIC	
8.4.2	Simulation eines europäischen Nodal Pricings.....	334
	Christopher BREUER, Sören PATZACK, Albert MOSER	
8.4.3	Einfluss von konventionellen Kraftwerken auf die Spannungsstabilität im Übertragungsnetz unter Berücksichtigung dezentraler Erzeugung	336
	Sebastian DIERKES, Tobias VAN LEEUWEN, Lukas VERHEGGEN, Albert MOSER	
8.4.4	Einfluss des Optimierungshorizontes in der Netzbetriebssimulation.....	338
	Jonas EICKMANN, Jens D. SPREY, Tim DREES, Albert MOSER	
8.4.5	Analyse ausgewählter Last- und Einspeiseknoten des DACF	340
	Klaus KÖCK, Andrea DUMMER, Herwig RENNER	
8.4.7	Lastmodellierung und -visualisierung mittels Geoinformationssystemen	342
	Martin ROBINIUS, Felix ter STEIN, Sebastian SCHIEBAHN, Detlef STOLTEN	
8.5	REGELENERGIE (SESSION F5)	343
8.5.1	Das <i>hybrid</i> VPP-Konzept – Demand Response unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen	343
	Gregor TALJAN, Franz STREMPFL, Christoph GUTSCHI, Helfried BRUNNER	
8.5.2	Demand Response im österreichischen Regelenergiemarkt im Kontext der Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU – Analyse anhand internationaler Erfahrungen ...	345
	Michaela KOLLAU, Stefan VÖGEL	
8.5.3	Integration des Regelenergiemarkts am Beispiel von Österreich, Italien und Slowenien.....	346
	Tara ESTERL, Daniel BURNIER DE CASTRO, Hans AUER, Rusbeh REZANIA, Georg LETTNER	
8.5.4	Regelenergie durch Windkraftanlagen.....	348
	Malte JANSEN, Dominik SCHNEIDER, Malte SIEFERT, Eike ERDMANN, Niklas NETZEL, Markus SPECKMANN, Markus STOBRAWA, Werner CHRISTMANN	
8.5.5	Teilnahme von Photovoltaikanlagen an der Primärregelleistung	350
	Daniel UNGER, Stefan LAUDAHN, Bernd ENGEL	
8.5.6	Kosten- und CO ₂ -Effekte von Power-to-Heat im Markt für negative Sekundärregelleistung	352
	Diana BÖTTGER, Thomas BRUCKNER	
9	STREAM G: EFFIZIENTER ENERGIETRÄGEREINSATZ	354
9.1	BIOMASSE UND WINDENERGIE (SESSION G1).....	354
9.1.1	Verbesserte Nutzung der Windkraft durch Anordnung neuartiger Windturbinen auf Bergen und Gewässern.....	354
	Herbert JERICHA, Emil GÖTTLICH	
9.1.2	Optimierungssystem für die Betriebsführung von Windparks (WOST)	356
	Franz ZEILINGER, Jürgen PRAMMER	
9.1.3	Energiewende warum? Wann? Und wie?.....	357
	August RAGGAM	
9.1.4	Potenziale der energetischen Nutzung von Biomasse in der Steiermark.....	358
	Julia GRILL, Andreas HAMMER, Harald RAUPENSTRAUCH	

9.1.5	Biogene Materialflüsse in Österreich	360
	Gerald KALT	
9.1.6	Aktualisierung von Ökobilanzdaten für erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe	362
	Lothar RAUSCH	
9.2	PV-EINBINDUNG IN HAUSHALTE (SESSION G2)	364
9.2.1	Entwicklung von Autarkie- und Eigenverbrauchsquoten für innovative Haushalte mit PV-Speichersystemen unter Berücksichtigung von hochaufgelösten Zeitreihen	364
	Hauke LOGES, Marcus BUNK, Bernd ENGEL	
9.2.2	Eigenverbrauch von PV-Energie – Rahmenbedingungen, Möglichkeiten und Grenzen.....	366
	Franz JETZINGER, Theresa WOHLMUTH, Johannes SCHMID	
9.2.3	Eigenverbrauchssteigerung in Haushalten durch Demand-Side-Management	368
	Christoph MAIER, Christoph GROß, Markus LITZLBAUER, Andreas SCHUSTER, Franz ZEILINGER	
9.2.4	Kostenminimaler Einsatz von dezentralen PV-Speicher-Systemen am Beispiel des Haushaltssektors	370
	Albert HIESL, Michael HARTNER, Reinhard HAAS	
9.3	GEBÄUDE (SESSION G3)	372
9.3.1	Auswirkung der Energiepolitik auf die Bauwirtschaft – Implementierung von Nachhaltigkeitsanforderungen in die Ausschreibung und Vergabe von Bauleistungen.....	372
	Johannes WALL, Christian HOFSTADLER, Helmuth KREINER, Alexander PASSER	
9.3.2	Nachhaltige Gebäudeoptimierung – Ein systemischer Ansatz	373
	Helmuth KREINER, Alexander PASSER	
9.3.3	Re-Commissioning Services für bestehende komplexe Dienstleistungsgebäude: 10% Energieeinsparung ohne Investition	375
	Boris PAPOUSEK, Reinhard UNGERBÖCK, Boris MAHLER, Barbara PETELIN VISOČNIK, Stefan PLESSER, Klemens LEUTGÖB	
9.3.4	Modelling Heating Energy Demand and Related Efficiency Potential of Apartment Buildings in the Czech Republic, Romania and Bulgaria.....	377
	Agne TOLEIKYTE, Lukas KRANZL, Andreas MÜLLER	
9.3.5	Projekt Big Energydata – Datenauswertungen zur Messung und Verbesserung energiepolitischer Maßnahmen durch Online-Datenbanken im Gebäudeenergiebereich	379
	Valentina ROHRER-VANZO, Renate PINGGERA	
9.3.6	Energieoptimierung in der Wasserversorgung am Beispiel der Einbindung eines Tiefbrunnens	381
	Franz ZEILINGER, Gerald MIKOVITS, Richard VETTERMANN, Jürgen PRAMMER	
9.4	ENERGIEMANAGEMENT INDUSTRIE (SESSION G4).....	382
9.4.1	Prozessintensivierung als Werkzeug zur Steigerung von Effektivität und Effizienz	382
	Susanne LUX, Daniela PAINER, Nikolaus SCHWAIGER, Matthäus SIEBENHOFER	
9.4.2	Energieeffizienzpotentiale bei klein- und mittelständischen Unternehmen anhand des Beispiels eines Bäckereibetriebs	383
	Dominik STRAUBINGER, Mario KLEINDIENST	
9.4.3	Betriebliches Energiemanagement zur Steigerung der Energieeffizienz und Energiekostensenkung	385
	Carina GALLIEN	
9.4.4	Steigerung der Energieeffizienz in Österreichs Industrie durch innerbetriebliche Abwärmenutzung mittels Wärmepumpensystemen anhand zweier Beispiele	387
	Gerald ZOTTER, René RIEBERER	

9.4.5	Auswirkungen der globalen Energiepreisentwicklungen auf ausgewählte Produktionsprozesse eines Automobilzulieferers	389
	Markus HIRSCHVOGEL, Mario KLEINDIENST	
9.4.6	Evaluierung von Umweltinnovationen für Großverbraucher – Markteintrittsbarrieren, Nutzeneinbußen, Umweltrelevanz.....	391
	Edith HOLLÄNDER, Felipe TORO, Felix REITZE, Sabine LANGKAU, Annette ROSER	
9.5	WÄRME- UND KÄLTEVERSORGUNG (SESSION G5).....	393
9.5.1	Digitale Wärmebedarfskarte – Ein innovatives Planungswerkzeug für die Erstellung von Energieversorgungskonzepten	393
	Bernd EIKMEIER	
9.5.2	Fernkälte als Möglichkeit zur Effizienzsteigerung bei Abfallverbrennungsanlagen.....	395
	Bernd HOLLAUF, Christine FAUSTMANN	
9.5.3	The Impact of Climate Change and Energy Efficiency on Heating and Cooling Energy Demand and Load.....	397
	Lukas KRANZL, Herbert FORMAYER, Richard HIRNER, Marcus HUMMEL, Andreas MÜLLER, Irene SCHICKER, Gerhard TOTSCHNIG	
9.5.4	Endenergiebedarf zur Prozesskälteerzeugung, Effizienzpotentiale sowie hemmende Faktoren für den Einsatz von effizienter Kältetechnologie im GHD-Sektor und bei milchproduzierenden Betrieben in Deutschland in der Periode 2008 - 2020	399
	Felix REITZE	
9.5.5	Welche Auswirkung hat eine gebäudeübergreifende Betrachtung von Solarthermie auf deren Wirtschaftlichkeit?	401
	Sara FRITZ, Kathrin DE BRUYN, Lukas KRANZL	
9.6	ELEKTROAUTO UND TREIBSTOFFE (SESSION G6)	403
9.6.1	Aktuelle Forschungsthemen und innovative Trends der Elektromobilität in Österreich ..	403
	Jürgen FABIAN, Helmut BRUNNER, Mario HIRZ, Thomas WIELAND, Ernst SCHMAUTZER, Lothar FICKERT, Hannes WEGLEITER, Walter SLUPETZKY, Robert SCHMIED	
9.6.2	Hybridfahrzeuge, Energiespeicher und Betriebsstrategien in der modernen Mobilität – Eine technologische Bewertung und Analyse der Praxisrelevanz aus Kundensicht im Zuge einer interdisziplinären Systembetrachtung.....	405
	Armin BUCHROITHNER, Michael BADER	
9.6.3	Prospects and Obstacles for Various Types of Electric Cars	407
	Amela AJANOVIC, Reinhard HAAS	
9.6.4	Innovative Methoden zur Analyse elektrifizierter Antriebsstränge zukünftiger Fahrzeugkonzepte	408
	Markus ERNST, Jürgen FABIAN, Mario HIRZ	
9.6.5	Restructurization of Renewable Energy Sources for more Efficient Biofuel Productions with Extremophilic Microorganisms	409
	Bettina LORANTFY, Sebastien BERNACCHI, Ester MARTINEZ, Christoph HERWIG	
9.6.6	Bewertung der steigenden Nachfrage nach Dieselmotoren hinsichtlich ihrer CO ₂ -Emissionen	411
	Philipp FRENZEL, Andreas PFENNIG	

1 EINFÜHRUNGS-PLENUM (P0)

1.1 EINFÜHRUNG

1.1.1 Innehalten und Ausblick auf dem Weg zur Energiewende – Wiederum eine eher philosophische Betrachtung mit rechtlichen Aspekten

Meret Carola HEIERLE¹

Einleitung

Das Leitthema des Symposiums 2014 „Innehalten und Ausblick: Effektivität und Effizienz für die Energiewende“ lässt sogleich die Frage nach dem Grund des Innehaltens auftauchen. Halten wir inne, weil wir rasch vorwärts geschritten sind und Ausblick auf das bald erreichte Ziel haben oder halten wir inne und Ausblick, weil wir nach vielen Mühen und Bemühungen Zweifel haben, ob wir – überall – auf dem richtigen Weg sind? Schon das Leitthema des Symposiums 2010 „Alte Ziele – Neue Wege“ liess vermuten, dass wir uns eventuell auf dem falschen Weg bewegen oder auf diesem zu langsam vorwärtsschreiten. Oder müssten wir bei den Zielen ansetzen, nicht weil sie richtig oder falsch sind, sondern trotz vordergründiger Übereinstimmung im Einzelnen doch stark divergieren, Interessenkonflikte zur Folge haben und Kompromisse sich zwingend abzeichnen, um uns den Zielen wenigstens zu nähern.

Alte Ziele – neu verpackt?

Das Leitthema „Alte Ziele – Neue Wege“ wurde noch vor dem Reaktorunglück von Fukushima festgesetzt. Es fragt sich aber, ob wir uns nach diesem Ereignis überhaupt neue Ziele gesetzt haben. Gewiss, wir sprechen nun neu von der Energiewende, aber eigentlich sind die Ziele dieselben geblieben: eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung sowie ein sparsamer und rationeller Energieverbrauch. Mit dem in einigen Ländern in der Folge des Reaktorunglücks von Fukushima beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie wurden diese Ziele in den Begriff „Energiewende“ neu verpackt. Die neuen Wege, die schon 2010 gesucht wurden, sind wohl im Grundsatz immer noch gangbar, aber die Intensivierung des Versuchs, die Energieversorgung umzugestalten, hat in den letzten Jahren einen teilweise hektischen und oberflächlichen Aktivismus ausgelöst, dass 2014 ein Innehalten und Überlegen, was wann und wie erreicht werden soll und vor allem erreicht werden kann, zwingend ist.

Jeder für sich – und wer für alle?

Ein Beispiel (nur?) für die Schweiz

Kurz nach dem Unfall im Kernkraftwerk Fukushima haben der Schweizer Bundesrat und das Parlament vorschnell und ohne durchdachte Alternative eine Neuausrichtung der Energiepolitik in die Wege geleitet, Energiestrategie 2050 genannt. Diese beinhaltet im Wesentlichen, auf den Bau der geplanten Ersatzkernkraftwerke zu verzichten. Dabei soll die bereits beschlossene ambitionierte Klimapolitik beibehalten und durch umfangreiche Massnahmen für einen beschleunigten Umbau des gesamten Energiesystems ergänzt werden. Da dies weitestgehend ein politischer Entscheid war, für dessen Umsetzung zuerst das technische, wirtschaftliche, fiskalische Vorgehen festgelegt werden musste, wurden für die Ausarbeitung der ersten Massnahmenpakete die Wirtschaft und weitere Kreise beigezogen, um eine möglichst grosse Akzeptanz zu erhalten.

¹ Verband Schweizerischer Elektro-Installationsfirmen VSEI, Limmatstrasse 63, 8005 Zürich,
Tel.: +41 44 444 17 17, Fax: +41 44 444 17 18, meret.heierle@vsei.ch, www.vsei.ch, www.usie.ch

Nun war zu beobachten, wie die einzelnen Branchen die Energiestrategie 2050 als Vehikel benutzten, um möglichst viel vom zu verteilenden Kuchen für sich abzuschneiden. Verschiedene Branchen haben sich gegeneinander ausgespielt, um möglichst rasch und ebenso kurzfristig ihre Töpfe zu füllen.

Es gehört zur *Political correctness*, die Energiestrategie 2050 nicht in Frage zu stellen – und wer wäre schon gegen eine nachhaltige und umweltfreundliche Energieerzeugung, womit zumindest in der Schweiz meistens die Stromproduktion gemeint ist. Die Realität sieht aber anders aus: in verschiedenen Gemeinden wurden nach dem „ja, aber nicht bei mir“-Prinzip Windkraftwerke in der Volksabstimmung abgelehnt, und dieselben Interessengruppen, die in vorderster Reihen gegen die Kernenergie protestieren, verhindern den Ausbau der Wasserkraft oder der nötigen Stromleitungen.

Und der/die einzelne?

Es ist unbestritten, dass Wirtschaftswachstum Arbeitsplätze und Wohlstand sichert. Unser Lebensstandard soll nicht nur erhalten bleiben, sondern steigen. Auch wenn der Energieverbrauch vom Wirtschaftswachstum entkoppelt werden könnte, bleibt unbestritten, dass mehr Wachstum und (weltweit) zunehmender Wohlstand mehr Energieverbrauch und somit mehr Umweltbelastung bedeutet.

Energiesparen ist beim einzelnen noch weitgehend ein Lippenbekenntnis. Der geringere Treibstoffverbrauch bei den Fahrzeugen wird durch immer grössere und luxuriösere Modelle wettgemacht. Die Zunahme der Elektrogeräte in den Haushalten steigt weiterhin an.

Ein Zitat genügt: „Wir wollen alle Tage sparen und brauchen alle Tage mehr.“ So im zweiten Teil von Goethes Faust. Es ist davon auszugehen, dass diese mehr als 200 Jahre alte Feststellung auch der Energiestrategie 2050 standhält.

Energiestrategie 2050 und der Weltenergierat 2013

Die Energiestrategie 2050 definiert folgende quantitativen Ziele:

Senkung des durchschnittlichen Energieverbrauchs pro Person und Jahr gegenüber dem Referenzjahr 2000 um 16 % bis 2020 und um 43 % bis 2035. Senkung des durchschnittlichen Stromverbrauchs pro Person und Jahr gegenüber dem Referenzjahr 2000 um 3 % bis 2020 und um 13 % bis 2035.

Diese Ziele stehen den Erkenntnissen des Weltenergierates vom Oktober 2013 fast diametral entgegen.

Ausserdem berücksichtigt die Energiestrategie 2050 kaum, dass eine Verminderung des Gesamtenergieverbrauchs und des CO₂-Ausstosses oft eine Zunahme des Stromverbrauchs bedeuten.

....dass deine linke Hand nicht weiss, was die rechte tut

Die Schweiz hat sich die CO₂-freie Stromproduktion als Ziel gesetzt. Die Schweiz tritt insbesondere auch auf internationaler Ebene als Vorreiterin für eine massive Reduktion des CO₂-Ausstosses auf. Die Energiestrategie 2050 sieht aber „für eine Übergangszeit“ den Zubau fossil-thermischer Kraftwerke vor für die fehlende Leistung aus der Kernenergie.

Um eine Senkung des Energieverbrauchs allgemein und des Stromverbrauchs im Speziellen zu erreichen, befindet sich eine ökologische Steuerreform in Vorbereitung. Diese sieht erhebliche Lenkungsabgaben vor. Andererseits fordert der Preisüberwacher eine massive Senkung der „monopolistischen“ Strompreise, um den Markt zu fördern.

Die Energiestrategie 2050 beinhaltet auch hochgesteckte Ziele zum Ausbau der Wasserkraft als weitestgehend umweltfreundliche Stromproduktion. Ausserdem bildet die Wasserkraft einen Pfeiler der Versorgungssicherheit. Dieselben Kreise, welche den Ausstieg aus der Kernenergie, welche ebenfalls einen wesentlichen Teil der Versorgungssicherheit garantiert, am rigidesten fordern, wollen auch den Ausbau der Wasserkraft blockieren.

Schlussbemerkungen oder so schwarz sieht es auch nicht aus

Ob der politisch motivierte und daher fast überstürzte Beschluss, aus der Kernenergie auszusteigen, der richtige war, bleibe hier offen. Sicher ist aber, dass der seit Jahrzehnten trotz mannigfachen Sparappellen und politischen Programmen ungebremste Energiekonsum nicht unlimitiert und ungebremst weitergehen kann. So gibt uns die Energiestrategie 2050 die Chance, innezuhalten und unseren bisherigen Weg zu überdenken und einen veränderten Ausblick in die Zukunft wahrzunehmen.

Dieses Innehalten verpflichtet uns, neue Wege in technischer, wirtschaftlicher, fiskalischer, politischer und rechtlicher Hinsicht auszuloten. Es verpflichtet uns, gerade in der Energieforschung alles Denkbare und noch Udenkbare zu entwickeln und zu prüfen – auch im Bereich der Kernforschung, aber auch dazu, einzugestehen, wenn ein Weg technisch und wirtschaftlich nicht zum Ziel führt und den Mut und die Ehrlichkeit zu haben, diesen Weg wieder aufzugeben.

Ob wir die Energiewende, wie sie heutzutage einige Länder zum Ziel haben, wirklich realisieren können, wird erst die Zukunft zeigen. Aber wir verwirklichen vielleicht einiges mehr als die Zweifler glauben. Vor allem müssen wir es versuchen, sonst erreichen wir gar nichts.

Risiken und Chancen sowie rechtliche Aspekte der Energiestrategie 2050

Dazu wird auf die Langfassung verwiesen.

1.1.2 Strommärkte oder staatliche Planung?

Reinhard HAAS¹

Inhalt

In den letzten Jahren ist die Stromproduktion aus volatilen erneuerbaren Energieträgern (EET), speziell aus Wind- und PV-Kraftwerken vor allem in Deutschland, beträchtlich gestiegen. Dies hat zur Befürchtung geführt, dass aufgrund großer Mengen volatiler EET und reduzierter Verfügbarkeit (flexibler) thermischer Kraftwerke die Versorgungssicherheit sinken könnte. Dies führte in vielen Ländern Europas – auch auf EU-Ebene zur Forderung nach einem neuen „Strommarktdesign“. Wie dieses allerdings aussehen könnte, dazu gibt es eine breite Palette an Vorschlägen. Das zentrale Ziel dieses Beitrags ist es, die wichtigsten Optionen zur Lösung der vermuteten Probleme – revised Energy-only-markets und staatlichen Kapazitätzahlungen für angebotsseitige Kapazitäten – zu analysieren und deren Vor- und Nachteile zu identifizieren.

Die Idee der *Revised Energy-only-markets* basiert auf zwei Eckpfeilern:

Zunächst darauf, dass in Zukunft nicht immer die kurzfristigen Grenzkosten die Strompreise bestimmen sondern auch Knappheitspreise zustande kommen können, um den Betreibern flexibler Kraftwerke zumindest ausreichende Deckungsbeiträge zu sichern. Dazu zeigt Abbildung 1 für das Beispiel der Erzeugung aus PV, Wind und Laufwasserkraft im Vergleich zur Nachfrage in einer Sommerwoche, wie sich die Verhältnisse bei großen Mengen volatiler EET praktisch darstellen. Bei Unterdeckung sind diese zusätzlichen Mengen aus flexiblen Kraftwerken oder Speichern oder durch verbraucherseitige Maßnahmen abzudecken. Basierend auf den oben angestellten Überlegungen in Bezug auf die Preise konventioneller Kapazitäten bedeutet das, dass zu Unterdeckungszeiten die Strompreise sehr hoch werden, bei Überdeckung werden sie in der Nähe von Null (oder darunter) sein, Abbildung 1. Daraus ist auch erkennbar, dass langfristig bei großen Mengen an intermittierenden EET die price spreads wieder deutlich steigen werden. Anmerkung: Die hohen Preise in Abbildung 1 resultieren aus ca. 1000 Vollaststunden pro Jahr.

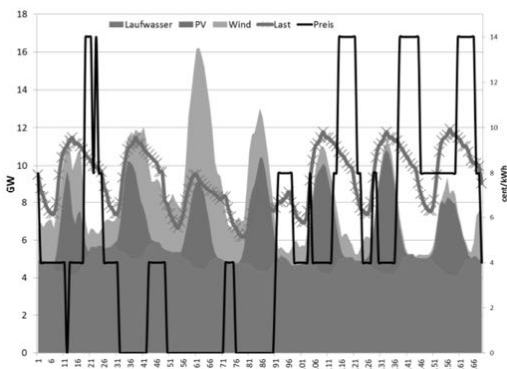


Abbildung 1: Beispiel der Erzeugung aus volatilen EET im Vergleich zur Nachfrage in einer Sommerwoche und Entwicklung des Strompreises am Spotmarkt

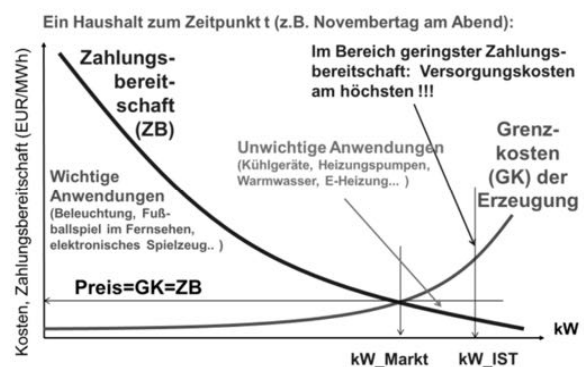


Abbildung 2: Ein Marktansatz für Versorgungssicherheit basierend auf den Grenzkosten der Erzeugung und der Zahlungsbereitschaft der Verbraucher

Am einfachsten und wettbewerbskompatibelsten wäre es also aus der Sicht des Autors, die Strompreise weiterhin die Märkte bestimmen zu lassen. Es werden sicher nicht von heute auf morgen alle konventionellen Kraftwerke abgeschaltet oder eingemottet werden und es werden sich Strommarktpreise und angebotene Kraftwerkskapazitäten nach einiger Zeit einpendeln. Allerdings ist dazu zumindest vorläufig das in Abbildung 1 beschriebene Preismuster zu akzeptieren.

¹ Energy Economics Group, TU Wien, Gußhausstraße 25/370-3, 1040 Wien, Tel.: +431/58801-37352, haas@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

D.h., wenn die Regulatoren bereit sind, gelegentlich hohe Preisspitzen – die deutlich über den kurzfristigen Grenzkosten liegen können - in Spotmärkten zu akzeptieren, ohne die Marktteilnehmer des Missbrauchs von Marktmacht zu beschuldigen, gäbe es keinen Grund mehr für die Einführung grundsätzlich anderer Marktmodelle.

Der zweite Eckpfeiler ist eine nachfrageseitige Kontrahierung von Kapazitäten. Dazu ist vor allem die historische und derzeit noch immer gültige Definition von Versorgungssicherheit – dass jede Nachfrage zu jeder Zeit angebotsseitig zu decken ist, egal was es kostet – im Sinne einer Balance von angebots- und nachfrageseitigen Optionen sowie der Zahlungsbereitschaft der Konsumenten – Abbildung 2 – in Frage zu stellen. Die marktbasierende Alternative ist also, dass das Stromvertriebsunternehmen oder die Bilanzgruppe, vgl. Erdmann 2012, nicht nur angebotsseitig Verträge über Kapazitäten abschließt, sondern auch mit den Kunden vereinbart, wieviel diese zu welcher Zeit für Leistung tatsächlich zu bezahlen haben. Denn derzeit konsumieren diese zu Zeiten hoher Preise Stromleistungen, für die sie am wenigsten zu zahlen bereit sind, Abbildung 2. Darauf würde ein Modell zur zukünftig möglichen flexiblen Deckung der Residuallast aufbauen, Abbildung 3.

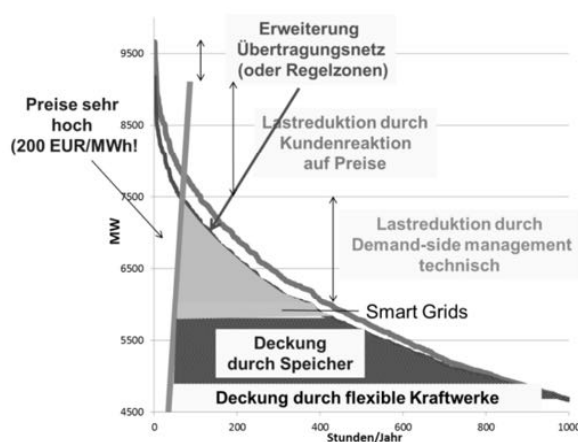


Abbildung 3: Zukünftige mögliche flexible Deckung der Residuallast

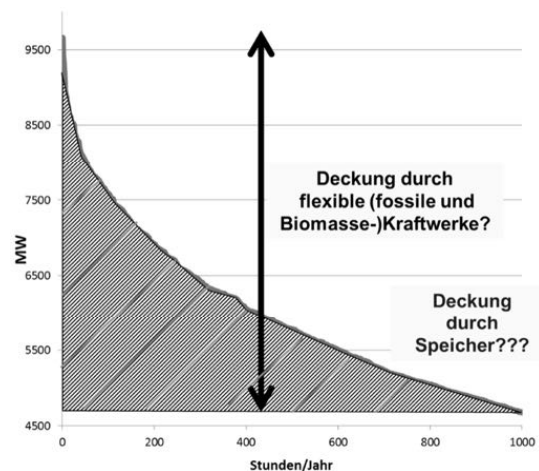


Abbildung 4: Zukünftige mögliche planwirtschaftliche Deckung der Residuallast

Als eine Alternative zu temporär hohen Preisen werden zentrale staatliche Kapazitätsmärkte (ZKM) diskutiert. Das Hauptargument der Apologeten dieser Idee ist, dass wenn nicht eine fixe "Stand-by fee" für fossile Kraftwerke bezahlt werden würde, diese stillgelegt werden, weil sie nicht mehr profitabel wären oder sogar Verluste bedeuten würden. Das zentrale Motiv, um für Kapazität zu bezahlen, ist also Versorgungssicherheit. Bei ZKM würden von einer staatlichen Einrichtung über einen bestimmten Zeitraum flexible Kraftwerkskapazitäten ausgeschrieben – je nach diskutiertem Modell unterschiedlich – für existierende und/oder neu zu bauende flexible Kraftwerke eine fixe Zahlung für die Bereitstellung bzw. Bereithaltung erhalten würden.

Staatliche KM fokussieren rein auf der Stromerzeugung, vgl. Abbildung 4, und würden damit die Marktanreize für viele andere Optionen – vor allem nachfrageseitiger Aspekte wie Anreize für *Demand-side management (DSM)* und *Demand response* – völlig vernachlässigen. Weiters beeinflussen sie den Ausbau der Übertragungsnetze, die Implementierung von Smart Grids und die Rahmenbedingungen für dezentrale und zentrale Speicher.

Die wichtigsten Schlussfolgerungen dieser Arbeit sind, dass (i) die Annahme, dass der Strompreis immer aus den kurzfristigen Grenzkosten zu resultieren hat, nicht länger haltbar ist; (ii) Kapazitätsmärkte der Tod jeder Wettbewerbsidee und der Beginn bzw. die Rückkehr zu einer rein angebotsorientierten Strom"planwirtschaft" wären und (iii) Der wichtigste Aspekt derzeit ist, das Potenzial an phantasievollen Lösungen aller Marktteilnehmer auszuschöpfen und der vollen Bandbreite an angebots- und verbraucherseitigen Optionen (inkl. Smart Grids, Netzerweiterungen, DSM und Speicher) eine Chance zu geben (Abbildung 3).

1.1.3 Das elektrische Energiesystem im Spannungsfeld zwischen Technik und Markt

Lothar FICKERT¹

Inhalt

Durch die gegenwärtigen Entwicklungen auf technischem Gebiet einerseits (Steigerung der Leistungseinspeisung durch erneuerbare Energien wie Windkraft und Photovoltaik) und andererseits hinsichtlich der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (europäische Strombörsen, gestiegenes Fördervolumen) zeigen sich besondere Herausforderungen an das elektrische Energiesystem: Speziell durch die zeitlich intermittierende bzw. unabhängig von den Stromentnahmewünschen erfolgende Leistungseinspeisung, welche im Fall der Windkraftnutzung nicht nur zeitlich, sondern auch räumlich von den Entnahmestellen durch die Verbraucher disloziert ist, sind Anforderungen primär an den Stromtransport und sekundär an gegebenenfalls erforderliche Speicherungs- bzw. Lastverschiebungsmöglichkeiten hinsichtlich der Integration in das Gesamtsystem für die Erhaltung seiner Funktionalität erforderlich. Somit steht das elektrische Energiesystem im Spannungsfeld zwischen Technik und Markt.

Grundlegend ist hinsichtlich der Funktionalität und der Verlässlichkeit elektrischer Energieübertragungs- und Versorgungssysteme festzuhalten, dass entsprechend den Axiomen der Netzplanung und – Betriebsführung folgende Randbedingungen eingehalten werden müssen:

- Spannungsband
- Stromtragfähigkeit
- Resilienz

Zusätzlich zu diesen technischen Parametern kommt das Erfordernis, in der Welt der Realwirtschaft den wirtschaftlichen Randbedingungen Genüge zu tragen.

Spannungsband

Der überregionale Transport elektrischer Energie und auch die interregionale Verteilung sind dann hinsichtlich der Übertragungsverluste am effizientesten, wenn der Transport elektrischer Leistung auf einer möglichst hohen Spannungsebene erfolgt. Sowohl zu hohe als auch zu niedrige Spannungen in einem elektrischen Netz verursachen Probleme: Überspannungen beanspruchen die Isolation und setzen die Lebensdauer der Betriebsmittel (Überspannungsableiter, Kabel, Muffen,...)herunter, wohingegen Unterspannungen kritisch hinsichtlich der Anregesicherheit von Schutzeinrichtungen sind bzw. weil bei der üblicherweise vorausgesetzten Leistungsregelung seitens der Verbraucher bei kleineren Spannungen entsprechend höhere Ströme fließen müssen.

Im Gegensatz zu Hoch- und Höchstspannungsnetzen, die für den Abtransport der aus Windkraftanlagen stammenden Leistung in den Fokus des Interesses gerückt sind, sind in Niederspannungsnetzen durch die weite Verbreitung der dezentralen und feinräumig strukturierten Fotovoltaik-Einspeisungen Spannungsband-Probleme festgestellt worden. Bezüglich des Aufnahmevermögens elektrischer Niederspannungsnetze für derartige Einspeiser, zu denen auch Blockheizkraftwerke zählen, kann unter Zuhilfenahme der Systemadmittanzmatrix gezeigt werden, dass zumindest die an einem Netzpunkt üblicherweise entnommene Leistung eingespeist werden kann, ohne die üblichen Spannungsbänder zu verletzen.

Stromtragfähigkeit

In elektrischen Netzen ist wegen der guten Einhaltung der Spannungsbänder im Bereich von wenigen Prozent bezüglich der Sollwerte und der angestrebten geringen Blindleistungstransporte ein linearer Zusammenhang zwischen transportierte Wirkleistung und Stromfluss in den Leitern gegeben.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, Tel.: +43 (0)316 873-7550, lothar.fickert@tugraz.at, www.ifea.tugraz.at

Auf die Einhaltung einer maximalen Stromdichte ist großer Wert zu legen, da Erwärmungen der Leitungen zu nachhaltigen irreparablen Schäden führen. Daher gilt: der Transport größerer elektrischer Leistungen erfordert größere Leitungsquerschnitte bzw. neue Leitungen, und eine Übertragung mit möglichst hohen Nennspannungen ist aus Effizienzgründen anzustreben.

Bezüglich einer gleichmäßigen Belastung von Kabelnetzen mit dem üblicherweise angegebenen "EVU-Strom" kann nur gewarnt werden, da hier auslegungsgemäß eine im Tagesrhythmus schwankende Stromstärke unterlegt wird, die in Schwachlastphasen zu einer merklichen Abkühlung des Kabels und des umgebenden Erdreiches führt und damit die Lebensdauer sicherstellt. Bei erhöhtem Dauerstrom sinkt diese Lebensdauer daher, weshalb Langzeitschäden nicht ausgeschlossen sind.

Resilienz

Mit Resilienz bezeichnet man das Vermögen eines Systems, auf Einflüsse von außen - im Fall elektrischer Netze sind das Änderungen bei Entnahme bzw. bei Einspeisung, aber auch elektrische Störungen (Kurzschlüsse, Erdschlüsse) - elastisch zu reagieren und sich wieder zu stabilisieren.

In diesen Zusammenhang sind die steigenden Anforderungen an die Wirkleistungs-Frequenzregelung einzuordnen, die aufgrund der abnehmenden rotierenden Schwungmassen durch den Ersatz von rotierenden (Synchron-) Maschinen durch trägheitslose Wechselrichter steigen. Dadurch sinkt die Gesamt-Trägheitskonstante des elektrischen Energiesystems, wodurch erhöhte Anforderungen an die Regelgeschwindigkeit und die vorzuhaltende Regelleistung auftreten. Wegen der Stabilitätsgleichungen ist ebenfalls darauf zu achten, dass diese Ausgleichleistungen nicht über weite Entfernungen transportiert werden müssen, da sonst die synchronisierenden Momente immer kleiner werden, bis die dynamische Stabilität verloren geht.

Ähnliches wie für die Wirkleistungs-Frequenzregelung gilt für die Blindleistungs-Spannungsregelung, die wegen der äußerst begrenzten Möglichkeit des elektrischen Energiesystems, Blindleistung über weite Strecken zu transportieren, im Wesentlichen lokal aufgebracht und geregelt werden muss.

Die geforderte Resilienz des elektrischen Energiesystems bedeutet ebenfalls die verlässliche Funktion von Schutzeinrichtungen. In diesem Zusammenhang sind speziell die Anforderungen an Schutzeinrichtungen zu berücksichtigen, die im Fall von Isolationsfehlern diese abschalten. Erforderlich sind einigermaßen stromstarke Kurzschlüssen bzw. bei stromschwächeren Erdschlüssen eine Sicherstellung schutzgerechter Nullsystem-Ströme. Hinsichtlich der Hoch- und Höchstspannungsebene sind hier bei den Anregekriterien ausreichende Fehlerströme nötig, die gerade im Fall von Schutzstörungen (Unterfunktionen bzw. Überfunktionen) auch noch einige Sekunden nach dem ersten Fehler klare Strom- und Spannungssignale liefern.

Wirtschaftliche Randbedingungen

Da die erforderlichen Begleitmaßnahmen für die gesteigerte Leistungseinspeisung durch volatile erneuerbare Energiequellen mit Investitionstätigkeit verbunden sind, sind für diese Investitionen die wirtschaftlichen Bedingungen zu schaffen, was besonders wegen der Langfristigkeit bei den Planung und Umsetzungsprozessen unter anderem eine hohe Rechtssicherheit verlangt.

1.1.4 Hochspannungstechnik als Grundlage für die zukünftige Entwicklung von Übertragungsnetzen

Uwe SCHICHLER¹

Einleitung und Motivation

Die in der elektrischen Energieversorgung eingesetzten Betriebsmittel müssen die innerhalb der verwendeten Isoliersysteme auftretenden hohen elektrischen Spannungen und Feldstärken dauerhaft beherrschen. Die dafür erforderlichen Grundlagen und Voraussetzungen werden durch die Hochspannungstechnik bereitgestellt. Die Kenntnis der elektrischen Eigenschaften von festen, flüssigen und gasförmigen Isoliermaterialien und dem Zusammenwirken der einzelnen Materialien in komplexen Isoliersystemen sowie eine darauf aufbauende sorgfältige Dimensionierung und Konstruktion der Betriebsmittel ermöglichen einen technisch sicheren und wirtschaftlichen Betrieb über viele Jahre. Die Hochspannungstechnik steht dabei im Zentrum vieler Wissensgebiete, die sich aus Elektrotechnik, Maschinenbau, Verfahrenstechnik, Elektronik, Materialwissenschaften, Physik, Mathematik, Chemie und anderen Disziplinen ergeben. Dabei sind neben den theoretischen Überlegungen, Simulationen und Grundlagenuntersuchungen aber auch insbesondere die praxisrelevanten Hochspannungsprüfungen an realen Betriebsmitteln im Hochspannungsprüflabor von großer Bedeutung. Nur so können die Betriebsmittel oder einzelne Komponenten im Rahmen von Entwicklungs- und Routineprüfungen realitätsnah getestet werden und den Nachweis erbringen, dass die im Betrieb dauerhaft bzw. temporär auftretenden Beanspruchungen nicht zum Ausfall führen.

Entwicklungen für die Übertragungsnetze der Zukunft

Für eine sichere Energieversorgung sind zukünftig in vielen Teilen der Welt große Energiemengen über weite Entfernungen zu übertragen. Hierfür werden heute in China bereits AC- und DC-Übertragungssysteme mit Nennspannungen von 800 kV (DC) und 1100 kV (AC) verwendet und die Entwicklungen für noch höhere Nennspannungen sind veranlasst. Darüber hinaus werden in Deutschland in naher Zukunft DC-Übertragungsstrecken in bestehende AC-Übertragungsnetze integriert (Beispiel: ULTRANET, Amprion).

Mit der Erhöhung der Nennspannungen ist eine Optimierung und höhere Ausnutzung der eingesetzten Isoliersysteme unumgänglich, um die verwendeten Betriebsmittel und Komponenten technisch und wirtschaftlich zu verbessern. Die bekannten Isoliersysteme - wie z. B. die Öl/Papier-Isolierung in Transformatoren - werden dabei auf der Basis neuer wissenschaftlicher Ergebnisse durch umfangreiche Simulationsrechnungen (Elektrisches Feld, Öl-Strömung, Temperatur etc.) und den Einsatz innovativer Materialien verbessert. Für gasisolierte Betriebsmittel (GIS/GIL) werden zukünftig Funktionswerkstoffe und die gezielte Beschichtung der Innen- und Außenleiter zur Verbesserung der elektrischen Feldverteilung und damit zur Verringerung der baulichen Abmessungen verwendet. Im Hinblick auf eine umweltfreundliche Realisierung von gasisolierten Systemen wird derzeit das Durchschlagverhalten von neuartigen Gasgemischen untersucht. Im Bereich der DC-Freileitungen sind technische Verbesserungen bei den Isolatoren möglich und bereits in wissenschaftlicher Untersuchung mit dem Ziel, die Freileitungsmasten und die Trassenbreite zu optimieren und auch die bereits vorhandenen Freileitungstrassen für eine gemeinsame AC- und DC-Energieübertragung zu nutzen.

Weitere Aspekte für die zukünftige technische Entwicklung von Übertragungsnetzen sind eine Optimierung der Isolationskoordination mit Hilfe von Hochleistungs-Überspannungsableitern für die Reduzierung von transienten Überspannungen und der verstärkte Einsatz von Monitoringsystemen zur kontinuierlichen Zustandsüberwachung der verwendeten Betriebsmittel. Eine weitere Notwendigkeit für die Übertragungsnetze der Zukunft liegt in der Weiterentwicklung und Anpassung der Hochspannungs-Prüf- und -Messtechnik (u. a. Prüfparameter und -verfahren, Teilentladungsmessung, Normung/Standardisierung).

¹ Technische Universität Graz, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Inffeldgasse 18, A-8010 Graz, Tel.: +43 316 873 7400, uwe.schichler@tugraz.at, www.hspt.tugraz.at

2 PLENAR-SESSIONEN

2.1 ERZEUGUNG, MARKT, VERBAUCH (PLENUM P1)

2.1.1 Energiewende contra Liberalisierung

Norbert ACHLEITNER¹, Clemens ACHLEITNER²

Inhalt

Heute spricht alles von der Energiewende, ausgelöst durch Fukushima und den Ausstieg Deutschlands aus der Atomenergie. Aber kaum mehr wird von der Liberalisierung des Elektrizitätsbinnenmarktes gesprochen, obwohl dies das beherrschende Thema in der Elektrizitätsversorgung seit Ende der neunziger Jahre war. Die Energiewende verändert derzeit die Erzeugungsstruktur nachhaltig. Daher wird im ersten Teil des Referates die Energiewende analysiert.

Im zweiten Teil wird eine Evaluierung der seit ca. 15 Jahren bestehenden Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte vorgenommen und die Auswirkungen der Energiewende den relevanten Systemen der Liberalisierung gegenübergestellt.

Im dritten Teil werden Überlegungen zu Lösungsansätzen dargestellt.

1. Teil: Die Energiewende

Begriff

„Der Begriff Energiewende ist eine Erfindung des deutschen Öko-Instituts, das 1980 Konzepte zum Ausstieg aus Kernenergie und der Nutzung fossiler Brennstoffe veröffentlichte.“
(Zitat aus Österreichs Energie, Heft Juni 2013)

Die Wirkung der Energiewende In Deutschland und Österreich

In Deutschland hat sich durch den geplanten Ausstieg aus der Atomenergie und die Überförderung der Erneuerbaren Erzeugung (durch das deutsche EEG) eine gewaltige Dislozierung der Erzeugungskapazitäten ergeben.

Für die Befürworter der erneuerbaren Energien ist die Energiewende ein absolutes Ziel und um (fast) jeden Preis zu erreichen. Für die Netzbetreiber in Österreich (Beispiel APG) ist die Energiewende ein Szenario, das mit der vorhandenen Netzstruktur kaum mehr beherrschbar ist.

Für die Betreiber konventioneller Kraftwerke bedeutet die Energiewende, verbunden mit dem extremen Preisverfall auf der Erzeugerseite durch die neuen erneuerbaren Erzeugungsstrukturen, ein Stilllegen von großen bestehenden Kraftwerkskapazitäten.

Was bedeutet das:

- Die Energiewende bedeutet eine Änderung der Erzeugungsstrukturen weg von konventionellen Kraftwerken zu erneuerbaren Erzeugungsformen
- Die Energiewende bewirkt dadurch auch ein bewusstes In-Kauf-Nehmen von dislozierten Kraftwerkskapazitäten (Windkraft), von langen Übertragungswegen und vom zeitlichen Ungleichgewicht von Erzeugung von Verbrauch (Windkraft und Photovoltaik).

Ich möchte jedoch vor allem die juristischen Grundlagen der Elektrizitätsversorgung im Lichte der Energiewende und eine kritische Evaluierung der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte darlegen.

¹ w. Hofrat i.R., früher Amt der OÖ. Landesregierung, Aufgabengruppe Energierecht und Energiewirtschaft, nunmehr wissenschaftlicher Mitarbeiter der TU Graz am Institut für elektrische Anlagen, norbert.achleitner@tugraz.at

² Amtsleiter der Gemeinde Fohnsdorf, Mariatrosterstraße 303/14, 8044 Graz, Tel.: 0664/88654403, clemens.achleitner@gmx.at

2. Teil: Die Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte

Die negativen Auswirkungen der Energiewende werden durch die Systeme der seit ca 15 Jahren bestehenden Liberalisierung, vor allem durch das unbeschränkte Unbundling und den Kraftwerkseinsatz nach überwiegend wirtschaftlichen Gesichtspunkten (Merit Order Prinzip) verstärkt.

Solange der Einsatz von Kraftwerken auf bestehenden Kraftwerkskapazitäten beruhte, konnte der liberalisierte Wettbewerbsgedanke unter den Kraftwerken mit der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung noch im Großen und Ganzen vereinbart werden.

Zum dem Zeitpunkt, als dislozierte große neue (erneuerbare) und stark geförderte Kraftwerkskapazitäten am Markt mit Abnahmegarantien, vor allem im Norden Deutschlands, jedoch den Strompreis generell zu beeinflussen begannen, ging das ursprüngliche Erzeugungs-Verbrauchgleichgewicht verloren. Verstärkt wurde diese Entwicklung noch durch das 3. Binnenmarktpaket 2009 und die damit verbundenen verschärften Unbundlingbestimmungen.

Dieses generellen Unbundling macht es dem Netzbetreiber nicht mehr möglich, zur vorrausschauenden Netzstabilität unmittelbar Einfluss auf die in Betrieb befindlichen oder für den Netzbetrieb erforderlichen Kraftwerke zu nehmen.

3. Teil: Lösungsansätze

Künftig wird die Sicherheit der Energieversorgung, und zwar die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung, mehr Bedeutung haben als der Markt von Elektrizität.

Ein kurzer Rückblick auf die Zeit vor der Liberalisierung, also ca 15 Jahre zurück, auf die traditionellen Bereiche der Elektrizitätsversorgung vor der Liberalisierung:

- Die Bewilligung der Errichtung von Hochspannungsanlagen
- Die Errichtungsgenehmigung von Stromerzeugungsanlagen
- Der Betrieb eines konzessionierten Versorgungsgebietes

Diese Bereiche wurden von den EVU in Form der Gesamtverantwortung wahrgenommen und haben damit die Grundlage der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung seit dem Wiederaufbau nach 1945 gebildet.

Diese Gesamtverantwortung ist heute nicht mehr gegeben, bzw. wird von den derzeitigen Entscheidungsträgern nicht wahrgenommen, und sollte zumindest teilweise wieder hergestellt werden. Dennoch muss man meiner Meinung nach davon ausgehen, dass die Energiewende und damit die Entwicklung der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien vielleicht in der Überförderung und der unbeschränkten Abnahmepflicht eingeschränkt, aber grundsätzlich nicht (nicht mehr) gestoppt werden kann.

Damit müssen aber andere Lösungsansätze gefunden werden:

Das heißt, dass die Systeme der Liberalisierung, und zwar vor allem der Einsatz der Kraftwerke alleine nach wirtschaftlichen Kriterien, und das unbeschränkte Unbundling, die mit der „Energiewende“ in Widerspruch stehen, wieder eingeschränkt werden müssen.

Soweit die Sicherheit der Stromversorgung selbst gefährdet ist, müssen marktwirtschaftliche Kriterien zurückstehen und überwiegt das öffentliche Interesse an der Sicherheit und Aufrechterhaltung der Stromversorgung

Dieser Erneuerungsprozess sollte auf universitärem Boden beginnen, die Experten von Bund, Ländern und Regulierungsbehörde einbeziehen, die derzeitige Rechtssituation kritisch hinterfragen und damit auch die Liberalisierung selbst auf den Prüfstand stellen.

2.1.2 Wert der Flexibilität

Wolfgang POSPISCHIL¹, Philip GUEORGUIEV¹, Gregor HERNDLHOFFER¹

Die Entwicklung der europäischen Energiemärkte

Erneuerbare Energien werden europaweit gefördert um somit die europäischen Klimaziele zu erreichen, die sogenannten 2020 Ziele. Energieeffiziente Gebäude, eingesetzte erneuerbare Energien und ein sich wandelnder Transportsektor, der von Ölprodukten abkehren soll, sollten die CO₂ Emissionen innerhalb Europas reduzieren, wobei ein EU-weiter Emissionshandel diese Reduktion entsprechend unterstützen sollte.

Der derzeitige Preis für ein CO₂-Zertifikat liegt bei €4.56 (14. Oktober 2013), wodurch Kohle und Braunkohlekraftwerke mit hohen CO₂ Emissionen wesentlich günstiger zu betreiben sind, als beispielsweise Gaskraftwerke.

Neben der indirekten Unterstützung für erneuerbare Energien durch die Klimaziele, werden diese in den europäischen Mitgliedsstaaten auch direkt gefördert, wobei es sich hierbei um länderspezifische Regelungen handelt. Während in Österreich und Deutschland vor allem Einspeisetarife an die Erzeuger bezahlt werden, gibt es in der Tschechischen Republik entweder einen Einspeisetarif oder einen Aufschlag auf den Elektrizitätspreis. In Rumänien und Polen werden Grüne Zertifikate an die Erzeuger ausgegeben, die einerseits den Strom und andererseits an andere Marktteilnehmer diese Zertifikate verkaufen.

Da die jeweiligen Förderungen für Investoren lukrativ sind, werden derzeit viele dieser EE-Kraftwerke erbaut, wobei vor allem, aufgrund der relativ geringen topographischen Voraussetzungen, Wind- und Solarkraftwerke überproportional an das Netz angeschlossen werden. Diese beiden Kraftwerkstypen sind jedoch von äußeren Begebenheiten, wie Windstärke und Sonneneinstrahlung abhängig. Obwohl sich die Prognosen für Windstärke beziehungsweise dem Sonnenaufkommen, in den letzten Jahren deutlich verbessert haben, ist die Netzstabilität durch plötzliche Schwankungen gefährdet. Diese Schwankungen in der Elektrizitätsproduktion müssen schnell von anderen Produzenten ausgeglichen werden – die meisten Kohlekraftwerke sind dazu nicht in der Lage, die geforderte Schwankungsbreite schnell abzudecken. Im Gegensatz dazu, sind Gaskraftwerke geeigneter, da sie schneller Leistungsänderungen bereitstellen können.

Derzeit werden europaweit auch Kapazitätzahlungen für unprofitable Kraftwerke diskutiert oder wurden zum Teil schon eingeführt, um somit die nötige Netzstabilität gewährleisten zu können – hierbei wird häufig übersehen, ist das nicht nur Kapazität benötigt wird, sondern auch Flexibilität.

Der Wert der Flexibilität

Im Zuge einer von Pöyry durchgeführten Studie über den Wert der Flexibilität, die im November 2013 veröffentlicht wird, wurden vier Möglichkeiten festgestellt, die Flexibilität innerhalb des Netzes zu gewährleisten und die Netzstabilität zu sichern:

- Flexible Produktion (vor allem Gaskraftwerke)
- Erhöhte Import- und Exportkapazitäten
- Demand Side Response
- und Stromspeicherung

Basierend auf den bereits am Markt feststellbaren Verhältnissen - dass der Strom-Großhandelspreis vor allem durch die Einspeisung von Wind- und Solarenergie gesteuert wird, haben wir diesen Zusammenhang innerhalb der Studie weiter untersucht.

¹ Pöyry Management Consulting Austria GmbH, Laaer-Berg-Straße 43, 1100 Wien,
{Tel.: 01/641 1800, Wolfgang.Pospischil@poyry.com},
{Tel.: 0664/828 5761, Philip.Gueorguiev@poyry.com},
{Tel.: 0664/828 6896, Gregor.Herndlhofer@poyry.com}, www.poyry.at

Negative Preisentwicklungen, wie sie beispielsweise am Sonntag, den 16. Juni 2013 vorgekommen sind, werden sich dadurch in Zukunft häufen - ebenso wie positive Spitzenpreise, jenseits der €400/MWh. Die nebenstehende Abbildung zeigt, wie sich die Preise im Jahr 2030 im Vergleich zu den Preisen im Jahr 2010 verhalten könnten.

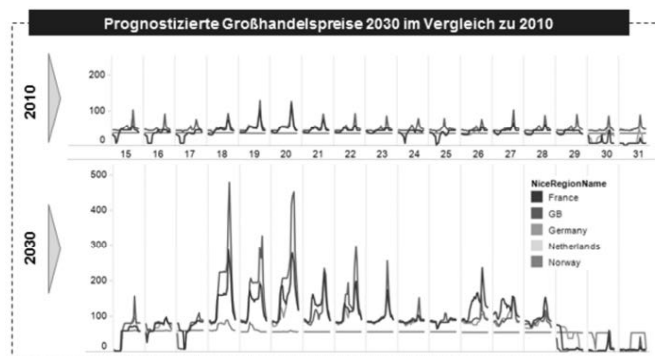


Abbildung 1: Prognostizierte Großhandelspreise 2030 im Vergleich 2010

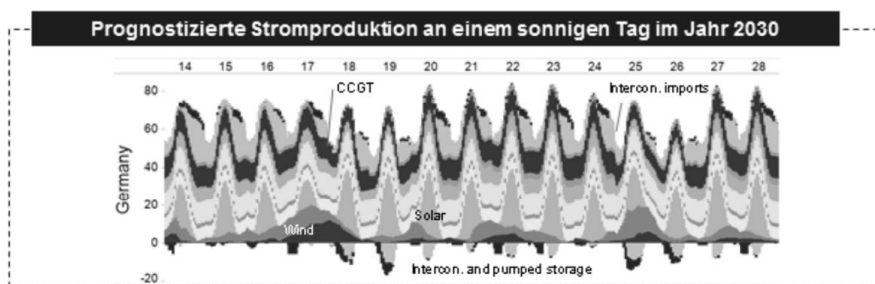


Abbildung 2: Prognostizierte Stromproduktion an einem sonnigen Tag im Jahr 2030

Neben einer erhöhten Schwankung der Großhandelspreise, gefährdet die Volatilität der erneuerbaren Energien auch die Netzstabilität, sofern nicht ausreichend flexible Kapazität am Markt vorhanden ist. Im Gegensatz zu beispielsweise Kohle- oder Nuklearkraftwerke, die aus technischen Gründen weitgehend ihrem festgelegten Fahrplan folgen müssen, haben flexible Kraftwerke derzeit die Möglichkeit zusätzliche Gewinne zu erzielen:

- Abdeckung von Spitzen in den Day-Ahead- und Intraday-Märkten durch erhöhte Produktion
- Partizipation am Regenergiemarkt partizipiert
- Spezifische Verträge mit dem Netzbetreiber, oder
- mittels eines Kapazitätsmechanismus, der in einigen Märkten besteht

Die derzeitigen Anreize reichen jedoch nicht aus, um Flexibilität entsprechend zu fördern, da:

- die Prämie für das kurzfristige Bereitstellen von Energie zu niedrig ist, beziehungsweise, sich über zu kurze Zeiträume erstreckt
- der Kapazitätsmechanismus sich auf die Kapazität und nicht auf die Flexibilität fokussiert

Dies liegt vor allem daran, dass

- die Zahlungen des Netzbetreibers für bestimmte Dienste fixiert sind (Nachfragemonopol, nicht marktbasierend)
- die Spot- und Ausgleichsenergiepreise geglättet sind (regulatorischer Druck und aufgrund des Handelns des Übertragungsnetzbetreibers), und
- es nur begrenzte Möglichkeiten gibt, grenzüberschreitend Flexibilität zu verkaufen

Ein vorläufiges Resultat der Flexibilitätsstudie ist, dass anstelle von Kapazitätsmechanismen, der Handel von Flexibilität sinnvoller wäre. Durch beispielsweise einen Handel an der Börse, könnte man diese Kraftwerkscharakteristik entsprechend fördern und Anreize setzen, damit weiter in flexible Kapazität investiert wird. Durch diese Maßnahme würde gewährleistet werden, dass flexible Kapazität zur Verfügung steht, wenn es zu Schwankungen in der Produktion von erneuerbaren Energien kommt.

2.1.3 Der dezentrale Leistungsmarkt – Vorstellung und Einordnung eines Vorschlags zur marktlichen Organisation der Leistungsvorhaltung

Nicolai HERRMANN¹

Einführung und Einordnung

Deutschland diskutiert derzeit über die Notwendigkeit und Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus. Dessen Einführung hätte langfristige Implikationen sowohl für die inländische Energiewirtschaft als auch für die Nachbarmärkte. Die verschiedenen Vorschläge zur Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen kommen dabei zu unterschiedlichen Ergebnissen, die sich teils durch Unterschiede in der Analyse des Status Quo, vor allem aber eine unterschiedliche Zielsetzung erklären lassen. Abzuwägen ist hier insbesondere die (langfristige) Effizienz des Mechanismus gegenüber der Frage von Verteilungseffekten. Der vorliegende Beitrag stellt den Vorschlag eines dezentral organisierten Leistungsmarktes vor, wie er von den energiewirtschaftlichen Gutachtern enervis und BET für den Verband kommunaler Unternehmen e.V. erarbeitet wurde.² Dabei wird der Vorschlag in Bezug auf andere Vorschläge eingeordnet.³ Die Abwägung zur Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus erfolgt dabei entlang von zwei Leitfragen, die nachfolgend kurz skizziert werden:

- Selektive oder umfassende Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus?

Umfassende Kapazitätsmärkte (vgl. Vorschlag des ewi und Vorschlag des VKU) adressieren alle Optionen zur Bereitstellung von gesicherter Leistung (d.h. Bestandskraftwerke, neue Kraftwerke, lastseitige Maßnahmen, Speicher, etc.) und führen daher zur einer effizienten Kombination dieser Optionen (im Verhältnis zu selektiven Mechanismen). Besonders relevant ist dies bzgl. der Einbindung von Nachfrageflexibilität und Bestandskraftwerken, die gesicherte Leistung teils kosteneffizienter bereitstellen können als Neubauten. Dies können selektive Mechanismen, die nur eine Auswahl von Optionen zur Leistungsbereitstellung adressieren, per definitionem nicht leisten. Diese Nachteile einer regulatorischen Marktsegmentierung sind in der aktuellen Diskussion auch kaum umstritten (vgl. Growitsch et al. 2013). Darüber hinaus besteht die Gefahr, dass selektive Mechanismen zu (dynamischen) Marktverzerrungen führen (vgl. Consentec 2012). Für selektive Mechanismen (wie z. B. den Vorschlag des Öko-Instituts) sprechen die potenziellen Vorteile einer reduzierten Umverteilung, welche bei umfassenden Mechanismen zumindest anfangs höher ausfällt. Mit langfristiger Perspektive sollten jedoch Effizienzeffekte stärker gewichtet werden als Verteilungseffekte; aus diesem Grund ist der Vorschlag des dezentralen Leistungsmarktes als umfassender Mechanismus ausgestaltet.

- Zentrale oder dezentrale Allokation der Nachfrage?

In einem zentral organisierten Kapazitätsmechanismus wird die Entscheidung über die zu beschaffende Höhe und Qualität des Portfolios an gesicherter Leistung von einem staatlichen/regulierten Akteur getroffen, z. B. im Rahmen einer zentral durchgeführten Ausschreibung. Aus energiewirtschaftlicher Perspektive können „zentrale“ Mechanismen daher volks- bzw. energiewirtschaftliche Ineffizienzen aufweisen, die insbesondere langfristig wirksam werden und eine dadurch für das Marktdesign große Relevanz entfalten. Grund hierfür ist die grundsätzlich vorhandene Informationsasymmetrie zwischen Marktakteuren und einem zentralen Akteur, was die Erschließung und Kombination von Flexibilitätspotenzialen angeht. Eine große Zahl von Marktakteuren kann die dezentral vorhanden und sehr heterogenen Flexibilitätspotenziale des Systems mutmaßlich besser identifizieren, beurteilen und erschließen als ein zentraler regulierter Akteur. Aus diesen Gründen wurde für den hier skizzierten Vorschlag ein „dezentrales“ Marktdesign definiert, in welchem Marktakteure (Stromverbraucher und Vertriebe) die Nachfrage nach gesicherter Leistung darstellen. Der Vorschlag folgt damit einem möglichst marktwirtschaftlichen bzw. wettbewerblichen Zielmodell und legt einen besonderen Fokus auf die Einbindung der Nachfrageseite als Marktakteur.

¹ enervis energy advisors GmbH, Schlesische Str. 29-30, 10997 Berlin, Tel.:+49(0)30 6951750, nicolai.herrmann@enervis.de, www.enervis.de

² Ecke/Herrmann et al. (2013)

³ Nicht näher eingegangen wird auf die Frage der grundsätzlichen Notwendigkeit eines Kapazitätsmechanismus

Vorschlag des dezentralen Leistungsmarktes

Aufgabe eines Marktdesigns im Erzeugungssegment ist es, Erzeugung und Verbrauch durch die Koordination von Einsatz- und Investitionsentscheidungen der Marktakteure in Einklang zu bringen. Im vorliegenden Vorschlag wird dies durch die Kombination des Energy-Only-Marktes mit einem neu zu schaffenden Markt für das Gut „gesicherte Leistung“ erreicht. Hierfür wird ein dezentraler Leistungsmarkt eingeführt, der als umfassender Kapazitätsmarkt organisiert ist. Hieran können alle Anbieter gesicherter Leistung (z. B. konventionelle Kraftwerke, KWK-Anlagen, Speicher, ggf. auch erneuerbare Anlagen) teilnehmen. Voraussetzung ist, dass diese Anlagen für längere Zeiträume (d. h. z.B. Monate/Quartale/Jahre) gesicherte Leistung im Voraus garantieren können. Die Nachfrager nach gesicherter Leistung sind ebenfalls in den Leistungsmarkt integriert. Die für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit unerlässliche Vorhaltung von gesicherter Leistung erhält damit einen Preis, der in den Endkundenprodukten wirksam wird. Dies ermöglicht es den Marktteilnehmern, ein kosteneffizientes Portfolio an Optionen zur Leistungsvorhaltung umzusetzen und reizt die Erschließung von Lastflexibilitäten an. Die Fähigkeit, gesicherte Leistung bereitzustellen zu können, wird durch Leistungszertifikate verbrieft. Die Veräußerung dieser Zertifikate stellt für Anbieter gesicherter Leistung zusätzlich zum Stromverkauf am EOM eine Erlösquelle dar; der Leistungsmarkt ermöglicht damit langfristig eine Vollkostendeckung der vom System benötigten Kraftwerke, da diese ihre Differenzkosten zum EOM im Leistungsmarkt erwirtschaften können. Es ist dabei nicht das Ziel des Leistungsmarktes, Kraftwerksinvestoren und -betreiber z.B. durch langfristige Leistungspreisgarantien weitgehend risikofrei zu stellen, sondern ein angemessenes Rendite-/Risikoverhältnis zu erreichen. Die Nachfrage nach gesicherter Leistung geht von den Stromkunden aus, da diese eine Zahlungsbereitschaft für die gesicherte Belieferung mit Strom haben. Bisher wird diese Zahlungsbereitschaft am Markt jedoch nicht sichtbar, da (auch im Knappheitsfall) keine Differenzierung nach gesicherter/ungesicherter Leistung erfolgt. Mit der Umsetzung des dezentralen Leistungsmarktes kann diese Produktdifferenzierung über die Strom- und Leistungslieferung eindeutig ermittelt und damit preiswirksam werden. Großkunden, Händler und Vertriebe (als Agenten kleiner Verbraucher) beschaffen im dezentralen Leistungsmarkt gesicherte Leistung in Form von Leistungszertifikaten in dem Umfang, in dem sie Strom gesichert (d.h. auch im Fall hoher Preise bzw. einer Knappheit am Markt) beziehen wollen. Sind Verbraucher technisch in der Lage, ihren Bedarf an gesicherter Leistung kontrolliert abzusenken, indem sie ihren Stromverbrauch in Zeiträumen hoher Nachfrage reduzieren, so reduzieren sie damit ihren Bedarf an vorzuhaltender Leistung im Gesamtsystem. Sie benötigen daher weniger Leistungszertifikate und sparen dadurch Kosten. Damit besteht aus dem Leistungsmarkt heraus ein direkter Anreiz zur Lastflexibilisierung. Mit dem fortschreitenden Zubau der Erneuerbaren wird die Leistungsvorhaltung absehbar zu einem zweiten „Kostenträger“ im Stromversorgungssystem, welcher neben den Kosten der erzeugten Stromeinheit besteht. Dieser Kostenträger kann durch die Einführung des Leistungsmarktes über die gesamte Wertschöpfungskette (Erzeugung – Handel – Verbrauch) marktlich bewirtschaftet und optimiert werden. Der dezentrale Leistungsmarkt stellt dabei vor allem auch gezielte Anreize für die Erschließung nachfrageseitiger Flexibilitätspotenziale bereit, adressiert gezielt die Schwächen des aktuellen Marktdesigns und sichert dadurch eine effiziente Vorhaltung von gesicherter Leistung. Die Koordination der Leistungsvorhaltung erfolgt damit primär durch die Marktakteure selbst, die regulatorische Einflussnahme bleibt minimal.

Quellen

Consentec (2012): Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland.

Ecke/Herrmann et al. (2013). Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. Kurzfassung. Gutachten für den VKU e.V..

ewi - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2012). Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Endbericht zum Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie.

Growitsch/Matthes/Ziesing (2013): Clearing-Studie Kapazitätsmärkte. Studie im Auftrag des BMWi.

Öko-Institut e.V./LBD-Beratungsgesellschaft mbH/RAUE LLP (2012). Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland.

2.1.4 Konzepte zu Kapazitätsmärkten: Innehalten und Ausblick

Heinz STIGLER¹, Udo BACHHIESL¹

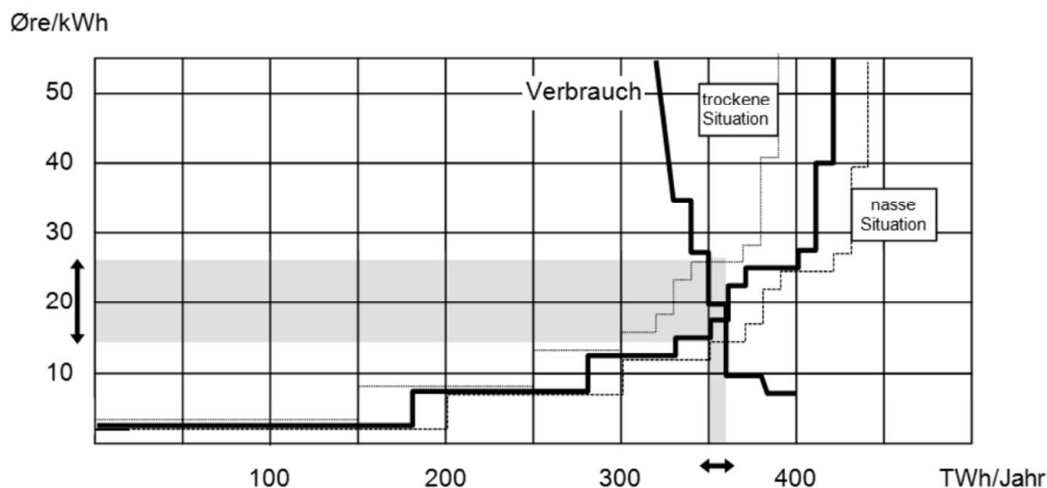
Meriten und Probleme des Energy-Only-Marktes

Der EOM bringt deutliche wohlfahrtsökonomische Gewinne mit sich, indem er teurere durch billigere Kraftwerke ersetzt. Der Nutzen kommt einerseits den Erzeugern mit höheren Kosten (Differenz zum Tauschpreis), andererseits den Erzeugern mit niedrigeren Kosten (Differenz zum Tauschpreis) zugute. Diese wohlfahrtsökonomische Funktion des EOM muss auch bei allen künftigen Markorganisationen erhalten bleiben. Für den EOM ergibt sich in Kombination mit Engpassmanagement ein ähnliches Ergebnis wie beim zentralen „Nodal Pricing“, wie es in den USA (PJM-Markt) angewendet wird.

Die Ähnlichkeit des Kurvenverlaufs der variablen Kosten über der erzeugten Menge (nicht zu verwechseln mit der Kurve der „marginal costs“ – MC) mit den in der Literatur anzutreffenden Angebotskurven stellte wohl die Verführung dar, den EOM als den „Elektrizitätsmarkt“ anzusehen. Der EOM ist aber grosso modo eine „Kraftwerkseinsatz-Optimierungs- und -tauschbörse“ und erfüllt damit eine wesentliche Funktion.

Die Preisbildung am EOM erfolgt allein auf der Basis von variablen Kosten von Erzeugern. Der sich einstellende Tauschpreis trennt die ersetzten von den diese ersetzenden Kraftwerkseinsätzen. Da bei der Preisbildung keinerlei Fixkosten vorkommen, ist es ein (glücklicher) Zufall, wenn durch die Differenz zwischen dem „Tauschpreis“ und den variablen Kosten der gesamten Produktion die Fixkosten abgedeckt werden.

Aktuell ist das nicht mehr der Fall, da sich die Angebotskurve aufgrund der deutlich gestiegenen Stromproduktion aus erneuerbaren Energien – denen keine variablen Kosten zuzuordnen sind – nach rechts verschoben hat. Diese vorherzusehende Folge hat der Erstautor bereits in seiner Dissertation (angewendet auf „nasse Situationen“ – gleiches gilt auch für mehr Windeinspeisung) 1999 dargestellt:



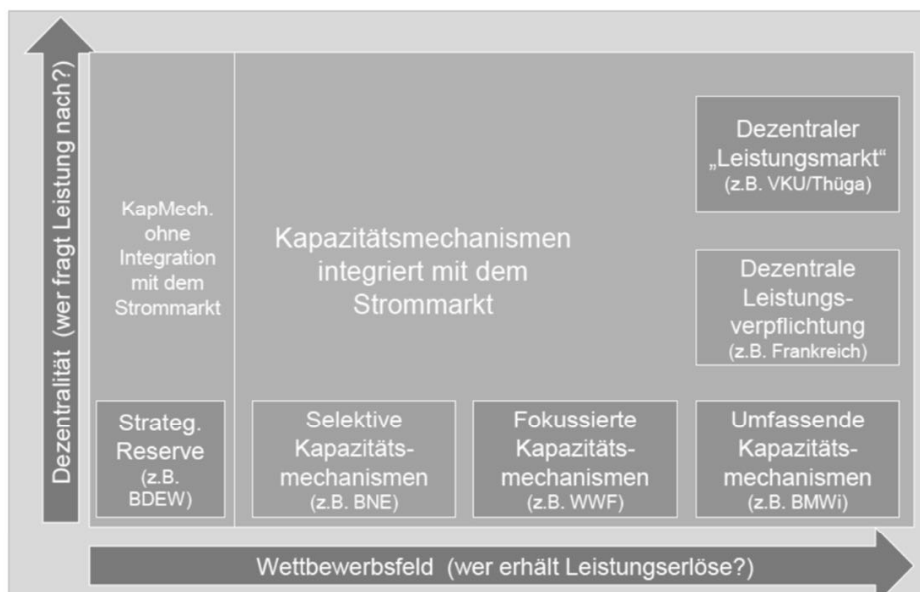
Wie man direkt erkennen kann, wirkt der Bereich des Schnittpunktes zwischen Angebot und Verbrauch aufgrund der Steilheit des Angebots vergleichbar einem Transistor: kleine Änderungen der Erzeugung bedingen große Änderungen beim zugehörigen Preis.

Kapazitätsmärkte und -mechanismen

Bisher fehlt eine – gemeinsam verstandene und akzeptierte – Begriffsbildung zu Kapazitätsmärkten und -mechanismen. Dies wäre für eine zielführende Diskussion eine wertvolle Voraussetzung. Auch so weit entfernt klingende Formulierungen wie „Direktvermarktung von Erneuerbaren Energien“ bedingt wohl die Verfügbarkeit von entsprechender Kapazität in Hochlastzeiten.

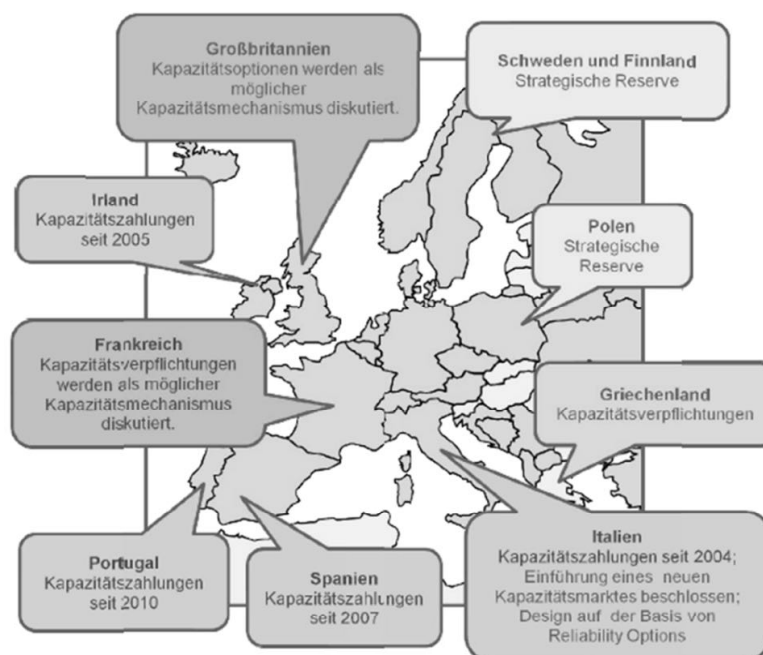
¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 8042 Graz, Inffeldgasse 18, Tel.:+43 (0)316 873 7900, Fax:+43 (0)316 873 7910, stigler@turaz.at, www.iee.tugraz.at

„Enervis“ strukturiert aktuelle Diskussionen nach den Kriterien Wettbewerbsfeld und Dezentralität:



Quelle: enervis

Einen Überblick über die Vielfalt an „Kapazitätsmechanismen“ in Europa bietet das ewi-Köln:



EWI Köln: „Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign“ März 2012

Kapazitätsmärkte neben dem Energy-Only-Markt?

Die Gegebenheit, dass elektrische Energie nicht speicherbar ist, bedingt eine Nachfrage nach ihr besonders zu Spitzenlastzeiten.

Auf der Angebotsseite stehen Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke zur Verfügung. Bei den Nachfragern gibt es solche, die ganzjährig Strom beziehen, manche besonders im Winterhalbjahr, manche nur im Sommerhalbjahr, manche in Zeiten hoher Sonneneinstrahlung (Strand-Café's) usw.

Die Zuordnung der entstehenden Kosten soll entsprechend dem Anforderer- = Verursacherprinzip so erfolgen, dass jeder Verursacher genau jene Kosten tragen soll, die ihm auch zuzurechnen sind – und keine weiteren.

Sofern künftig auch Kapazitätsmärkte oder -mechanismen zum Tragen kommen, sind eben die Preise auf den Tauschbörsen (= EOM) nicht mehr als Gesamtpreise für das Gesamtprodukt aus Leistung und Energiemenge anzulegen, sondern die beiden Produkte: Energiemenge und Leistung (= Energiebezug zu einem bestimmten Zeitpunkt) getrennt zu bepreisen.

Diese Vorgangsweise gibt es ja bereits heute: So werden die Kosten für die Infrastruktur Netz ja auch nach dem Leistungsbezug und der für die Energielieferung benötigte Energiemenge (= Verlustenergie für den Stromtransport) bepreist.

Innehalten und Ausblick

In der Österreichisch-Ungarischen Monarchie gab es die häufig praktizierte Vorgangsweise, dass neue, risikobehaftete Verwaltungsvorhaben et cetera vorab in Galizien „ausprobiert“ wurden. Falls sich das neue Vorhaben bewährte, kam es für die gesamte Monarchie zum Tragen. Falls nicht, hatte zwar Galizien ein Problem, aber die übrige Monarchie keinen Nachteil.

Angesichts der vielen Versuche unterschiedlichen Vorgangsweisen in so vielen Staaten Europas – wie sie dem eindrucksvollen Schaubild von ewi-Köln zu entnehmen sind – und kann man sich des Eindrucks nicht erwehren, dass sich einerseits viele nach dem „Galizien-Status“ drängen und dass andererseits der „Gemeinsame Elektrizitätsbinnenmarkt“ - wie er von der EU angedacht und in seiner Richtlinie vorgesehen ist – in weitere Ferne gerückt scheint.

Wenn auch der Energy-Only-Markt scheinbar an Grenzen gestoßen ist, so soll man keinesfalls das „Kind mit dem Bade ausschütten“: Die Meriten und Vorteile des EOM sollen jedenfalls auch künftig zum Tragen kommen.

Heute gibt es dank der Elektronischen Datenverarbeitung viele Möglichkeiten, die kurz-, mittel- und langfristigen Konsequenzen von neuen Marktordnungsideen (Aufbau- und Ablauforganisation) detailliert zu analysieren und ihre Wirkungen auf alle Marktteilnehmer abzuschätzen. Erst dann wären die Ergebnisse von unterschiedlichen Herangehensweisen an die Problemstellungen zu diskutieren, zu bewerten und in der Folge die entsprechenden Entscheidungen zu treffen.

Wissenschaft als „l'art pour l'art“?

Es ist zum Teil verwirrend und bedrückend, wenn man die energiewirtschaftlichen Entwicklungen der letzten Jahrzehnte verfolgt: zwar gibt es genügend Beispiele, was energiepolitisch „schief“ gehen kann, trotzdem wird es gemacht. Eindrucksvolle Beispiele sind die sogenannten PURPA-Maschinen der USA; Kleinwasserkraftwerkszertifikate; die Idee, dass Strom handelbar wäre wie „Schweinebäuche“; die Doppelregulierung der Elektrizitätswirtschaft durch CO₂-Zertifikate und EE-Quoten (führt zu einem schwingungsfähigen System) usw.

Es ist zu hoffen, dass die Verantwortlichen der Energiebranche auch künftig wie in der Vergangenheit ein Naheverhältnis zur Wissenschaft und deren Ergebnissen haben - und umgekehrt die Energiewissenschaftler zur Praxis. Diesbezügliche klingende Namen der Vergangenheit sind Oskar von Miller, Oskar Vas, Ludwig Musil, Leopold Bauer u.v.a.m.

2.2 ENERGIEEFFIZIENZ (PLENUM P2)

2.2.1 Anforderungen an die Energieeffizienz von Gebäuden

Bettina BERGAUER-CULVER¹

Vorgaben durch Europäische Richtlinien

In der Europäischen Union entfallen 40 % des Gesamtenergieverbrauchs auf Gebäude. Der Sektor expandiert, wodurch sich sein Energieverbrauch weiter erhöhen wird. Daher sind die Senkung des Energieverbrauchs und die Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen im Gebäudesektor wesentliche Maßnahmen, die zur Verringerung der Energieabhängigkeit Europas und der Reduzierung der Treibhausgasemissionen erforderlich sind. Diese Ziele werden mit der Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden und der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz verfolgt.

Vorbildcharakter öffentlicher Gebäude

Gemäß Artikel 5 der Energieeffizienzrichtlinie hat jeder Mitgliedstaat dafür zu sorgen, dass ab dem 1. Jänner 2014 jährlich 3 % der Gesamtfläche beheizter und/oder gekühlter Gebäude, die sich im Eigentum der Zentralregierung (des Bundes) befinden und von ihr genutzt werden, mindestens nach den Mindestanforderungen an die Gesamtenergieeffizienz renoviert werden. Alternativ dazu können auch andere Maßnahmen ergriffen werden, die bis 2020 mindestens im gleichen Umfang Energieeinsparungen in den betreffenden Gebäuden erreichen. Österreich verfolgt den alternativen Ansatz.

Vorgehensweise

Im ersten Schritt wurde die Grundgesamtheit der relevanten Gebäude erhoben, auf die die Definition der Richtlinie zutrifft und der energetische Zustand dieser Gebäude eingeschätzt. Zur Berechnung der erreichbaren Einsparung wurde die Differenz des durchschnittlichen Heizwärmebedarfs, der sich aus den Energieausweisen ergibt, und den durch Sanierung nach den Mindestanforderungen an die Gesamtenergieeffizienz zu erreichenden Heizwärmebedarf, herangezogen. Damit konnte eine Energiemenge errechnet werden, die den Einsparungs-Sollwert bis 2020 vorgibt. Durch Erfahrungswerte aus bisher durchgeführten Sanierungen, Contracting-Verträgen und Energiemanagement bei Bundesgebäuden konnte dargelegt werden, wie diese Einsparung erreicht werden soll.

Sanierung auf kostenoptimales Niveau

Die Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden legt fest, dass nach dem 31. 12. 2020 alle neuen Gebäude Niedrigstenergiegebäude sind. Für öffentliche Gebäude gilt dies schon ab dem 31. 12. 2018. Größere Renovierungen müssen mindestens auf ein kostenoptimales Niveau erfolgen. Die Festlegung des kostenoptimalen Niveaus ist den Mitgliedstaaten selbst überlassen. Von den Mitgliedstaaten ist weiters ein nationaler Plan vorzulegen, wie sie dieses Ziel erreichen wollen.

In Österreich fällt dies im Rahmen des Baurechts in die Kompetenz der Bundesländer. Das Österreichische Institut für Bautechnik (OIB) hat, als Koordinierungsplattform der österreichischen Bundesländer auf dem Gebiet des Bauwesens, bereits entsprechende Dokumente ausgearbeitet.

Als Bewertungskriterium für die Energieeffizienz eines Gebäudes dient der Energieausweis der vier Kennzahlen angibt. Das sind neben dem Heizwärmebedarf, der Gesamtenergieeffizienzfaktor, der Primärenergiebedarf und der CO₂-Ausstoß. In den Gesamtenergieeffizienzfaktor gehen auch der Heiztechnik-Energiebedarf, der Warmwasserenergiebedarf, der Haushalts- bzw. Betriebsstrombedarf und der Energieertrag (Solarwärme, Solarstrom, etc.) ein.

Der von den Bundesländern erstellte "Nationale Plan zur Definition des Niedrigstenergiegebäudes und zur Festlegung von Zwischenzielen", ermöglicht es, alternativ zu dem geforderten maximalen Heizwärmebedarf, einen maximalen Gesamtenergieeffizienzfaktor zu erreichen.

Das heißt, dass man anstelle einer weiteren Verbesserung der Wärmedämmung, auch Verbesserungen am Heizsystem oder die Nutzung erneuerbarer Energieträger vor Ort wählen kann.

¹ Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, 1010 Wien Stubenring 1, Tel.:+43 1 711003060, Fax:+43 1 71100933060, bettina.bergauer-culver@bmwfj.gv.at, www.bmwfj.gv.at

Diese Standards gelten auch für Bundesgebäude und stellen die Bezugsgröße für die Berechnung der möglichen Energieeinsparungen im Rahmen der 3% Sanierungsverpflichtung pro Jahr dar.

Ergebnisse

Gemäß Bundesministeriengesetz sind im Wesentlichen fünf Ministerien zur Verwaltung von Immobilien für die Republik Österreich befugt:

- Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend BMWFJ
- Bundesministerium für Landesverteidigung und Sport BMLVS
- Bundesministerium für Justiz BMJ
- Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft BMLFUW
- Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie BMVIT.

Die Erhebung ergab, dass eine Bruttogesamtfläche von rund 1 Mio. m² unter die Definition der Richtlinie "im Eigentum und in Nutzung des Bundes" fällt, wobei denkmalgeschützte Gebäude ausgenommen sind. Der überwiegende Anteil der relevanten Gebäude und Flächen (etwa 70%) steht in der Verwaltung des BMLVS. Nennenswerte Anteile haben das BMJ und das BMLFUW. Das BMWFJ und das BMVIT sind nur mit einigen wenigen Gebäuden betroffen.

Die berechnete, mögliche Einsparung bei 3% Sanierung der Fläche pro Jahr auf Niedrigenergieniveau kumuliert bis 2020 ergibt 48,145 GWh.

Die Einsparungen sollen mit folgenden Maßnahmen erreicht werden, wobei die Angaben ungefähre Zielwerte darstellen:

- 40 GWh Sanierungsmaßnahmen und Flächenreduktion
- 8 GWh Contracting-Verträge
- 0,5 GWh Energiemanagement

Detaillierte Pläne, an welchen Gebäuden Maßnahmen gesetzt werden, sind in Ausarbeitung.

2.2.2 Förderung erneuerbarer Energien und Kapazitätsmechanismen in der Schweiz

Michel PIOT¹

Ausgangslage

Die Subventionierung der erneuerbaren Energien in Europa hat dem Energy-only-Markt stark zugesetzt. Technologien wie Windkraftwerke und Photovoltaikanlagen verdrängen bei Windaufkommen und Sonne aufgrund der geringen variablen Kosten in der Merit-order die konventionellen Kraftwerke und mittlerweile sogar die Schweizer Laufwasserkraftwerke, die im Gegensatz zu den anderen erneuerbaren Energien mit erheblichen Steuern und Abgaben belastet werden. Bei Ausfall der Einspeisung aus Kraftwerken mit fluktuierender Energie müssen die konventionellen Kraftwerke in kürzester Zeit einsatzbereit sein und hohe Ersatzleistungen anbieten können. Die Zeichen mehren sich, dass die neue Einsatzweise der konventionellen Kraftwerke nicht mehr gewinnbringend und höchst risikobehaftet ist, weshalb die Liste der bereits stillgelegten und der stillzulegenden Kraftwerke lang ist. Als Folge dieser Verzerrungen leben in zahlreichen Ländern die Diskussionen auf, Kraftwerke über eine Leistungskomponente zu subventionieren, um mit der Sicherstellung von Investitionen in neue konventionelle Kapazitäten die Versorgungssicherheit auch in Zeiten ohne erneuerbare Einspeisung zu gewährleisten.

Die Schweiz hat einen sehr flexiblen und zuverlässigen Kraftwerkspark mit knapp 40 Prozent Kernenergie und knapp 60 Prozent Wasserkraft, davon die Hälfte aus Speicherkraftwerken. Mit der vom Bundesrat verabschiedeten Energiestrategie 2050 ist eine gesetzlich verordnete Abkehr dieses Erfolgsmodells geplant, wobei die Ersatzproduktion vor allem durch hochsubventionierte Photovoltaik und durch Importe bereitgestellt werden soll. Als kleines Land mit rund 18 GW installierter Leistung und einem Stromverbrauch von 60 TWh wird die Schweiz durch den europäischen Markt übersteuert. Dass sie sich zusätzlich innerschweizerische Einschränkungen auferlegt, ist nicht nachvollziehbar und schränkt den Handlungsspielraum unnötig zusätzlich ein.

Aus obigen Überlegungen hat swisselectric - die Organisation der grossen schweizerischen Stromverbundunternehmen mit einer Jahresproduktion von mehr als 50 TWh - die zwei relevanten Themen „Förderung erneuerbare Energien in der Schweiz“ und „Kapazitätsmechanismen“ aufgegriffen und nach sinnvollen Wegen gesucht, einerseits die inländischen gesetzlichen Vorgaben zu erfüllen und andererseits den internationalen Herausforderungen zu begegnen.

Förderung erneuerbarer Energien in der Schweiz

Die Schweiz hat sich bei der Förderung der erneuerbaren Energien auf eine kostendeckende Einspeisevergütung mit Kostendeckel geeinigt. Dieser Deckel wird auf 1. Januar 2014 auf maximal 1.5 Rappen pro Kilowattstunde Endverbrauch angehoben, so dass jährlich rund 900 Millionen Schweizer Franken für die Förderung zur Verfügung stehen. Im Schweizer Gesetz wird festgehalten, dass die langfristige Wirtschaftlichkeit einer Technologie Voraussetzung für Subventionen ist. Auf Grund des Merit-order-Effekts und des massiven europäischen Ausbaus der fluktuierenden Energien ist allerdings nicht absehbar, wie bei einem Rückgang der Subventionen die erneuerbaren Energien ihre Fixkosten am Markt verdienen sollen, was in Konsequenz bedeutet, dass die Technologie auch langfristig nicht wirtschaftlich ist und damit bereits heute auf Grund des Gesetzes keinen Anspruch auf Subventionen hat.

Da die kostendeckende Einspeisevergütung mit Kostendeckel ein lang diskutierter politischer Kompromiss ist, fordert swisselectric zwar mittelfristig keine Abkehr von diesem Subventionssystem, aber zumindest doch eine Verbesserung in der Ausgestaltung. So soll eine Direktvermarktung für alle Anlagen über 10 Kilowatt Leistung gefordert und das Vergütungssystem radikal vereinfacht werden, indem im Rahmen der Diskussion zur Energiestrategie 2050 ein Einheitsvergütungssatz und eine deutlich verkürzte Vergütungsdauer vorgeschlagen werden sollen.

¹ swisselectric, Postfach 7950, 3001 Bern, Tel.: +41 31 381 64 00, michel.piot@swisselectric.ch

Damit werden ein Wettbewerb zwischen den Technologien ermöglicht und Anreize für eine verbesserte Steuerbarkeit geschaffen. Da eine Marktintegration damit nicht erreicht wird, soll dieses Vergütungssystem nur für die Zeit von 2015-2020 gelten. Danach soll die Förderung auslaufen; können sich die erneuerbaren Energien bis dann wirtschaftlich durchsetzen, dann brauchen sie ohnehin keine Förderung mehr, erreichen sie die Wirtschaftlichkeit nicht, dann erfüllen sie die heutigen Gesetzesvorgaben nicht und sind definitiv nicht mehr förderungswürdig.

Kapazitätsmechanismen

Mit der Einführung von Kapazitätsmechanismen im Ausland werden das europäische Preisniveau und die Preisvolatilität gegenüber einem reinen Energy-only-Markt substantiell sinken. Dadurch wird die Wirtschaftlichkeit des flexiblen Kraftwerksparks der Schweiz belastet; besonders betroffen sind die gemäss Energiestrategie 2050 dringend benötigten Pumpspeicherkraftwerke. Deshalb steht swisselectric Kapazitätsmechanismen grundsätzlich kritisch gegenüber und sieht auf internationaler Ebene prioritär Handlungsbedarf bei der Marktintegration der erneuerbaren Energien und beim Netzausbau. Diese Ansicht deckt sich mit der Stimme der Wissenschaft, die Kapazitätsmechanismen höchstens als ergänzendes Instrument bei einem funktionierenden Energy-only-Markt als sinnvoll erachtet, nicht aber als Instrument zur Behebung von Marktverzerrungen, bedingt durch ein Subventionssystem, das Strom in grossem Stil an der Nachfrage vorbei produzieren lässt.

Aus heutiger Sicht zeichnet sich das Szenario ab, dass zahlreiche europäische Länder basierend auf Leitlinien der Europäischen Kommission unkoordiniert ihre bestehenden Kapazitätsmechanismen ausbauen oder neue einführen werden. Dann stellt sich für die Schweiz die Frage, wie sie sinnvollerweise auf dieses Szenario reagieren soll. Swisselectric hat eine ausführliche Situationsanalyse durchgeführt und kommt zum Schluss, dass die Einführung eines Mechanismus in der Schweiz weder betriebswirtschaftlich zielführend noch volkswirtschaftlich vertretbar ist, da sich mittelfristig kein Engpass in der Versorgungssicherheit abzeichnet. Sinnvoller für die Schweiz und die Nachbarländer ist eine Partizipationsmöglichkeit der Kraftwerke in der Schweiz an den jeweiligen Mechanismen. Die Nachbarländer können so auf den flexiblen Kraftwerkspark der Schweiz zugreifen und den europäischen Energiebinnenmarkt weiter vorantreiben. Umgekehrt hat die Schweiz die Möglichkeit, so die Risiken, die mit der Investition in diese äusserst kapitalintensiven Kraftwerke verbunden sind, zu reduzieren. Deshalb soll sich die offizielle Schweiz für technologieoffene und umfassende Kapazitätsmechanismen einsetzen. Auch in diesem Fall werden noch zahlreiche Fragen zu klären sein.

2.2.3 Wärme-Kälte-Strom intelligent vernetzen

Stephan HASSE¹

Einführung

Anfang 2014 startet das 7. Europäische Forschungsrahmenprogramm mit dem Projektnamen „SINFONIA“ in welchem Bozen, als auch Innsbruck, als Tiroler Pilotregionen für moderne Energieanwendungen definiert sind. Die Südtiroler Landesenergiegesellschaft SEL wird als Projektteilnehmer ihr Know-how im Bereich Fernwärme, Wärme-Kraft-Kopplung und intelligenter Kommunikationstechnik einbringen und umfangreiche Projekte für die Effizienzsteigerung realisieren.

Wärme-Kraft-Kopplung 1

Ausgangspunkt der rationellen und umweltentlastenden Energienutzung bildet die thermische Restmüllverwertungsanlage in Bozen, wo mit der Abwärme Dampf erzeugt- und zur Stromerzeugung über eine Turbine geleitet wird. Die überschüssige Wärme von über 200.000 MWh/a wird an das naheliegende Fernheizkraftwerk angekoppelt.

Wärme-Kraft-Kopplung 2

Im Heizkraftwerk wird die Abwärme aus der thermischen Restmüllverwertungsanlage als Fernwärme im Stadtgebiet verteilt. Reicht die Wärmeleistung nicht aus, so gewährleisten Gasmotoren-Blockheizkraftwerke sowie Reserve- und Spitzenlastgaskessel eine sichere Wärmeversorgung.

Effizienzsteigerung durch Wärmespeicherung

Damit zeitliche Divergenzen zwischen Wärmeerzeugung und Energieverbrauch ausgeglichen werden können, wird ein Großwärmespeicher beim Fernheizkraftwerk errichtet. Mit einem Volumen von 6.000 m³ wird hier einer der größten Wärmespeicher Italiens entstehen.

Mit Fernwärme Gebäude klimatisieren

Die Abwärme aus der thermischen Restmüllverwertungsanlage steht mit nahezu konstanter Wärmeleistung permanent zur Verfügung. Da in den Sommermonaten die Fernwärme lediglich für die sanitäre Warmwassererzeugung eingesetzt wird, sollen zukünftig Gebäude mit Fernwärme und Sorptionskältemaschinen klimatisiert werden.

Modellierung, Simulation und real-time Optimierung

Das Kernthema für eine intelligente Fernwärmeversorgung ist die kommunikative Vernetzung und Regelung der Wärmeerzeugung, -einbindung, -verteilung und -nutzung.

Mit modernen IT-Lösungen werden

- Fernwärmekunden zum Energiesparen angeregt
- Wettervorhersagen bei der Betriebsführung der Anlagen berücksichtigt
- Anlagenkomponenten flexibel gesteuert
- dynamische Optimierungen zur Effizienzsteigerung durchgeführt

¹ SEL AG- Südtiroler Elektrizitätsaktiengesellschaft, Bereich Engineering & Consulting, Kanonikus-Michael Gamper Str. 9, I-39100 Bozen, Tel.: +39 0471 098-381, Fax:-301, stephan.hasse@sel.bz.it, www.sel.bz.it

2.2.4 Energiewende im Transportsektor durch Energieeffizienz und erneuerbare Energie – Visionen & Realitäten, Fakten & Herausforderungen

Gerfried JUNGMEIER¹

Inhalt

Der Transportsektor ist weltweit einer der am stärksten wachsenden Sektoren und wird vor allem durch den Einsatz von fossilen Treibstoffen von über 95% geprägt. Damit verbunden steigen auch die Treibhausgas-Emissionen des Transportsektors weltweit kontinuierlich an, wobei in Österreich die Treibhausgas-Emissionen im Verkehrssektor seit 1990 bis 2012 um über 60% zugenommen haben. Derzeit betragen die Treibhausgas-Emissionen aus dem Verkehrssektor mit etwa 23 Mio. t CO₂-Äq zu 25% zu den gesamten Treibhausgas-Emissionen in Österreich bei. Trotz der nachweislichen Effizienzsteigerung der durchschnittlichen Fahrzeugflotte in den letzten 20 Jahren und dem Einsatz erneuerbarer Energie, (wie z.B. der derzeitige Biotreibstoffanteil in Österreich von 7% trägt zu einer Treibhausgas-Reduktion im österreichischen Verkehrssektor von etwa 1,6 Mio. t CO₂-Äq bei), ist es bisher (noch) nicht gelungen, die Energiewende im Transportsektor tatsächlich einzuleiten.

Dieser Beitrag analysiert die mögliche und notwendige Energiewende im Transportsektor am Beispiel Österreich, mit dem Ziel, ein nachhaltiges Transportsystem bis 2050 zu etablieren, das mit höchster Effizienz und zu fast 100% erneuerbarer Energie betrieben werden kann. Ausgehend von der historischen Entwicklung seit 1990 werden die Möglichkeiten zur Erfüllung der Zielsetzungen der EU-Direktiven (RED-Renewable Energy Directive, FQD-Fuel Quality Directive) bis 2020 wie 10% erneuerbare Treibstoffe und 6% Treibhausgas-Reduktion im Verkehrssektor analysiert und bewertet, z.B. Schlüsseltechnologien, Kosten, Umweltwirkungen im Lebenszyklus. Die darauf aufbauend werden die Perspektiven für einen nachhaltigen Transportsektor für Österreich bis 2050 aufgezeigt. Schwerpunkt der Analysen sind Fakten zur Energieeffizienz und dem Einsatz von erneuerbaren Treibstoffen (Biotreibstoffe sowie Strom und Wasserstoff aus erneuerbaren Energien) der unterschiedlichen Transportsysteme. Anhand von Szenarioanalysen für 2020 und 2050 werden die technischen, ökonomischen und ökologischen Randbedingungen und Herausforderungen der Energiewende im Transportsektor im Vergleich zur heutigen Situation beschrieben und bewertet.

Die Ergebnisse zeigen, dass durch die Kombination einer „Effizienzrevolution“ bei den Antriebssystemen, der Treibstoffherzeugung und im Verkehrssystem insgesamt mit dem fast vollständigen Umstieg auf erneuerbare Energie (Treibstoffe) die Energiewende im Verkehrssektor möglich ist. Anhand von wegweisenden Fallbeispielen wird diese langfristige Realisierbarkeit der Transportenergiewende untermauert.

¹ JOANNEUM RESEARCH, Elisabethstrasse 18. 8010 Graz, gerfried.jungmeier@joanneum.at, Tel.: 0316 876 1313, www.joanneum.at

2.3 ENERGIEPOLITISCHER RAHMEN (PLENUM P3)

2.3.1 Energiestrategie 2050 der Schweiz – Energie? Strategie? 2050? Schweiz?

Michel PIOT¹

Energiestrategie 2050 der Schweiz

Am 25. Mai 2011 hat der 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.“ Der Bundesrat begründete seinen schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie mit zwei Argumenten: Er geht davon aus, „dass die Schweizer Bevölkerung das mit der Kernenergienutzung verbundene Restrisiko verringern will.“ Und „die Kernenergie wird aufgrund ihrer zu erwartenden steigenden Stromgestehungskosten [...] langfristig zudem Wettbewerbsvorteile gegenüber den erneuerbaren Energien verlieren.“ Betrachtet man die Vergangenheit, so stellt man fest, dass die Schweiz bisher zwei Energiewenden erlebt hat: eine 1950, als die Gewinnung von Erdöl sich massiv verbilligt hat, was einen enormen Verbrauchsboom ausgelöst hat, und in den 70er Jahren mit den Erdölkrisen, als man als Folge der hohen Ölpreise versucht hat, Brennstoffe durch Strom zu substituieren.

Was ist die Energiestrategie?

In einer Überarbeitung der Energieperspektiven 2035 des Bundes wird die Energiestrategie 2050 als zielorientiertes Szenario definiert, das einerseits den Energieverbrauch bis 2050 gegenüber 2000 um mehr als 40 Prozent reduziert und andererseits das Stromverbrauchswachstum eindämmt. Um diese Ziele zu erreichen, sind Instrumente mit hoher Eingriffstiefe erforderlich. Eine Möglichkeit besteht in der Einführung einer Energielenkungsabgabe, die für das Jahr 2050 eine CO₂-Abgabe von 1140 CHF pro Tonne CO₂ erforderlich machen würde und – als wesentliche Voraussetzung für die Umsetzung – eine sehr hohe Priorisierung der Energie- und Klimapolitik weltweit.

Stand der Umsetzung der Energiestrategie

Im Verlaufe der vergangenen zwei Jahre wurde ein Massnahmenpaket zusammengestellt, mit dem trotz einer ambitionierten Schweizer Energiepolitik ab 2015 nur knapp die Hälfte der Einsparziele erreicht werden. Gleichzeitig wurde regelmässig auf eine zweite Etappe hingewiesen, die ab 2020 den Übergang von einem Förder- zu einem Lenkungssystem vorantreiben soll, um so die Ziele der Energiestrategie 2050 zu erreichen. Am 4. September 2013 hat der Bundesrat die „Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050“ dem Parlament unterbreitet, der Zeithorizont wurde auf das Jahr 2035 reduziert. Gleichzeitig hat das Finanzdepartement einen Grundlagenbericht in eine öffentliche Konsultation geschickt, der den Übergang vom Förder- zum Lenkungssystem aufzeigen soll, allerdings nicht, um die Ziele der Energiestrategie 2050 zu erreichen, sondern nur, um das erste Massnahmenpaket durch eine Energieabgabe zu ersetzen beziehungsweise zu ergänzen. Von der zweiten Etappe spricht momentan niemand mehr. Von der Energiestrategie 2050 ist somit noch ein politisches Massnahmenpaket 2035 übriggeblieben.

Die Energiestrategie aus Sicht grosser Stromproduzenten

Ein – wenn nicht *das* – bundesrätliches Ziel ist der schrittweise Ausstieg aus der Kernenergie und damit der Wegfall von 40 Prozent der heutigen Stromproduktion, die es langfristig zu ersetzen gilt. Der Bundesrat setzt dabei auf den massiven Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz. So sollen bis ins Jahr 2035 mindestens 14.5 TWh aus erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft und bis 2050 sogar 24.2 TWh produziert werden.

¹ swisselectric, Postfach 7950, 3001 Bern, Tel.:+41 31 381 64 00, michel.piot@swisselectric.ch

Grosser Hoffnungsträger ist auch in der Schweiz für viele die Photovoltaik mit rund 11 TWh im Jahr 2050. Bei den anderen Technologien ist das technische Ausbaupotenzial deutlich geringer und in der Bevölkerung regt sich zudem Widerstand gegen die zur Zielerreichung notwendigen Ausbaupläne.

Diese Ausbauziele reichen allerdings auch im besten Fall nicht aus, um die Stromversorgung zu sichern. So gesteht der Bundesrat, dass es „voraussichtlich auch einen Ausbau der fossilen Stromproduktion mittels Wärmekraftkopplung sowie gegebenenfalls mittels Gaskombikraftwerken [braucht] oder vermehrte Importe von Strom“. Gleichzeitig wird in der Schweiz an sonnigen Junitagen im Jahre 2050 mit einem massiven Stromüberschuss von bis zu 6 GW gerechnet.

Betrachtet man das Dreieck Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit hat die Schweizer Stromwirtschaft in den letzten hundert Jahren eine ausgezeichnete Ausgangslage aufgebaut und bietet eine sichere, flexible, mehrheitlich erneuerbare und CO₂-frei Stromversorgung zu wirtschaftlich attraktiven Konditionen an. Ein verordneter Ausstieg aus der Kernenergie und diskriminierende gesetzliche Grundlagen in der Schweiz bezüglich Gaskombikraftwerken führen trotz hoher Subventionen der erneuerbaren Energien zwangsläufig dazu, dass die Schweiz eine Importstrategie ausarbeiten muss. Diese mag aus kurz- bis mittelfristiger Sicht sogar wirtschaftlich attraktiv erscheinen, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird durch den Mix von fluktuierenden erneuerbaren Energie und Importen allerdings deutlich anspruchsvoller und auch die Umweltverträglichkeit schneidet sowohl unter nationaler als auch internationaler Perspektive schlechter ab. Ganz abgesehen davon, mutet es seltsam an, wenn der Bundesrat aus der Kernenergie aussteigen will und gleichzeitig implizit den Import von Strom aus fossilen Kraftwerken oder aus Kernkraftwerken als Alternative anpreist.

Fazit

Die Energiestrategie 2050 wurde als grosser Wurf angekündigt, hat aber innert kurzer Zeit an Glanz verloren und es ist unklar, was von dem Szenario übrig bleiben wird.

Was momentan diskutiert wird, hat nichts mehr mit einer Energie-Strategie der Schweiz bis 2050 zu tun, sondern verkommt zu einem regulatorischen Paragraphenwerk, das von dem Recht der in der Bundesverfassung verankerten Wirtschaftsfreiheit wegführt, hin zu einer Planwirtschaft mit dem Ergebnis, dass im Gegensatz zu beiden Energiewenden 1950 und in den 70er Jahren kein Markt mehr die nötigen Zeichen für eine Wende setzt, sondern die Hoffnung vorherrscht, dass mit Subventionen und Regulierung das menschliche Verhalten nachhaltig geändert werden kann. Im Stromsektor leidet durch diese Politik das Dreieck in allen Dimensionen substanziell und erschwert gleichzeitig eine wohlfahrtssteigernde Führung der grossen Versorgungsunternehmen.

2.3.2 Das Exergiekonzept als Analysemethode am Beispiel Deutschlands

Marco LINDNER(*)¹, Udo BACHHIESL¹, Heinz STIGLER¹

Motivation

Die heutigen Energieversorgungs-Systeme sind mit Gesellschaft und Industrie historisch gewachsen und weisen eine Vielzahl unterschiedlichster Energieträger und Verwertungsmethoden auf. Bei bisherigen Analysen werden Energieträger allesamt mit der nach Joule bekannten Methode in Wärmeäquivalenten beziffert und damit auf ein vergleichbares, quantitatives Niveau gebracht. Die ursprünglichen Qualitätsmerkmale und Beschränkungen der Wandelbarkeit werden dabei ignoriert und ausgelassen. Rein energetisch könnte in einer idealen Prozesskette 1 kWh Erdöl in 1 kWh Industriewärme und dann über chemische Prozesse in 1 kWh brennbares Gas oder über Wärmekraftmaschinen in 1 kWh elektrischen Strom umgewandelt werden. Dass diese Konvertierungen nicht möglich sind, zeigt sowohl rationales Denken als auch der zweite Hauptsatz der Thermodynamik. Nur bestimmte Richtungen der Energiewandlung sind möglich. Ein qualitativer Unterschied von Energieträgern ist offensichtlich, doch in Gesamtsystem-Planungen bisher eher unberücksichtigt. Das Konzept der Exergie verbindet die energetische Betrachtungsweise mit dem zweiten Hauptsatz der Thermodynamik und bewertet Energieträger anhand ihrer immanenten Fähigkeit, Arbeit gegenüber einer definierten Umgebung zu verrichten. Beschränkungen in der Umwandelbarkeit fließen in Form von Entropie, chemischer Zusammensetzung und physikalischer Gesetze in die Bewertung ein. Dieser qualitative Ansatz kann unnötige Entwertungen sichtbar machen und Optimierungspotentiale des Energiesystems deuten. Das Exergieflussbild - als differenziertere Variante des Energieflussbildes - dient als Basis zur qualitativen Anpassung der Energieträger an die jeweilige Anwendung.

Methodik

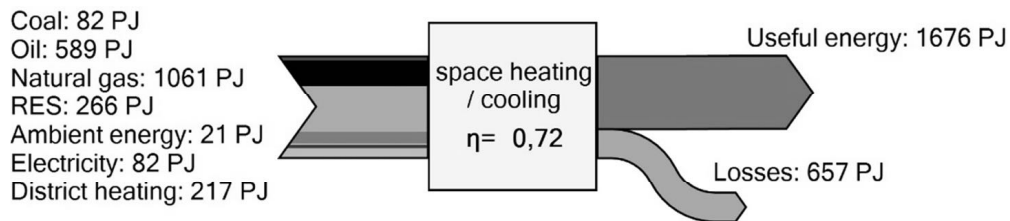
Die energetischen Ausgangsdaten für das betrachtete Jahr 2011 sind den Datenbanken und Bilanzen des BMWi, der AGEB sowie der AGFW entnommen, die Klimadaten zur Modellierung des exergetischen Referenzsystems stammen vom DWD. Bei der Bewertung erneuerbarer Energien und deren Erzeugungseffizienz wird sich am Verfahren der führenden, internationalen Komitees IEA, EUROSTAT und ECE orientiert, während die energetischen Wirkungsgrade zur Bestimmung der Nutzenergie an den Werten der STATISTIK AUSTRIA angelehnt sind. Zur einfacheren Anwendung werden exergetische Faktoren berechnet (Lindner, 2013), welche auf die üblichen Energiebilanzdaten und Energieflussbilder angewendet werden. Dafür nötige chemische Zusammensetzungen und Prozessdaten sind der Fachliteratur entnommen. Auf Basis der gesammelten Daten und des daraus erstellen, erweiterten Energieflussbildes Deutschlands werden unter Zuhilfenahme der exergetischen Faktoren Exergie- und Anergieflüsse berechnet. Folgend werden Exergie-Zerstörung und Exergie-Effizienz der einzelnen Umwandlungsprozesse und Anwendungen bestimmt und mit der Software eSankey! in Sankey-Diagrammen visuell dargestellt. Darauf aufbauend erfolgt eine kritische Diskussion hinsichtlich der Vorteile und Nützlichkeit einer Exergie-Analyse mit einhergehender Empfehlung möglicher Anwendung.

Ergebnisse

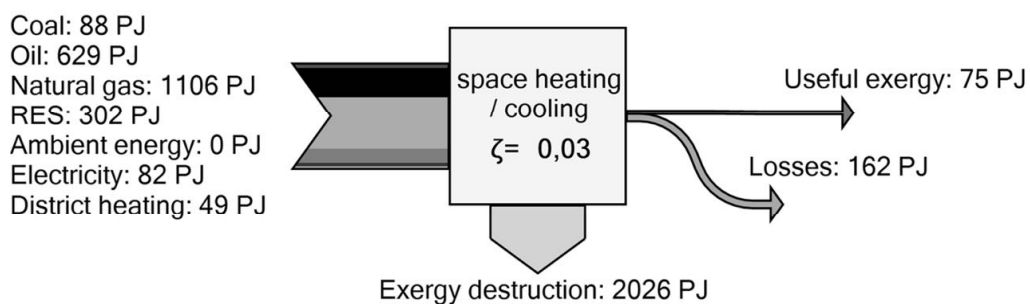
Die Gesamtenergieeffizienz Deutschlands im Jahr 2011 liegt bei ungefähr 38%, während die Gesamtexergieeffizienz lediglich 18% beträgt. Einem Exergieaufwand von 14,37 PJ steht ein Exergienutzen von 2,68 PJ gegenüber. Die grundlegende Aussage dieser Zahlen ist der fundamental falsche Einsatz hochwertiger Energieträger, wie Erdöl, Erdgas oder elektrischen Strom für niederqualitative Anwendungen. Speziell bei der Erzeugung von Niedertemperaturwärme, wie Raumwärme oder Warmwasser, wird die Exergie-Zerstörung und die Imperfektion des Energiesystems sichtbar. Auch Heizwerke, KWK-Anlagen, Biomassekraftwerke und Anwendungen wie Beleuchtung und Traktion weisen einen deutlichen Optimierungsbedarf auf.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18, A-8010 Graz, Tel.: +43-316-873-7903, {Tel.: +49-176-84364763, mlindner@r-com.de}, www.iee.tugraz.at

Fast jeder direkt in Anwendungen eingesetzte Primärenergieträger führt zu hohen Exergie-Zerstörungen und damit zu unnötigen Energieentwertungen. Es wird sprichwörtlich mit Kanonen auf Tauben geschossen.



(a) Energiebilanz



(b) Exergiebilanz

Abbildung 1: Bilanzierung der Anwendung "Raumklimatisierung" ($T_u=10,56^\circ\text{C}$)

Exergie-Analysen verfeinern die Ergebnisse konventioneller Energie-Analysen anhand qualitativer Merkmale und bieten die Möglichkeit, falschen Einsatz von hochqualitativen Energieträgern, potentielle Umwelteinüsse und Bedarf an Verbesserungen zu identifizieren. Zur Neuentwicklung von Energiesystemen können innovative und vielversprechende Technologien im Gesamtsystem betrachtet und exergetisch bewertet werden. Diese Analyse der kumulativen Exergie-Effizienz verspricht eine optimale Anpassung des Primärenergieträgers und der Umwandlungsverfahren zur jeweiligen Anwendung. Im Zuge dieser Optimierung kann zudem eine deutliche Verminderung der Treibhausgasemissionen und des Primärenergieeinsatzes erreicht werden.

Referenzen

Gutschi, C.; Bachhiesl, U.; Stigler, H.: Exergieflussbild Österreichs 1956 und 2005. - in: EnInnov08 "Energiewende." (2008), S. 1 - 17

Lindner, M. (2013). The concept of exergy as an analysis method for countries and cities. Master's Thesis, Technical University of Munich, Institute for Energy Economy and Application Technology / Technical University of Graz, Institute for Electricity Economics and Energy Innovation.

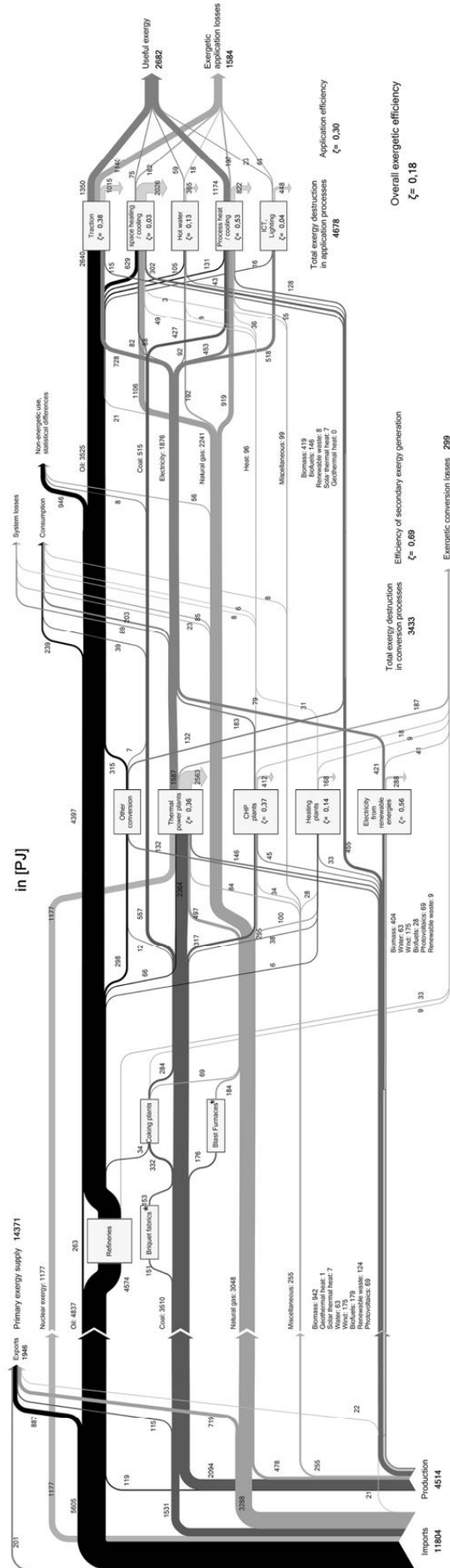


Abbildung 2: Gesamtes Exergieflossbild Deutschlands für das Jahr 2011

2.3.3 From Laggard to Leader? Malta's Transition towards lower CO₂ Emissions and a larger Renewables Share with Aspects of Energy Storage

Manfred WEISSENBACHER¹, Janis MUENCHRATH(*)²

Introduction

In 2005 the island state of Malta was the only European Union member country with a renewable energy consumption share of zero percent, and it was not before 2011 that a one percent share had been achieved. Meanwhile electricity production from non-renewables is mainly based on imported heavy fuel oil that is associated with high levels of both local air pollution and CO₂ emissions per kWh generated. (Heavy fuel oil accounts for ca. 86 percent, gas oil for 14 percent.) In fact, to serve the population of just over four hundred thousand, some 1.9 million tonnes of CO₂ have been released in 2011 at the two power stations that combined comprised a generation capacity of 571 MW, compared to a base load of ca. 160 MW and a peak load of somewhat above 410 MW.

The Upcoming Power Infrastructure

According to the general election campaign pledge by the party in government since March 2013, Malta is currently shifting its electricity generation infrastructure from oil to gas. At the core of this plan is an LNG *Floating Storage Unit* with a land-based regasification installation supplying a 200 MW gas-fired power station that should be built and commissioned within two years. (There are no gas pipelines to Malta and natural gas is currently not being used.) In addition, a new 144 MW extension at the more modern one of the two existing power stations (Delimara) came into operation in December 2012 and will be converted to use natural gas as well, while it was originally designed to run on diesel. What is more, an interconnector to Sicily is under construction to be commissioned in late 2014. This 200 MW HVAC (220kV) submarine cable will connect the currently isolated Maltese grid to the European grid. Meanwhile, parts of the older, heavily polluting Marsa power station (total capacity: 267 MW) have been closed down when the Delimara extension came into operation, and the remaining 130 MW worth of steam turbines in service at Marsa will retire as soon as the interconnector to Sicily comes online. At the Delimara station, with a total capacity of 304 MW plus 144 MW, a 120 MW steam plant will be decommissioned when the new gas plant is functional (supposedly in 2015).

In the somewhat more distant future, Malta might also be connected to Sicily through a natural gas pipeline. Such plan has been selected by the European Commission as "project of common interest" (PCI) under the guidelines for the trans-European energy infrastructure (TEN-E) and will thus be eligible for European funding. Generally, such project benefits at least two Member States; contributes to market integration and further competition; enhances security of supply, and reduces CO₂ emissions. This particular PCI has been defined as a 150km pipeline with a capacity of 4.4 MCM/day from Sicily to an offshore storage unit in Malta, and a 12 km pipeline from this unit to Delimara [1].

Current Status of Renewables

Regarding renewables, Malta was committed to achieve a 10 percent renewable energy consumption share by 2020. With substantial resistance against onshore wind installations in one of the world's most densely populated countries, and water depths prohibitive to conventional offshore wind technology almost everywhere around Malta, the former government decided to base the largest fraction (one third) of the national renewable energy plan on a single reef-based offshore wind park of 95 MW. Meanwhile, imported biofuels account for nearly a quarter and PV for below 7% of all renewable contribution [2], [3].

¹ Institute for Sustainable Energy, University of Malta, Msida, MSD 2080, Malta, manfred.weissenbacher@um.edu.mt

² Institute for Sustainable Energy, University of Malta, Msida, MSD 2080, Malta, janis.muenchrath.13@um.edu.mt; and Institute of Power Transmission and High Voltage Technology (IEH), University of Stuttgart, Keplerstraße 7, 70174 Stuttgart, Germany

However, with both offshore wind and the minimal onshore wind projects remaining in the planning phase, the most significant contribution of grid-connected renewable electricity in fact comes from photovoltaic installations whose total capacity reached 16 MW by the start of 2013.

Methodology

The purpose of this study was to analyze the effects of the upcoming changes in the Maltese power sector in terms of carbon dioxide emissions and renewables integration. Carbon emissions were calculated on the basis of fuel and power plant efficiencies, with source assumptions made regarding imported electricity (interconnector). Future electricity demand up to 2030 was estimated based on current demand and official demand projections to 2020, and compared to the supply capacity of the upcoming fossil electricity infrastructure to see how large a role there might be for renewable energy. Hourly electricity demand patterns were compared to renewables supply patterns, and storage technologies were reviewed to investigate options to balance generation and consumption periods.

Results and Conclusion

The shift from heavy fuel oil to natural gas will clearly be a substantial leap forward in terms of lowering carbon dioxide emissions per kWh of electricity produced in Malta. Similarly, power imported through the interconnector will be associated with lower emissions per kWh generated when compared to the current situation. Though the interconnector will provide for more grid stability that would allow Malta to integrate large, intermittent renewable energy installations, and the Maltese grid might then indeed be viewed as a Micro Grid connected to a larger network, the prospects for wind power are not bright for the time being. Besides the mentioned resistance against onshore wind, it has been demonstrated that the planned offshore wind park is a lot more expensive in terms of LCOE when compared to onshore wind and photovoltaics [4], and it has to be assumed that the private sector investor (Independent Power Producer) who agreed to carry the investment for the new gas infrastructure would have requested a guarantee to sell electricity close to the plant capacity of 200 MW, which is only slightly above the base load. Thus, there will be a strong focus on PV capacity that delivers electricity during daytime, while wind integration, especially relevant with renewable energy goals increasing beyond the 2020 targets, would work best in combination with an energy storage infrastructure. Two options have been identified that are specifically geared towards local settings. One is Seawater Pumped Storage at cliffs over 200 meters high in the west of Malta. (At present there is globally only one such plant operating, at Okinawa, Japan [5].) The other option is Ocean/Offshore Compressed Air Energy Storage (OCAES) that works along similar principles as traditional CAES, but utilizes the pressure prevalent at great depths in oceans [6].

References

- [1] European Commission, "Projects of Common Interest by Country," 2013, http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/pci/doc/2013_pci_projects_country.pdf
- [2] MRRA, "Proposed National Renewable Energy Action Plan," Floriana: Ministry for Resources and Rural Affairs, June 2010.
- [3] MRRA, "National Renewable Energy Action Plan," Floriana: Ministry for Resources and Rural Affairs, May 2011.
- [4] Weissenbacher, M., "How the Changing Economics of Photovoltaic Systems Will Reshape the Renewable Energy Plans of Malta and Other Mediterranean Nations", Proceedings of the *12th IAAE European Energy Conference*, International Association for Energy Economics, 12 September 2012 (Venice).
- [5] Japan Commission on Large Dams, "Outline of the Okinawa Island Plant," 2001, <http://classic-web.archive.org/web/20030430003158/http://www.jcold.or.jp/Eng/Seawater/Outline.htm>
- [6] North Carolina State University, Department of Mechanical and Aerospace Engineering, Engineering Mechanics and Space Systems Laboratory, "Primary Research Areas," 2012, <http://www.mae.ncsu.edu/mazzoleni/emssl>

2.3.4 Herausforderung Energieversorgung für Menschen am Rand der Gesellschaft – Formen von Energiearmut in Österreich

Florian PICHLER¹

Inhalt

Das alltägliche Leben in einer modernen Gesellschaft wird mehr und mehr von einer intakten Versorgung mit Energie abhängig: neben traditionellen menschlichen Bedürfnissen, welche durch Energie gedeckt werden, verlassen sich immer mehr neue Technologien wie das Internet, Telekommunikation, Mobilität und die daran anknüpfenden wirtschaftlichen, sozialen und kulturellen Veränderungen auf eine „selbstverständliche“ Energieversorgung. Wer es sich daher in Ländern wie Österreich nicht leisten kann, in einem Ausmaß mit Energie versorgt zu sein, welches die Teilnahme an diesen Entwicklungen ermöglicht, ist bald einmal in einer misslichen Lage.

Und genau dort befinden sich bereits viele Menschen in Österreich. Laut EU-SILC 2011, der aktuellen europaweit durchgeführten Bevölkerungsumfrage zu Fragen des Einkommens und Lebensbedingungen, leben 220.000 Personen, oder 2,6 Prozent der Bevölkerung, in Haushalten, die es sich nicht leisten können, die Wohnräume angemessen warm zu halten. Umstände wie diese werden öffentlich unter dem Begriff Energiearmut diskutiert. Detailliertere Kenntnisse über diese Gruppe am Rand der Gesellschaft gibt es aber kaum, übrigens genauso wenig wie einen umfassenden wissenschaftlichen Zugang zum Thema. Während eine wachsende Anzahl von sozialen Projekten Licht auf die Lebensumstände von betroffenen Haushalten wirft, sind die dabei gewonnenen Erkenntnisse lokal oder anderwärtig begrenzt und daher kaum in der Lage, flächendeckende Vorschläge zum politischen Umgang und Bekämpfung von Energiearmut zu unterbreiten. Um Energiearmut als gesellschaftliches Phänomen besser zu verstehen und um die Lage der Betroffenen schlussendlich nachhaltig zu verbessern, bedarf es daher nach wie vor und umso mehr einer kritischen Auseinandersetzung mit der Definition und einer akkuraten empirischen Erfassung von Energiearmut.

Was ist Energiearmut?

Obwohl Energiearmut in vielen europäischen Ländern thematisiert wird, gibt es kaum gesetzliche und/oder wissenschaftliche Definitionen. Vorreiterland ist Großbritannien. Seit geraumer Zeit gelten dort jene Haushalte als energiearm, welche mehr als zehn Prozent ihres Einkommens für Energie ausgeben müssen, um einen gewissen Standard an Wärme und Strombedarf zu decken. Obwohl EU-Recht den Begriff Energiearmut kennt, fehlt dort jedwede Präzisierung. Der Europäische Wirtschafts- und Sozialausschuss schlägt allerdings vor, Energiearmut als die „*Schwierigkeit oder Unmöglichkeit [zu verstehen], seine Wohnstätte angemessen und zu einem korrekten Preis zu heizen sowie über weitere grundlegende Energiedienstleistungen wie Beleuchtung, Verkehr oder Strom für Internet und sonstige Geräte zu einem angemessenen Preis zu verfügen.*“

Während die britische Definition keinerlei Bezug zum Einkommen nimmt – 500 Euro Energieausgaben bei einem Einkommen von 4999 Euro bedeuten demnach energiearm zu sein – lässt letztere Definition viel zu viele Aspekte „undefiniert“ um wirklich hilfreich zu sein. Was könnte nicht alles unter „Schwierigkeit“, „angemessen“, „korrekter Preis“ oder „grundlegende Energiedienstleistungen“ verstanden werden? In Großbritannien hat es dahingehend Kritik gegeben, dass eine Definition von Energiearmut sowohl auf das relative Einkommen, die Energiekosten gemessen am Durchschnitt der Bevölkerung als auch auf die finanziellen Aufwände in anderen Lebensbereichen Rücksicht nehmen müsse. Aus diesen Gründen bietet sich eine Kombination dieser Ansätze für eine sinnvoll einsetzbare Definition von Energiearmut in Österreich an: *Als energiearm sollen Haushalte dann gelten, wenn sie über ein Einkommen unter der Armutgefährdungsschwelle verfügen und gleichzeitig überdurchschnittlich hohe Energiekosten begleichen müssen.* Das verfügbare Einkommen errechnet sich dabei aus den Einnahmen abzüglich des Aufwands für Wohnen, weil es sich beim Wohnen weitgehend um indisponible Ausgaben handelt.

¹ Energie-Control Austria, Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien, Tel.: (01) 24 7 24 426, Fax: (01) 24 7 24 900, florian.pichler@e-control.at

Die Armutsgefährdungsschwelle ergibt sich bei 60 Prozent oder weniger des verfügbaren Medianeinkommens nach obiger Vorgehensweise. Überdurchschnittliche hohe Energieausgaben stellen Aufwände für alle Arten von Energie dar, die deutlich über den Medianausgaben in der Bevölkerung liegen müssen (140 Prozent oder mehr) - dies erscheint sinnvoll und notwendig, um von *Energiearmut* anstatt genereller Armut sprechen zu können.

Wer ist wie energiearm?

Folgt man der Öffentlichkeit, wonach jene Haushalte energiearm seien, die es sich nicht leisten können, die Wohnung angemessen zu heizen (=„subjektiver“ Ansatz), so stellen weitere Auswertungen der EU-SILC Daten klar, dass es sich dabei überproportional oft um Nicht-österreichische StaatsbürgerInnen (25%), Frauen (61%), Personen mit Pflichtschulabschluss (37%), ohne Arbeit (15%) und niedrigerem Einkommen (43% an/unter der Armutsgefährdungsschwelle), Ein-Eltern-Haushalte (8%), Mehrpersonenhaushalte (mit mindestens 3 Kindern, 18%), Haushalte mit weiblichen Hauptverdienerinnen (46%) und Wiener Haushalte (49%) handelt. Eine von der Energie-Control Austria in Auftrag gegebene repräsentative Bevölkerungsumfrage unter 931 einkommensschwächeren Haushalten (bis EUR 2.650/Monat bzw. „Großfamilien“) versucht hingegen erstmals, diesem subjektiven Zugang eine „objektive“ Messung von Energiearmut gemäß der obigen Definition gegenüber zu stellen. Dabei ergeben sich interessante Unterschiede in den sozio-demografischen Merkmalen der betroffenen Haushalte. Gemäß der Definition anhand einer Gegenüberstellung von Einkommen und Energieausgaben wären vor allem Frauen (Auskunftspersonen, 67%), Alleinlebende (78%), Alleinerziehende (12%), in Pension (50%), in Tirol (30%) von Energiearmut betroffen. Die Unverhältnismäßigkeit von Nicht-österreichischen StaatsbürgerInnen sowie Wiener Haushalten verschwindet. Beachtenswert sind vor allem auch die Unterschiede betreffend Energieausgaben sowie energiespezifische Erfahrungen und Verhaltensweisen zwischen den „subjektiv“ und „objektiv“ energiearmen Haushalten. Erstere Haushalte geben durchschnittlich EUR 78/56/Monat/Kopf¹ für Energie aus (ca. 10% des verfügbaren Einkommens), letztere EUR 163/142 (ca. 20%). „Subjektiv“ energiearme Haushalte berichten des Öfteren von Zahlungsrückständen, Mahnungen, angedrohten Abschaltungen, sanierungsbedürftigen Wohnräumen sowie hohem „Energie-Bewusstsein“, letztere tun dies viel seltener. Am markantesten sind aber die Unterschiede betreffend Energiesparen sowie die gefühlten finanziellen Belastungen: während 40% der „subjektiv“ Energiearmen aussagen, dass sie mindestens zwei Mal pro Woche aktiv Energie sparen, tun dies nur 10% der „objektiv“ Energiearmen. Ebenso fühlen sich 27% der „subjektiv“ energiearmen Haushalte durch Energieausgaben sehr stark belastet, während dies 17% bei den nach objektiven Kriterien energiearmen Haushalten wären. Energiearmut ist somit eindeutig kein einheitliches Phänomen. Insbesondere zeigt die Studie, dass subjektive Empfindungen nicht notwendigerweise mit hohen Energieausgaben einhergehen. Genauso wenig können allerdings objektive Kriterien lückenlose Aufklärung liefern, da Einsparungen an Energie finanziell nicht verbucht werden. Dies stellt zusätzliche Herausforderungen im Kampf gegen Energiearmut dar, weil unterschiedliche Voraussetzungen, Ursachen und Formen von Energiearmut unterschiedliche Maßnahmen notwendig machen.

Was kann gegen Energiearmut unternommen werden?

Sinnvolle Politik, und Energiepolitik im Besonderen, verwendet Instrumente, welche die Lage der Betroffenen verbessert. Maßnahmen gegen Energiearmut müssen daher auf die betroffenen Haushalte – und nicht alle mit wenig Einkommen und/oder hohem Wohnaufwand – sowohl finanziell als auch „energetisch“ zugeschnitten sein. Finanzielle Unterstützung kann dabei aus dem Sozialbudget kommen. Auch über Steuererleichterungen bei Energie könnte verstärkt nachgedacht werden, da Steuern und Abgaben einen wachsenden Anteil der Energieausgaben ausmachen. Energiepolitik im engeren Sinne muss noch stärker ein Bewusstsein für den „Wert“ von Energie sowie die Voraussetzungen schaffen, diese sinnvoll und effizient nutzen zu können. In den betroffenen Haushalten mangelt es zumeist an Geld, um notwendige Energieeffizienzmaßnahmen selbst umsetzen zu können.

Hier sind sowohl der Staat als auch die Energiemarktteilnehmer gefragt, Maßnahmen wie Wohnbausanierungen, Wärmedämmung und dergleichen voranzutreiben.

¹ Beim ersten Geldbetrag handelt es sich um den Durchschnittswert, beim zweiten Betrag um den Medianwert

2.4 HERAUSFORDERUNG NETZE (PLENUM P4)

2.4.1 Energiesystem – Wie sicher ist sicher genug?

Peter BARTH¹

Inhalt

Deutschland hat am 30. Juni 2011 nach der Fukushima-Katastrophe den beschleunigten Ausstieg aus der Kernkraft politisch beschlossen. Teil des umfangreichen Gesetzespakets war die unmittelbare Stilllegung von sieben Kernkraftwerken. Die verbleibenden Kernkraftwerke werden bis zum Jahr 2022 sukzessive abgeschaltet. Die entfallende Erzeugungskapazität soll zukünftig nach dem Willen der Bundesregierung durch den beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien (EE) sowie neue, flexible, thermische Kraftwerke in der Versorgungsaufgabe ersetzt werden.

In Deutschland und im europäischen Ausland wird in diesem Zusammenhang oft diskutiert, ob die energiepolitischen Ziele, die in diesem Transformationsprozess das Tempo des Umbaus des Energiesystems vorgeben, realistisch und erreichbar sind. Es stellt sich die Frage: Ist die Energiewende ein politischer oder auch tatsächlich ein technisch-wirtschaftlicher Prozess?

In der Vergangenheit wurden die Entscheidungen für den Erzeugungsmix, Konzepte für die Kraftwerkslokalisierung sowie die Netzstrukturen überwiegend im integrierten Planungsprozess der Energieversorger unter Beachtung politischer Rahmenbedingungen getroffen. Der Gedanke des unternehmerischen Optimums, der Umweltverträglichkeit und vor allem die Versorgungssicherheit waren die wichtigsten Orientierungsgrößen bei der Entwicklung der Energiesysteme. Die heutige Struktur des Übertragungsnetzes in Deutschland und Europa, sowie die Standorte konventioneller Kraftwerke spiegeln diese historische Entwicklung wieder. Das Prinzip der verbrauchsnahe Erzeugung zur Optimierung der Balance zwischen den notwendigen Kraftwerks- und Netzinvestitionen war dabei das Mittel, um ein volkswirtschaftliches Optimum zu erreichen (Abbildung 1, Leistungsbilanz 2013). Die heutige Allokation der thermischen Kraftwerke an Rhein und Ruhr, in der direkten Nähe zu den Industriestandorten in Nordrhein-Westfalen ist ein Beispiel dafür.

Heute erfolgt der Ausbau regenerativer Energien an Standorten mit starkem Windangebot und einer intensiven Solarstrahlung. Schwerpunktmäßig erfolgt dies in ländlichen Gebieten und nicht in den städtischen Ballungsräumen. Mit Blick auf die Entwicklung der installierten Leistung an Windenergie- und Photovoltaikanlagen in den vergangenen Jahren zeichnet sich ab, dass die ambitionierten Ziele der Politik alleine durch die Fortsetzung der bisherigen Ausbauraten in Deutschland erreicht werden können (Abbildung 2).

Die vorrangige Einspeisung der EE-Strommengen führt zu einer Verdrängung der konventionellen Kraftwerke aus dem Markt, da der über die EEG-Umlage (EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz) subventionierte EE-Strom durch die Übertragungsnetzbetreiber auf der Börse vermarktet werden muss. Dies stellt eine systematische Marktverzerrung dar. Die aktuelle Diskussion in Deutschland über Stilllegungen von bis zu 20% der konventionellen Kraftwerkskapazität zeigt, dass nach den politischen Entscheidungen zunehmend die wirtschaftlichen Aspekte der Energiewende und die Fragen der Versorgungssicherheit in den Vordergrund rücken. Ohne grundlegende Änderung des Marktdesigns könnten in den kommenden Jahren bis zu 15 GW an notwendiger Einspeisung zur Lastdeckung fehlen (Abbildung 3).

Die Liberalisierung des Energiemarktes hat zur Folge, dass die Kraftwerksinvestoren die Investitions- und Standortentscheidungen unabhängig von der Transportkapazität der vorhandenen Netzinfrastruktur oder Fragen der Versorgungssicherheit nach eigenen Wirtschaftlichkeitskriterien treffen. Die Netzbetreiber bewerten die mögliche Entwicklung der Versorgungssicherheit anhand der Leistungsbilanzprognosen für die nächsten Jahre. Sie sind aber für den Kraftwerksausbau zur Lastdeckung und damit für die Versorgungssicherheit nicht verantwortlich.

¹ Amprion GmbH, Asset Management, Rheinlanddamm 24, 44139 Dortmund, Deutschland, peter.barth@amprion.net, www.amprion.net

Obwohl in Deutschland bereits im Jahr 2012 ca. 60.000 MW Windenergie- und Photovoltaikleistung am Netz angeschlossen waren, hat die maximale Produktion dieser Anlagen selten die Hälfte dieser Kapazität überschritten (Abbildung 4). Dies bedeutet, dass Wind und Sonne nur selten gleichzeitig sehr intensiv ausgeprägt sind. Es konnten aber in den letzten Jahren auch immer wieder Tage ohne nennenswerte Einspeisung erneuerbarer Kraftwerke beobachtet werden (Abbildung 5). Das belegt, dass der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland der Volkswirtschaft eine Versorgungsoption erschließt, aber keine Versorgungssicherheit bedeutet. Für diese müssen bei den heutigen technologischen Möglichkeiten, das heißt ohne nennenswerte Potenziale an Energiespeichern, nach wie vor konventionelle Kraftwerke vorgehalten werden.

Die Folge der absehbaren Entwicklungen im Bereich der erneuerbaren und konventionellen Energieerzeugung ist ein regionales Auseinanderdriften der Stromproduktion und des Verbrauchs.

Dadurch wird das Grundprinzip der verbrauchsnahe Erzeugung mehr und mehr verlassen, denn während die Verbrauchszentren in Deutschland vorwiegend im Westen und Süden des Landes liegen, werden zukünftige Erzeugungsschwerpunkte im Norden lokalisiert (Abbildung 2, Leistungsbilanz 2023).

Für die Transportnetze bedeutet dieser Trend einen massiven Umbauebedarf der gegenwärtigen Strukturen mit einer deutlichen Steigerung der Transportentfernung und der zu übertragenden Leistungen. Denn der zukünftige Transportbedarf in Nord-Süd-Richtung von bis zu 30.000 MW über mehrere hundert Kilometer überschreitet deutlich die Möglichkeiten des heutigen Netzes. Neben der Frage der ausreichenden, thermischen Transportquerschnitte stehen zunehmend die systemtechnischen Grenzen der Energieübertragung im Vordergrund der planerischen Analysen. Die Einhaltung der Blindleistungsbilanz und die Aufrechterhaltung der Spannungsstabilität gehören zu den kritischsten Faktoren der heutigen Netzplanung für die Energiewende. Diese enormen Anforderungen an das Transportnetz der Zukunft lassen sich in etablierter 380-kV-Drehstromtechnik nur sehr schwer bewältigen.

Das Grundkonzept des Netzausbaus für die kommenden 10 Jahre ergibt sich als logische Konsequenz aus den gesteckten energiepolitischen Zielen. Wesentliche Aspekte gibt Abbildung 6 wieder. Die geplanten Netzverstärkungen in der klassischen 380-kV-Drehstromtechnologie sorgen für die Aufnahme der EE-Strommengen aus den in der Fläche verteilten EE-Erzeugungsanlagen in das Transportnetz (Sammelfunktion).

Der Ausbau der Transportkapazität für die weiträumige Energieübertragung erfolgt zukünftig in Deutschland durch die in der Abbildung 6 rot dargestellten Gleichstromkorridore.

Die Gleichstromverbindungen erfüllen folgende Aufgaben für den Ausbau erneuerbarer Energien und die Versorgungssicherheit im Süden:

- Die Korridore verbinden die Lastzentren im Süden und Westen Deutschlands mit der Windsammelschiene und sorgen für die Integration der Windenergie im Gesamtsystem der Energieversorgung. Die Anbindung dieser Fernübertragungsstrecken an die süddeutsche Solarsammelschiene ermöglicht den Abtransport der regional überschüssigen Photovoltaikproduktion an Tagen mit starker Sonneneinstrahlung in die Verbrauchszentren.
- In windschwachen Nachtstunden erlauben sie auch den Zugriff auf gesicherte Leistung aus den thermischen Erzeugungszentren. Nach der beschlossenen Abschaltung der Kernkraftwerke im süddeutschen Raum wird die regional fehlende Kraftwerksleistung durch Stromimporte aus dem Norden kompensiert.

Für den notwendigen Ausbau neuer flexibler Kraftwerke zur Kompensation des Ausstiegs aus der Kernenergie und den Erhalt der notwendigen, gesicherten Kraftwerkskapazitäten ist eine grundlegende Marktreform in Deutschland erforderlich. Darüber sind sich alle Experten einig. Aus der Sicht des Übertragungsnetzbetreibers sollten insbesondere die Fragen der System- und Versorgungssicherheit im zukünftigen Marktdesign in Deutschland vordringlich Berücksichtigung finden.

Den Umbau der Energieversorgung in Deutschland zu beginnen war im ersten Schritt eine politische Herausforderung. Bereits die Netzintegration der ersten 20% an erneuerbaren Energien hat aber die technischen Systemgrenzen erkennen lassen und die Finanzaspekte des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien in den Raum gestellt.

Zum weiteren Ausbau erneuerbarer Energien wurde in Deutschland politisch und gesellschaftlich weitgehend Konsens erreicht. Viele Grundsatzfragen zur Weiterentwicklung und sicheren Auslegung des Gesamtsystems der Energieversorgung sind aber noch offen. Weitere technische und wirtschaftliche Analysen zum Systemverhalten der Netze mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien, zur Systemauslegung und zum zukünftigen Marktdesign sind daher trotz zahlreicher, politischer Weichenstellungen nach wie vor erforderlich. Die Frage: Wie sicher ist sicher genug?* hat kaum an der Aktualität verloren.

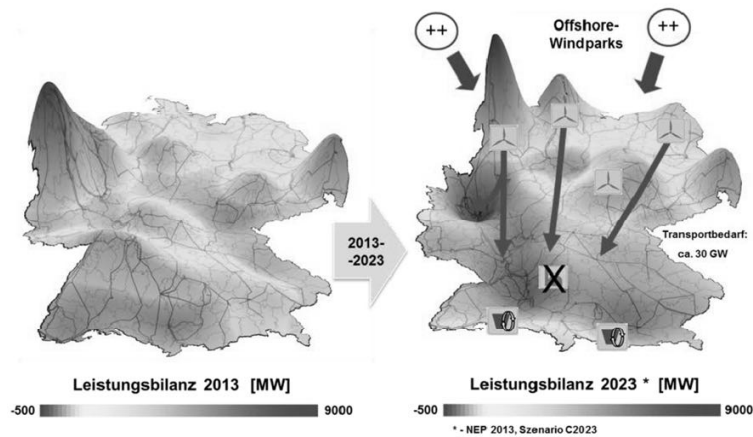


Abbildung 1: Veränderung der regionalen Leistungsbilanz in Deutschland in der nächsten Dekade gem. Szenarien des Netzentwicklungsplans 2013

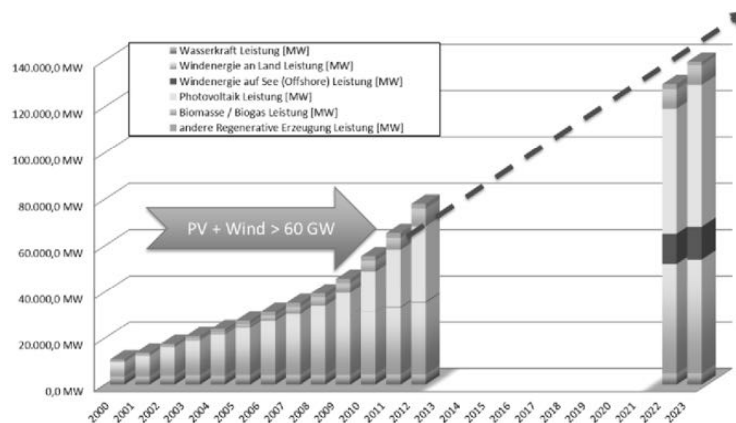


Abbildung 2: Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Erzeugungsanlagen in Deutschland bis 2013 und Prognose des weiteren Ausbaus in den nächsten zehn Jahren gem. Szenario des deutschen Netzentwicklungsplans 2013

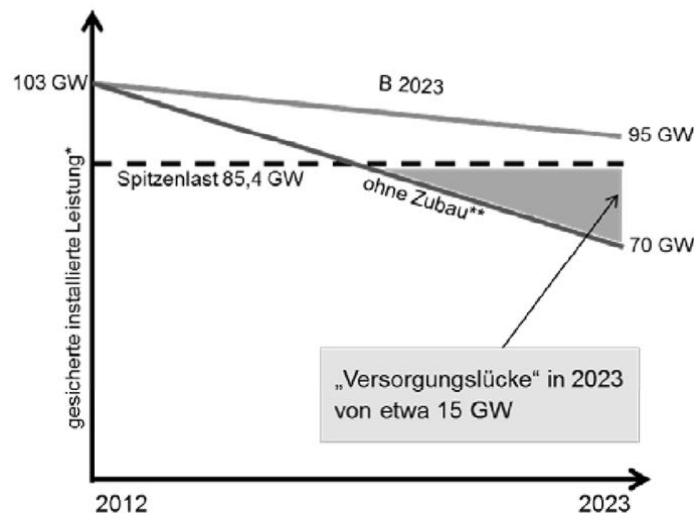


Abbildung 3: Mögliche Entwicklung der installierten gesicherten Leistung in Deutschland bis 2023

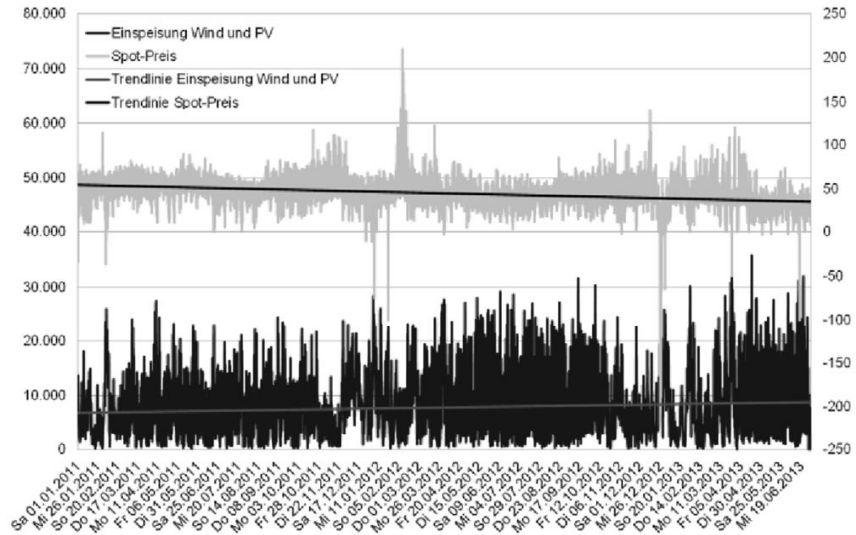


Abbildung 4: Entwicklung des Spot-Preises für die elektrische Energie in Deutschland und der Einspeisung erneuerbarer Erzeugungsanlagen im Zeitraum 01.2011 - 06.2013

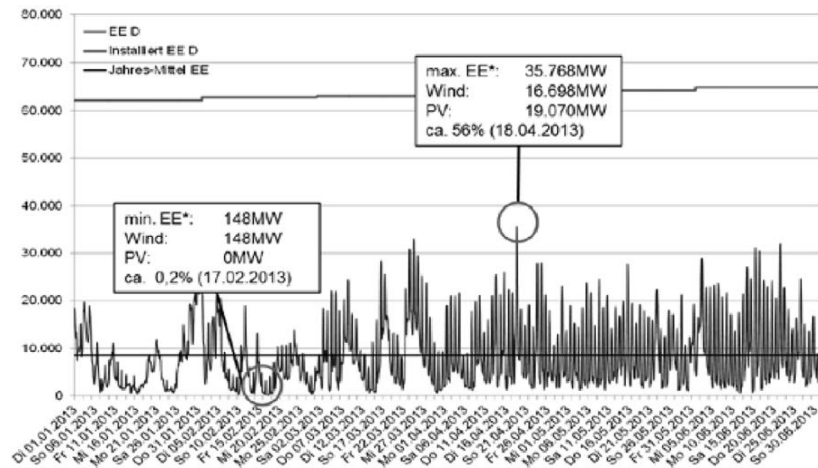


Abbildung 5: Einspeiseverhalten erneuerbarer Erzeugungsanlagen im Vergleich zur installierten Anlagen im Zeitraum 01.2013 - 06.2013

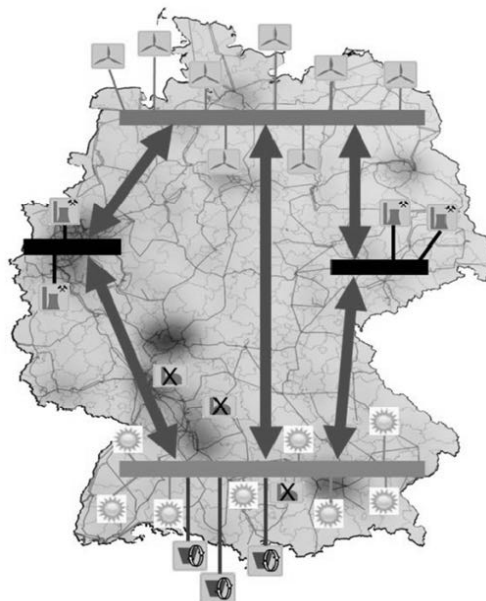


Abbildung 6: Grundidee des Netzausbaus für die Energiewende in Deutschland

2.4.2 Übertragung elektrischer Energie – Drehstrom/Gleichstrom sowie Leitungssysteme

Michael MUHR¹

Inhalt

Im Zuge der Energiewende und des immer stärker werdenden Ausbaus erneuerbarer Energie hat sich das Szenario der Energieerzeugung wesentlich verändert. Wurden früher Kraftwerke in der Nähe von großen Verbrauchszentren gebaut, so werden nun diese Erzeugungseinheiten in Gegenden errichtet, in der die erneuerbare Energie (Sonne, Wind) am wirkungsvollsten vorhanden ist. Dabei ist zu beachten, dass Sonne und Wind meist weiter außerhalb der Bereiche eines größeren Energiebedarfs liegen. Betrachtet man mögliche Ausbaupläne für Sonne- und Windkraftanlagen, so sieht man, dass diese entweder im Süden oder in Küstennähe liegen.

Dies alles führt zu Überlegungen, mit welchem System (Drehstrom oder Gleichstrom) eine bessere Übertragung größerer Energiemengen über weite Entfernungen möglich ist. Das derzeit in Europa größtenteils verwendete System der Übertragung elektrischer Energie ist ein Drehstromsystem, das eine wirtschaftliche und einfache Energieübertragung ergibt. Vorteile dieses Systems sind die einfache und schnelle Transformierbarkeit der Spannungsebenen sowie das leichtere Schalten. Aufgrund von Erfahrungen in China mit der Gleichstromübertragung wird nun auch auf die Einführung dieses Systems in Europa gedacht. Vorteile dabei sind vor allem die höhere Leistungsübertragung, keine kapazitiven Ladeströme, höhere Flexibilität und Regelbarkeit.

Eine weitere Frage betrifft die Leitungssysteme. Derzeit gibt es für den Drehstrom drei mögliche Systeme: die Freileitung, das Erdkabel sowie die gasisolierte Leitung (GIL), wobei das am meisten verwendete System die Freileitung, speziell für längere Übertragungstrecken, ist. Für Gleichstrom werden Freileitungen und für Übertragungen durch das Meer Kabel verwendet. Die GIL ist derzeit für Gleichstromübertragung in Versuchsplanung.

Diese Arbeit soll nun einen Vergleich zwischen Drehstrom- und Gleichstromsystem darstellen sowie Überlegungen zu den Möglichkeiten der Anwendung der verschiedenen Leitungssysteme aufzeigen.

¹ Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, 8010 Graz, Inffeldgasse 18/I,
Tel.: +43 (316) 873 - 7425, Fax: 43 (0) 316 /873 - 7408, muhr@tugraz.at

2.4.3 Kompakte Systeme für HGÜ-Anwendungen

D. IMAMOVIC¹, M. HÄUSLER¹, B. LUTZ¹, A. LANGENS²

Einleitung und Motivation

Weltweit befinden sich die Strommärkte in zahlreichen Ländern im Umbruch. Umweltverträgliche, kosteneffiziente und gleichzeitig sichere Energieversorgungskonzepte sind erforderlich und werden als Aufgabenstellung das Bild einer zukünftigen Netzstruktur maßgeblich prägen. Die global zunehmende Einbindung von erneuerbaren Energiequellen als auch der teilweise Wegfall von fossilen oder nuklearen Kraftwerken spielt dabei eine zentrale Rolle. Sowohl verstärkte dezentrale wie auch neue, da weit von den Lastzentren entfernte, zentrale Energieeinspeisungen (z.B. Offshore-Windparks) führen häufig zu erheblich veränderten Lastflüssen in den Übertragungsnetzen. Geeignete Netzausbaumaßnahmen sind erforderlich, um diesen Änderungen Rechnung zu tragen. Innovative leistungselektronische Lösungen mittels HGÜ (Hochspannungsgleichstromübertragung) und FACTS (Flexible AC Transmission Systems) bilden eine wichtige Grundlage, um insbesondere stark belastete Drehstromnetze für diese Anforderungen zu ertüchtigen. Die HGÜ-Technik ermöglicht beispielsweise die Integration von sog. „Stromautobahnen“ und den Aufbau von DC-Overlaynetzen, die sowohl helfen, die vorhandenen Transportkapazitäten im Netz bestmöglich auszunutzen als auch durch eine effiziente Übertragung den Bedarf an neuen Energietrassen auf ein Minimum reduzieren.

HGÜ-Vollbrücke und kompakte Systeme

Neben der bewährten netzgeführten, auf Thyristor-Basis beruhenden Technologie HVDC Classic, kommt es zunehmend zum Einsatz von HVDC PLUS, die unter Verwendung von IGBT-Halbleitern einen selbstgeführten Stromrichterbetrieb (VSC=“Voltage-Sourced Converter“) ermöglicht. Die von Siemens im Markt eingeführte MMC (Modular Multi-Level Converter) Topologie ermöglichen eine hochgenaue Nachbildung der sinusförmigen Netzspannung, so dass herkömmliche Filterkreise vollständig entfallen können. Da zudem die VSC-Technologie sowohl Wirk- wie auch Blindleistung unabhängig voneinander und über einen großen Betriebsbereich zur Verfügung stellen können, können kompakte Anlagen gebaut werden, die zudem einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilität leisten.

Für eine wirtschaftliche Übertragung großer Energiemengen über weite Entfernungen sind Freileitungen unabdingbar. Anders als bei unterirdisch verlegten Kabeln, kann es im normalen Übertragungsbetrieb bei Freileitungen jedoch zu Erdfehlern kommen, i. d. R. ausgelöst durch Blitzeinschläge. Eine möglichst schnelle und zuverlässige Unterbrechung des Fehlerstromes (Lichtbogens) und die Wiederherstellung des Energieflusses sind notwendig, um Auswirkungen auf das übrige Netz möglichst gering zu halten. Im Gegensatz zur Wechselspannungstechnik, bei der die periodisch auftretenden Stromnulldurchgänge häufig schon selbständig oder spätestens durch kurzzeitiges Öffnen eines Leistungsschalters zu einem Verlöschen des Fehlerstromes führen, brennt der Lichtbogen bei der Gleichstromtechnik ohne Gegenmaßnahmen dauerhaft weiter. Bei der thyristor-basierten HVDC Classic Technologie, besteht die in der Praxis bewährte Lösung der Fehlerklärung aus einer kurzzeitigen Umkehr der Gleichspannung. Ohne die Notwendigkeit einer mechanischen Schalthandlung wird dabei auf rein elektronischem Wege dem Fehler die treibende Spannung entzogen, so dass der Lichtbogen verlöschen kann. In der VSC-Technologie ist so ein Verhalten bei der bei reinen Kabelverbindungen eingesetzten Halbbrückentopologie nicht möglich, da der Umrichter dabei die Gleichspannung nur in einer gleichbleibenden Polarität erzeugen kann. Um die gleichen Vorteile wie bei der thyristorbasierten Technik zu erhalten, setzt Siemens auf die aus der Bahntechnik und FACTS-Technologie seit vielen Jahren bekannten. Vollbrücken-Topologie. In der Ausgangsspannung des Umrichters können damit beliebige Werte in beiden Polaritäten eingestellt werden und so effektiv auf gleichstromseitige Störungen reagiert werden.

¹ Siemens AG, Energy Sector, Power Transmission Division, Freyeslebenstr. 1, 91058 Erlangen, Deutschland, denis.imamovic@siemens.com

² HSP GmbH, Camp-Spich-Straße 18, 53842 Troisdorf

Im Gegensatz zu der derzeit vielfach diskutierten aber noch nicht über hinreichende Betriebserfahrung verfügende Gleichstromschalter-Technologie ergeben sich weitere Vorteile, die einen flexibleren Betrieb ermöglichen, wie z.B. beliebig häufige Wiederanfahr-Versuche nach Fehlerklärung oder das Anfahren mit einer „sanften“ Gleichspannungsrampe.

Ebenso ist die bei Freileitungsanwendungen in HVDC Classic übliche Betriebsart mit reduzierter Gleichspannung, wie sie bei anhaltenden Isolationsproblemen z.B. durch Verschmutzung sinnvoll ist, problemlos realisierbar.

Die Energiewende erfordert eine neue Struktur des Übertragungsnetzes für elektrische Energie in Deutschland. Das bestehende Übertragungsnetz kann nach Darstellung der Bundesnetzagentur im Netzentwicklungsplan (NEP) diese Aufgabe nicht übernehmen und kommt heute schon zeitweise bei hohen Windeinspeisungen an die thermischen Übertragungsgrenzen. Im Weiteren sind auch neue HGÜ Leitungen geplant. Neue HGÜ Strecken werden in einer dicht bebauten Landschaft wie Deutschland nicht überall als Freileitung umsetzbar sein. Es werden unterirdische Lösungen gebraucht. Die kompakte gasisolierte Übertragungsleitung für Gleichspannung bietet dafür die technische Lösung. Darüber hinaus werden für die Übergangsstationen zwischen ober- und unterirdischen Übertragungsleitung oder in Gleichspannungsschaltfeldern gasisolierte Komponenten und Schaltgeräte benötigt, welche einerseits durch ihre Funktionalität (z.B. schnelle Trenner, Überspannungsableiter, etc.) und andererseits durch ihren Aufbau platzsparende und kosteneffiziente Lösungen bieten.

Herausforderung

Im Isoliersystem Gas-Feststoff finden verschiedene physikalische Phänomene statt (Bild 1), die sich bei Gleichspannungsbelastung unterschiedlich auswirken als bei Wechselspannungsbelastung. Die Auswirkungen dieser Phänomene auf die elektrische Feldverteilung bei Gleichspannungsbelastung sind von einer Vielzahl an Einflussgrößen bestimmt, wie z.B. Temperatur, Gasfeuchte, Spannungsform. Ferner ist für leistungsstarke Anlagenentwicklungen die starke Nicht-Linearität der elektrischen Leitfähigkeit von Isolierstoffen (z.B. Epoxidharzformstoff oder SF_6) zu beachten. Das Zusammenspiel der genannten Phänomene führt zu einer zeitlichen Änderung der elektrischen Feldverteilung („Ladevorgang“), weshalb das Langzeitverhalten bei Hochspannungsprüfungen von gasisolierten Gleichspannungsanlagen zu berücksichtigen ist. Die Zeitkonstanten des Ladevorgangs hängen hierbei stark von den in Anlagen verwendeten Isolierstoffen ab. Die Parameter für die Prüfung von gasisolierten Gleichspannungsanlagen sind demnach in Abhängigkeit vom Anlagen-Design zu definieren. Ferner besteht ein Bedarf an Normung von derartigen Hochspannungsprüfverfahren, insbesondere von Prüfungen mit überlagerten Spannungsformen (z.B. Blitzstoß- und Gleichspannung).

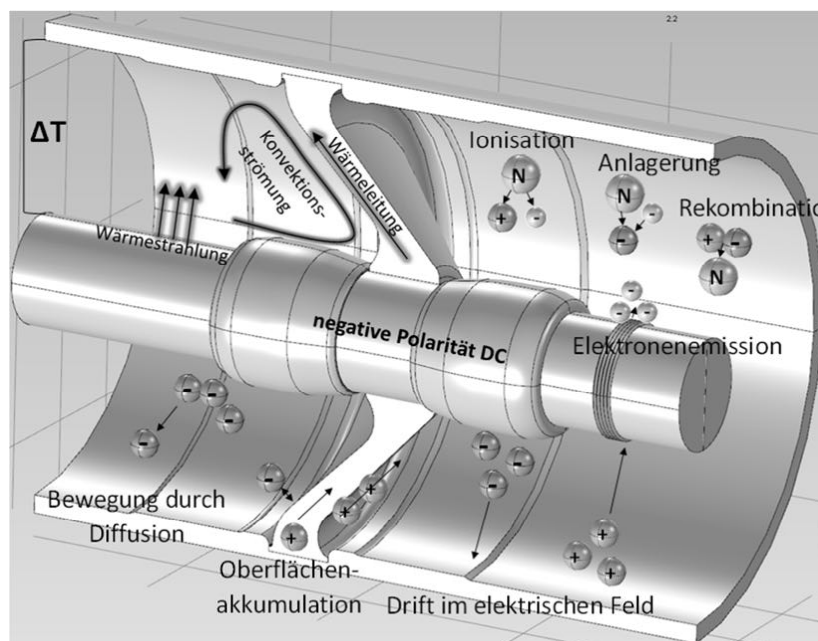


Abbildung 1: Physikalische Phänomene im Isoliersystem Gas-Feststoff

Lösungen

Ein aussichtsreicher Ansatz zur Beherrschung der elektrischen Beanspruchungen in gasisolierten Gleichspannungsanlagen ist der Einsatz von festen Isolierwerkstoffen mit geeigneten nicht-linearen Eigenschaften. Auf Basis der bekannten Gießharztechnologie werden so genannte Funktionswerkstoffe entwickelt, deren elektrische Eigenschaften beispielsweise durch Einbringung von funktionalen Füllstoffen wunschgemäß modifiziert werden können.

Potentiell geeignete Füllstoffe sind hierbei Mikrovaristoren oder teilleitfähig beschichtete Füllstoffe. „Plättchen-förmige“ Füllstoffe (nanoskalig) scheinen hierfür gut geeignet, da überlappende Plättchen klar definierte Leitpfade (Perkolationspfade) ausbilden können. Der Einsatz von teilleitfähigen Beschichtungen mit günstigen nicht-linearen Eigenschaften auf Gießharzoberflächen ist eine weitere Option zur gezielten Beeinflussung des Ladevorgangs. Der Ladevorgang kann zudem durch die Wahl eines günstigen Isolator-Designs beeinflusst werden, wobei insbesondere auf die Gestaltung von Tripelpunkten, guten elektrischen Kontakt, eine günstige Formgebung und den Einfluss von Temperatur-Effekten (z.B. Feldinversion) zu achten ist.

Siemens setzt auf leistungsstarke Lösungen auf Basis der bekannten RIP Technologie (RIP = Resin Impregnated Paper). Gasisolierte Wanddurchführungen mit RIP Technologie werden bereits seit mehr als 30 Jahren für Gleichspannungssysteme mit Betriebsspannungen bis $\pm 800\text{kV}$ erfolgreich eingesetzt. Hierbei bewirken in das Material eingebrachte metallische Steuerlagen eine gleichmäßige elektrische Feldverteilung an RIP Isolatoren. Die Wirksamkeit dieser Steuerlagen ist bei Belastung mit Wechselspannung, Stoßspannung und Gleichspannung gegeben, was eine gezielte Beeinflussung des Ladevorgangs ermöglicht. Eine Innovation stellt hierbei das speziell für gasisolierte Anlagen (DCCS $\pm 320\text{kV}$) entwickelte Design dar. Die positiven Betriebserfahrungen mit gasisolierten Wanddurchführungen verdeutlichen zudem die gute Langzeitbeständigkeit des RIP Materials bei hohen Gleichspannungen.

Zusammenfassung

Die Siemens AG hat das Portfolio um leistungsstarke kompakte Systeme für HGÜ-Anwendungen erweitert. Die Funktionsfähigkeit einer kompakten gasisolierten Anlage (DCCS 320 kV) wurde im Rahmen von Langzeitversuchen und Hochspannungsprüfungen nachgewiesen. Mit der eingesetzten RIP Technologie setzt Siemens auf eine bewährte Technologie, für die bereits mehr als 30 Jahre Betriebserfahrung bei hohen Gleichspannungen bis 800kV vorliegt.

Für leistungsstarke HGÜ-Systeme, die eine Beherrschung von gleichstromseitig, netzbedingten Störungen erlaubt, setzt die Siemens AG auf die aus der Bahntechnik und FACTS-Technologie seit vielen Jahren bekannte Vollbrücken-Topologie. Im Gegensatz zu der derzeit vielfach diskutierten aber noch nicht über hinreichende Betriebserfahrung verfügende Gleichstromschalter-Technologie ergeben sich mit der Vollbrücken-Topologie Vorteile, die einen flexibleren Betrieb ermöglichen.

2.4.4 Energiewende – Forschungsbedarf für die europäischen TSOs. Aktuelle Entwicklungen, Themen und Herausforderungen im nächsten Jahrzehnt

Stefan HÖGLINGER¹, Klaus KASCHNITZ², Georg ACHLEITNER²

Inhalt

Umfassende Veränderungen des europäischen Energiesystems (z.B. Integration von erneuerbaren Energieformen und der Ausbau des Binnenmarkts für Strom) generieren einen großen Forschungsbedarf in unterschiedlichen Aufgabenbereichen der Übertragungsnetzbetreiber. Eine klare Definition der dringenden Forschungsachsen auf europäischer Ebene für die nächste Dekade ist wichtig, um Lösungen für das europäische Übertragungsnetz entwickeln zu können.

Das Research & Development Committee der ENTSO-E

In der ENTSO-E – der europäischen Interessensvertretung der Übertragungsnetzbetreiber – werden im „Research and Development Committee“ (RDC) diese anstehenden Forschungsschwerpunkte diskutiert, abgestimmt und anschließend publiziert. In diesen Veröffentlichungen werden drei wesentliche strategische R&D Ziele für die europäischen TSOs festgehalten:

- Die technologische Grundlage für das zukünftige (2050) Netz schaffen.
- Die Integration der erneuerbaren Energieformen in den Markt bei gleichzeitiger Gewährleistung von hoher Versorgungssicherheit ermöglichen.
- Die gemeinsamen EU-weiten R&D Bestrebungen sowie den Wissensaustausch zwischen den TSOs verstärken.

Aufbauend auf diesen drei strategischen Zielen wird vom RDC in einem aufwendigen Entscheidungsprozess der Forschungsbedarf erhoben und in der „Research & Development Roadmap“ beschrieben. In dieser Roadmap sind die Grundpfeiler der wichtigsten Forschungsfelder der Übertragungsnetzbetreiber für die nächsten zehn Jahre dargestellt, welche alle fünf Jahre neu adaptiert werden. Die Forschungsaktivitäten sind in sechs Cluster (C1 bis C6) eingeteilt, wobei jeder Cluster wiederum in Functional Objectives (Txx) unterteilt wird.

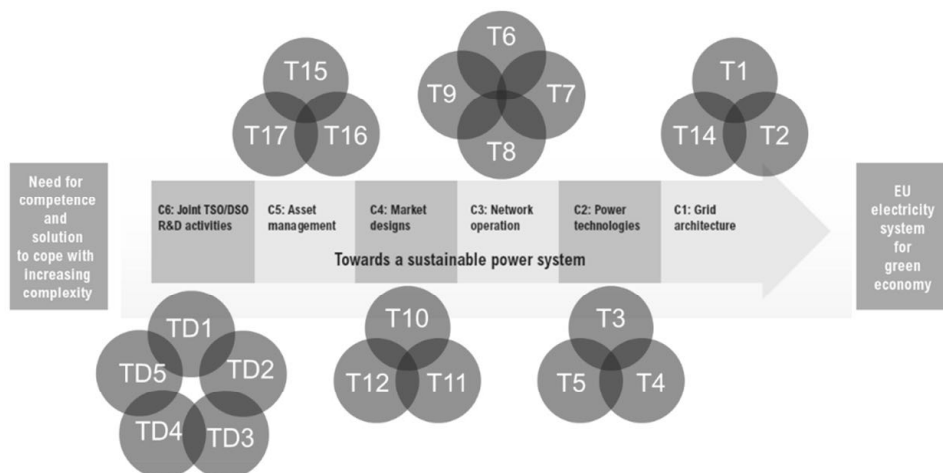


Abbildung 1: Cluster & Functional Objectives der R&D Roadmap 2013-2022

¹ Mitglied im RDC der ENTSO-E; Austrian Power Grid AG (APG), A-1220 Wien Wagramer Straße 19, Tel.: +43 (0) 50 320 56357, Fax: +43 (0) 50 320 156357, stefan.hoeglinger@apg.at, hwww.apg.at

² Austrian Power Grid AG (APG), A-1220 Wien Wagramer Straße 19, {Tel.: +43 (0) 50 320 56105, Fax: +43 (0) 50 320 156105, klaus.kaschnitz@apg.at}, {Tel.: +43 (0) 50 320 56338, Fax: +43 (0) 50 320 1 56338, georg.achleitner@apg.at}, www.apg.at

Aus der R&D Roadmap werden im „Implementation Plan“ für die bevorstehenden Jahre konkrete Forschungsbereiche abgeleitet. Diese beiden Publikationen geben der Europäischen Kommission einen Hinweis darauf, in welchen Bereichen europäische Forschungsgelder benötigt werden, um die anstehenden Herausforderungen meistern zu können.

Zur Umsetzung dieser Roadmap wird von einer Summe für R&D Investments in der Höhe von 1.005 Millionen € ausgegangen.

Aktuelle, neue europäische Projekte mit intensiver TSO Beteiligung

Im Rahmen der 2013 FP7 Calls der Europäischen Union wurden vier Calls ausgegeben, die sich im Großen und Ganzen aus den Empfehlungen aus dem RDC Implementation Plan 2013 – 2015 ergeben haben. Zwei Projektkonsortien mit hoher Beteiligung von europäischen TSOs (Projekt GARPUR und BESTPATH) konnten eine Co-Finanzierung durch die EC gewinnen und starten mit ihren Projekten 2014.

Forschung bei Austrian Power Grid AG (APG)

Forschung und Innovation kommen in der APG eine entscheidende Rolle zu. Schwerpunkt dabei ist die anwendungsorientierte Forschung, um alle Optimierungspotentiale des derzeitigen Anlagenbestandes heben zu können. Ziel ist es, mittels der eingesetzten Forschungsmittel zu technischen Lösungen zu gelangen, welche die Effizienz und Sicherheit des Netzbetriebes steigern.

Die Forschungsagenden der APG wurden 2013 erstmals im Forschungs- und Innovationsbericht 2008-2012 publiziert. Es werden generell drei Forschungsschwerpunkte verfolgt:

- Netzausbau und energiewirtschaftliche Szenarien
- Umwelt, Wetter, Klima
- Netzüberwachung und Systemführung

3 STREAM A: ENERGIEWIRTSCHAFTLICHER RAHMEN

3.1 ZUKUNFT DER PHOTOVOLTAIK (SESSION A1)

3.1.1 Strategien zur dezentralen Energieversorgung mit PV bis 2050

Günther BRAUNER¹

Inhalt

Die Energiestrategie der Europäischen Union zielt bis 2050 auf eine überwiegend regenerative Energieversorgung ab. Die derzeitigen Strategien der Mitgliedsstaaten der EU sind dabei sehr uneinheitlich und reichen von der Bewahrung von nuklearen (F) oder fossilen (PL, Cz) Tradition, zur Beschränkung auf Wasserkraft (N) hin zu sehr fortschrittlichen regenerativen Energiesystemen (DE, SP). Vorreiter in der EU bei nachhaltiger Entwicklung sind derzeit Deutschland und Spanien. Während zur Zeit noch die Windenergie als neue erneuerbare Energie dominiert zeichnet sich ab, dass ohne rasche Entwicklung der Photovoltaik (PV) die geplanten Nachhaltigkeitsziele in der Energieversorgung nicht zu erreichen sind. Wegen der begrenzten Flächen von Dächern und Fassaden und um Aufstellungen auf Ackerflächen zu vermeiden, muss allerdings die PV zukünftig in Richtung höherer Wirkungsgrade gehen.

Die PV zeigt nur 1000 Volllaststunden in Mitteleuropa. Eine Substitution von Kernenergie würde etwa die 8-fache Leistung der stillgelegten KKW erforderlich machen. Bei Betrachtung der Netznutzungsdauer durch zentrale PV-Anlagen zeigt sich, dass sie nur etwa 100 Stunden oberhalb von 70% der installierten Leistung betrieben werden und nur 1000 Stunden über 50% der Nennleistung (Ergebnisse aus dem „Forschungszentrum Photovoltaik“ der EVN & TU Wien, 2012).

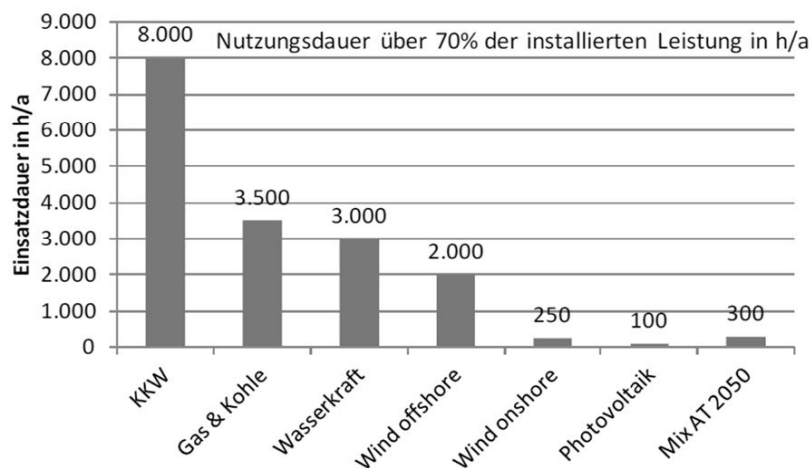


Abbildung 1: Nutzungsdauer von Erzeugungsanlagen über 70% der Nennleistung

Ein adäquater Ausbau der Transport- und Verteilungsnetze erscheint daher energiewirtschaftlich nicht zweckmäßig. Auch fehlt die Zustimmung der Bevölkerung. So ist in Deutschland seit 2009 geplant, das Energienetz um 1.855 km zu erweitern, bisher konnten aber nur 265 km realisiert werden und für die restlichen Leitungen liegen Einsprüche vor.

¹ Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gusshausstrasse 25/370-1, 1040 Wien, Tel.: 0664 340 1502, brauner@ea.tuwien.ac.at

Der zukünftige Weg der Energieversorgung mit PV muss daher stärker in Richtung dezentrale Systeme gehen. Im Rahmen einer VDE-Arbeitsgruppe "Zentrale und dezentrale Energieversorgung 2050" werden derzeit in einem Expertenteam entsprechende Konzepte in Simulationen in Bezug auf ihre technische und energiewirtschaftliche Relevanz untersucht. Wesentliche Ergebnisse dabei sind:

- Zentrale Energiesysteme werden in ihrer zeitgerechten Realisierung durch Mangel an Leitungskapazitäten und langfristigen Speicherkapazitäten behindert.
- Zukünftig muss Energie möglichst dort erzeugt werden, wo sie direkt genutzt werden kann.
- Zukünftig wird es Zeiten mit erheblicher regenerativer Überproduktion geben, die zu einem Preisverfall bis zu einem Einspeisungsverbot führen kann.
- Dezentrale Energiesysteme (Smart Grid, Micro Grid, Energieaktive Siedlung und Stadt) müssen einen möglichst hohen Anteil an Eigenbedarf im Rahmen von Dargebotsorientiertem Last und Speichermanagement ermöglichen.
- Das Elektrofahrzeug, Haus- und Ortsnetzbatterien sowie Power-to-Gas müssen die fehlenden Speicherkapazitäten der zentralen Speichersysteme substituieren.
- Der Einsatz von bivalenten Wärme- und Kältepumpen zusammen mit thermischen Speicherkapazitäten stellen eine weitere Maßnahme für DSM-Potenziale dar.
- Schließlich können PV-Wechselrichter, Haus- und Fahrzeugbatterien für die Unterstützung von Primär- und Sekundärregelung eingesetzt werden und teilweise die geringeren Einsatzstunden der thermischen Backup-Kraftwerke kompensieren.

3.1.2 Erlösperspektiven der Photovoltaik in Deutschland – Einflussmöglichkeiten durch Variation der Anlagenausrichtung

Alexander ZIPP(*)¹, Bernd LUKITS(*)²

Bestehende Anreize durch Vergütungsregeln

Die Vergütungsregeln im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) für Photovoltaik (PV)-Anlagen lassen drei Grundausrichtungen für die Gewinnmaximierungsstrategie potentieller Investoren und Anlagenbetreiber offen, die sich im idealen Fall miteinander kombinieren lassen: die Maximierung der jährlich erzeugten Energiemenge, des (anteiligen) Eigenverbrauchs sowie des (relativen) Marktwertes der PV-Erzeugung.

Die Maximierung der jährlich erzeugten Energiemenge wird dabei durch das grundlegende Prinzip des EEGs, eine fixierte Einspeisevergütung, angereizt. Der Zeitpunkt der Einspeisung spielt für die Höhe der Vergütung keine Rolle. Jedoch können sowohl bei der Nutzung der optionalen Marktprämie, als auch bei Eigenverbrauch des PV-Stroms die Erlöse für den Anlagenbetreiber durch eine Veränderung des Erzeugungsprofils im Vergleich zu dem der ertragsmaximalen Anlage rentabel sein. Im Fall der Marktprämie richtet sich eine potentielle Erlössteigerung nach dem relativen Marktwert der Anlage im Vergleich zum bundesweiten Durchschnitt (vgl. Sensfuss und Ragwitz 2011).

Das Erzeugungsprofil einer PV-Anlage kann, abgesehen von der Verwendung eines Stromspeichers, primär durch folgende Optionen beeinflusst werden:

- Geographischer Standort innerhalb Deutschlands
- Anstellwinkel des Moduls (0° horizontal bis 90° vertikal)
- Azimutwinkel des Moduls (90° West bis -90° Ost)

Ziel der Arbeit ist es zu überprüfen, inwieweit die Variation der oben genannten Möglichkeiten zu einer Erlössteigerung im Rahmen einer Förderung nach EEG genutzt werden können.

Analyse der Marktwerte verschiedener Ausrichtungen und Standorte

Für die Analyse innerhalb der Arbeit wurde ein PV-Modell auf Basis der Daten der MIRAKEL-Datenbank des Deutschen Wetterdienstes verwendet, um die Effekte einer Änderung der Anlagenausrichtung zu ermitteln.

Die Berechnungen zeigen, dass die Standortwahl einen erheblichen Einfluss auf den Jahresertrag einer PV-Anlage hat. Die Überprüfung der Standortwahl zur Veränderung des Leistungsprofils liefert ein weniger eindeutiges Ergebnis. Hier ergaben die Berechnungen, dass durch eine Standortvariation innerhalb Deutschlands keine signifikanten Veränderungen des PV-Erzeugungsprofils zu erwarten sind. Die Leistungsspitze wird in allen untersuchten Fällen zum annähernd gleichen Zeitpunkt erreicht und auch die restliche Leistung fällt relativ betrachtet annähernd zeitgleich an. Demzufolge ist die Variation des Standortes keine geeignete Maßnahme, um einen positiven Einfluss auf den erreichten Marktwert auszuüben und die Erlöse bei einer Vermarktung nach optionaler Marktprämie zu erhöhen.

Die Veränderung der Anlagenausrichtung an einem festen Standort ist den Modellrechnungen zufolge eine sehr effektive Maßnahme, um sowohl den Jahresertrag, als auch das zeitliche Leistungsprofil zu beeinflussen. Der maximale Jahresertrag wird bei Südanlagen mit einem Anstellwinkel von 30° oder 40° erreicht. Die höchsten Erträge bei einer Ost- bzw. Westausrichtung werden von Anlagen mit einem Anstellwinkel von 10° erreicht.

¹ IZES GmbH, Altenkesseler Straße 17, Tel.: +49 681 9762 840, +49 681 9762 850, zipp@izes.de, www.izes.de

² FH Technikum Wien, Giefinggasse 6, 1210 Wien, Tel.: +43 660 1477 533, ee11m025@technikum-wien.at, www.technikum-wien.at

Der Vergleich der Leistungsprofile zwischen Anlagen verschiedener Azimutwinkel zeigt, dass die Verlagerung hin zu einer Ost- oder Westausrichtung mit 40° Anstellwinkel die größte Verschiebung der Leistungsspitze und der gesamten Energiemengen, verglichen mit einer Südanlage zur Folge hat. Um den energiewirtschaftlichen Mehrwert, im Sinne höherer Markterlöse, von einer Abweichung der Südausrichtung einer PV-Anlage zu bestimmen, wurde in der Arbeit bewusst nicht die übliche Kenngröße der Levelized Cost of Electricity verwendet, sondern eine marktbasierende Kennzahl im Sinne von Joskow (2011), die den Zeitpunkt der Erzeugung berücksichtigt: der energieträgerspezifische ‚Marktwert‘.

Nach klassischer EEG-Fixvergütung stellt die ertragsmaximale Ausrichtung das Optimum dar. Damit eine Abweichung davon sich über den Weg der Direktvermarktung nach der optionalen Marktprämie finanziell lohnt, muss der Betrag der relativen Veränderung des Marktwertes größer sein als der der relativen Veränderungen des Jahresertrags. Dies folgt aus dem Verzicht pro erzeugte Energieeinheit nicht nur auf den Markterlös, sondern auch auf den Geldbetrag der gleitenden Marktprämie. In diesem Fall wird eine ‚bedarfsgerechte Einspeisung‘, ausgedrückt durch den höheren Marktwert, entsprechend entlohnt und über das Instrument der optionalen Marktprämie angereizt. Es stellt sich also die Frage, inwieweit die Energieertragsverluste durch höhere durchschnittlich erzielte Marktpreise kompensiert werden können.

Anhand der verfügbaren Daten von 2011 und 2012 wurden die Marktwerte verschiedener Anlagenausrichtungen an bestimmten Standorten bestimmt. Die Ergebnisse zeigen, dass in dem genannten Zeitraum an keinem der betrachteten Standorte eine Abweichung von der ertragsstärksten Ausrichtung zu einer Steigerung der Vermarktungserlöse nach Marktprämienmodell geführt hätte und somit kein finanzieller Anreiz hierzu bestand. Es ist jedoch denkbar, dass der Bau von Ost- bzw. West-PV-Anlagen durch die Verlagerung der Leistungsspitze aus netztechnischer Betrachtung vorteilhaft wäre. Ebenso ist es möglich, dass die verfügbaren Standorte für Südanlagen nicht ausreichend sind, um die notwendige PV-Kapazität für das Erreichen der langfristigen EE-Ausbauziele aufzubauen. Tritt einer der beiden Situationen tatsächlich ein, müssen die bestehenden Vergütungsstrukturen für PV-Anlagen ggf. nach der Ausrichtung bzw. dem Leistungsprofil hin differenziert werden, um den aus gesamtsystemischer Sicht optimalen Zubau anzureizen.

Stoetten				Mannheim											
Marktwerte				Marktwerte											
70°	1,0803	1,1069	1,0981	70°	1,0366	1,0798	1,0787	70°	1,0801	1,1068	1,0921	70°	1,0134	1,0682	1,0658
60°	1,0831	1,1065	1,1007	60°	1,0391	1,0783	1,0805	60°	1,0830	1,1059	1,0952	60°	1,0166	1,0655	1,0682
50°	1,0863	1,1059	1,1029	50°	1,0427	1,0767	1,0814	50°	1,0860	1,1051	1,0981	50°	1,0208	1,0631	1,0691
40°	1,0898	1,1052	1,1045	40°	1,0471	1,0749	1,0808	40°	1,0892	1,1040	1,1003	40°	1,0259	1,0604	1,0685
30°	1,0933	1,1043	1,1052	30°	1,0521	1,0729	1,0788	30°	1,0925	1,1028	1,1017	30°	1,0315	1,0576	1,0656
20°	1,0964	1,1033	1,1048	20°	1,0572	1,0708	1,0752	20°	1,0952	1,1017	1,1018	20°	1,0373	1,0548	1,0607
10°	1,0989	1,1023	1,1032	10°	1,0617	1,0686	1,0707	10°	1,0972	1,1004	1,1007	10°	1,0427	1,0517	1,0545
2011	90°	0°	-90°	2012	90°	0°	-90°	2011	90°	0°	-90°	2012	90°	0°	-90°

Abbildung 1: Relative Marktwerte von PV-Anlagen an den Standorten Stoetten und Mannheim für 2011 und 2012 (EEX, eigene Berechnungen)

Literatur

Joskow, P. J. (2011): Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies. In: American Economic Review, Volume 100, No. 3, S. 238-241.

Sensfuss, F. und Ragwitz, M. (2011): Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung. Fraunhofer Institut System- und Innovationsforschung, Karlsruhe.

3.1.3 Go West? Der Einfluss der Ausrichtung von PV-Modulen auf den Marktwert und die Erzeugungskosten im Gesamtsystem

Michael HARTNER¹, André ORTNER¹, Albert HIESL¹

Overview

While currently it is common practice to seek for the maximum output of a Photovoltaic (PV) system over the lifetime of the module this might not be the optimal strategy in a situation with a significant share of PV in the electricity production of a region. This is true from a system perspective and from an investor's perspective assuming that feed-in tariffs might phase out and the produced electricity has to be sold on the spot market. With decreasing spot prices in times of high solar radiation around noon PV modules pointing towards east or west or steeper setting angle might be more profitable. (see Rowlands 2010) From a system's perspective a wider distribution of module-angles can lead to reduced generation costs as a whole. In this paper we estimate the cost saving potential of a wider distribution of angles for the electricity system in Austria and Germany under various PV expansion scenarios.

Methods

In a first step PV-generation profiles are generated using a PV simulation tool which models the position of the sun to account for the effect of various module angels. (see Eicker 2011) The radiation data, which include direct and indirect radiation on a horizontal plane, is provided by satellite data with 15min resolution. This is done for 20 regions in Germany and Austria to account for different solar hours and angle effects due to the latitude of the regions. We generate 200 PV profiles with different combinations of inclination angles and azimuth for each of the regions. The profiles are then fed into a dispatch optimization model which includes the existing power plants of Germany and Austria and the corresponding electricity demand in hourly resolution. The model then implements the optimal mix of installed capacity for each profile in each region. In different scenarios we apply restrictions on the distribution of the installed capacity over the regions. The model output should theoretically reflect the most cost effective mix of the installed angels under the assumed conditions and restrictions. Under the assumption of perfect competition this should also reflect the maximum market value of all PV-systems installed.

Results

Preliminary results show that at present the highest revenue still corresponds with the maximum energetic output if we assume spot market prices. (see figure 1). Even with a substantial increase of PV capacity of additional 40 GW of PV capacity installed the energetic optimum does not deviate from the system optimum. Only with a dramatic increase of +100GW the model output suggest a deviation towards steeper tilt angles and orientation towards east and west. This is shown in figure 2 for a PV-system located in Vienna (48.3°N 16,1°E) and spot prices derived from the model. Of course the results also depend on the installed capacity of storage plants as they tend to smoothen out the price patterns throughout the day. The installed storage capacities also influence the savings in total electricity production costs compared to a scenario in which the installed PV systems are orientated towards an energetic maximum. It also has to be mentioned that start-up costs of conventional plants have not been included yet which could influence the results. This will be studied in further research.

Conclusions

This analyses shows, that at present and probably also in the near future installation angles that are close to the energetic optimum still correspond to the system optimum if only fuel costs of conventional power plants are considered.

¹ TU Wien, ESEA, Energy Economics Group, Gusshausstrasse 25-29,
{Tel.: +43 1 58801 370379, hartner@eeg.tuwien.ac.at},
{Tel.: +43 1 58801 370367, ortner@eeg.tuwien.ac.at},
{Tel.: +43 1 58801 370371, hiesl@eeg.tuwien.ac.at}, eeg.tuwien.ac.at

So at the moment there should be no need for political action to change the subsidy design from this point of view. In case of very high PV-penetration levels, where the broader distribution of angles might become a concern elements of direct marketing for PV systems should provide the right incentives. Spot market prices provide information of the energy value of PV production and installers could adjust the installation angles to achieve the highest profits which should also (at least theoretically) correspond to the optimal solution in terms of minimizing total system cost. Fixed feed-in tariffs of course do not provide such flexibility and will always generate the incentive to install the PV-modules at the energetic optimum.

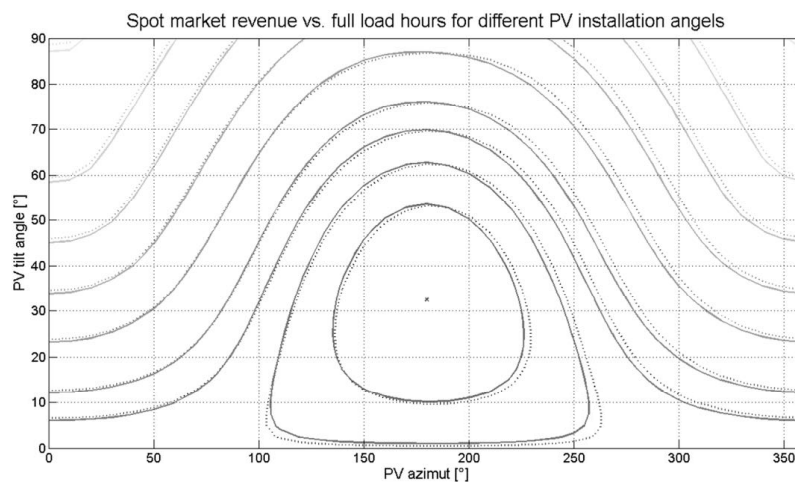


Figure 1: Energetic and system optimum status quo - location: Vienna

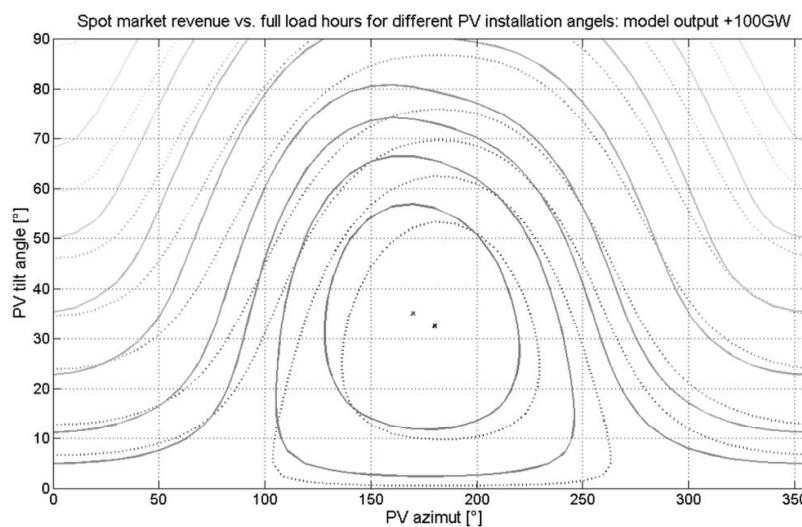


Figure 2: Energetic and system optimum for +100GW - location: Vienna

References

Ian H. Rowlands, Briana Paige Kemery, Ian Beausoleil-Morrison (2010) "Optimal solar-PV tilt angle and azimuth: An Ontario (Canada) case-study", *Energy Policy*, 39, 1397-1409.

Ursula Eicker (2011) "Solare Technologien für Gebäude", 2. Auflage, Vieweg+Teubner

3.1.4 Wettbewerbsfähigkeit der Photovoltaik für unterschiedliche Netzkosten- und Abgabenbeiträge des Eigenverbrauches

Georg LETTNER¹

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. Durch einen hohen Anteil an Eigenverbrauch der selbsterzeugten PV Erzeugung kann daher die PV schon heutzutage wettbewerbsfähig sein[1], siehe auch Abbildung 1.

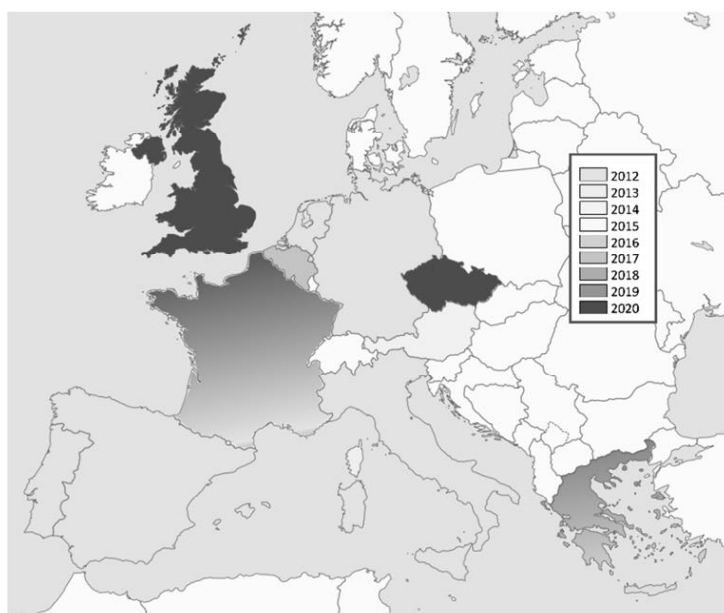


Abbildung 1: PV Wettbewerbsfähigkeit im Haushaltssektor in Europa

Durch den Eigenverbrauch der PV Erzeugung kann daher die Endkundenrechnung reduziert werden, dies hat aber auch zufolge das geringere Beiträge für Netzkosten und allgemeine Abgaben und Steuern geleistet werden. Bei einer hohen Marktdurchdringung der PV kann dies zu erheblichen Erlöseinbußen von Netzbetreibern und Gemeinden führen. Um diese Erlöseinbußen nicht einfach auf die übrigen Marktteilnehmer ohne PV umzulegen, müssen für die neuen „Prosumer“ (Mischung aus Produzent und Konsument) neue Geschäftsmodelle entwickelt werden. Wie weit zukünftige Beiträge für Netzkosten, Steuern und Abgaben des PV Eigenverbrauchs die PV Wettbewerbsfähigkeit beeinflussen zeigt dieses Paper.

¹ Energy Economics Group (EEG), Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, TU Wien, Gusshausstrasse 25-29/E370-3, A-1040 Wien, Tel.:+43-1-58801-370376, Fax:+43-1-58801-370397, lettner@eeg.tuwien.ac.at, eeg.tuwien.ac.at

Methode

Mit dem MITHRAS Simulationstool werden unterschiedliche „Business Cases“ mit unterschiedlichen Beiträgen für Netzkosten und Abgaben berechnet [2]. Folgende Business Cases werden betrachtet:

- Eigenverbrauch ohne Beitrag zu Netzkosten und Abgaben
- Eigenverbrauch mit Netzkosten und allg. Abgaben ohne Ökostromabgabe
- Eigenverbrauch mit Netzkosten und Abgaben
- Eigenverbrauch mit Netzkosten und Abgaben und zusätzliche Netzausbaukosten
- Eigenverbrauch mit Netzkosten und Abgaben, zusätzliche Netzausbaukosten und zusätzliche Kapazitätskosten
- Eigenverbrauch mit Netzkosten und allg. Abgaben ohne Ökostromabgabe, Anschlusskosten und Netzentgelte für die Einspeisung
- Eigenverbrauch mit Netzkosten und allg. Abgaben ohne Ökostromabgabe, Anschlusskosten, Netzentgelte für die Einspeisung und zusätzliche Kapazitätskosten

Das MITHRAS Simulationsmodell errechnet die Barwert (NPV) von verschiedenen ökonomischen Parametern (Einnahmen aus dem Verkauf ins Netz, Kosten für die Einkäufe aus dem Netz, Kosten für die PV-Erzeugung, Kostenbeiträge des Eigenverbrauchs) über die gesamte Lebensdauer des PV-Systems. 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 Wettbewerbsfähigkeit. Wird durch zusätzliche Kostenbeiträge die PV Wettbewerbsfähigkeit jedoch verzögert, zeigt die Berechnung mögliche Kosten zukünftiger Anreizsysteme. Diese möglichen zukünftigen Kosten von Anreizsystemen werden mit den derzeitigen verglichen um weitere Empfehlungen für Anreizsysteme abgeben zu können.

Ergebnisse

Basierend auf der oben beschriebenen Methode zeigen die Ergebnisse, dass sich abhängig von den unterschiedlichen Endkundenstrompreiszusammensetzungen in Europa und durch eine Optimierung des Eigenverbrauchs die PV Wettbewerbsfähigkeit auch mit unterschiedlichen Beiträgen erreicht werden kann. Des Weiteren zeigen die Ergebnisse, welchen Einfluss die unterschiedlichen Endkundenstrompreiskomponenten auf die PV Wettbewerbsfähigkeit haben und wie hoch die Kosten für zukünftige Anreizsysteme bei Nichterreichung der PV Wettbewerbsfähigkeit sein müssen, wenn sich der PV Eigenverbrauch auch an dem derzeitigen System für Netzkosten und Abgaben beteiligt.

Referenzen

- [1] G. Lettner, H. Auer; PV Parity Project - D3.3a Roadmap for the residential sector in all target countries and for MENA countries, <http://www.pvparity.eu/de/results/pv-competitiveness/> , 29.01.2013
- [2] G. Lettner; PV Parity Project - Cost of current and alternative support schemes to grid parity in target countries, 2013

3.2 OPTIMIERTE PV-ERZEUGUNG (SESSION A2)

3.2.1 Historische Entwicklung und zukünftige Potenziale zur Reduktion der energetischen Rückzahlzeit von Photovoltaik und Solarthermie

Peter BIERMAYR¹, Gerald STICKLER²

Inhalt

Die Energietechnologien eines zukünftigen nachhaltigen Energiesystems müssen sich aus diesem System heraus innerhalb der technischen Lebensdauer reproduzieren lassen. Nur jene Energie, die bei einer primärenergetisch und exergetisch bewerteten Systembilanz als Überschuss aufscheint, kann in der Folge zur Bedeckung der Energiedienstleistungsnachfrage der Gesellschaft dienen. Als anschauliche Kennzahl für diese Qualität von Technologien wird die energetische Rückzahlzeit (energy pay back time, EPBT) herangezogen.

Die Technologien zur direkten Nutzung der Sonnenstrahlung – Photovoltaik und Solarthermie – werden in zahlreichen nationalen und internationalen Konzepten für nachhaltige Energiesysteme als wichtige Systemkomponenten genannt. Der vorliegende Beitrag beschäftigt sich aus diesem Grund mit der historischen Entwicklung und mit den weiteren Potenzialen zur Reduktion der energetischen Rückzahlzeiten dieser Technologien. Wie Fthenakis (2012) in einer Literaturanalyse zeigt, war die energetische Rückzahlzeit von Photovoltaikanlagen seit dem Beginn der Technologieentwicklung in den 1970er Jahren ein viel diskutiertes Thema. Dem gegenüber wurde die Diskussion dieses Themas für den Bereich der Solarthermie später begonnen und weniger intensiv geführt. Im laufenden nationalen Forschungsprojekt RIOSOLAR³ werden in Ergänzung zu einer Literaturanalyse reale in Betrieb befindliche Photovoltaik- u. Solarthermieanlagen in Hinblick auf ihre energetische Rückzahlzeit untersucht. Wie in den Abbildungen 1 und 2 beispielhaft für die Photovoltaik dargestellt, reduzierte sich die energetische Rückzahlzeit seit Anbeginn der Technologieentwicklung in den 1970er Jahren sukzessive bis in den aktuellen Wertebereich von einzelnen Jahren, siehe Abbildung 3. Ursachen waren dabei sowohl Verbesserungsinnovationen als auch Technologiesprünge.

Die energetischen Rückzahlzeiten variieren jedoch selbst bei neu gebauten Anlagen sehr stark. Als wesentliche Einflussfaktoren konnten dabei folgende Bereiche identifiziert werden: a) Technologie-design b) Fertigungsverfahren c) Standortqualitäten und d) Primärenergiemix der Technologieproduktion. Aufgrund der vorläufigen Erkenntnisse kann sowohl bei Photovoltaik als auch bei Solarthermie ein Optimierungspotenzial für die Zukunft beschrieben werden, welches sowohl im technologischen Bereich als auch im systemtechnischen Bereich angesiedelt ist. Eine dramatische Verbesserung des Status quo scheint jedoch nur durch Systeminnovationen möglich.

¹ Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, Energy Economics Group (EEG), Gusshausstr. 25-29/370-3, A-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 HTBLuVA Wiener Neustadt, Dr. Eckener Gasse 2, 2700 Wiener Neustadt, Tel.: +43(0)676-5134568, gerald.stickler@bandi-energy.com, www.htlwrn.ac.at/auftritt

³ Das Projekt RIOSOLAR wird vom Bundesministerium für Wissenschaft und Forschung im Rahmen des Forschungsprogrammes Sparkling Science gefördert.

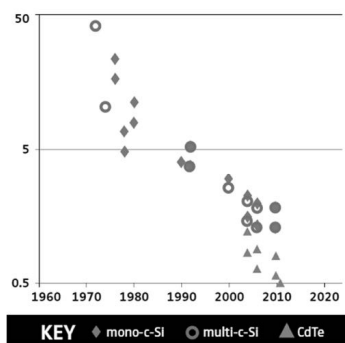


Abbildung 1: Publierte Werte für die energetische Rückzahlzeit nach Publikationszeitpunkt und Technologielinie. Quelle: Fthenakis (2012)

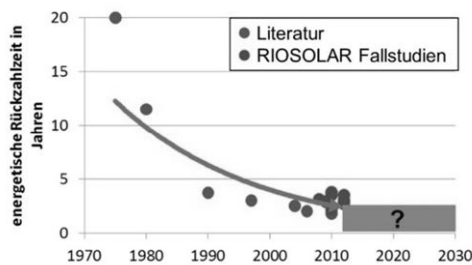


Abbildung 2: Publierte Werte für die energetische Rückzahlzeit nach Publikationszeitpunkt (Literatur) und in RIOSOLAR empirisch ermittelte Werte für konkrete Fallstudien. Quellen: EPIA (2012), EEG (2013)

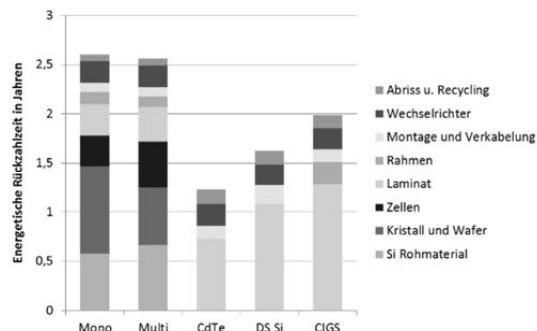


Abbildung 3: Energetische Rückzahlzeiten von Photovoltaikanlagen als Aufdachanlagen mit Standort Wr. Neustadt, optimale Ausrichtung, $Q_{G,opt}=1141 \text{ kWh/m}^2\text{a}$. Abkürzungen: Mono...monokristallines Silizium; Multi...multikristallines Silizium; CdTe...Cadmiumtellurid; DS Si...Dünnschicht-Silizium; CIGS...Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid. Quellen: De Wild-Scholten (2011), EEG (2013)

Literatur

De Wild-Scholten Mariska (2011) "Environmental profile of PV mass production: globalization", 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Hamburg, 8 September 2011

Eric Hahne, Boris Mahler, Holger Rebholz (1999) "Cumulative Energy and Emission Balance of Large Solar Heating Systems" Int.J. Applied Thermodynamics, ISSN 1301-9724, Vol.2 (No.1), pp.37-43, March 1999

EPIA (2013) "Global Market Outlook for Photovoltaics 2013-2017" European Photovoltaic Industry Association

EEG (2013) "Forschungsprojekt RIOSOLAR: Schüler/innen resümieren die österreichische Solarenergieforschung vor dem Hintergrund von RIO+20 und erarbeiten Entwicklungsräume bis 2030" Forschungsprojekt im Rahmen des Forschungsprogramms "Sparkling Science", gefördert vom Bundesministerium für Wissenschaft und Forschung

3.2.2 Leistungssteigerung von Photovoltaikanlagen durch Modulkühlung

Alois NIEDERL(*)¹

Inhalt

Die derzeit eingesetzten Solarzellen weisen einen negativen Temperaturkoeffizienten für die Leistung auf, wodurch es mit steigender Modultemperatur zur Abnahme der Leistung einer Photovoltaikanlage von bis zu 30% gegenüber Standard-Testbedingungen kommt. Bisher werden Photovoltaikanlagen ohne eine entsprechende Kühlung der Module errichtet. Erste Bestrebungen von Kombinationsanlagen zur gemeinsamen Erzeugung von photovoltaischer und solarthermischer Energie sind zwar vorhanden, jedoch noch nicht ausgereift. Die derzeit einzige Möglichkeit zur teilweisen Kühlung der Photovoltaikanlage ist die Hinterlüftung der Module durch eine entsprechende Aufdachmontage. Ziel dieser Arbeit ist die Ermittlung der Leistungssteigerung von Photovoltaikanlagen durch eine Modulkühlung an der Oberseite von polykristallinen Photovoltaikmodulen mittels einer Regenwasserberegnungsanlage. Folgende Fragestellungen werden im Rahmen der Arbeit beantwortet:

- Wie wird das Temperaturverhalten von Photovoltaikmodulen modelliert?
- Welchen Einfluss hat eine Kühlung an der Oberseite von polykristallinen Modulen mittels einer Regenwasserberegnung?
- Welche Wirtschaftlichkeit ergibt sich durch eine Modulkühlung am ausgewählten Standort für unterschiedliche Szenarien?

Methodik

Neben einer Literaturrecherche über derzeit verfügbare Technologien zur Leistungssteigerung von Photovoltaikanlagen erfolgt eine statische und dynamische Simulation des Temperaturverhaltens von Photovoltaikmodulen. Darüber hinaus wird die Fragestellung mittels einer praktischen Versuchsanlage anhand von zwei identischen, aufdach montierten Photovoltaikanlagen untersucht, wobei eine Anlage an der Oberseite der polykristallinen Module mittels einer Regenwasserberegnung gekühlt wird und die zweite Anlage als Referenzanlage dient (siehe Abbildung 1). Neben einer Analyse der Referenzmessungen wird gezeigt, wie sich die Modulkühlung auf die Modultemperatur bzw. die Anlagenleistung auswirkt und welcher Einfluss sich durch Modulverschmutzung und Reinigungsvorgänge ergibt. Schließlich erfolgt eine Gegenüberstellung des zu erwartenden Mehrertrages mit der für die Modulkühlung benötigten Pumpenergie. Den Abschluss bildet eine dynamische Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für den Einsatz einer Modulkühlung am ausgewählten Standort für unterschiedliche Szenarien.



Abbildung 1: Ansicht beider Anlagen im Kühlbetrieb (links), Detailansicht einer Sprühdüse im Kühlbetrieb (rechts)

¹ LEA GmbH, Auersbach 130, 8330 Feldbach, Tel.: 03152 8575 508, niederl@lea.at, www.lea.at, sowie Student Nachhaltige Energiesysteme FH Burgenland

Ergebnisse

Die statische Modellierung des Temperaturverhaltens zeigt, dass aufgrund der vorhandenen Schichtdicken und eingesetzten Materialien die Modulfrontseite einen um ca. 1,57-fach höheren thermischen Widerstand als die Modulrückseite aufweist. Die Temperaturdifferenz zwischen Zelle und Moduloberfläche steigt linear mit steigender Umgebungstemperatur sowie steigender Einstrahlung und beträgt zwischen 0,1 K und 1,2 K. Die Analyse der Energiebilanz eines Moduls in Abhängigkeit der Einstrahlung bei einer Umgebungstemperatur von 20°C und einer Windgeschwindigkeit von 1 m/s ergibt, dass dabei mit rund 51% bis 75% der größte Anteil jeweils auf den Wärmeübergang durch Strahlung entfällt. Der Anteil des konvektiven Wärmeübergangs erhöht sich von unter 10% bei einer Einstrahlung von 100 W/m² bis auf rund 29% bei einer Einstrahlung von 1.000 W/m². Der elektrische Wirkungsgrad weist sein Maximum von 13,8% bei einer Einstrahlung von 700 W/m² bis 800 W/m² auf.

Bei der dynamischen Betrachtung des Temperaturverhaltens kann für den ungekühlten Betrieb eine thermische Zeitkonstante von ca. 51 Sekunden ermittelt werden. Bei einer Änderung der solaren Einstrahlung ist das Modul daher nach einer Zeit von ca. 255 Sekunden im thermischen Gleichgewicht. Bei aktiver Kühlung mittels Wasser an der Moduloberfläche zeigt sich, dass sich die Modultemperatur nach einer Zeit von ca. 11,1 Minuten (Kühltemperatur 20°C) bzw. ca. 12,1 Minuten (Kühltemperatur 10°C) um rund 63% der maximal möglichen Temperaturdifferenz abgekühlt hat.

Im Rahmen der Durchführung und Untersuchung der Versuchsanlage für die Modulkühlung kann bei der gekühlten Anlage zu Spitzenzeiten eine Reduktion der Modultemperatur von bis zu 24 K und damit eine reale Leistungssteigerung von rund 9,4% erzielt werden (siehe Abbildung 2). Im Vergleich der monatlichen Produktionswerte für die gekühlte und ungekühlte Photovoltaikanlage ergibt sich für die gekühlte Anlage eine Mehrproduktion von bis zu 3,8%. Nach einer mehrmonatigen Betriebszeit der Modulkühlung wurde festgestellt, dass die gekühlte Anlage im Vergleich zu ungekühlten Anlage eine stärkere Verschmutzung aufwies. Dies bewirkte eine weniger stark ausgeprägte Leistungssteigerung im Kühlbetrieb. Eine entsprechende Reinigung der Anlage führte wieder zu einer Leistungssteigerung gemäß den ursprünglichen Werten. Die für die Versuchsanlage benötigte Pumpenergie beträgt zwischen 19,3% und 22,5% der Mehrproduktion der gekühlten Anlage. Die Wirtschaftlichkeit der Modulkühlung liegt bei einer angenommenen Kühltemperatur von 20°C bis 25°C bei einer dynamischen Amortisation von rund 8 bis 10 Jahren und damit im Bereich von kurzzeitig errichteten Photovoltaikanlagen.

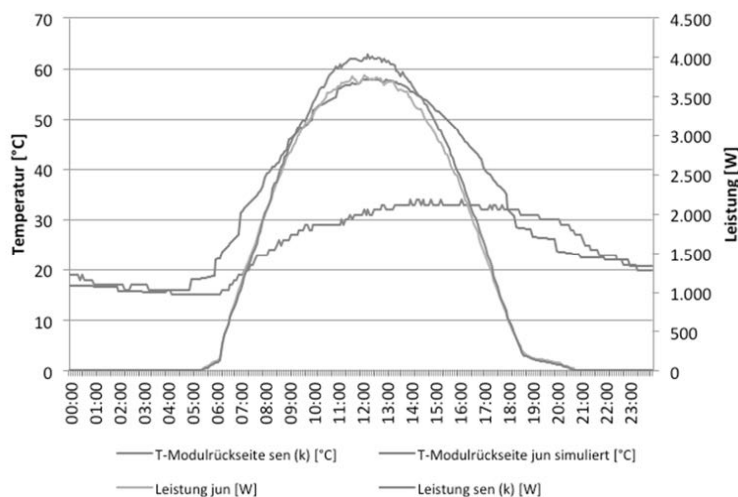


Abbildung 2: Leistungsverlauf der beiden Photovoltaikanlagen inkl. der Temperaturverläufe vom 9. Juli 2011

Hinweis

Das Forschungsprojekt wurde im Rahmen der Ökofonds-Ausschreibung des Landes Steiermark „Förderung von innovativen Komponenten bei der Erzeugung von elektrischem Strom aus Sonnenenergie“ durchgeführt und kofinanziert.

3.2.3 Satellite-Based PV Potential Climatology for Alpine Regions

Jochen WAGNER¹, Martial DUGUAY¹, Anke TETZLAFF²,
Reto STÖCKLI², Marc ZEBISCH¹

Introduction

Renewable Energy production in the Alpine Region is dominated by hydroelectricity, but the potential for photovoltaic energy production is gaining momentum. Especially the southern part of the Alps and inner Alpine regions offer good conditions for PV energy production. The combination of high irradiance values and cold air temperature in mountainous regions is well suited for solar cells. To enable more widespread currency of PV plants, PV has to become an important part in regional planning. To provide regional authorities and also private stakeholders with a high quality PV energy yield climatology in the provinces of South Tirol (Italy) and Grisons (Switzerland), the research project PV Alps was inaugurated in 2012.

Methodology

A state of the art radiative transfer model (Specmagic) has been used to calculate the clear-sky irradiance. Aerosols, surface albedo and water vapor are taken into account. The shadowing of the mountains is calculated using a 100 meter-resolution digital elevation model. The clear-sky irradiance is modified using cloud index provided by Meteoswiss with very high temporal resolution (15 min within 2004 and 2012). In a second step, the calculated solar irradiance and the air temperature is used to calculate the potential energy yields for two PV technologies, cadmium telluride and polycrystalline silicon.

Results

We present the final dataset, which comprises monthly and yearly mean energy yields for two PV technologies for the Swiss Canton Grisons and the Northern Italian Province Bolzano for South Tirol and Grisons. The spatial variability in mountainous areas is very high, we calculated up to 1600 kWh yearly solar irradiance on a horizontal plane in high altitude, whereas in narrow valleys less than 1000 kWh per year are calculated. Furthermore, we will show a comparison of our calculated values with ground-based station measurements. Finally, we analyse the dataset to detect temporal and spatial patterns which are important for energy planning.

Acknowledgements

This research was financed through the Interreg program IV Italy - Swiss by the European Funds for Regional Development (EFRE).

¹ EURAC research, Institute for Applied Remote Sensing, Bolzano, Italy

² Meteoswiss, Federal Office of Meteorology and Climatology, Zürich, Switzerland

3.2.4 Optimierte Einbindung von Energiespeichern und Photovoltaik unter Berücksichtigung von DSM in Bürogebäuden

Markus PUCHEGGER¹

Inhalt

Diese Arbeit beschäftigt sich mit der optimierten Einbindung von Energiespeichern und Photovoltaik in Bürogebäuden unter Berücksichtigung von zeitlich variablen Stromtarifen und Demand Side Management. Durch den vermehrten Einsatz von fluktuierend erzeugenden, erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen sind zeitkritische Stromtarife für alle Endverbraucher zu erwarten. Im Zuge dessen wird das Zusammenspiel aus Erzeugungs- und Verbrauchscharakteristik unter Berücksichtigung von Speichern und der Ausnutzung von Lastverschiebungspotentialen für alle Stromkunden relevant.

Die Modellierung der einzelnen Erzeugungs- und Verbrauchslastgänge erfolgt dabei mithilfe von Zusammenhängen aus der Literatur sowie diverser Simulationen nach der Bottom Up Methode. Zudem wurden reale Börsenstrompreise eines Jahres sowie reale Wetterdaten verwendet. Das Nutzerverhalten wurde auf Basis von Literaturdaten und einer Wahrscheinlichkeitsmatrix simuliert, jedoch nicht variiert (das Nutzerverhalten war nicht Ziel der Untersuchungen).

Die einzelnen Verbraucher wurden in drei Kategorien eingeteilt. Die Geräte der Infrastruktur sind weitgehend unabhängig von äußeren Einflüssen. Hier ist hauptsächlich das Nutzerverhalten ausschlaggebend. Bei der Beleuchtung hat das Wetter durch die Tageslichtversorgung bereits bedeutenden Einfluss, während die äußeren Bedingungen bei der Peripherie (Heizen, Kühlen, Klimatisieren) die Hauptrolle spielen.

Durch die Produktion am Tag, wenn die Strompreise im Allgemeinen höher sind als nachts, wird der von der PV-Anlage erzeugte Strom zu günstigen Tageszeiten bereit gestellt. Andererseits beziehen Bürogebäude durch die Nutzung am Tag hauptsächlich zu Zeiten hoher Stromtarife ihre elektrische Leistung. Somit bestehen hinsichtlich der Optimierung des Betriebs von Bürogebäuden verschiedene Möglichkeiten. So kann durch elektrische Lastverschiebung ein erheblicher Teil des nicht durch die PV-Anlage abgedeckten Stromverbrauchs bei Tag in die Nachtstunden verschoben werden, wenn die Strompreise im Allgemeinen niedriger sind als tagsüber.

Abbildung 1 zeigt zwei Varianten des Verbraucherlastgangs (Standard, Optimiert) und den Erzeugungsverlauf der PV-Anlage (20 kW_p) sowie des Strompreises für einen Wintertag.

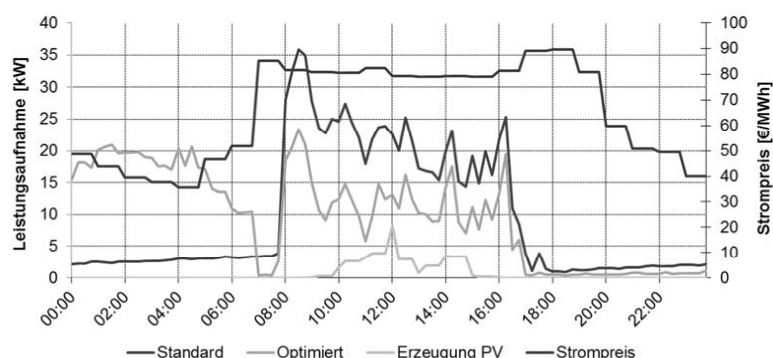


Abbildung 1: Lastgang Standard; Optimiert inkl. PV; Winterfall

Es wurde dazu unter anderem ein Vorheizstrategie verwendet, um den Betrieb elektrisch basierter Wärmeerzeuger (hier Wärmepumpen) in die Nachtstunden zu verlegen. Dies beeinflusst auch den Deckungsgrad der elektrischen Lasten durch die PV tagsüber positiv.

¹ Fachhochschule Burgenland, Steinamangerstraße 21, Tel.: 03357/45370-1341, 03357/45370-1011, markus.puchegger@fh-burgenland.at, www.fh-burgenland.at

Die Lastverschiebung wirkt jedoch nur dann kostensenkend, wenn Sie auf den Eigenverbrauch des erzeugten PV-Stroms keine negativen Auswirkungen hat. Während bei kleineren PV-Anlagen und im Heizfall (Winter) die aktive elektrische Lastverschiebung kaum Einfluss auf die Eigenverbrauchsquote hat (Verbrauch \gg Erzeugung), stellt sich die Situation bei größeren PV-Anlagen im Sommer anders dar. Abbildung 2 zeigt, dass hier bei einer Anlage mit 20 kW_p durch die Lastverschiebung unter Ausnutzung einer Vorkühlstrategie bereits überschüssiger PV-Strom vorhanden ist.

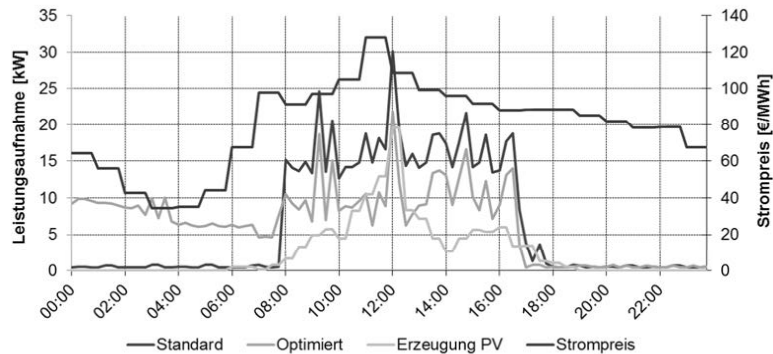


Abbildung 2: Lastgang Standard; Optimiert inkl. PV; Sommerfall

Um hier den Eigenverbrauchsanteil nicht negativ zu beeinflussen, sind zusätzliche Maßnahmen notwendig. So können hier auch tagsüber Verbraucher mit Lastverschiebungspotential bei Überschussstrom aus PV zusätzlich aktiviert werden.

Eine weitere Möglichkeit stellt die Einbindung der Wettervorhersage in die Regelung dar. Mit dieser Maßnahme kann anhand der Erzeugungsprognose sowie der Prognose des täglichen Verlaufs des Kühlenergiebedarfs des Gebäudes im Voraus eine Entscheidung über das Ausmaß der Vorkühlung bei niedrigen Strombezugspreisen in der Nacht erfolgen. Auch die Auswirkung auf die Auslegung von Speichern (thermisch bzw. elektrisch) zur Überbrückung der Hochtarifzeiten am Tag kann durch die Einbindung von Lastmanagement bzw. Erzeugungsanlagen gezeigt werden. Nach dem Prinzip von Jahresdauerlinien wurden dazu Stromverbräuche bzw. der Bedarf an thermischer Energie während Zeiten hoher Strompreise (i.d.R. 06:00 – 22:00) täglich aufsummiert und untersucht, wie sich notwendige Speichergößen durch Optimierungsmaßnahmen verändern. Abbildung 3 zeigt beispielsweise die Auswirkung der Maßnahmen auf die Jahresdauerlinie bei Verwendung eines Stromspeichers.

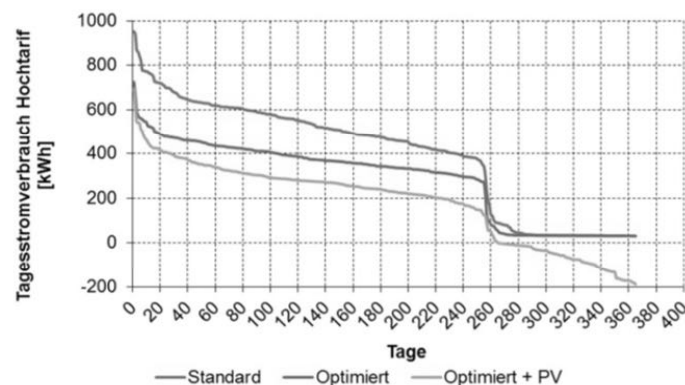


Abbildung 3: Optimierte Speicherauslegung

Es konnte insgesamt gezeigt werden, dass die optimierte Einbindung von DSM, Erzeugungsanlagen sowie Speichereinheiten einen nennenswerten Kostensenkungsfaktor in einem Stromnetz mit zeitlich variablen Stromtarifen aufweisen.

3.2.5 Innovatives Energiemanagement bei Haushaltskunden – Ein Beitrag zur Netzstabilität?

Michael WIEST(*)¹, Michael FINKEL¹, Bernd ENGEL²

Motivation

Im Zuge der Energiewende macht sich ein Wandel im Energieverbrauchsverhalten vieler Haushaltskunden bemerkbar. Aufgrund steigender Strompreise bei gleichzeitig sinkenden EEG-Vergütungen und sinkenden Preisen für z. B. PV-Anlagen oder Batteriespeichersysteme tendieren immer mehr Verbraucher dazu, einen möglichst hohen Anteil ihres Energieverbrauchs durch innovative Technologien selbst zu decken. Die Auswahl der jeweiligen Systemkonfiguration ist dabei stark von den finanziellen Vorteilen für die Verbraucher abhängig [1].

Der Einsatz innovativer Technologien in Privathaushalten führt zwangsläufig zu veränderten Leistungsflüssen am Hausanschlusspunkt und bringt somit neue Anforderung bzw. Chancen für die Netzplanung mit sich. Dies betrifft im speziellen die Niederspannungsverteilnetze, bei denen die geringe Kenntnis über die aktuelle Belastungssituation ohnehin schon planerische Vorhaben erschwert. Für die Bestimmung der aktuellen Netzleistungsfähigkeit und für geplante Netzausbaumaßnahmen sind verwertbare Leistungsprofile von essenzieller Bedeutung.

Projektvorhaben

In einem Lastflussgenerator werden Lastprofile für Haushaltskunden synthetisch generiert und ausgewertet. Die Lastprofile werden mit verschiedenen gemessenen PV-Erzeugungsprofilen überlagert. Dadurch wird ein Eigenverbrauchsanteil für den Haushalt ermittelt, welcher durch zusätzliche Systemkomponenten wie Batteriespeicher oder elektrische Heizsysteme erweitert werden kann. Die Profile werden jeweils für ein Jahr generiert. Durch Variation der verschiedenen Kombinationsmöglichkeiten aus PV-Anlage, Batteriespeicher und Heizsystem werden die für Haushaltskunden interessanten Systemkonfigurationen ermittelt. Anhand der finanziellen Anreize, die sich für Kunden ergeben, kann ein Rückschluss auf die zukünftige Verbreitung solcher Systeme gemacht werden. Aufbauend auf die Auswertung der Energiemengen in [1] wird eine Beurteilung der finanziellen Auswirkungen für alle am Energiehandel beteiligten Akteure ermöglicht. Für die Netzplanung ergibt sich durch die realitätsnahen und zukunftsweisenden Leistungsprofile ein wesentlicher Vorteil im Hinblick auf die Planungssicherheit.

Methodik

Die Grundlage der Untersuchung stellen vorhandene Lastprofile dar. Von 100 zufällig ausgewählten Kunden liegen Messdaten mit einer Auflösung von 15 Minuten für das Jahr 2012 vor. Durch diese Lastprofile ist sichergestellt, dass die Datengrundlage der Realität im Haushaltskundensektor entspricht und eine ausreichende Diversität vorhanden ist. Bei den ausgewerteten Lastprofilen ist bewusst darauf geachtet worden, dass die Kunden reine Verbraucher sind und nicht bereits mit PV-Anlagen oder anderen Systemen zum Energiehaushalt ausgerüstet sind.

Um die Vielfalt möglicher Lastprofile zu erweitern, werden zusätzlich Lastprofile synthetisch erzeugt. Dabei wird der Bottom-Up-Ansatz gewählt, bei dem einzelne Verbraucher im durchschnittlichen Haushalt untersucht werden. Die Verbraucher sind in acht Geräteklassen unterteilt und ergeben in Summe die Lastprofile. Zu den einzelnen Verbraucherklassen werden jeweils die durchschnittliche Leistung und Einschaltzeitpunkte der Geräte festgelegt. Diese Parameter werden mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit, abhängig von der Klasse, der Tages- und Jahreszeit bestimmt.

¹ Hochschule Augsburg, Fakultät für Elektrotechnik, An der Hochschule 1, 86161 Augsburg, Deutschland, {Tel.: 0049 821 5586-3575, michael.wiest@hs-augsburg.de}, {Tel.: 0049 821 5586-3366, michael.finkel@hs-augsburg.de}, www.hs-augsburg.de

² Technische Universität Braunschweig, Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen, Mühlenpfordthaus 2.OG, Schleinitzstraße 23, 38106 Braunschweig, Deutschland, Tel.: 0049 531 391-7740, bernd.engel@tu-braunschweig.de, www.tu-braunschweig.de/elenia

Die Validierung der synthetischen Profile erfolgt zum einen anhand der resultieren Jahresenergie einzelner Profile und zum anderen anhand des Vergleichs gemittelter Summenprofile mit dem Standardlastprofil. Zudem werden die synthetischen Lastverläufe mit den gemessenen Profilen verglichen, um eine möglichst reale Nachbildung zu erhalten.

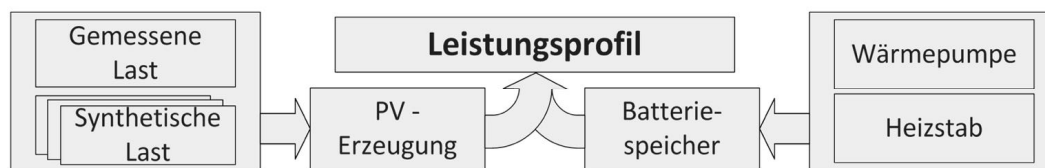


Abbildung 1: Schematische Erzeugung von Leistungsprofilen

Den Lastprofilen werden die Profile von PV-Anlagen in Kombination mit Batteriespeichersystemen, Wärmepumpen oder Heizstäben zur Warmwasserbereitung überlagert. So kann durch die hypothetische Installation einer PV-Anlage ein gewisser Eigenverbrauchsanteil erreicht werden. Dieser kann durch Batteriespeicher oder Heizsysteme noch weiter gesteigert werden.

Bei Batteriespeichersystemen wird dabei unterschieden, ob ein Speichermanagementsystem zum Einsatz kommt, das ausschließlich auf die Maximierung des Eigenverbrauches optimiert ist oder ob es auch netzdienliche Aspekte berücksichtigt. Im zweiten Fall ist eine Begrenzung der Einspeiseleistung auf 60 % der Peak-Leistung der PV-Anlage zugrunde gelegt. Diese Betriebsweise entspricht den Vorgaben nach [2]. Das Speichermanagementsystem versucht dabei stets die abzuregelnde Energie abzufangen, um einen möglichst wirtschaftlichen Betrieb der Anlage sicherzustellen.

Neben Batteriespeichern kann auch der Einsatz elektrischer Heizsysteme dafür genutzt werden, den Eigenverbrauchsanteil in einem Haushalt zu steigern. Besonders gut sind Wärmepumpen dafür geeignet. Diese können wärmegeführt oder strom-wärmegeführt betrieben werden. Zur Warmwasserbereitung eignen sich zudem Heizstäbe, welche nur stromgeführt betrieben werden.

Ergebnisse

Mit den generierten Leistungsprofilen werden die Auswirkungen auf die Leistungsfähigkeit der Verteilnetze untersucht. Dies erfolgt durch Lastflussauswertungen in Zeitreihen mit den entwickelten Leistungsprofilen, die eine reale Belastungssituation widerspiegeln. Zudem wird durch die Untersuchung der Energiemengen eine Aussage darüber möglich, welche Energiemanagementstrategie für Kunden eine wirtschaftliche Lösung darstellt. Somit kann auch darauf geschlossen werden, wie wahrscheinlich eine Verbreitung dieser Systeme mittelfristig sein wird. Unter Berücksichtigung dieser Tendenz werden die Leistungsprofile einzelner Haushalte weiterentwickelt. Lastflussberechnungen mit den weiterentwickelten Profilen als Grundlage erlauben vorausschauende Planungsentscheidungen im Bereich der Niederspannungsverteilstetze.

Literatur

- [1] A. Gerblinger und M. Wiest, „Eigenverbrauch in Privathaushalten - Chance mit vielen Facetten,“ ew Magazin für die Energiewirtschaft, pp. 42-45, Ausgabe 12/2013.
- [2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Richtlinien zur Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen, Bundesanzeiger, 2012.

3.3 REGIONALE ENERGIEPLANUNG (SESSION A3)

3.3.1 Methoden zur Bewertung regionaler Energieautarkie

Wolfgang WOYKE¹, Mario FORERO¹

Ausgangspunkt

In der Diskussion um die Energiewende werden häufig Regionen als deren Initiatoren bezeichnet. Augenfällig wird regionale Erzeugung als regenerativ oder zumindest dezentral von der Öffentlichkeit erkannt und positiv bewertet. Dies ist auch ein Ansatzpunkt für die Akzeptanz von Energiespeicherung, Netzausbau oder Smart Grids. Ein Wertmaßstab dafür ist Energieautarkie, die als Begriff oft unklar benutzt wird. Der Beitrag vergleicht anhand von zwei Beispielen bilanzgerechte und lastgerechte Autarkie und setzt sie in Zusammenhang zu regionalen Entwicklungszielen.

Die bilanzgerechte Autarkie bewertet, in wie weit eine Region in einem Bilanzzeitraum von gewöhnlich einem Kalenderjahr den Energieverbrauch mit eigenen regionalen Quellen decken kann. Als Beispiel dafür dient die Region im Versorgungsgebiet der LSW.

Im Unterschied dazu setzt sich die lastgerechte Autarkie zum Ziel, in einer abgeschlossenen Region die vollständige Eigenversorgung sicher zu stellen. Ein Energieaustausch der Region mit einem vorgelagerten Netz dient lediglich der Besicherung von Leistung. Als Beispiel dient die Nordseeinsel Pellworm, deren Netzanbindung durch die Insellage und die Problematik von Seekabeln im Wattenmeer besondere Herausforderungen stellt.

Bilanzgerechte Autarkie der Region Wolfsburg (LSW LandE Stadtwerke)

Die ländlich geprägte Region im Versorgungsgebiet der LSW LandE Stadtwerke veröffentlicht jährlich eine Bilanz ihrer Ortsgemeinden bezüglich Erzeugung und Verbrauch, wobei die hier angesiedelte Erzeugung vollständig auf erneuerbaren Energien fußt.

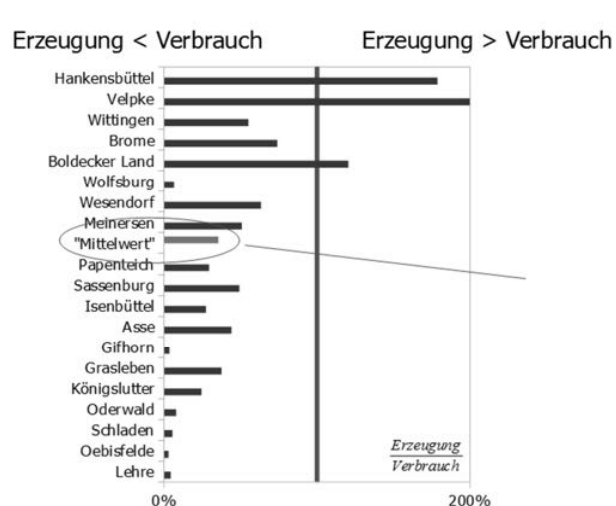


Abbildung 1: Ortsgemeinden der LSW auf dem Weg zur bilanziellen Autarkie

Der gewichtete Mittelwert der bilanziellen Versorgung liegt bei 35% des regionalen Verbrauchs. Gedeutet als Energiewende aus der Region bedeutet dies, dass die Region bereits im Jahre 2011 das Ziel für das Jahr 2030 der Bundesrepublik Deutschland als ganzes erreicht hat und das Potenzial hat, die Gesamtbilanz Deutschlands in Bezug auf den Anteil Erneuerbarer Energien weit über das Mittelmaß hinaus zu erfüllen. Für die Region liegt die Zielstellung in Bezug auf Autarkie darin, ihren bilanziellen Beitrag zu optimieren. Da die gute Vernetzung der Region noch zu keinen Netzengpässen führt, ist es argumentativ schwierig, Leistungsbezogene Maßnahmen wie Energiespeicher oder Smart Grid Lösungen zu begründen.

¹ Fachhochschule Kufstein Tirol Bildung GmbH, Andreas-Hofer-Straße 7, 8330 Kufstein, {Tel.:+43 5372 71819 120, wolfgang.woyke@fh-kufstein.ac.at}, {Tel.:+49 152 2275 2780, stud.mario.forero@fh-kufstein.ac.at}, www.fh-kufstein.ac.at

Lastgerechte Autarkie am Beispiel der Nordseeinsel Pellworm

Die Nordseeinsel Pellworm war als Außenstandort der Weltausstellung 2000 in Hannover seit jeher ein Vorzeigestandort für die Errichtung erneuerbarer Energien. Seit Kurzem werden hier sogar unter realen Bedingungen Batterien im Netzbetrieb erprobt. Die Erzeugung von 22 GWh durch Windkraftanlagen, PV-Anlagen und ein Biomassekraftwerk übersteigt den jährlichen Verbrauch von etwa 7 GWh um mehr als das Dreifache. Bilanziell ist Pellworm also nicht nur autark sondern vielmehr sogar ein Exportstandort.

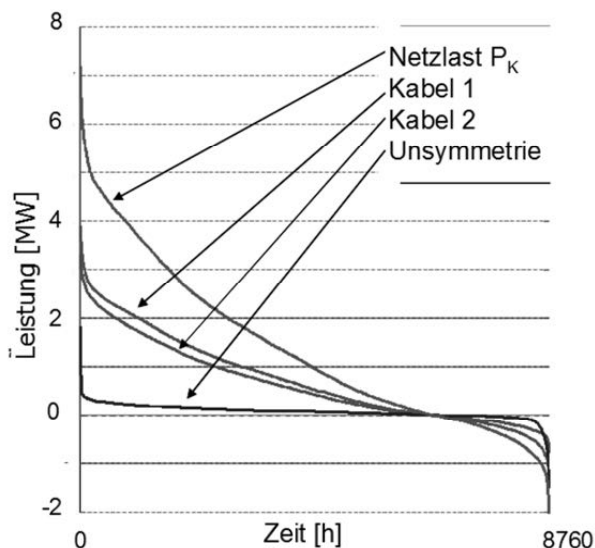


Abbildung 2: Lastgang des Netzanschlusses der Insel Pellworm

Dies bedeutet aber nicht, dass sich Pellworm lastgerecht autark ohne Austausch mit dem Festland selbst versorgen könnte. In den negativen Werten der Netzlast am rechten Ende der Skala in Abbildung 2 wird deutlich, dass trotz eines Überschusses in der Erzeugung von mehr als 15 GWh ein Nettolastfluss vom Festland auf die Insel von 1,1 GWh stattfindet.

Pellworm ist bislang mit zwei Seekabeln mit dem Festland verbunden. Die Kapazität reicht derzeit selbst bei Erzeugungsspitzen aus, die Leistung mit (n-1) Ausfallsicherheit zu übertragen. Sie beschränkt allerdings den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien. Sowohl der Wunsch nach lastgerechter Energieautarkie als auch nach einem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien stellen die regionalen Akteure vor die Wahl, Energiespeicher oder weitere Kabelverbindungen zu fordern. Eine Studie zeigt, dass die Reduktion der maximalen Netzbelastung um lediglich 2,1 MW bereits eine Batteriekapazität von 7,3 MWh erfordern würde.

Zusammenfassung und Ausblick

Das Ziel regionaler Autarkie muss differenziert bewertet werden. Nicht zuletzt geht es darum, für Verständnis und damit Akzeptanz für den weiteren Ausbau und Umbau der Energieversorgung zu sorgen. Mittlere und größere Projekte im Bereich des Anlagenbaus und Leitungsbaus zeigen, dass regionale Aspekte hier eine wesentliche Rolle spielen können. Die beiden Beispielregionen Pellworm und LSW zeigen eindrücklich die Sinnhaftigkeit differenzierter Begriffsbildung und Zielsetzung. Während es in der Region LSW darum geht, Akzeptanz für weitere Anlagen durch bilanzielle Autarkie zu begründen, muss es in der Region Pellworm darum gehen, Speicher- und Leitungskapazitäten zu errichten um die Region als Erzeugungsstandort weiter ausbauen zu können.

Die Frage bleibt offen, inwieweit es möglich ist, ein Maß zu definieren, das den Grad an Energieautarkie einer Region bewerten zu können, in das sowohl die Belange des Ausbaus erneuerbarer und dezentraler Erzeugung als auch von Energiespeichern und Netzauslastung Einzug halten.

3.3.2 Der Bewirtschaftungsplan Mur-Mürz-Enns als Instrument zur Abstimmung von energie- und umweltpolitischen Zielsetzungen

Thomas GEISLER¹, Margret ZORN², Jörg RADERBAUER³

Hintergrund

Die Energiepolitik Österreichs spricht der Wasserkraft große Bedeutung für die Erreichung der nationalen und internationalen Klima- und Energieziele zu. Die Wasserrahmenrichtlinie der EU stellt dagegen die Erhaltung bzw. Wiederherstellung des „guten ökologischen Zustandes“ der Gewässer in den Vordergrund, wodurch der weitere Wasserkraftausbau oftmals gehemmt wird: Größere Laufwasserkraftwerke führen üblicherweise zu einer Verschlechterung des Gewässerzustandes entlang der genutzten Strecke, was gegen das Verschlechterungsverbot der EU-Wasserrahmenrichtlinie verstößt. Andererseits können gerade größere Wasserkraftanlagen einen nennenswerten Beitrag zur Hebung des Anteils erneuerbarer Energiequellen an der Stromproduktion leisten.

Inhalt

Zur Bewältigung dieses Zielkonfliktes entlang der drei großen steirischen Flüssen Mur, Mürz und Enns hat die wasserwirtschaftliche Planung der Steiermärkischen Landesregierung das Büro freiland Umweltconsulting ZT GmbH beauftragt, die unterschiedlichen öffentlichen Interessen an der Gewässernutzung in Zusammenarbeit mit Energieversorgungsunternehmen so abzustimmen, dass sowohl die wasserwirtschaftlichen als auch die energiewirtschaftlichen Zielsetzungen des Landes weitestgehend erreicht werden können. Durch den Bewirtschaftungsplan soll Planungssicherheit und ein landesweiter Ordnungsrahmen für Kraftwerksvorhaben geschaffen werden.

In einem intensiven Arbeitsprozess konnte eine Zonierung (Streckenausweisung) von Mur, Mürz und Enns als tragbarer Kompromissvorschlag von den Prozessbeteiligten erarbeitet werden:

- „Ökologische Vorrangzonen“ stellen gewässerökologisch besonders wertvolle Flussabschnitte dar, deren Erhalt für den Gewässerabschnitt selbst sowie für angrenzende Gewässer von großer Bedeutung ist. Über die Geringfügigkeit hinausgehende Nutzungen, insbesondere für die Wasserkraft, sollen in diesen Zonen vorerst bis 2021 nicht erlaubt werden.
- In „Abwägungszonen“ wird dagegen die Errichtung von Wasserkraftwerken unter gewissen Rahmenbedingungen weiterhin zulässig sein. Allerdings darf sich der ökologische Zustand im genutzten Gewässerabschnitt nicht um eine Stufe verschlechtern. Um diese Zielvorgabe zu ermöglichen, ist die Entwicklung neuartiger Kraftwerkstypen erforderlich, die nur geringfügige Auswirkungen auf gewässerbezogene Lebensgemeinschaften aufweisen.
- Die Erteilung einer Ausnahmegewilligung vom Verschlechterungsverbot der EU-Wasserrahmenrichtlinie wird nur noch in den verbleibenden Fließstrecken möglich sein. Letztere erstrecken sich vom Mittellauf der Mürz bis zur Staatsgrenze an der Mur und sind durch einen hohen Anteil bereits bestehender Wasserkraftwerke geprägt. Die Errichtung größerer Laufwasserkraftwerke in diesem Abschnitt ist nur bei Nachweis eines überwiegenden öffentlichen Interesses genehmigungsfähig (wie zuletzt bei den Projekten Graz-Puntigam und Gratkorn).

¹ Energie Steiermark Green Power GmbH, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz, thomas.geisler@e-steiermark.com

² Amt der Steiermärkischen Landesregierung, Abteilung 14 - Wasserwirtschaft, Ressourcen und Nachhaltigkeit, Wartingergasse 43, 8010 Graz, margret.zorn@stmk.gv.at

³ freiland Umweltconsulting ZT GmbH, Münzgrabenstraße 4, 8010 Graz, raderbauer@freiland.at

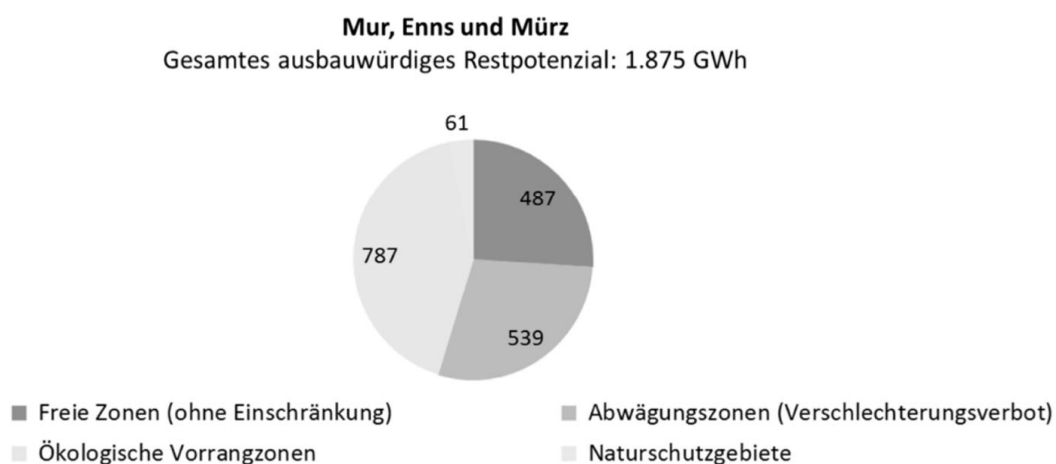


Abbildung 1: Verteilung des aus technisch-wirtschaftlicher Sicht ausbauwürdigen Wasserkraft-Restpotenzials (in GWh/a) auf die Zonen des Bewirtschaftungsplans Mur-Mürz-Enns. Das tatsächliche Projektpotenzial in der Abwägungszone und den verbleibenden Fließstrecken („freie Zonen“) dürfte nach Schätzungen der Energie Steiermark AG in Summe bei etwa 700 GWh/a liegen.

Die Ergebnisse des Arbeitsprozesses werden derzeit gerade in einen Entwurf für ein Regionalprogramm „Gewässerschutzverordnung“ gemäß § 55g Wasserrechtsgesetz überführt. Dieser Entwurf ist in Folge einer Strategischen Umweltprüfung (SUP) zu unterziehen, im Anschluss könnte das Regionalprogramm vom Landeshauptmann der Steiermark verordnet werden.

3.3.3 Energieverbrauch in den Regionen Kärnten, Österreich und Friaul-Julisch-Venetien, Italien – Ein Vergleich

Andreas KERCEK¹, Wilfried ELMENREICH², Andrea MONACCHI(*)²

Einleitung

In den letzten Jahren besteht eine große Nachfrage an IKT Lösungen zur Verbesserung der Energienutzung in Haushalten. Die Verbesserung der Energieeffizienz und -nutzung ist auch ein grundsätzliches Ziel im nachhaltigen Wachstum der Europa 2020 Wachstumsstrategie der EU. Eine Einsparung kann bereits durch eine Bewusstmachung der Verbrauchswerte zu den einzelnen Geräten im Haushalt erreicht werden. Eine häufig zitierte Studie des Environmental Change Institutes an der Universität Oxford zeigt ein Energieeinsparpotential von bis zu 15% durch bloßes Darstellen des aktuellen Energieverbrauchs auf. Daher ist eine umfassende Lösung zur Überwachung und Darstellung des Energieverbrauchs von großer Bedeutung was sich zum Teil auch in verschiedenen EU-Forschungsprojekten widerspiegelt. MONERGY will diese Probleme durch entsprechende Grundlagenforschung sowie durch die Entwicklung konkreter Ansätze zur Verbesserung der Energieeffizienz in den Haushalten in Friaul-Julisch-Venetien (FJV) und Kärnten (KAR) lösen [1]. Durch das gemeinsame Projekt wird Wissen im Bereich der Smarten Energien aufgebaut und verbreitet, beginnend mit einer Bestandsaufnahme des Verbrauchsverhaltens in den Regionen.

Energieverbrauchsverhalten in den Regionen FJV und KAR

Um angemessene Strategien zur Reduzierung des Energieverbrauchs zu entwickeln ist es wichtig regionale Gemeinsamkeiten und Unterschiede bezüglich Verwendung elektrischer Geräte und Lebensgewohnheiten zu identifizieren. Dazu wurde im Rahmen des Projektes MONERGY eine web-basierte Umfrage in Haushalten der beiden Regionen zu folgenden Fragestellungen durchgeführt [1]:

- Gibt es zwischen den Regionen Unterschiede bezüglich Menge und Art elektrischer Geräte?
- Gibt es Unterschiede bei der Durchdringung hinsichtlich erneuerbarer Energiequellen?

Bei der Befragung wurden insgesamt 43 Fragen in den Kategorien 1) Informationen zum Haushalt, 2) Verwendung elektrischer Geräte, 3) Bewusstsein bez. Energieverbrauch und erneuerbare Energien, 4) Sensitivität und Erwartungen bez. Technologien 5) Demographische Informationen. Zielbevölkerung waren Personen mit einem Alter ab 18 Jahren. Es wurden 340 vollständige elektronische Fragebögen von insgesamt 397 Teilnehmern ausgewertet (186 KAR und 139 FJV).

Vorverarbeitung, Merkmalsextraktion, Analyse

Die Fragebögen wurden händisch gesichtet und auf Plausibilität überprüft. Merkmalsvektoren wurden mit Hilfe der Statistikumgebung R extrahiert. Zur ersten Veranschaulichung der Daten wurde die Pearson und Spearman Rank-Order Korrelation herangezogen. Mit der damit erzeugten Korrelations/Kovarianzmatrix wurde eine Hauptkomponentenanalyse durchgeführt, um in den ersten beiden Hauptkomponenten Zusammenhänge in den Daten, wichtige Unterscheidungsmerkmale und ev. Clusterbildung zu erkennen. Im zweiten Teil der Analyse wurden die eingangs erwähnten Fragestellungen angegangen indem beide Regionen hinsichtlich der verwendeten energieintensiven Geräte sowie die Anzahl der eingesetzten erneuerbaren Energiequellen pro Haushalt verglichen wurden. Dazu wurde der nichtparametrische Mann-Whitney-Wilcoxon U Test herangezogen.

Ergebnisse

Während in KAR elektrische Herdplatten, Heizungen und Boiler einen größeren Teil des Energieprofils ausmachten werden diese Geräte in FJV deutlich weniger verwendet. Dafür spielt die Verwendung von Gas zur Heizung, Warmwasseraufbereitung und für Herde in FJV eine größere Rolle.

¹ Lakeside Labs GmbH, Lakeside B04b, 9020 Klagenfurt, Tel.: +43 463 28704433, andreas.kercek@lakeside-labs.com

² Alpen-Adria-Universität Klagenfurt, Lakeside B10, 9020 Klagenfurt, Tel.: +43-463-2700-3639, Fax: +43-463-2700-993649, wilfried.elmenreich@aau.at, www.elmenreich.tk

Auch die deutlich höhere Verwendung von Klimaanlage in FJV ist ein starkes Unterscheidungsmerkmal. Ein Grund sind wahrscheinlich die klimatischen Unterschiede der Regionen. In KAR ist die Verwendung von Fernwärme stärker ausgeprägt. Bei Küchengeräten und der Konsumentenelektronik unterscheiden sich die Regionen kaum. Die Auswertung hat gezeigt, dass in KAR mehr energieintensive elektrische Geräte verwendet werden als in FJV und in KAR in diesem Bereich ein hohes Energiesparpotential vorliegt. Bei der Durchdringung erneuerbarer Energiequellen sind beide Regionen gleich auf. Unterschiede existieren nur in der Art der verwendeten Quellen. FJV hat deutlich mehr PV-Anlagen als KAR während die Situation bei Solarthermie genau umgekehrt ist.

Im Gegensatz zu den meisten anderen Ländern in Europa (darunter auch Österreich) hat Italien den Großteil seiner Haushalte schon mit Smart Metern ausgerüstet (32 Mio. Messeinheiten). Damit stehen den Haushalten dort detaillierte Informationen zum aktuellen Energieverbrauch im Haus zur Verfügung. Zudem gibt es in Italien dynamische Tarife. Haushalte können dies nutzen indem sie energieintensive Geräte in Zeitabschnitten billigeren Stroms betreiben. Laut Umfrageergebnis würde auch ein großer Teil der Einwohner in KAR dynamische Tarife ausnutzen.

Energieinfrastruktur [2, 3]

In KAR lag 2010 der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromaufkommen bei 94% (davon 84% Wasserkraft). Zwar spielen Photovoltaik und Windenergie hier eine untergeordnete Rolle, allerdings verzeichneten Photovoltaik und biogene Energieträger zwischen 2005 und 2010 die höchsten Zuwachsraten (7,6% bzw. 31% p.a.). In Italien hingegen dominierten im selben Jahr bei der Stromproduktion die thermischen Kraftwerke (75%). Es folgen Wasserkraft, Photovoltaik, Wind- und Geothermie (16,4%, 3,7%, 3,4% und 1,8%, respektive). Der Trend geht hier in Richtung Photovoltaik und Biogas (Verfünffachung Photovoltaik-Stromproduktion von 2010 auf 2011). In FJV existiert ein gut ausgebildetes Gasverteilungsnetz, sodass die Haushalte einen größeren Teil ihres Energiebedarfs mit Gas decken können als in KAR. Dafür hat in KAR die Fernwärme zumindest in städtischen Gebieten eine gewisse Bedeutung.

Schlussfolgerungen

Ein möglicher Ansatz sind z.B. mehr oder weniger an den Einzelfall angepasste Feedbackstrategien. Dabei hat sich in anderen Untersuchungen gezeigt, dass das Einsparungspotential desto höher ist je mehr nicht-aggregierte Verbrauchsinformationen über Einzelgeräte in Echtzeit vorliegen und je angepasster diese Informationen hinsichtlich der Einzelgeräte sind. Hier sind Einsparungen von über 12% möglich. In Verbindung mit speziellen Billing Ansätzen (z.B. Pre-Paid, Pay-as-you-go) können die Einsparungen zusätzlich gesteigert werden. Als technische Realisierung kann das Non-Intrusive Load Monitoring (NILM) auch unabhängig von einer Smart Meter Infrastruktur dienen. Aus den generierten Daten und Events lassen sich Nutzer- und Energiesparprofile ableiten, über die der Nutzer entsprechend angeleitet werden kann. Dazu wird im Projekt MONERGY derzeit ein NILM-basiertes Monitoringsystem für Feldversuche aufgesetzt.

Literatur

- [1] A. Monacchi, W. Elmenreich, S. D'Alessandro and A.M. Tonello, „Strategies for Domestic Energy Conservation in Carinthia and Friuli-Venezia Giulia“, 39th IEEE Annual Conference of the Electronics Society (IECON'13), Vienna, Austria, November, 2013
- [2] G. Faninger „Energiestrategie für Kärnten 2050, Mit Energie-Effizienz und Erneuerbarer Energie zu einem Nachhaltigen Energiesystem, Feasibility Study“, Alpen-Adria Universität Klagenfurt, Juni 2013, www.uni-klu.ac.at/iff/ikn/downloads/Energie-Knt-2050-IKN.pdf
- [3] Terna SpA, „Statistical Data on Electricity in Italy – 2011“, Rome, Italy, www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=1CZB7x2rHrU%3d&tabid=784

Danksagung

This work was supported by the European Regional Development Fund (ERDF) and the Carinthian Economic Promotion Fund (KWF) under grant KWF 20214-23743-35470 (Project MONERGY: <http://www.monergy-project.eu/>).

3.3.4 Regional Energy Optimisation with RegiOpt Conceptual Planner on Web

Stephan MAIER¹, René KOLLMANN¹, Khurram SHAHZAD¹,
Michael EDER¹, Michael NARODOSLAWSKY¹

Content

Key challenges in the shift from non-renewable to renewable energy systems are the economical use of renewable resources [4] and the ecological sustainable pathway. RegiOpt Conceptual Planner is now freely accessible on the internet and can thus be used for online decision support concerning optimised technology systems in the regions [3, 5], available at <http://developer.dcs.uni-pannon.hu:8888/index.php/en/404>. After requesting specific regional data about existing energy supply, livestock, area availability, energy demand and basic economics, the results page calculates and assembles information for a sustainable development in regional energy use and resource planning. The aim of the planning tool is to provide insights of economic and ecological pressure exerted by further development of the specific area. The online tool is undergoing permanent testing, correction and updating of structure and pre-defined default values.

Method

RegiOpt Conceptual Planner (RegiOpt CP) is based on two methods. For the economic evaluation technology network systems and material- and energy flows are optimised using Process Network Synthesis (PNS) methodology (Friedler et al, 1995). In urban and regional planning, it is usually executed using the software tool PNS Studio (algorithmic solver, Software Version 3.0.4, 2011, www.p-graph.com) [1]. For the web based purpose of RegiOpt CP the PNS solver was adjusted to a web application (PNS solver web app). The ecological evaluation is executed by the Sustainable Process Index (SPI) methodology, which is based on life cycle assessment (LCA) and a member of ecological footprint family [6]. It is a freely accessible tool, available at: <http://spionweb.tugraz.at> [2].

Results

Based on the available energy supply and other parameters an optimum structure is created which provides the general overview of the observed region. Beside the suggested technology network, also capacities and flows of raw materials and products are shown along with economic parameters. The total revenue of the solution is calculated out of the cost of materials, investment / operating / transport costs and the revenue of products. These products are evaluated with SPI values to show their respective ecological pressure. The optimum structure can be further discussed with respect to global and local energy use, value added and emissions compared to business as usual. The paper will provide a case study of regional energy optimisation in a first test run of RegiOpt CP.

References

- [1] F. Friedler, J. B. Varga, L. T. Fan (1995), Decision-mapping: a tool for consistent and complete decisions in process synthesis. *Chemical Engineering Science* Vol. 50: 1755-1768.
- [2] K.-H. Kettl, M. Narodoslowsky (2013), SPIONWeb – Dynamic Life Cycle Impact Assessment (LCIA) process modelling based on Sustainable Process Index (Ecological Footprint), *Journal of Environmental Accounting and Management* 1(1), 1-5. doi:10.1016/j.resconrec.2013.02.006.
- [3] K. H. Kettl, N. Niemetz, N. Sandor, M. Eder, I. Heckl, M. Narodoslowsky (2011), Regional Optimizer (RegiOpt) – Sustainable energy technology network solutions for regions. In: 21st European Symposium on Computer Aided Process Engineering – ESCAPE 21, E.N. Pistikopoulos, M.C. Georgiadis and A.C. Kokossis (ed.), Elsevier B.V.

¹ TU Graz, Institut für Prozess- und Partikeltechnik, Inffeldgasse 13/3, A-8010 Graz, Tel.:+ 43 316 873 30403, Fax: + 43 316 873 30402, office.ippt@tugraz.at, www.ippt.tugraz.at

-
- [4] M. Narodoslowsky, A. Niederl, L. Halasz, (2008), Utilising renewable resources economically: new challenges and chances for process development, *Journal of Cleaner Production*, 16/2, P. 164-170.
- [5] Nora Niemetz, Karl-Heinz Kettl, Michael Eder, Michael Narodoslowsky (2012), RegiOpt Conceptual Planner - Identifying possible energy network solutions for regions, Guest Editors: Petar Sabev Varbanov, Hon Loong Lam, Jiří Jaromír Klemeš, *CHEMICAL ENGINEERING TRANSACTIONS*, VOL. 29.
- [6] M. Narodoslowsky, C. Krotscheck (1995), The sustainable process index (SPI): evaluating processes according to environmental compatibility. *Journal of Hazardous Materials* 41(2-3) 383-397.

3.3.5 RESYS Tool - Realistische Darstellung des Potenzials erneuerbarer Energieträger für die regionale Energiewende

Thomas LEWIS¹, Günter WIND², Ernst SCHRIEFL³, Horst LUNZER⁴,
Petra BUSSWALD, Franz NIEDERL⁵

Inhalt

Bei der Erstellung kommunaler Energiekonzepte werden oft ineffiziente Schwerpunkte gesetzt, was das Verhältnis Aufwand vs. Aussagekraft der Ergebnisse sowie Umsetzung von Maßnahmen betrifft. Insbesondere einer individuellen, detaillierten Ist-Stand-Erhebung wird viel zu viel Personalaufwand gewidmet. Vieles könnte hier auf Basis des intelligenten Einsatzes geprüfter Kennzahlen erledigt werden. Kurz: „Stupide“ sich von Gemeinde zu Gemeinde wiederholende Punkte können durch durchdachte und getestete Tools erledigt werden. Resys ist eines davon und bietet überdies völlig neue Ansätze wie vor allem die Darstellung zeitlicher Verläufe. Von einer detaillierten Ist-Stand-Erhebung freigespielte Beraterressourcen können wirklich wichtigen und nachhaltigen Punkten wie Schwerpunkten in der Ist-Erhebung, z. B. großen Industriebetrieben, der Zielplanung und dem Aufbau von Projektgruppen gewidmet werden.

Methodik

Für die Entwicklung des web- und datenbankbasierten RESYS-Tools wurden sowohl Energiebedarfs- als auch Aufbringungsseite strukturiert und stundenbasiert modelliert:

Auf der Energiebedarfsseite wurde auf Basis der Analyse der Energiebilanzen von 82 Gemeinden aus der CO₂-Großbilanz⁶ eine Gemeindetypologie entwickelt, die mittels weniger charakteristischer Parameter die Zuordnung einer Gemeinde zu einem von 6 Gemeindetypen (Stadt, Gemeinde mit Industrie, Tourismusgemeinde, landwirtschaftliche Gemeinde Ackerbau oder Viehzucht, Kleinstadt mit Infrastruktur, Wohngemeinde mit hohem PendlerInnen-Aufkommen) erlaubt. Je nach Gemeindetyp wurde außerdem ein Set von Kennwerten für die Bedarfsmodellierung entwickelt. So ist es möglich aus nur wenigen Daten eine erste Abschätzung des regionalen Energiebedarfs zu bestimmen. Der Bedarf wird über empirische Verläufe auf die Stunden des Jahres verteilt, um ein realitätsnahes Bild der Energie-Nachfrage zu erhalten.

Auf der Aufbringungsseite gehen wir wie folgt - je Energieträger - vor:

- Bestimmung ertragsbeeinflussende Potenzial-Parameter möglichst aus verfügbaren Daten (Beispiel: verfügbare Solarflächen, Schätzung aus Gebäudezahlen).
- Identifikation von Referenz-Potenzialwerten für die Potenzial-Parameter als technisch-realistisch erreichbares theoretisches Potenzial (Beispiel: Maximal mögliche Ausnutzung der Solarfläche vor Ort).

¹ energieautark consulting gmbh, Hauptstraße 27/3, A-1140 Wien, Austria, www.energieautark.at

² Wind- Ingenieurbüro für Physik, Technologiezentrum Eisenstadt, Marktstr. 3, A-7000 Eisenstadt, Austria, g.wind@ibwind.at

³ ecoPolicy-Lab - Verein zur Analyse, Bewertung und Förderung von ökologisch orientierten Politik-Konzepten, Engerthstr. 43-55/14/19, A-1200 Wien, Austria, ernst.schriefl@ecopolicy-lab.org

⁴ Dr. Lunzer Energie und Umwelt e.U., A-2053 Pernersdorf, Austria, office@drlunzer.eu

⁵ akaryon GmbH, A-8665 Langenwang, Austria, busswald@akaryon.com

⁶ <http://co2rechner.klimabuendnis.at>

- Die Potenzialeinstellungen werden hernach zur Ermittlung von resultierenden Energieerträgen herangezogen. Dies kann auf zwei Arten erfolgen:
 - Über durchschnittliche Erträge - z.B. über Studien/Katasterartige Potenzialkartierungen (z.B. Solarkataster, Windatlas) veröffentlicht - werden unter Einbeziehung der jeweilig gesetzten Potenzial-Parameter regional erzielbare Jahreserträge berechnet, die hernach über empirische Verlaufsmuster auf die Stunden des Jahres verteilt werden.
 - Erträge werden durch Simulation der jeweiligen Energiebereitstellungs-Anlagen (z.B. Photovoltaik) simuliert. Dabei werden die jeweiligen verfügbaren lokal-regionalen -
 - Parameter (z.B. Klima) direkt einbezogen, und Erträge im Jahresverlauf für jede Stunde des Jahres simuliert.

Ergebnisse

Im webbasierten RESYS-Tool wurden die Bedarfs- und Aufbringungsseitigen mathematischen Modelle umgesetzt. Das Tool stellt nun eine softwaremäßige Unterstützung dar, um die verflochtenen Abhängigkeiten qualitativ und quantitativ zu erfassen und um EnergieberaterInnen beim Vergleich und der Auswahl von Strategien zu unterstützen. Durch Variation der Eingabedaten (Bedarf, Effizienzmaßnahmen, Potenzialnutzung, Nutzungsstrategien) können Szenarien „spielerisch“ erfahrbar gemacht und Erkenntnisgewinne in die Energiekonzepte einfließen.

Den WESENTLICHEN Mehrwert sehen wir vor allem darin, dass mit der Simulation und Darstellung der zeitlichen Verläufe die Zusammenhänge von Nutzungsstrategie der Energiepotenziale und Ausgleichsenergiebedarf analysiert werden kann. So kann in der Planung des Einsatzes erneuerbarer Energieträger dem klassischen Argument „... aber die Erneuerbaren liefern doch immer zur falschen Zeit“ faktenbasiert entgegengewirkt werden. Bedarfs- und Produktionslinie können realitätsnah möglichst deckungsgleich über den gesamten Jahresverlauf geplant werden!

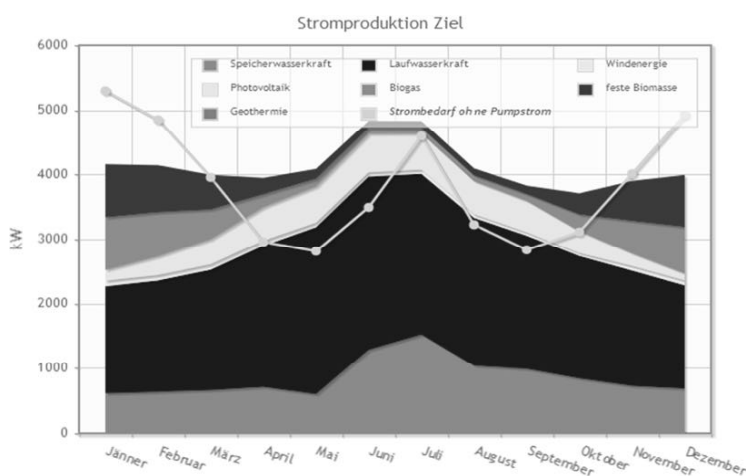


Abbildung 1: Vergleich von Stromproduktion und Strombedarf

Beispiel:

Vergleich von Stromproduktion und Strombedarf: Die gelbe Linie zeigt den Strombedarf, die farbigen Flächen zeigen die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen. Bei Biogas und Biomasse werden die Blockheizkraftwerke überwiegend wärmegeführt betrieben, um die Versorgungslücke im Winter zu verringern. Um die verbleibende Lücke zu schließen können weitere Strategien am Computer getestet werden. z.B. mehr Windkraft, Effizienzmaßnahmen,...

Berechnet und dargestellt werden auch Speicherbedarf- bzw. Ausgleichsenergie-Verläufe - derzeit über Speicherwasserkraft, in Zukunft soll auch Power-to-Gas in das Modell einfließen.

Ausblick

Grundsätzlich ist das Modell maximal für Städte bis zu 100.000 Einwohnern geeignet, besser nur bis 50.000 Einwohnern. Damit ist Österreich schon relativ gut abgedeckt.

Um das RESYS-Tool auch für Städte ab 100.000 Einwohnern interessant zu machen, wird das Modell derzeit auf stadtspezifische Anforderungen - wiederum sowohl auf Bedarfs- als auch Aufbringungsseite (Mobilitätstechnologien wie U-Bahn, Energietechnologien wie etwa Nutzung von Industrieabwärme) erweitert¹.

¹ www.energiewende-rechner.at

3.3.6 Sustainability of Algae Energy Systems – Modeling and Case Studies

**Maria HINGSAMER¹, Gerfried JUNGMEIER¹, Daniel STEINER¹,
Ingrid KALTENEGER¹**

Content

Within the finalized project “Algae&Energy: Austria – Algae - A Future Renewable Energy Source? - Current Status and Future Perspectives for the Austrian Energy System” basic knowledge about algal energy systems and their environmental performance (analyzed with a life-cycle analysis) has been gained. This basic knowledge is used to develop a standard methodology for sustainability assessment for microalgal biomass and the whole energy production system involved. The developed methodology for sustainability assessment contains the methodologies for the assessment of economic, environmental and social aspects and reflects the current status on knowledge of assessing the sustainability of algal energy systems. The key elements to measure the sustainability are identified (e.g. global warming potential, water demand, investment cost, market aspects, employment, regional cooperations). The methodology will be used to assess the sustainability of two case studies in comparison to a substituted reference system. A modeling of the process of the two case studies, including e.g. the definition of system boundaries, allocation issues, has been done.

The two case studies are the integrated process of the European project FUEL4ME and the ecoduna production plant in Bruck an der Leitha. The project “FUEL4ME - Future European League 4 Microalgal Energy” - is driven by the urgent need of transforming the current energy system into a sustainable one, which pursues the European and global energy goals reducing GHG emissions, finding alternatives to fossil fuels and fostering the renewable energies. Microalgae are one of the most attractive sources of liquid transportation biofuels (e.g. biodiesel, hydrotreated vegetable oils (HVO)), since they can produce energy-rich molecules. FUEL4ME aims at developing and demonstrating an integrated and sustainable process for continuous biofuel production from microalgae, and thereby making the second generation of biofuels (HVO) competitive alternatives to fossil fuels. The ecoduna production plant aims at producing omega-3 fatty acids for human nutrition. This plant is a demo plant using flat-plate photobioreactors for microalgae cultivation. An environmental assessment is done to provide information about the greenhouse gas emissions and the fossil primary energy demand of this facility.

Methodology

Starting with the existing methodologies of sustainability assessment and the knowledge gained within the Austrian project Algae&Energy: Austria the methodologies of sustainability assessment are modified for the application to energy systems with microalgae. For the development of the methodology ongoing international developments are considered to work towards a standard and harmonized methodology for algal energy systems, e.g. ILCD-Handbook (International Reference Life Cycle Data System) and methodology for LCA, methodology of the sustainability assessment of further FP7 funded biorefinery projects (SUPRABIO, EuroBioRef, BIOCORE), furthermore the methodology is adapted to the requirement of energy systems with algae. Within this assessment the methodology is applied in the project FUEL4ME and for the algae production plant of ecoduna AG in Bruck an der Leitha.

¹ JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH, Elisabethstraße 18/II,
{Tel.: +43 316 876-1421, +43 316 8769-1421, maria.hingsamer@joanneum.at},
{Tel.: +43 316 876-1313, +43 316 8769-1313, gerfried.jungmeier@joanneum.at},
{Tel.: +43 316 876-1432, +43 316 8769-1423, daniel.steiner@joanneum.at},
{Tel.: +43 316 876-2425, +43 316 8769-2425, ingrid.kaltenecker@joanneum.at}, www.joanneum.at/resources

Results

The results suggest a standard methodology to assess an energy system with microalgae for the three sustainability dimensions: economic, environmental and social. The key elements of the methodology are identified, and described, e.g. system boundary, allocation issues, future technology development, selection of reference systems and products. Within the development of the methodology some questions have been raised and a solution has been suggested, e.g. how to assess the use of CO₂ from power plants using fossil energy. The developed methodology is used to assess the sustainability for the two case studies (FUEL4ME, ecoduna production plant). The results of the sustainability assessment are used to identify obstacles for an efficient process in different dimensions and will help to guide the development of the two case studies towards the highest possible sustainability in comparison to a substituted reference system.

Acknowledgement

The work is part of the project “FUEL4ME – FUture European League 4 Microalgal Energy”. The research leading to these results has received funding from the European Union Seventh Framework Programme (FP7/2007-2013) under grant agreement n° 308983; and the finalized project “Algae - A Future Renewable Energy Source? – Current Status and Future Perspectives for the Austrian Energy System”, funded by the Austrian Climate and Energy Fund.

3.4 SOZIALE AKZEPTANZ (SESSION A4)

3.4.1 Realität der Energieinnovation – Das Spannungsfeld zwischen Planung und realer Entwicklung

Michael ZOGLAUER¹

Inhalt

Die Effekte der Innovationen im Energiebereich führen aus verschiedensten Gründen zu Abweichungen und dadurch oft zu Überraschungen im Vergleich zu Grundannahmen bei der Arbeit an Szenarien und an Projektplanungen. Die Ursachen dafür sind vielfältig und liegen in verschiedenen Bereichen der Technologie, des Marktumfeldes, der Regulierung sowie weiterer Einflussfaktoren. Fehleinschätzungen hinsichtlich künftiger Entwicklungen haben ihre Ursache oft in Nichtlinearität, Unstetigkeit, Erreichung von „Trigger-Werten“ und ähnlichen Effekten. Beispiele derartiger Überraschungen werden angeführt, ebenso Beispiele aus dem Durchbruch von Innovationen (z.B. PV, LED, Akkumulatoren, Wärmepumpen u.a.). In den Medien finden wir oft die Meldungen des Misserfolges von Projekten – meist bei Scheitern eines Vorhabens verbunden mit Insolvenz oder verschiedensten Formen von Auffanglösungen. Erfolgreiche Innovation hingegen wird manchmal kaum wahrgenommen oder das Erreichte wird zur Selbstverständlichkeit, nachdem die damit oftmals verbundenen Neuerungen bald als Standard empfunden werden. Beispiele dazu aus dem persönlichen Lebensbereich können sowohl aus der Verbesserung der Umweltqualität (Luftgüte, Gewässergüte, Schallschutz,...) angeführt werden als auch aus der gestiegenen Effizienz bei Raumwärme, Beleuchtung und im Verkehr, und nicht zuletzt die umwälzende Dynamik im Bereich der Informationsdienstleistungen. Die Beispiele beschränken sich jedoch nicht auf die persönliche Erlebniswelt sondern finden sich auch im Bereich der industriellen Infrastruktur „auch“ der Energieversorgung. Der Anstoß zur innovativen Entwicklung erfolgt sowohl seitens kontinuierlicher Arbeit im Bereich F&E, als auch durch den charismatischen Einsatz von Persönlichkeiten als Innovatoren – gerade im Bereich der verschiedenen Formen von Energieinnovation gab es dazu eine Reihe von nennenswerten Akteuren aus dem Umfeld der TU-Graz, der österreichischen Energiewirtschaft und –politik, und auch auf europäischer Ebene. (Einige Beispiele von Innovationen mit Umsetzungsrelevanz werden in der Langfassung enthalten sein). Der Beitrag geht von der Entwicklung unserer Energiesysteme während der letzten Dekaden aus und leitet über zum aktuellen Spannungsfeld der Energieplanung für Europa. Auf dem Weg zur Erreichung der Ziele für 2020 sowie der Definition der Ziele für 2030 und 2050 führen eine Reihe von äußeren Einflüssen (z.B. US-Politik billiger Energie, Schiefergas,...) zu einer neuen Orientierungsphase in Europa: Auf dem Weg zur Umsetzung langfristiger Ziele wurde das Feld der Diskussion wieder geöffnet. Als Beispiel sei die Konsultation der Regulierungsagentur ACER unter dem Titel „A Bridge to 2025“ genannt. Die aktuellen theoretischen Arbeiten, deren Paradigmen und deren Diskussion werden die Grundlage für die weitere Entwicklung der europäischen Infrastruktur im Energiebereich liefern. Doch nicht zuletzt: auch die realen technologischen Innovationen werden maßgeblich wirken und das innovierte Umfeld prägen. Die optimierte Nutzung der Ressourcen zur nachhaltigen Deckung unserer Bedürfnisse ist dabei das Ziel – der Weg dahin kann sich noch sehr unterschiedlich ausformen. Ein Abschließender Ausblick soll das Blickfeld öffnen für die Vielfalt der Lösungsmöglichkeiten sowie der Rollen der Akteure auf dem Weg zur künftigen Realität.

Der Beitrag versteht sich nicht als Ergebnis einer Forschungstätigkeit sondern eher als Anstoß für künftige Arbeiten aus der Expertise der letzten zwei Dekaden. Gewonnene Orientierungen zielen dabei nicht ausschließlich auf den F&E Bereich, sondern verstehen sich auch als Anregungen für Entscheidungen zu Investitionen sowie für die individuelle persönliche Entwicklung in ein Berufsfeld – dies sei besonders an einem Ausbildungsort betont – „meinem“ Ausbildungsort, der TU-Graz!

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

3.4.2 Forschungs-Bildungs-Kooperationen als Schlüssel zu erfolgreicher Bewusstseinsbildung in den Bereichen erneuerbare Energien, Energieeffizienz, Klimaschutz und Klimawandelanpassung

Maximilian RIEDE(*)^{1,2}, Steffen LINK¹, Lars KELLER²,
Elmar SCHNEITTER³

Einleitung

Globale Entwicklungen wie der Klimawandel oder die Verknappung fossiler Ressourcen setzen die Gesellschaft unter Anpassungsdruck. Parallel zu Klimaschutzaktivitäten müssen Maßnahmen zur Klimawandelanpassung getroffen werden, um Mensch-Umwelt-Systeme auf die unausweichlichen Veränderungen durch den Klimawandel vorzubereiten. Die Energiewende stellt die lokale Antwort auf die globale Herausforderung des Klimawandels dar. Insbesondere für zukünftige Generationen gilt es, das eigene Handeln wie auch das gesellschaftliche Zusammenleben auf die veränderten Rahmenbedingungen flexibel anzupassen. Sowohl der Fünfte Sachstandsbericht (AR5) des Weltklimarats (IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change) (2013) als auch die Anpassungsstrategie der Europäischen Union (2013) empfehlen partizipative Ansätze des Wissenstransfers und des „Capacity Development“, um frühzeitige und geplante Maßnahmen zu treffen anstatt den hohen Preis für Tatenlosigkeit zu bezahlen.

Motivation

Teenager von heute werden nicht nur die Entscheidungsträger von morgen in den Bereichen Politik, Wirtschaft und Wissenschaft sein, sondern auch rein zeitlich wesentlich länger und intensiver mit Veränderungen durch den Klimawandel und die Energiewende konfrontiert sein. Daher ist es absolut notwendig, sie in aktuelle Diskussionen um die Themen Klimawandel, Erneuerbare Energien und Energieeffizienz zu integrieren. Es gibt jedoch kaum zielgruppenorientierte, wissenschaftlich fundierte und praxiserprobte Ansätze zur Bewusstseinsbildung bei Jugendlichen. Eingebettet unter dem Dach des Programms „Die Energiewende – Schulinitiative Tirol“, widmet sich das Projekt *ActAdapt – Action for Adaptation Awareness* dieser Lücke.

Methodik

Mehr als 2000 SchülerInnen der Primar- und Sekundarstufe in Tirol nehmen an der Gesamtinitiative „Die Energiewende – Schulinitiative Tirol“ teil. In dieser inter- und transdisziplinären Forschungs-Bildungs-Kooperation treffen sie in Workshops zu den Themen Erneuerbare Energien, Energieeffizienz, Klimaschutz und Klimawandelanpassung auf WissenschaftlerInnen und VertreterInnen aus Wirtschaft, Politik und Verwaltung. Thematisch und organisatorisch ist dieses Angebot eingebettet in das bestehende Schulsystem, jedoch versehen mit innovativen Lehr- und Lernformen inner- und außerhalb des Klassenzimmers. Dadurch verfügt diese Initiative sowohl über motivierende Elemente für die beteiligten SchülerInnen, gewährleistet jedoch auch die Anwendbarkeit und Praxisnähe für die beteiligten LehrerInnen und DirektorInnen.

Während eine thematisch breite Auswahl von zweistündigen Workshopmodulen flächendeckend für SchülerInnen von 6-16 Jahren angeboten wird, findet an drei ausgewählten Schulen mit knapp 70 SchülerInnen eine intensive Zusammenarbeit über sechs Monate hinweg statt. In diesem zweiten Teil der Initiative werden innovative Kommunikations- und Lernmethoden entwickelt und getestet um Elemente davon später flächendeckend einsetzen zu können.

¹ alpS Centre for Climate Change Adaptation, Grabenweg 68, A-6020 Innsbruck, Tel.: +43 392929-19, Fax: +43 392929-39, www.alps-gmbh.com, riede@alps-gmbh.com

² Institut für Geographie, Universität Innsbruck, Innrain 52, A-6020 Innsbruck, Tel.: +43 512507-5430, Fax: +43 512507-2895, www.uibk.ac.at/geographie, lars.keller@uibk.ac.at

³ TIWAG - Tiroler Wasserkraft AG, Innsbruck, Lieberstr. 3/III, A-6020 Innsbruck, Tel.: +43 50607 21090, Fax: +43 50607 41090, www.tiwag.at, elmar.schneitter@tiwag.at

Sowohl die zweistündigen Workshopmodule als auch die sechsmonatige Zusammenarbeit werden wissenschaftlich begleitet und evaluiert, um einen gegenseitigen Lernprozess zu ermöglichen. Die Veränderungen des Klima- und Energiebewusstseins der SchülerInnen, deren Funktion als inter- und intragenerationelle Multiplikatoren in ihrem sozialem Umfeld sowie die Quantifizierung und Monetarisierung bewusstseinsbildender Maßnahmen stehen im Mittelpunkt des wissenschaftlichen Interesses.

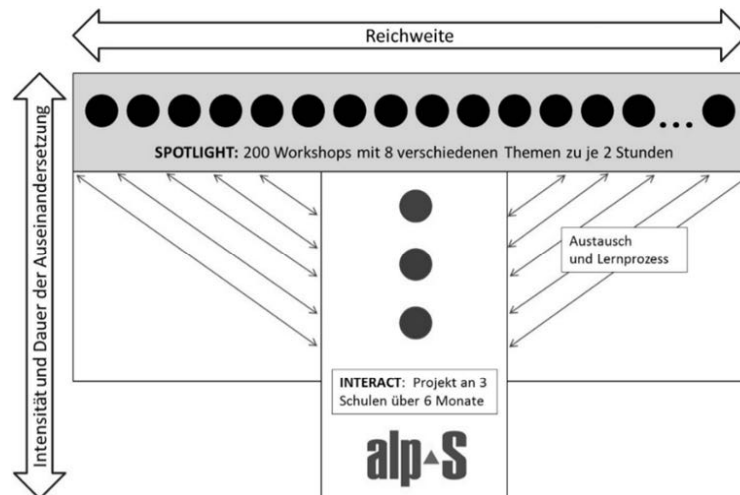


Abbildung 1: Organisationsstruktur des Programms "Die Energiewende - Schulinitiative Tirol"

Ergebnisse

Mit Hilfe der Initiative „Die Energiewende – Schulinitiative Tirol“ gelang es bereits bestehende Aktivitäten verschiedener AkteurInnen (u.a. Klimabündnis, Landwirtschaftskammer, Innsbrucker Kommunalbetriebe) zu bündeln, teilweise neu zu organisieren und dadurch von Synergieeffekten zu profitieren. Im Rahmen dieser Initiative sind, neben SchülerInnen und LehrerInnen, auch WissenschaftlerInnen der Universität Innsbruck und des alpS Centre for Climate Change Adaptation sowie VertreterInnen des Tiroler Energieversorgers TIWAG – Tiroler Wasserkraft AG involviert. Dadurch ergeben sich sowohl verschiedene Ziele als auch vielfältige Ergebnisse. Dazu zählen unter anderem:

- Entwicklung praxiserprobter und wissenschaftlich fundierter Methoden und Formate zur effektiven Bewusstseinsbildung und Klimawandelkommunikation
- Erweiterung des Verständnisses über das Klima- und Energiebewusstsein von Kindern und Jugendlichen
- Einblick in die inter- und intragenerationellen Multiplikationseffekte zwischen SchülerInnen und deren sozialem Umfeld (Freunde, Eltern, Großeltern, etc.)
- Einblicke in die Quantifizierbarkeit und Monetarisierung von bewusstseinsbildenden Maßnahmen
- Einblicke in die Kompetenzentwicklung und –messung bei SchülerInnen
- Definition von Faktoren zur Gestaltung erfolgreicher Forschungs-Bildungs-Kooperationen

Im Rahmen des Vortrags werden ausgewählte Ergebnisse genauer betrachtet und mit Beispielen aus der Praxis untermauert.

Quellen

Council of the European Union. (2013): EU Adaptation Strategy. http://ec.europa.eu/clima/policies/adaptation/what/docs/swd_2013_299_en.pdf. Abruf am 10.01.2013

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (2013): Managing the risks of extreme events and disasters to advance climate change adaptation. Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srex/SREX_Full_Report.pdf. Abruf am 10.01.2013

3.4.3 Messung und Integration der gesellschaftlichen Akzeptanz für ein Energiesystem

Daniel K. J. SCHUBERT^(*)¹, Thomas MEYER², Dominik MÖST¹

Problemstellung und Zielsetzung

Bei der Entscheidungsfindung in Politik und Industrie werden regelmäßig modellgestützte Analysen und Szenarien für komplexe Sachverhalte eingesetzt. Die Energiesystemmodellierung und daraus resultierende Energieszenarien werden insbesondere verwendet um Lösungsräume für ein nachhaltiges Energiesystem zu entwickeln [1]. Die vorgeschlagenen Lösungen und Wege können allerdings auf Ablehnung innerhalb der Bevölkerung stoßen, wie bspw. der Widerstand gegenüber Carbon Capture und Storage (CCS) oder auch die zunehmende Kostendebatte hinsichtlich Erneuerbaren Energien in Deutschland vor Augen führt. Um diese Konflikte frühzeitig in der Entscheidungsfindung zu berücksichtigen, sollten Akzeptanzfaktoren bereits in der Szenarienerstellung Berücksichtigung finden. Es kann gezeigt werden, dass bisher keine ausgewogene Berücksichtigung von Akzeptanzfaktoren in bedeutenden deutschen Energieszenarien stattfindet [2]. In der Konsequenz stellt sich die Frage, wie wesentliche Akzeptanzfaktoren besser in Energieszenarien berücksichtigt und bewertet werden können. Zielsetzung ist daher die Messung und die Berücksichtigung von Akzeptanzfaktoren in der Energiesystemmodellierung. Zunächst werden dazu die Ergebnisse einer deutschlandweiten Bevölkerungsumfrage hinsichtlich der Bedeutung von Akzeptanzfaktoren präsentiert und in den Kontext vorausgegangener Studien gestellt. Daraufhin wird auf die Möglichkeiten zur Integration von relevanten Akzeptanzfaktoren in die Energiesystemmodellierung eingegangen.



Abbildung 1: Akzeptanzfaktoren für ein Energiesystem

Methodik

In dem Beitrag wird gesellschaftliche Akzeptanz für ein Energiesystem weniger von einer lokalen Perspektive (wie bspw. in Zusammenhang mit dem häufig diskutierten Not-In-My-Backyard-Effekt) verstanden, sondern betrachtet die Einstellungen der Gesamtbevölkerung. Als Arbeitsdefinition wird daher davon ausgegangen, dass gesellschaftliche Akzeptanz für ein Energiesystem existiert, wenn keine aktive Ablehnung gegenüber einem Gesamtsystem sowie den damit verbundenen Auswirkungen existiert sowie ein Minimum an positiver Akzeptanz innerhalb der Gesellschaft für das System vorhanden ist.

¹ Lehrstuhl für Energiewirtschaft der TU Dresden, 01062 Dresden, {Tel.:+49 351 463-38768, daniel.schubert@tu-dresden.de}

{Tel.:+49 351 463-33297, dominik.moest@tu-dresden.de}, www.ee2.biz

² Institut für Kommunikationswissenschaften der TU Dresden, 01062 Dresden, Tel.:+49 351 463-33533, thomas.meyer@tu-dresden.de, www.tu-dresden.de/boysen-grk

In Energiesystemmodellen quantifizierbare Faktoren werden hierfür zunächst aus der Literatur abgeleitet [3]. Diese werden anschließend dem energiepolitischen Zieldreieck zugeordnet (siehe Abbildung 1). Um nun die Einstellung der Bevölkerung hinsichtlich der Akzeptanzfaktoren repräsentativ zu erfassen, werden telefonische Bevölkerungsumfragen durchgeführt [4]. Die Repräsentativität der Bevölkerungsbefragung wird dabei durch die Nutzung einer Zufallsstichprobe (rund 1.000 Befragte) sowie der anschließende Gewichtung der Daten anhand amtlicher Bevölkerungsstatistiken sichergestellt.

Das verfolgte Forschungsdesign sieht dabei eine Befragung in zwei Wellen vor. In der ersten Welle (von Oktober bis November 2013) wird die Bedeutung der einzelnen Faktoren ermittelt, in der zweiten Befragungswelle (1. Quartal 2014) werden die bedeutendsten Faktoren näher quantifiziert. In diesem Beitrag wird auf die Ergebnisse der Befragung der ersten Welle fokussiert.

Die Bewertung für jeden Akzeptanzfaktor wird über mindestens ein Fragebogenitem erfasst, beispielsweise wird der erste Akzeptanzfaktor „Preise und Kosten (Haushalte)“ durch das Item „niedrige Energiepreise für Privathaushalte“ abgebildet. Die Items werden dazu mit einer sechsstufigen Rating-Skala hinsichtlich ihrer Wichtigkeit durch die Befragten bewertet. Zur Prüfung der Konsistenz der Ergebnisse wird weiter die wichtigste Eigenschaft der Energieversorgung im Rahmen des energiepolitischen Zieldreiecks erfragt, wodurch die Eigenschaften auch in Konkurrenz zueinander bewertet werden können.

Schlussfolgerungen

Aus der Umfrage in der ersten Befragungswelle wird die Bedeutung von Akzeptanzfaktoren ermittelt. Dieses Ergebnis ist ein wichtiger Beitrag, um Modellentwicklern einen Anhaltspunkt für die Integration von zusätzlichen Parametern zu geben, die bisher möglicherweise noch nicht im Fokus der Betrachtung standen. Daher werden weitere Vorschläge für Anpassungen bei der Energiesystemmodellierung Hinblick auf die wichtigsten Parameter im Anschluss dargestellt. Weiter wird ein Ausblick auf die zweite Befragungswelle gegeben, bei der die Quantifizierung der Ergebnisse im Vordergrund stehen wird.

Literatur

- [1] Allgemein zur Energiesystemanalyse siehe: D. Möst, W. Fichtner, Modelle und Szenarien – Einführung zur Energiesystemanalyse, in: D. Möst, W. Fichtner, A. Grunwald (Eds.), Energiesystemanalyse: Tagungsband des Workshops „Energiesystemanalyse“ vom 27. November 2008 am KIT Zentrum Energie, Karlsruhe, Universitätsverlag Karlsruhe, Karlsruhe, 2009, S. 11-32.
- [2] D.K.J. Schubert, S. Thuß: Does Political and Social Feasibility Matter in Energy Scenarios? Präsentation am 10.10.2013. Energy Systems in Transition: Inter- and Transdisciplinary Contributions, Karlsruhe, 2013.
- [3] Die Ableitung der Akzeptanzfaktoren basiert auf: R.L. Keeney, O. Renn, D.v. Winterfeldt, U. Kotte, Die Wertbaumanalyse, High Tech Verlag, München, 1984.
- [4] Zu Vor- und Nachteilen von Telefoninterviewen siehe: P.J. Lavrakas, Surveys by Telephone, in W. Donsbach, M.W. Traugott (Eds.), The SAGE Handbook of Public Opinion Research, Los Angeles, 2008, S. 249-261.

Anmerkung

Dieses Forschungsprojekt ist Teil des Boysen-TUD-Graduiertenkollegs, welches durch die Friedrich-und-Elisabeth-Boysen-Stiftung sowie der TU Dresden finanziert wird.

3.4.4 Regionales Sozialkapital zur Unterstützung der Energiepolitik

Reinhard Felix PAULESICH¹, Rosemarie STANGL¹

Inhalt

Im Rahmen des vom Klima- und Energiefonds finanzierten Projektes „Räumliche & sektorale Bewertung der Energieresilienz zur Minimierung der Verwundbarkeit der Regionen 2020/2050“ (kurz: Resilienz Österreich - FFG Projektnummer 834522) wurden in 2 Klima- und Energiemodellregionen explorative Fallstudien durchgeführt.

Die Fragestellungen richteten sich auf Grundlage des Sozialkapitalkonzepts nach der Arbeits- und Lebenssituation, den freiwilligen Engagements zu Hause und in Vereinen usw., der Einstellung und Praxis zum Thema Energie sowie der Bereitschaft in die (Energie) Wirtschaft der Region zu investieren.

Daraus ziehen wir Schlussfolgerungen:

- Wie steht es um die Lebensqualität in der Region? Befinden sich Arbeit, Familie und Freiwilligenarbeit in einer Balance? Sind die Menschen zufrieden mit der Lebensqualität?
- Haben die Menschen genug Vertrauen in die Wirtschaft ihrer Region, sodass sie auch ihr Geld hier investieren würden?
- Welche Fähigkeiten haben die Menschen und Organisationen in ihrer Region, um eine allfällige Krise in der Versorgung mit Erdöl oder Erdgas zu bewältigen? Können sie in Krisen ihre Lebensqualität aufrechterhalten?
- Was haben die Menschen und Organisationen in ihrer Region bisher getan, um die Wende weg von den fossilen hin zu den Energien aus erneuerbaren Quellen zu befördern?

Was ist der Nutzen der Antwortenden?

- Sie bekommen eine Grundlage für Ihr eigenes oder ein gemeinsames Energie-konzept in ihrer Gemeinde, ihrem Unternehmen oder zB ihrem Sportverein.
- Sie bekommen Empfehlungen für ein Management der Energiewende in ihrer Region, ihrer Gemeinde und / oder ihrem Unternehmen.
- Sie bekommen Rückmeldungen zur Lebens- und Arbeitszufriedenheit in ihrer Region, ihrer Gemeinde und / oder ihrem Unternehmen und können nach einer SWOT Analyse selber Massnahmen ableiten.
- Sie bekommen Rückmeldungen zum freiwilligen Engagement in ihrer Region, ihrer Gemeinde und / oder ihrem Unternehmen und dem damit verbundenen Wissen.
- Die Teilnahme bei der MitarbeiterInnenbefragung kann auf Wunsch der Antwortenden auf Organisationsebene ausgewertet und zur Organisationsentwicklung genutzt werden.

Die Arbeit an den Fallstudien in den KEM Regionen NÖ Süd (36 Gemeinden im Bezirk Neunkirchen und benachbart) und Traunstein (23 Gemeinden im Bezirk Gmunden und benachbart) hat im April begonnen. Die Auswertung der Umfrage wird Mitte Dezember 2013 abgeschlossen. Ende Jänner 2014 finden die Feedback- und Szenarienworkshops in den beiden Regionen statt.

Als Schlüsselakteure in der Region wurden kleine und mittlere Unternehmen, Gemeinden, Bildungseinrichtungen sowie Blaulichtorganisationen nach Massgabe der regionalen KEM Manager identifiziert.

¹ WU Vienna University of Economics and Business Department of Socioeconomics Institute for the Environment and Regional Development 1020 Wien, Welthandelsplatz 1, Gebäude D4, Eingang A, 3. Stock, Tel.: 0043 1 31336 5721, reinhard.paulesich@wu.ac.at, www.wu.ac.at/ruw

Die folgende Grafik veranschaulicht die methodische Vorgangsweise:

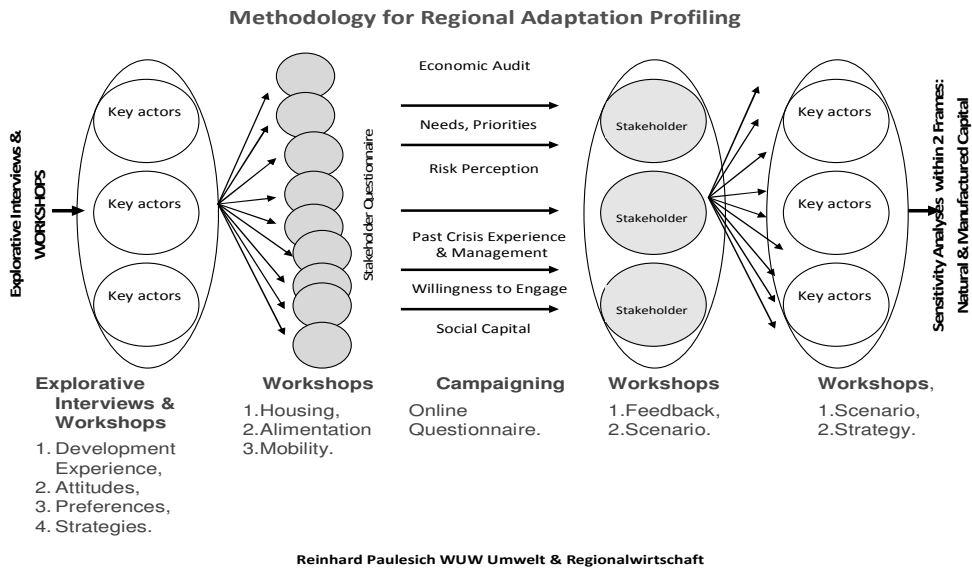


Abbildung 1: Methodische Vorgangsweise

Die Sozialkapitalmessung stellt das Kernelement der Methodologie dar.

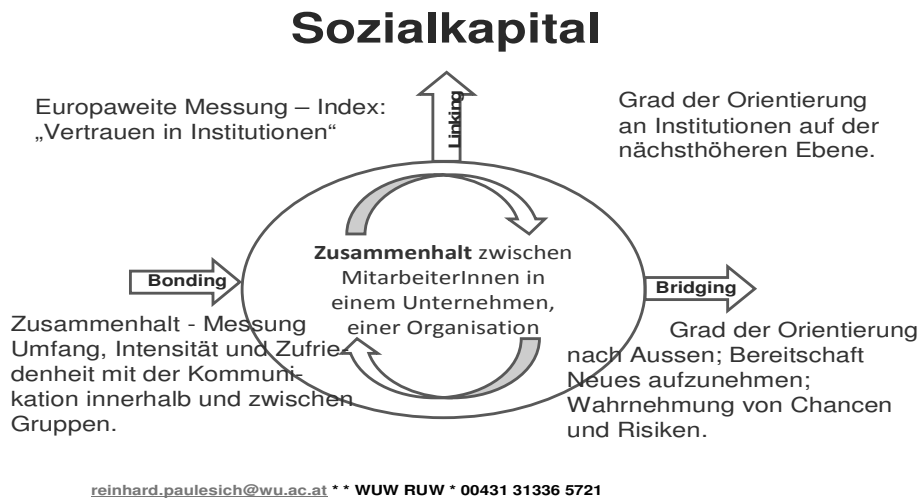


Abbildung 2: Sozialkapitalmessung

3.4.5 Reduktion der Energiearmut durch Gebäudesanierung unter Beteiligung der BewohnerInnen (*REDEN!*)

Tania BERGER¹, Anna FAUSTMANN¹, Réka HEIM¹, Andrea HÖLTL¹, Margit APPEL², Paloma Fernandez DE LA HOZ², Markus HAUSER², Daniela BACHNER(*)³, Georg BENKE³, Manuel KREML^{3(*)}, Walter HÜTTLER³

Hintergrund

Thermische Sanierungen können in Gebäuden mit energiearmen Haushalten vielfach nicht umgesetzt werden, da eine Refinanzierung der Maßnahmen allein aus den Energieeinsparungen nicht möglich ist. Dadurch können wesentliche energie- und klimapolitische Potentiale der thermischen Gebäudesanierung nicht ausgeschöpft werden. Dort, wo umfassende Sanierungen umgesetzt werden, kann dies die angespannte finanzielle Situation von armutsgefährdeten Haushalten zusätzlich verschärfen.

Projektbeschreibung *RedEn!*

In diesem Projekt wird anhand von konkreten Beispielen untersucht, inwieweit Gebäudesanierungen bei einem hohen Anteil von energiearmen Haushalten umgesetzt werden können ohne deren Situation zusätzlich zu verschärfen. In drei Untersuchungsregionen werden unterschiedliche Betreuungs- und Beratungsansätze verfolgt und die Möglichkeiten und Grenzen gemeinwesenorientierter Arbeit anhand von konkreten Fallbeispielen getestet und evaluiert. Die in das Projekt eingebundenen Stakeholder in den drei Untersuchungsregionen gewährleisten ein sehr hohes Maß an Praxisbezug und breitem Anwendungspotential der erzielten Projektergebnisse.

Aufbauend auf einer detaillierten sozialwissenschaftlichen Erhebung der konkreten Wohn- und Lebenssituation energiearmer Haushalte werden kosteneffiziente Sanierungspakete für konkrete Objekte erarbeitet und eine realistische Abschätzung von Kosten-Nutzen-Effekten für die betroffenen Haushalte vorgenommen. Dies fließt in die konkrete Informations- und Betreuungsarbeit vor Ort ein, in die neben den BewohnerInnen auch die GebäudeeigentümerInnen eingebunden sind.

Neben der Energiearmut in Miethäusern wird in den Fallbeispielen auch die zunehmende Problematik von Energiearmut in Wohnungseigentumsobjekten bearbeitet, die in weniger begünstigten Lagen zum weitgehenden Verfall von Gebäuden führen kann.

Bestehende und mögliche alternative Finanzierungsmodelle und Förderinstrumente sowie die wesentlich bestimmenden wohnrechtlichen Regelungen werden in einem eigenen Arbeitspaket bearbeitet. Aufbauend auf der Evaluierung der Fallbeispiele in den drei Regionen sowie einer fallbeispielübergreifenden Evaluierung der unterschiedlichen Ansätze werden Leitlinien für beteiligungsorientierte Ansätze zur Gebäudesanierung in energiearmen Gebieten erarbeitet sowie konkrete Empfehlungen für Förderinstrumente und rechtliche Begleitmaßnahmen ausgearbeitet. Die in das Projekt eingebundenen Stakeholder in den drei Untersuchungsregionen gewährleisten ein sehr hohes Maß an Praxisbezug und breites Anwendungspotential der erzielten Projektergebnisse.

Zum Zeitpunkt der Abhaltung des 13. Symposiums Energieinnovation im Februar 2014 werden aus diesem Projekt bereits erste Ergebnisse aus insgesamt ca. 100 Befragungen in den drei Untersuchungsgebieten in Wien, Korneuburg/ Sockerau und Krems vorliegen.

¹ Donau Universität Krems, Dr.-Karl-Dorrek-Str. 30, 3500 Krems, Tel.: 02732 893 2422 DW -4000, tania.berger@donau-uni.ac.at, www.donau-uni.ac.at

² Katholische Sozialakademie Wien

³ E7 Energie Markt Analyse GmbH, Wien

3.4.6 Paving the Way for a Low-Carbon Society – Social Acceptance and Electricity Grid Expansion in Europe

Jed COHEN(*)¹, Johannes REICHL¹, Michael SCHMIDTHALER¹,
Klaus MOELTNER²

Abstract

The expansion of existing electricity transmission grids is a necessary step in the conversion to a carbon-free society and mitigating the negative effects of climate change. Without new transmission lines, linking the burgeoning European network of small scale renewable electricity generators with centers of demand would not be possible. The lack of social acceptance for these projects has proven to be a major hurdle to grid expansion. Local stakeholders often experience negative effects from nearby projects, which lead them to oppose these developments, causing delays in completion. These delays threaten the success of the European Union's (EU) plan to transition to renewable generation sources and decrease carbon emissions.

While a surfeit of past research has done well to characterize the social acceptance problem, grid developers are now in need of implementable tools that have been proven to improve social acceptance and aid in reaching a compromise with locals. A reduction in delays and funds spent reaching a compromise between locals and developers would constitute real savings to society.

To aid this effort, this project presents data from an unprecedented survey of social acceptance of energy infrastructure that was conducted across the EU-27. Survey participants responded to the construction of a hypothetical power line near their neighborhood. Some respondents were told that this power line has one of three auxiliary benefits to their region or community. The results from an econometric model explain social acceptance as a function of individual perceptions, characteristics, and information regarding ancillary benefits of the planned development.

The results show that positive information regarding new grid developments can have a substantial impact on the social acceptance of such projects. In particular, we show that understanding the importance of grid expansion for the national energy supply makes locals much more accepting of new transmission lines, and that emphasizing any economic benefits to the region, or environmental benefits from decreased carbon emissions can significantly improve acceptance. Finally, it is discussed that the optimal benefit to emphasize varies by nation, due to strong heterogeneity between national responses to new developments and ancillary benefits of these developments. The findings suggest that there exists a substantial potential for information and awareness campaigns to increase public acceptance to power lines. Thus, developers and policy makers would do-well to include awareness increasing efforts in their acceptance-improving strategy in order to minimize delays in construction, and enable the EU to transition to a low-carbon society.

¹ Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, Altenberger Straße 69, 4040 Linz, Austria,
{Tel.: 0043 (0)732 2468 5665, jedcohen@vt.edu},
{Tel.: 0043 (0)732 2468 5652, reichl@energieinstitut-linz.at},
{Tel.: 0043 (0)732 2468 5665, schmidthaler@energieinstitut-linz.at}

² Department of Agricultural and Applied Economics, Virginia Tech, 208 Hutcheson Hall (0401), Blacksburg, VA,
moeltner@vt.edu, faculty.agecon.vt.edu/moeltner

3.5 STAATLICHE ENERGIEPLANUNG (SESSION A5)

3.5.1 Der europäische Energiemarkt im Einfluss globaler Entwicklungen – Auswirkungen unkoordinierter, regionaler Energiestrategien

Christian PANZER¹

Motivation/Inhalt

Die dynamischen Entwicklungen der regionalen Energiemärkte nahmen in den letzten Jahren rasant zu. Im internationalen Kontext ergaben sich dadurch verschiedenste regionale Energiestrategien. Während Europa den Fokus auf ein nachhaltiges Energiesystem legt versuchen die USA ihre Industriewettbewerbsfähigkeit mit niedrigen Energiepreisen zu stützen. Asien setzt vorrangig auf die Deckung der konstant wachsenden Energienachfrage und die arabische Golfregion ist hauptsächlich an der Aufrechterhaltung des nationalen Wohlfahrtsystems interessiert, und somit an konstanten Absätzen ihrer Petroleumprodukte.

Diese unkoordinierten und divergenten Interessen der einzelnen Weltregionen haben allerdings einen großen Einfluss aufeinander. Einerseits löste Fukushima auch einen Stopp der Nuklearenergie in weiten Teilen Europas aus wessen Energieproduktion nun durch andere Technologien substituiert werden muss. Andererseits erzwingt die unkonventionelle Gasförderung in den USA einen Kohleexport der USA in Richtung Europa, welcher wiederum nicht im Einklang mit der nachhaltigen Energiestrategie hierzulande steht.

Dieser Beitrag analysiert und quantifiziert die Wechselwirkungen der unkoordinierten, regionalen Energiestrategien im globalen Kontext um eine dynamische Adaption der Strategien auf ihren eigentlichen Fokus zu erlauben. Speziell für die möglichst effiziente Umsetzung der nachhaltigen Energiestrategie Europas ist dieses Verständnis von fundamentaler Bedeutung.

Methode

Eine intensive Literaturrecherche fokussiert auf die politischen Rahmenbedingungen der regionalen Energieproduktionen weltweit und stellt dabei die Basis der Arbeit dar. Im Speziellen werden die Hintergründe der Zukunftspläne zur Förderung nationaler Primärenergieressourcen in den USA; Asien, Europa, Russland und dem arabischen Golf durchleuchtet und den jeweiligen Energienachfrageszenarien gegenübergestellt.

In einem nächsten Schritt werden die techno-ökonomischen Parameter der verschiedenen Energiereserven untersucht. Einerseits wird die Volatilität der erneuerbaren Energien in Europa adressiert und andererseits der Anteil an nicht-assoziertem Gas in der arabischen Golf Region diskutiert. Diese Charakteristika werden mit unkonventionellen Gasvorkommen in anderen Regionen der Welt verglichen. Eine quantitative Analyse des Verteil- und Transportsystem von Primärenergieträgern erlaubt Rückschlüsse auf zukünftige Wechselwirkungen der einzelnen Energiemärkte und möglicher Konvergenzen derer.

Basierend auf diesen Ergebnissen wird eine effiziente Umsetzung der nachhaltigen Energiestrategie Europas erarbeitet. Im Vorteil zu existierenden Strategien, werden Unsicherheiten verschiedener globaler Entwicklungen, welche den Referenzenergiepreis signifikant beeinflussen, ausgeschlossen. Dies erlaubt einen effizienten Einsatz von Fördergeldern um die nachhaltigen Ziele der Europäischen Union zu verfolgen.

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

Ergebnisse

Europas Energiestrategie richtet sich zu dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energieträger nach 2020 und diskutiert die Notwendigkeit verpflichtender Ziele¹ im Jahr 2030. Diese Erweiterung des volatilen Energieerzeugungsportfolios und die gleichzeitige Abschaltung von Nuklearkraftwerken, bei nahezu außer Kraft gesetztem Emissionshandelsmarktes, ergeben einen verstärkten Einsatz von Kohlekraftwerken. Aufgrund des Booms an unkonventioneller Ergasförderung in den USA sanken die regionalen Gaspreise dermaßen stark (siehe Abbildung 1), dass Erdgas die Kohle in der nordamerikanischen Stromgewinnung verdrängte und somit günstig für den Export in andere Länder zur Verfügung steht. Dies ist im Wesentlichen Europa, da Chinas Kohleverbrauch durch den nationalen Markt abgedeckt wird. Zusätzlich sorgt der Gaspreisverfall in Nordamerika für eine starke Zuwanderung der international produzierenden Industrie und verschafft ihnen somit einen Wettbewerbsvorteil durch die gesunkenen Energiekosten. Dadurch ist Nordamerika, im Speziellen die USA, in absehbarer Zukunft nicht am Export des günstigen Erdgases interessiert sondern lediglich am Export ihrer konstanten Kohleproduktion. Andererseits will Japan aus der Atomenergie aussteigen und den unterzeichneten Nachhaltigkeitspfad verlassen welches einen erhöhten Gasimport bezeichnet. Dieser kann zweifelsohne von den arabischen Golfstaaten gedeckt werden, stellt diese aber trotzdem vor die Frage der zukünftigen Abnehmer ihrer internationalen Gasexporte welche ihr nationales Wohlfahrtssystem finanzieren. Das Überangebot an konventionellen und unkonventionellen Gasvorkommen im arabischer Golf, Russland und Nordamerika sorgt für dortige niedrige Gaspreise wobei Gaspreise in Importländern (Japan, China, Europa, etc..) weit darüber liegen. Der rasche, weltweite Ausbau der LNG Infrastruktur ermöglicht eine Verlinkung der regionalen Gasmärkte und somit eine eventuelle Preisanpassung in der Zukunft. Die Preisgestaltung wird zunehmend auch von den weiteren Förderungen unkonventioneller Gasvorkommen, welche mittels LNG dem globalen Markt zur Verfügung stehen, bestimmt werden.

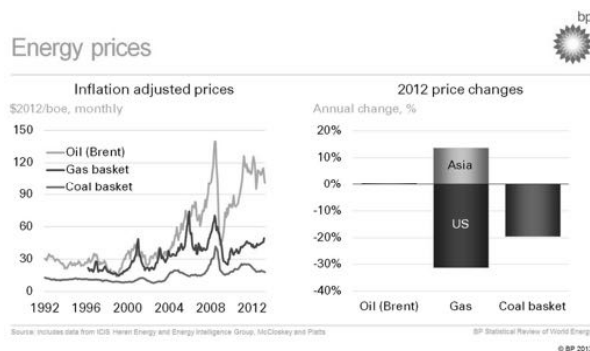


Abbildung 1: Entwicklung von Primärenergiepreisen (links) und deren gegenseitiger Entkopplung. Veränderung der Primärenergiepreise zum Vorjahr in den verschiedenen internationalen Energiemärkten. Quelle BP Statistical Review of World Energy 2013

Kohle und Erdgaspreise stellen in Europa den Referenzpreis für die erneuerbare Energietechnologien dar. Um letzteren Wettbewerbsfähigkeit zu gewährleisten sind diverse Fördermechanismen notwendig wobei deren Ausgestaltung dabei wesentlich vom Referenzpreis abhängt. Die unkoordinierten Energiestrategien der regionalen Märkte führen nun zu einem Überangebot an Gasproduktion und dessen Preisverfall, welcher durch LNG Systeme auch auf andere Märkte Eingriff nimmt. Zusätzlich erzwingt dies auch einen Preisverfall des Weltkohlepreises. Die Missachtung dieser Entwicklung in der Dimensionierung der europäischen Fördertarife erneuerbarer Energie bringt hohe Ineffizienz. Einerseits steigt der Förderbedarf erneuerbarer Energien stark an² und belastet die Haushaltseinkommen und Industrie zusätzlich. Andererseits resultiert der Einsatz von kosten-effizienteren Gas- und Kohlekraftwerke in einem erhöhten CO₂ Ausstoß, gegensätzlich zu dem ursprünglich anvisierten Ziel der Reduktion dessen.

Literatur

BP Statistical Review of World Energy 2013 – available at www.bp.com/statisticalreview

¹ Diese können entweder den Ausbau erneuerbarer Energieträger, die Gesamtemission von Kohlendioxid oder auch eine Kombination beider, wie in der Strategie für 2020, sein

² Bei konstanten Einspeisetarifen. Bei Prämienmodellen ergibt sich ein zu geringer Anreiz zur Investition in erneuerbare Technologien wessen Bedarf schließlich durch kosten-effiziente fossile Kraftwerke abgedeckt wird

3.5.2 Die Anfälligkeit des Elektrizitätssystems europäischer Staaten gegenüber dem Klimawandel

Mady OLONSHECK(*)¹, Daniel R. KLEIN(*)¹, Carsten WALTHER¹,
Jürgen P. KROPP^{1,2}

Inhalt

Aufgrund der starken Verknüpfung des Wetters mit Stromproduktion und –verbrauch, ist das Elektrizitätssystem besonders anfällig gegenüber klimatischen Veränderungen. Auf der Basis von 14 quantitativen Einflussfaktoren erstellen wir für 21 europäische Länder einen relativen Index, der es relevanten Stakeholdern ermöglicht, die Haupteinflussfaktoren für die Anfälligkeit des Elektrizitätssystem ihres Landes zu identifizieren und geeignete Anpassungsmaßnahmen zu treffen, um diese Anfälligkeit in der Zukunft zu reduzieren.

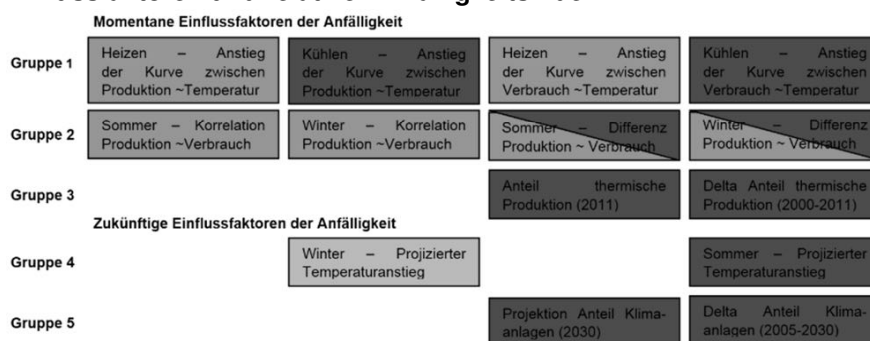
Methodik

Die Anfälligkeit des Elektrizitätssystems verschiedener Länder gegenüber dem Klimawandel wird mithilfe eines relativen Index ermittelt, welcher auf einer Vielzahl von Einflussfaktoren beruht.

Verwendete Daten

Wir verwenden Tagesdurchschnittstemperaturen des Zeitraums 2000-2011 [1], mit einer Gridzellenauflösung von 0,25°. Gewichtet mit gerasterten Bevölkerungsdaten [2] werden diese monatsweise gemittelt. Daten von neun globalen Klimamodellen zu projizierten Temperaturveränderungen zwischen 1961-90 und 2070-99 [3] werden gleich gewichtet gemittelt. Monatliche Elektrizitätsdaten pro Land für den Zeitraum 2000-2011 [4] umfassen Angaben zu Produktion nach Energieträger, Import, Export und Stromabnahme [5]. Länderbasierte Daten zur Anzahl Klimaanlage pro Kopf haben wir ebenfalls verwendet [6]. Aufgrund des nichtlinearen Zusammenhanges zwischen Stromerzeugung bzw. –verbrauch und der Temperatur unterteilen wir die Temperaturdaten in einen Heizbereich, für eine Mitteltemperatur unter 12°C, einen Kühlbereich ab 21°C und einen Bereich dazwischen, in welchem kein heiz- oder kühlungsbezogener Strom verbraucht wird.

Einflussfaktoren und relativer Anfälligkeitsindex



Die verwendeten Einflussfaktoren werden in fünf Gruppen unterteilt, wobei grün markierte Faktoren die Anfälligkeit verringern und rote zu einer Zunahme derselben führen (Abbildung 1).

Abbildung 1: Verwendete Einflussfaktoren, welche die Anfälligkeit verringern (grün) oder erhöhen (rot)

Mit zunehmender Änderungsrate zwischen monatlichem Stromverbrauch und Mitteltemperatur in den Jahren 2000-2011, gehen wir im Kühlbereich bspw. von einer stärkeren Anfälligkeit eines Landes aus, da eine Temperaturzunahme hier zu einer stärkeren Zunahme des Kühlenergieverbrauchs führen würde. Eine sechste Gruppe, die die beiden Einflussfaktoren Sommer- und Winterdifferenz zwischen Importen und Exporten umfasste, haben wir aufgrund der Ergebnisse einer Korrelationsanalyse ausgeschlossen, da hier eine sehr hohe Korrelation mit der Sommer- und der Winterdifferenz zwischen Produktion und Verbrauch vorlag.

¹ Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, P.O. Box 601203, 14412 Potsdam, Germany, Tel.: +49 331/288-2579, Fax: +49 331/288-20709, mady.olonscheck@pik-potsdam.de, www.pik-potsdam.de

² Institut für Erd- und Umweltwissenschaften, Universität Potsdam, Am Neuen Palais 10, 14469 Potsdam, Germany

Jeder Einflussfaktor wird mit dem Maximalwert aller Länder normiert, wobei solche, die die Anfälligkeit verringern, Werte zwischen -1 und 0 zugewiesen bekommen und solche, die die Anfälligkeit erhöhen, Werte zwischen 0 und 1 besitzen. Basierend auf einer Gleichgewichtung der 14 Einflussfaktoren ergibt sich der relative Anfälligkeitsindex für jedes Land.

Ergebnisse

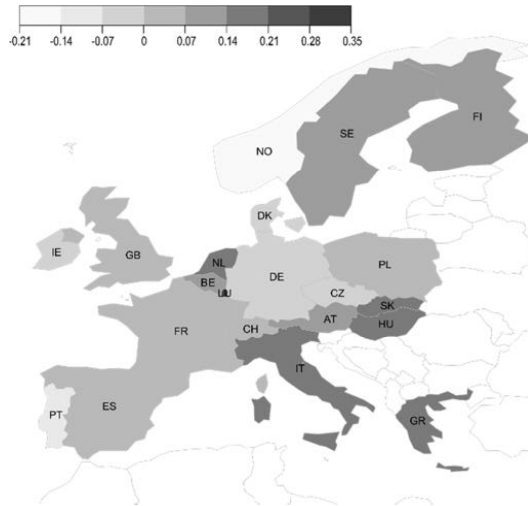


Abbildung 2: Relativer Anfälligkeitsindex.
Je dunkler die Farbe, desto höher die relative Anfälligkeit

Luxemburg ist relativ gesehen das Land mit der größten Anfälligkeit des Elektrizitätssystems gegenüber dem Klimawandel. Dies liegt daran, dass dessen Inlandsstromproduktion nur weniger als die Hälfte des Verbrauchs ausmacht. Darüber hinaus nutzt das Land v. a. fossile Energieträger, die im Zuge klimawandelbedingter Hitzewellen oder Trockenperioden in der Zukunft mit Kapazitätsengpässen konfrontiert sein könnten. Griechenland besitzt die zweithöchste Anfälligkeit von allen betrachteten Ländern. Zum einen überschreitet das Land bereits die Kühlgrenze und der projizierte Temperaturanstieg lässt in Kombination mit dem hohen Anteil an Klimaanlage und dem starken positiven Zusammenhang zwischen Temperatur und Stromverbrauch einen weiter steigenden Konsum von Elektrizität im Sommer erwarten. Zum anderen muss das Land einen Großteil seines Strombedarfs durch Importe decken. Norwegen, ein Land das aufgrund der projizierten Temperaturzunahme in der Zukunft einen Rückgang seines Stromverbrauchs erleben und das durch seinen großen Anteil an Wasserkraft von der

erwarteten Niederschlagszunahme profitieren wird, besitzt die geringste Anfälligkeit. Darüber hinaus wird das gesamte Jahr über mehr Strom produziert als verbraucht. Die relative Anfälligkeit ist für die betrachteten Länder in Abbildung 2 dargestellt. Eine zusätzlich durchgeführte Sensitivitätsanalyse ergab, dass der ermittelte Anfälligkeitsindex am sensitivsten ist gegenüber dem Einflussfaktor „Projizierter Sommertemperaturanstieg“, wohingegen der Anstieg zwischen Produktion bzw. Verbrauch und der Temperatur im Kühlbereich den geringsten Einfluss auf den Index haben. Während Norwegen am wenigstens sensitiv ist hinsichtlich seiner Rankingposition, wenn ein Einflussfaktor vernachlässigt wird, ist Luxemburgs Position besonders abhängig je nach dem, welche Faktoren berücksichtigt werden. Die hier vorliegenden Ergebnisse bilden die Basis für vertiefende Analysen mit täglichen Temperatur- und Elektrizitätsdaten.

Literatur

- [1] European climate assessment and dataset, E-OBS gridded dataset. Retrieved: 25/6/2012. URL, <http://eca.knmi.nl/download/ensembles/download.php/#datafiles>; 2012.
- [2] EUROSTAT, GEOSTAT 1 km² population grid dataset. Retrieved: 2/7/2012. URL, http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/gisco/Geographical_information/maps/population/references/population_distribution_demography; 2006.
- [3] Mitchell T, Hulme M, New M. Climate data for political areas. Tyndall Centre; 2002.
- [4] IEA. Monthly electricity statistics archives. Retrieved: 12/4/2012. URL, http://www.iea.org/stats/surveys/elec/_archives.asp; 2012.
- [5] EUROSTAT. Energy statistics database. Retrieved: 12/4/2012. URL, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>; 2012.
- [6] Adnot J, Grignon-Masse L, Legendre S, Marchio D, Nermond G, Rahim S, et al. Preparatory study on the environmental performance of residential room conditioning appliances (airco and ventilation) - economic and market analysis. European Commission; 2008.

3.5.3 Energiewende für Österreich - Eine technische, rechtliche und politische Herausforderung.

Teil 1: Technische Optionen einer Vollversorgung für Österreich mit erneuerbaren Energien

Reinhold CHRISTIAN¹

Inhalt

Herkömmliche Prognosen der Energieverbrauchs beruhen im Allgemeinen auf der Variation etlicher bestimmender Parameter (Müllpreis in USD, Wechselkurse, Wachstumsraten des GNP ...). Sie ergeben zumeist mehr oder weniger exorbitant steigende Energieverbräuche. Aktuell zeigt dies der jährliche World Energy Outlook (WEO): bis 2035 wird mit dem New Policy-Szenario eine Zunahme des weltweiten Energiebedarfs um ein Drittel erwartet. Drei Viertel des Energiebedarfs sollen laut offiziellen Prognosen der IEA bis dahin durch Öl, Kohle und Gas abgedeckt werden.

Unter solchen Umständen ist eine Vollversorgung Österreichs mit erneuerbaren Energieträgern auszuschließen: In der Studie Zukunftsfähige Energieversorgung für Österreich (ZEFÖ) wurden die Potenziale erneuerbarer Energie für Österreich berechnet bzw. abgeschätzt. Dabei wurde Augenmerk auf ökologische und soziale Verträglichkeit gelegt. Die Werte in Tabelle 1 stellen aus dieser Sicht absolute Obergrenzen dar.

	2005	2020	2050
Wasserkraft	140,0	144,2	152,3
Windkraft	4,8	26,0	61,0
Photovoltaik		9,0	94,5
Biomasse (Landwirtschaft)	164,0	80,0	205,0
Biomasse (Forstwirtschaft)		193,5	215,6
Solarthermie	9,8	27,0	90,0
Wärmepumpe		26,5	95,0
industrielle Abwärme		4,1	12,0
Geothermie		0,0	7,4
SUMME	317,6	510,3	932,8

Tabelle 1: Potenziale [PJ] erneuerbarer Energieträger in Österreich

Diese Potenziale können also schon den gegenwärtigen Bruttoinlandsverbrauch (2012: 1.421 PJ, „keine witterungsbedingte Bereinigung des Wertes“) bei weitem nicht decken, geschweige denn einen weiterhin „prognosegerecht“ zunehmenden BIV. Die Energiewende hin zur Vollversorgung mit erneuerbaren Energieträgern erfordert eine Halbierung (!) des gegenwärtigen Bruttoinlandsverbrauchs und damit enorm weitreichende und tiefgreifende Veränderungen in allen Bereichen des Energieeinsatzes. Energievergeudung zu vermeiden („Energie sparen“) und Energieeffizienz müssen absolute Priorität haben. Die technischen Möglichkeiten dafür bestehen heute schon im erforderlichen Ausmaß. Die große Herausforderung liegt in der flächendeckenden und kontinuierlichen Umsetzung.

Ein solcher Prozess kann nur gelingen, wenn die Rahmenbedingungen des Marktes und die Regelungen in unserer Gesellschaft den Zielsetzungen der Energiewende angepasst werden. Information und Motivation des einzelnen gewinnen überdies besondere Bedeutung.

Umzusetzen gilt es unter anderem Anforderungen an die Effizienz von Geräten sowohl in den Haushalten wie auch im Dienstleistungs- und im produzierenden Bereich.

Hierfür wäre das „Top-Runner“ Prinzip bzw. die Umsetzung von spezifischen Branchenkonzepten und deren Weiterentwicklung in einem Prozess der kontinuierlichen Verbesserung zweckmäßig.

¹ Umwelt Management Austria, Brunngasse 18/2, 3100 St. Pölten, Tel.: 02742/21454, Fax: DW 20, office@uma.or.at, www.uma.or.at

Kompakte Siedlungen reduzieren Bodenverbrauch, Energiebedarf für Mobilität ebenso wie für Raumwärme.

Hohe bauphysikalische Qualitäten sind vorzugeben. Die Mobilität sollte weitgehend auf den Umweltverbund verlagert werden.

Die erforderlichen rechtlichen Instrumente für derartige Maßnahmen wird anhand einiger Beispiele Prof. Kerschner in seinem Beitrag erläutern.

Eine besondere Erschwernis bilden die sogenannten „Rebound-Effekte“. Effizienzgewinne werden dabei konterkariert und manchmal sogar überkompensiert durch Verhaltensänderungen, aber auch durch strukturelle Gegebenheiten.

Akzeptanzprobleme sind sowohl bei Effizienzmaßnahmen wie beim Ausbau der erneuerbaren Energie zu erwarten (und vorsorglich zu minimieren). Aktuell zeigt sich dies hinsichtlich des Ausbaus der Windenergie in Österreich. Von den beiden Bundesländern mit den höchsten Potenzialen hat das Burgenland bereits vor geraumer Zeit ein Konsensmodell entwickelt, das auch allgemeine Akzeptanz gefunden hat. Niederösterreich will dem Spannungsfeld „Naturschutz vs. Windkraft“ durch ein Raumordnungsprogramm begegnen, das Eignungs- und Ausschlusszonen vorsieht. Die erforderlichen Potenziale wären durchaus mit Berücksichtigung der gewählten Kriterien (Siedlungsentwicklung, Naturschutz) erreichbar. Die Interessenlagen von Grundeigentümern, Gemeinden und Investoren lassen allerdings sogar die Gefährdung seltener Tierarten im Umfeld des Nationalparks Thayatal befürchten.

3.5.4 Energiewende für Österreich – Eine technische, rechtliche und politische Herausforderung.

Teil 2: Rechtliche Erfordernisse und politische Entscheidungen

Ferdinand KERSCHNER¹

Inhalt

Alle Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und zum Einsatz erneuerbarer Energieträger können nur unter Beachtung der rechtlichen Rahmenbedingungen erfolgen. Projekte können an Genehmigungen gebunden sein. Maßnahmen können überhaupt verboten sein. Möchte man daher die Energieeffizienz wesentlich erhöhen und den Einsatz erneuerbarer Energieträger steigern, ist eine Rechtsordnung, die dies zulässt, ja sogar fördert, unabdingbar.

Einer Energiewende hin zur Vollversorgung mit erneuerbaren Energieträgern erfordert daher eine Analyse und in weiten Bereichen eine Neugestaltung des Rechtsrahmens. Dies betrifft nicht nur die Gesetzesmaterien mit unmittelbarem Energiebezug wie Ökostromgesetz oder EIWOG, sondern selbstverständlich auch Regelungen in ganz anderen Bereichen, wie z.B. Raumordnung, Baurecht, Wasserrecht etc.

Die Studie Rechtsrahmen für eine Energiewende Österreichs (REWÖ) leistet eine Identifikation und eingehende Analyse der Hemmnisse für eine Energiewende mit dem Schwerpunkt von Rechtsfragen. Eine umfangreiche Literaturrecherche, eigene wissenschaftliche Arbeiten sowie umfangreiche Erhebungen bei Stakeholdern (Online-Umfrage, Interviews, Workshops ...) dienen dazu, eine Vielfalt an Vorschlägen zur Behebung oder Linderung solcher Hemmnisse abzuleiten. Der aktuelle Rechtsrahmen (EU, Österreich) wurde analysiert und die wichtigsten Änderungsbedarfe rechtlich ausformuliert – von ordnungsrechtlichen Vorgaben bis zur Adaptierung einiger Rahmenbedingungen der sozialen Marktwirtschaft.

Als Ergebnis liegt eine Vielfalt von Maßnahmenvorschlägen und Textvorschlägen zur Berücksichtigung in den betreffenden Gesetzesmaterien vor. Ein Teil dieser Vorschläge lässt sich vermutlich problemlos und rasch realisieren, ein anderer Teil lässt große Herausforderungen für die Bürger und damit insbesondere für die Politik erwarten. Je nach Komplexität und zu erwartenden Schwierigkeiten bei der Umsetzung in die Praxis wurden die Vorschläge daher hinsichtlich der politischen Umsetzbarkeit in kurzfristige, mittelfristige und langfristige untergliedert (kurzfristig etwa Energieeffizienzgesetz, Stand der Technik, Vergaberecht, Wohnrecht). Im Vortrag werden einige wesentliche Beispiele kurz dargestellt (verfassungsrechtliche Vorschläge [Bekennnis zu nachhaltiger Energiewirtschaft], Energieeffizienzgesetz [Umsetzung bis 4.6.2014: konsequente Umsetzung der EU-Vorgaben], Baurecht [mögliche Änderungen des Bauordnungs- und Bautechnikrechts]). Auch das Spannungsfeld Naturschutz und erneuerbare Energien (Ökologie gegen Ökonomie: Entscheidungen des Gesetzgebers) wird illustriert.

¹ Vorstand des Institutes für Zivilrecht und des Institutes für Umweltrecht, Altenberger Straße 69, 4040 Linz, Tel.: +43 732 2468 8403, Fax: +43 732 2468 8568

3.5.5 Gekoppeltes Energiesystemmodell für den Energieumstieg in Bayern

Marco PRUCKNER¹, Gaby SEIFERT², Matthias LUTHER²,
Reinhard GERMAN¹

Ausgangslage und Zielsetzung

Der Umbau der Energieversorgung in Deutschland und insbesondere in Bayern steht vor großen Herausforderungen. Gegenwärtig sind in Bayern Kernkraftwerke mit einer Gesamtnettonennleistung von etwa 5 GW am Netz. Im Jahr 2011 hatte die Kernenergie einen Anteil von 49 % an der Bruttostromerzeugung in Bayern. Nach den Plänen der deutschen Bundesregierung geht das letzte deutsche Kernkraftwerk Ende 2022 vom Netz. Laut dem bayerischen Energiekonzept „Energie Innovativ“ [1] soll der Wegfall der Kernenergie u.a. durch den schnelleren Ausbau der Erneuerbaren (50 % Anteil an der Stromnachfrage im Jahr 2021), dem Zubau neuer hocheffizienter GuD-Anlagen, Energieeffizienzmaßnahmen und dem Ausbau von Stromspeichern kompensiert werden. Darüber hinaus wird der Netzausbau in Deutschland als besonders wichtige Maßnahme angesehen, um Windstrom aus den windreichen Küstengebieten in die Verbrauchszentren nach Süden transportieren zu können.

Im Rahmen des Forschungsprojekts „Energiesystemanalyse Bayern“³ wird an der Universität Erlangen-Nürnberg ein gekoppeltes Optimierungs-, Simulations- und elektrisches Netzmodell entwickelt, um unterschiedliche Handlungsoptionen und deren Auswirkungen auf das bayerische Energiesystem untersuchen zu können. In diesem Beitrag wird der Aufbau des gekoppelten Modells beschrieben und die Kopplung zwischen dem Simulations- und elektrischen Netzmodell dargestellt. Erste Ergebnisse zur Überprüfung marktorientierter Einspeiseszenarien in stündlicher Auflösung mittels quasistationärer Netzberechnungen liegen vor.

Aufbau des Modells

Das gekoppelte Modell besteht aus drei Basiskomponenten. Im Optimierungsmodell wird zunächst eine optimale Kapazitätsausbauplanung unter Kostengesichtspunkten durchgeführt. Im Simulationsmodell können die optimalen Ausbaupläne und weitere Szenarien in einer hohen zeitlichen Auflösung simuliert werden. Sowohl wirtschaftliche (z. B. Kraftwerkseinsatz nach Merit Order) als auch politische Rahmenbedingungen (z. B. Einspeisevorrang der Erneuerbaren) werden berücksichtigt. Für die Implementierung wird ein hybrider Simulationsansatz [2] gewählt. Mögliche Ausgabeparameter sind u.a. wöchentliche, monatliche und jährliche Energiebilanzen, der stündliche Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Nachfrage, CO₂-Emissionsbilanzen der Stromerzeugung und Betriebsstunden konventioneller Kraftwerke. Der detaillierte Kraftwerkseinsatz wird anschließend an das Netzmodell übergeben, um den Kraftwerkseinsatz knotenscharf im elektrischen Netz nachzubilden und die dadurch entstehenden Leistungsflüsse zu berechnen. Anhand quasistationärer Netzberechnungen kann die Einhaltung der Normen und Richtlinien (z.B. thermische Belastbarkeit der Betriebsmittel oder Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes) überprüft werden. Weiterhin können netztechnische Alternativen analysiert und bewertet werden. Die Ergebnisse der Netzberechnungen sind beispielsweise Betriebsmittelauslastungen zu einzelnen Zeitpunkten oder Zeitspannen, Grenzwertüberschreitungen je Zeitpunkt oder Betriebsmittel, sowie die zu jedem Zeitpunkt im Netz benötigte Blindleistung.

Exemplarische Untersuchungsergebnisse

Durch den modularen Aufbau des Simulationsmodells ist es möglich, unterschiedliche Energieszenarien in Bayern zu definieren und deren Auswirkungen auf das Gesamtsystem zu analysieren.

¹ Universität Erlangen-Nürnberg, Lehrstuhl für Rechnernetze und Kommunikationssysteme, Martensstr. 3, 91058 Erlangen, Tel.: +49-9131-85-27697, marco.pruckner@cs.fau.de, german@cs.fau.de, www7.cs.fau.de

² Universität Erlangen-Nürnberg, Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme, Konrad-Zuse-Str. 3-5, 91052 Erlangen, Tel.: +49-9131-85-23451, gaby.seifert@fau.de, matthias.luther@fau.de, www.ees.eei.uni-erlangen.de

³ weitere Informationen: www.bayern-innovativ.de/cluster-energietechnik/systemanalyse_bayern

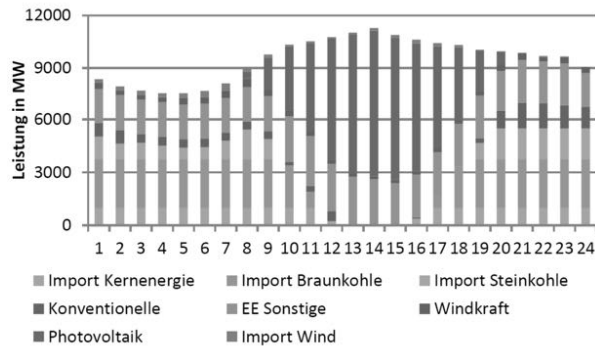


Abbildung 1: Stromezeugung an einem Werktag im Jahr 2023

Exemplarisch ist in Abbildung 1 der stündliche Kraftwerkseinsatz für einen Werktag im Sommer 2023 dargestellt. Durch die hohe Stromerzeugung von Photovoltaik- anlagen (installierte Leistung: 14 GWp) in den Mittags- und Nachmittagsstunden wird kein konventionelles Kraftwerk zwischen 13:00 und 15:00 Uhr benötigt. In den Morgen- und Abendstunden kann auf eine konventionelle Stromerzeugung nicht verzichtet werden. Aufgrund der niedrigeren Grenzkosten von Kernenergie, Braun- und Steinkohlestrom kommt es zwischen 0:00 und 9:00 bzw. 19:00 und 0:00 Uhr zu hohen Stromimporten aus dem Norden Deutschlands und Tschechien nach Bayern.

In Abbildung 2 ist die zum Szenario in Abbildung 1 resultierende Anzahl an Grenzwertüberschreitungen dargestellt. Bei der Netzanalyse werden folgende Kriterien geprüft:

- (n-1) - Kriterium
- Einhaltung der thermischen Grenzwerte
- Einhaltung des Spannungsbands
- Einhaltung des zulässigen Spannungsfalls

Im Ergebnis sind deutlich die gehäuften Grenzwertverletzungen unterschiedlichster Art zu Zeitpunkten mit hohen Leistungsimporten nach Bayern zu erkennen. Die auf diese Weise ermittelten kritischen Netzzustände sind in einem nächsten Schritt durch Netzausbau - und - verstärkungsmaßnahmen zu beheben. Die hierfür notwendigen Investitionen sind beim Umbau des Energiesystems zu berücksichtigen.

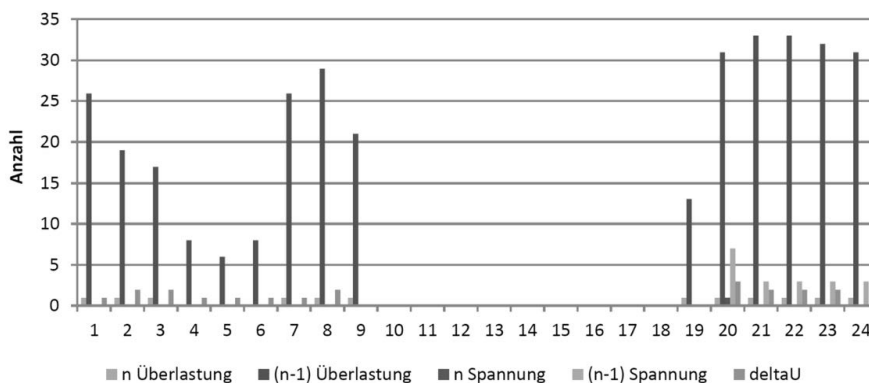


Abbildung 2: Anzahl der Grenzwertüberschreitungen an einem Werktag im Sommer 2023

Literatur

- [1] Bayerische Staatsregierung: Bayerisches Energiekonzept „Energie innovativ“; Mai 2011; online verfügbar: <http://www.bayern.de/Anlage10344945/BayerischesEnergiekonzeptEnergieInnovativ.pdf>
- [2] M. Pruckner, R. German: A Hybrid Simulation Model for Large-Scaled Electricity Generation Systems; In: Proceedings of the 2013 Winter Simulation Conference; Washington, D.C.; Dezember 2013

3.5.6 Energie-Atlas Bayern und Mischpult – „Energimix Bayern vor Ort“

Heike WAGNER¹, Julia FENDRICH¹

Energie-Atlas Bayern - Routenplaner für die Energiewende

Ziel

Der Energie-Atlas Bayern ist das zentrale Energie-Portal der Bayerischen Staatsregierung. Er dient als Planungsinstrument, als Informationsquelle und als Entscheidungshilfe für Kommunen, Bürger und Unternehmen. Ziel ist es, die Energiewende vor Ort mit umfangreichem Kartenmaterial und Text-Informationen. Die digitalen Karten und die Texte sind so verknüpft, dass die relevanten Informationen schnell und unkompliziert zugänglich sind.

Das Leitmotiv des Energie-Atlas Bayern ist der sog. Energie-3-Sprung: Energiebedarf senken, Energieeffizienz steigern, Erneuerbare Energien ausbauen. Zu diesen Themen bietet er kostenlose Informationen an.

Umsetzung

Zentrales Element des Energie-Atlas Bayern bilden die digitalen Karten. Sie informieren z. B. über den Bestand an Energieerzeugungsanlagen, Potenziale für zukünftige Nutzung Erneuerbarer Energien und zu beachtende Planungsgrundlagen. So weit als möglich werden Daten und Dienste genutzt, die bereits an anderer Stelle veröffentlicht sind. Wo dies nicht der Fall ist, werden Daten eigens erfasst und als Dienste bereitgestellt.

Der Energie-Atlas bietet z. B.

- Übersicht über circa. 400.000 Erneuerbare-Energien-Anlagen in Bayern (das entspricht ca. 96% der Energieerzeugungsanlagen in Bayern)
- Günstige und weniger günstige Standorte für die Erzeugung erneuerbarer Energien (z.B. solare Einstrahlung, Windgeschwindigkeiten, günstige Gebiete für Erdwärmenutzung etc.)
- Wichtige Grundlagen, Ansprechpartner und Beispiele für Planungsvorhaben
- Gebietskulisse Windkraft als Umweltplanungshilfe für Kommunen
- Aktuelle Informationen zu Technologien, Fördergeldern und Genehmigungen
- Viele Tipps zum richtigen Vorgehen beim Einsatz erneuerbarer Energien
- Interessantes zum Energiesparen und zu energieeffizienten Techniken
- Werkzeugkasten für Kommunen und Multiplikatoren mit hilfreichen Materialien für die Arbeit vor Ort, wie z. B. eine kostenlose Leihausstellung zur Energiewende

Interaktive Elemente im Kartenteil erleichtern die Umsetzung der Energiewende:

- individuell konfigurierbare Recherchefunktion mit Download-Möglichkeit: damit können z. B. Windenergieanlagen einer bestimmten Leistung für das Repowering gesucht werden
- Solarflächenbörse: auf ihr können bayernweit Dach- und Freiflächen für Photovoltaik-Nutzung angeboten – und gesucht – werden
- Abwärmeinformationsbörse: sie zeigt Abwärmequellen und –senken für die externe Nutzung an
- Energieaktivitäten der bayerischen Kommunen: hier werden gebietsbezogen Angaben zu Energiekonzepten, Zusammenarbeit mit anderen Kommunen, Effizienzmaßnahmen etc. dargestellt. Ziel der Darstellung ist die einfachere Vernetzung der Kommunen
- Meldung von und Änderung zu Erneuerbare-Energie-Anlagen: Nutzer der Seiten können Angaben zu Anlagen ändern lassen oder Anlagen, die noch nicht dargestellt sind, melden

¹ Bayerisches Landesamt für Umwelt, Bürgermeister-Ulrich-Straße 160, Tel.: 0821/9071-5444, energieatlas.bayern@lfu.bayern.de, www.energieatlas.bayern.de

Ergebnisse

Seit Frühjahr 2011 ist der Energie-Atlas Bayern online und wurde im September 2012 mit dem Publikumspreis des bundesweiten eGovernment-Wettbewerbs ausgezeichnet. Der Energie-Atlas Bayern wird fortlaufend aktualisiert und seine Inhalte bedarfsgerecht und praxisorientiert weiterentwickelt. Die Rückmeldungen zum Energie-Atlas Bayern, seinen Inhalten und Funktionalitäten sind sowohl von Bürgern als auch von Kommunen und anderen Bundesländern äußerst positiv.

Mischpult „Energiemix Bayern vor Ort“

Wie sehen Energiebedarf und Energieversorgung in den bayerischen Gemeinden und Landkreisen zukünftig aus? Das „Mischpult - Energiemix Bayern vor Ort“ ist ein neues Analyse- und Auswerte-Tool im Energie-Atlas Bayern. Es zeigt den aktuellen Stand der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an und ermöglicht Kommunen, eigene Strommix-Szenarien zu entwickeln. Hierzu kann man auf Daten zum Stromerzeugungspotenzial aus erneuerbaren Energien im Gemeindegebiet zurückgreifen. Im Sinne des Energie-3-Sprungs lassen sich auch Maßnahmen zur Stromeinsparung berücksichtigen.

Mit dem Mischpult ist es möglich, per Mausklick die Erneuerbaren Energien beliebig zu mischen und mögliche Varianten für den zukünftigen Energiemix vor Ort durchzuspielen. Jede Kommune bekommt so die Möglichkeit, ihre Ökostrom-Potenziale interaktiv selbst abzuschätzen. Das Mischpult ermöglicht dem Nutzer, den aktuellen Stand der Versorgung mit erneuerbaren Energien in jeder Kommune zu erkennen und mögliche Zukunftsszenarien zu entwerfen. In die Berechnungen des Mischpultes fließen die lokalen Bestandsdaten und Potenziale erneuerbarer Energien ein, die bayernweit einheitlich ermittelt wurden.

- Welchen Stromanteil deckt meine Region, mein Dorf, meine Stadt bereits mit erneuerbaren Energien ab?
- Besitzen meine Region, mein Dorf, meine Stadt überhaupt Potenziale für den Bau von z. B. Windenergieanlagen?
- Gibt es Möglichkeiten mit meinen Nachbarn gemeinsam einen Windpark zu errichten und somit Synergieeffekte zu nutzen?
- Wie groß ist der Flächenbedarf für eine Biogasanlage?

Mit der gemeindeschaffen Ermittlung von Bedarfen und Erzeugung an Strom und Wärme wird eine bislang noch nicht zur Verfügung stehende bayernweite Detailtiefe erreicht. Derzeit werden die Berechnungsalgorithmen für die Einbindung der Wärme – Ermittlung des Wärmebedarfes sowie die Ermittlung des technischen Potenzials für Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien – in das Mischpult erarbeitet.

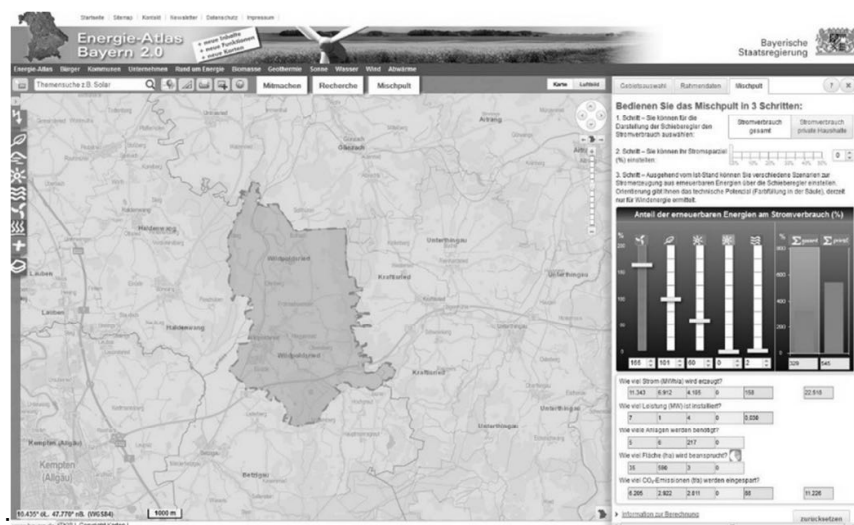


Abbildung 1: Darstellung Mischpult „Energiemix Bayern vor Ort“ im Energie-Atlas Bayern¹

¹ www.energieatlas.bayern.de

3.6 KOMMUNALE ENERGIEPLANUNG (SESSION A6)

3.6.1 Smart Styria – Vision 2050 vs. Realität – Die Smart-Cities-Aktivitäten der Energie Steiermark

Mathias SCHAFFER¹

Inhalt

Lt. 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 Energiedienstleister 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 drei mögliche Demogebiete betrachtet:

- Smart Future Graz
- iEnergy 2.0 Weiz-Gleisdorf
- Smart City Leoben

Im Rahmen der ersten Projektphase wurden die jeweiligen Visionen für das Jahr 2050 entworfen und mit entsprechenden Roadmap's ergänzt. Die aktuelle Projektphase versucht diese Vision(en) mittels konkreter Demonstrationen sichtbar zu machen („Leuchttürme“)

Die Demoprojekte werden in Rahmen großer Projektkonsortien geplant und entwickelt – dabei sind jedenfalls die integrierten, partizipativen Prozesse hervorzuheben, die die Einbindung aller Stakeholder und somit eine tragfähige und akzeptierte Vision ergeben.

Ergebnisse

- Zukunfts-Szenarien, Vision 2050
- Demoprojekte (geplant)
- Realisierungsstand IST-Situation

Die (visionären) Demoprojekte werden als „nationale Leuchtturmprojekte“ positioniert und im Zeitraum bis 2015/16 umgesetzt.

¹ Innovationsmanagement Energie Steiermark AG, Leonhardgürtel 10, A-8010 Graz, Tel.: +43 (316) 9000-53620, Fax: +43 316 9000-20869, Mobil: +43 664 6163620, mathias.schaffer@e-steiermark.com, www.e-steiermark.com

3.6.2 Gemeinden als Vorreiter in der Energiepolitik

Gerhard MORITZ¹

Öffentliche Einrichtungen übernehmen beim Klima- und Umweltschutz eine Vorbildrolle. Die e5-Gemeinden zeigen vor wie's geht!

Gemeinden sind eine der zentralen (Anlauf-)Stellen und Vorbilder in den Bereichen Klima- und Umweltschutz. Sie können – besser als jede andere öffentliche Stelle – Maßnahmen umsetzen und nicht nur über deren Umsetzung reden. Aber Energieeffizienz und erneuerbare Energien, Klima- und Umweltschutz brauchen Struktur sowie eine umfassende Sichtweise. Als Managementtool wird daher in Österreich das nachhaltig erfolgreiche „e5-Landesprogramm für energieeffiziente Gemeinden“ (e5-Programm) angewandt. Zurzeit beteiligen sich an der Klimaschutzinitiative „European Energy Award“ (eea[®], wie das Programm außerhalb Österreichs heißt) in Europa mehr als 1.200 Kommunen, in Österreich sind es – in sieben Bundesländern (außer Wien und Oberösterreich) – rd. 150 und in Kärnten 37 der 132 Gemeinden.

e5 ist ein Programm zur Qualifizierung und Auszeichnung von Gemeinden im Bereich Energieeffizienz Klima- und Umweltschutz. Kaum eine andere Initiative kann auf Gemeindeebene einen ähnlich erfolgreichen wie umfassenden und konsequenten Ansatz vorweisen. Das e5-Programm wendet sich Europaweit an Gemeinden, die den effizienten Umgang mit Energie und die Nutzung erneuerbarer Energieträger in den Vordergrund ihres Handelns stellen. Die Erreichung von internationalen und nationalen Klimaschutzziele, der schonende und nachhaltige Umgang mit Energie, sowie der effiziente Einsatz erneuerbarer Energieträger sind die wichtigsten Ziele im e5-Programm.

Zentrale Elemente sind eine intensive Betreuung der Städte und Gemeinden (die nie aufhört und so sicherstellt, dass das Thema immer präsent ist), sowie ein Europaweit gemeinsam erarbeiteter Maßnahmenkatalog, der sämtliche energierelevanten Bereiche wie

- Entwicklungsplanung und Raumordnung
- Kommunale Gebäude und Anlagen
- Versorgung, Entsorgung
- Mobilität
- Interne Organisation sowie
- Kommunikation und Kooperation

einer Gemeinde einschließt. Jährliche internationale und nationale Workshops gewährleisten, dass alle BetreuerInnen den Maßnahmenkatalog in gleicher Art und Weise anwenden. Die Auditierungen werden (in Österreich) bis zum 4-ten „e“ stets durch einen zugelassenen Auditor eines anderen durchgeführt. Das 5-te „e“ oder der „Gold-eea[®]“ kann nur von einem Auditor eines anderen europäischen Staates vergeben werden. So bleibt die Unabhängigkeit gewahrt, Bevorzugungen werden ausgeschlossen und das Managementsystem kalibriert sich von selbst. Mittels spezieller Handlungsanleitungen und Bewertungshilfen wird beim Programmeinstieg das energierelevante Potential einer Gemeinde erhoben. Insgesamt können maximal 500 Punkte vergeben werden. Kleine Gemeinden erhalten meist weniger Punkte (300 bis 400, da ihre Einflussmöglichkeiten auf bestimmte Themen eher gering sind), große Städte oder Gemeinden nähern sich zumeist der Maximal-Punkteanzahl.

Durch diese Bewertungsmethodik ist es möglich, Städte wie Düsseldorf oder Dortmund (ca. 600.000 Einwohner) mit Gemeinden wie Diex oder Trebesing (ca. 1.000 Einwohner) zu vergleichen, denn die Bewertung und Darstellung der Zielerreichung erfolgt immer relativ zum Gesamtpotential.

e5 trifft auf Gemeindeebene den Puls der Zeit. Energieeffizienz, der Einsatz erneuerbarer Energieträger, CO₂-Reduktionen, die Senkung der Energiekosten und Öffentlichkeitsarbeit in den Bereichen Klima- und Umweltschutz sind nicht nur mehr Schlagworte. In den e5-/eea[®]-Gemeinden werden diese Themen nachweislich und nachhaltig gelebt, weshalb e5 in mehreren österreichischen Bundesländern bereits in das Regierungsprogramm aufgenommen wurde und somit als klarer Arbeitsauftrag für die kommenden Jahre verankert ist.

¹ energie:bewusst Kärnten, Koschutastraße 4, 9020 Klagenfurt, Tel.: +43 (0)463 536 30881, +43 (0)463 536 30888, gerhard.moritz@ktn.gv.at, www.energiebewusst.at

3.6.3 Begleitforschung zum Berliner Volksentscheid vom 03.11.2013 über Rekommunalisierung und Stadtwerke-Gründung

Markus GRAEBIG¹

Inhalt

Am 03.11.2013 haben die Wahlberechtigten in Berlin mittels Volksentscheid über einen Gesetzentwurf zur „Rekommunalisierung und Stadtwerke-Gründung“ abgestimmt. Initiator war der „Berliner Energietisch“, eine Bürgerinitiative aus dem politisch linken Spektrum, die mit der Parole „Vattenfall den Stecker ziehen – unser Stadtwerk, unser Stromnetz, unser Berlin“ für ihre Forderungen warb. Der Volksentscheid scheiterte knapp, da das erforderliche Quorum von insgesamt 25 % der wahlberechtigten Berliner, die mit „ja“ stimmten, um 0,9 %-Punkte verfehlt wurde.

Das Fachgebiet Energiesysteme hat unter den Abstimmungsteilnehmern eine Begleitforschung zu deren Abstimmungsverhalten und Motiven durchgeführt. Die Ergebnisse helfen auch jenseits des Berliner Falls dabei, Ziele und Motive eines derzeit verbreiteten Rekommunalisierungstrends zu analysieren.

Methode

Vor insgesamt zwölf Berliner Wahllokalen – je eines pro Berliner Bezirk – wurden die Wahlberechtigten nach erfolgter Abstimmung gebeten, anonym einen Fragebogen auszufüllen („Exit Poll“). Neben der Abstimmungsentscheidung und soziodemographischen Daten (Alter, Einkommen, politische Präferenz, gegenwärtiger Energieversorger) wurden Angaben zu den Gründen für das Abstimmungsverhalten (Freitext), Einschätzungen zur aktuellen Energieversorgung und Erwartungen an ein zukünftiges Berliner Stadtwerk (jeweils mehrere Items anhand von Likert-Skalen) erhoben.

Im vorliegenden Beitrag werden eine deskriptive Auswertung der Ergebnisse und Hypothesen aus der explorativen Studie präsentiert.

Ergebnisse, Fazit, Ausblick

Die Stichprobe umfasst insgesamt 2.064 Fragebögen, davon 1.904 (92,2 %) verwertbare Fragebögen mit einem Anteil von 86,4 % „Ja“-Stimmen (gegenüber 83,0 % „Ja“-Stimmen im offiziellen amtlichen Endergebnis für Berlin). Daraus lassen sich folgende Hypothesen ableiten:

- Dominierendes Motiv für die Unterstützer des Gesetzentwurfs ist eine generelle Präferenz „Staat statt Privat“ in der Energieversorgung. Als wichtigstes inhaltliches Ziel zeigt sich die Forderung nach mehr bürgerlicher Mitbestimmung und Transparenz bei EVUs, gefolgt von der Hoffnung auf geringere Strompreise. Mit deutlichem Abstand folgt der Wunsch nach erneuerbarer, regional erzeugter Energie – ein Anliegen, welches von den Initiatoren des Volksentscheids mit besonderem Nachdruck betrieben worden war. Verbreitet zeigen sich auch Zeichen einer Protestwahl gegen Vattenfall und gegen die Berliner Politik.
- Gegner des Gesetzentwurfs haben vor allem Zweifel an der Finanzierbarkeit des Vorhabens und an der Umsetzungskompetenz der zuständigen Stellen in Berlin.
- In der Zusammensetzung der Wählerschaft zeigt sich, dass mit zunehmendem Einkommen der Teilnehmer deren Zuspruch zum Gesetzentwurf sinkt. Zusammenhänge mit dem Geschlecht oder Alter der Befragten fallen hingegen nicht auf. Getragen wird die Zustimmung zum Gesetzentwurf vor allem von Anhängern des linken politischen Spektrums – eine absolute Mehrheit der „Ja“-Stimmen stammt aus den Reihen der Parteien „Die LINKE“ und „Die Grünen“.

¹ Fachgebiet Energiesysteme der TU Berlin, Tel.: +49 30 314-28163, Fax: +49 30 314-26908, markus.graebig@tu-berlin.de, www.ensys.tu-berlin.de/menu/home

Besonders überraschend ist der Befund, dass die Forderung nach „Mitbestimmung“ für die Wahlberechtigten eine so herausragende Rolle spielt.

Hingegen sind ökologische Ziele den Wahlberechtigten zwar nicht unwichtig, jedoch stehen sie im Vergleich zu anderen Zielen (Mitbestimmung, Preise, Sozialtarife) weit am Ende der Wunschliste.

Nicht nur für Stromversorger in Berlin sollte daher von großem strategischen Interesse sein, wie das Partizipationsbedürfnis der Kunden befriedigt werden kann. Hierzu ist weitere Forschung erforderlich.

3.6.4 Small-scale, Big Impact – Utilities' New Business Models for „Energiewende”

Wolfgang Arthur MARKO¹

Introduction

The European electricity industry looks back on two decades of major changes: The liberalization has just been mastered, but the rising diffusion of renewable energy generation and especially small-scale distributed renewable energy generation (DREG) poses new challenges. Electricity from renewables has priority in the grid and is supported by feed-in-tariffs in many countries in order to realize the “Energiewende”. Hence, big power plants have to be operated under partial load for long periods and therefore do not reach their full efficiency and specific electricity production costs (€/kWh) rise. This puts pressure on the fossil power plants, and many modern and efficient combined-cycle gas turbine plants (CCGT) are switched off. Consequently, the classic utility business model (UBM) summarized as “invest in a plant, earn a return, and turn the meters” is seriously challenged and additional business models (BM) for DREG seem vital.

This paper addresses the questions of how utilities can survive the “Energiewende” and even benefit from the diffusion of renewable energy, which roles utilities can play in a combined centralized-distributed electricity generation, and which BMs could be suitable for small-scale DREG. Therefore, we introduce the major challenges for the utilities and their BMs concerning “Energiewende”

- the development targets for renewable energies,
- the cost pressure and aging of conventional power plants,
- the change of customer interests and their bargaining position, and
- the role of industries' cognitive barriers concerning DREG.

Based on the results of a real-world BM research (Marko et al. 2013), we present a new generic BM development tool for DREG and five new utilities' BMs for small-scale DREG focused on optimized energy solutions for the customers and suitability regarding market potential and utilities' capabilities.

Methodology

This paper is based on the results of a joint project with partners from academia and a large Austrian utility, which has already gained some experience in DREG, but wanted to establish a broader, more systematic approach in this field. Thus, we were interested in possibilities for integrating small-scale DREG units (< 250 kWel) into the value creation and proposition of utilities – two of the core elements of a BM. Therefore, we investigated the BM situation of utilities worldwide (n = 11), which are using renewable energy technologies at micro- or small-scale level (< 250 kWel) and conducted brief literature research on BMI in the field of renewable energies. The outcome of this analysis was used (1) to illustrate the challenges of European utilities concerning “Energiewende”, (2) to sketch utilities' real-world BMs with the help of Business Model Canvas (Osterwalder & Pigneur 2010) and (3) to develop the different characteristics for the BM morphology², a specific morphological field scheme (Zwicky & Wilson 1967). Using this tool, the results of the qualitative real-world BM research, and the literature base we (4) developed specific BMs for small-scale DREG.

Findings

The results are twofold: Firstly, a generic tool for BM development for small-scale DREG framed as morphological fields (Figure 1) and secondly, five concrete new utilities' BMs for mass and individual customers from a technological perspective (Figure 2) are presented. These are named (1) Combined Heat and Power Plant Contracting, (2) Fuel Cell Contracting, (3) Complete Service Package, (4) Heat Intensive and (5) Power Intensive. The BMs are focused on optimized energy solutions for the customers and suitability regarding market potential as well as utilities' organizational capabilities.

¹ TU Graz, Institut für Unternehmensführung und Organisation, Kopernikusgasse 24/IV, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873 7503, wolfgang.marko@tugraz.at, ufo.tugraz.at

² Morphological fields have already been used to structure and analyze BMs in other industries (Lay et al. 2009)

Characteristic	Subcharacteristic	Expression								
Customer Interface	Customer segments	Mass Customers			Individual Customers					
		One-family dwelling	Flat	Agriculture	Trade and small Industry	Multiple dwelling	medium-sized Property	Hotel industry	Municipality	Local heat network
	Distribution channels	Own						Partner		
		Sales force	Online			Events	Partner stores	Online		
Relationships	Customer acquisition			Customer retention			Upselling			
	Personal assistance	Key Account	Automated	Personal assistance	Key Account	Automated	Personal assistance	Key Account	Automated	
Value Proposition	Products and services	low complexity			medium complexity				high complexity	
		Power	Heat	Service / Maintenance	Insurance	Consulting	Provision of facilities	Planning and Installation	Ownership/ Contracting	Operation
Infrastructure Management	Key activities	Energy management	Primary energy carrier management	Risk pooling		Consulting	Facility sales	Project management	Facility administration	Facility operation
	Key resources	Know-how			Manpower				Facility	Financing and Funding
		Operation	Market	Technology	Consulting	Operations	Services	Sales		
Key partners	IT companies	Agents / consultants	Financier	Facility manufacturers	Installers	Operators	Service partners			
Financial Aspects	Revenue model	Product-related			Product- and service-related			Service-related		
		Feed-in	Base rate	Output-related fee	Facility sale	Facility contracting	Performance contracting	Consulting	Operation	Service/Maintenance/ Insurance
	Cost structure	IT costs	Infrastructure costs	Primary energy carrier	Total facility costs	Shared facility costs	Consulting	Operation	Service/Maintenance/ Insurance	Sales and Marketing

Figure 1: Business Model Morphology for Small-scale Distributed Renewable Energy Generation

Customer Segment Business Model Technology	Mass Customers		Individual Customers		
	BM 1	BM 2	BM 3	BM 4	BM 5
	Combined Heat and Power Plant Contracting	Fuel Cell Contracting	Complete Service Package	Heat Intensive	Power Intensive
Combined Heat and Power Plant	✓		✓	✓	✓
Fuel cell		✓	✓		
Small Wind Turbine			✓		
Small Hydro Power			✓		
Photovoltaics			✓	✓	✓
Thermal Storage		✓	✓	✓	✓
Electric Storage		✓	✓	✓	✓

Figure 2: Small-Scale Distributed Renewable Energy Generation Business Models and their Technology Fit

Literature

Marko, W.A., Granda, J.A. & Vorbach, S., 2013. Energiewende – Utilities’ New Business Models for Distributed Renewable Energy Generation, Paper presented at the Corporate Responsibility Research Conference CRRC 2013 in Graz, Austria, 12th-13th September 2013, (in press) Available at: <http://isis.uni-graz.at/de/forschen/isis-reports/>

Osterwalder, A. & Pigneur, Y., 2010. Business Model Generation, Hoboken: John Wiley & Sons Inc.

Zwicky, F. & Wilson, A.G. eds., 1967. New methods of thought and procedure. Contributions to the Symposium on Methodologies, New York: Springer.

3.6.5 Renewable Energy Monitoring, Control and Simulation for Small Community Heating Networks (rem / rec / res)

Evelyn LANG(*)¹, Stefan SPANN(*)¹, Manfred TRAGNER²

Problemstellung und Ausgangssituation

Nah- und Fernwärmenetze haben eine große Bandbreite an hochentwickelter Elektronik, die Fernüberwachung, -steuerung und zusätzliche Services der Wärmesysteme ermöglichen. Es gibt verschiedene Soft- und Hardwareanwendungen auf unterschiedlichen Niveaus mit verschiedenen Formaten und Schnittstellen, die ohne miteinander zu kommunizieren arbeiten.

Speziell bei kleinen Wärmenetzen (bis zu 5 MW_{th}) gibt es keine Verbindung zwischen den verschiedenen Steuer- und Regelsystemen. Es wird daher ein erhebliches Optimierungs- und Effizienzsteigerungspotenzial bei bestehenden Systemen vermutet.

Zielsetzung und Methodik

Mit Bezug auf die zuvor beschriebene Problemstellung ist das Hauptziel des Vorhabens die Überprüfung der Machbarkeit eines übergeordneten Energiemanagementsystems für kleine und mittlere Wärmenetze. Um eine Aussage darüber treffen zu können, sind folgende Schritte erforderlich:

- Analyse der vorhanden Daten und Komponenten.
- Erhebung der wesentlichen Modellierungsparameter für das Wärmesystem und für weitere Erneuerbare und Wärmequellen.
- Erarbeitung eines Simulationsmodells für ein entsprechendes Wärmenetz in Matlab/Simulink.
- Evaluierung von Effizienzsteigerungspotenzialen mit Hilfe des Simulationsmodells und Abschätzung der Integrationsmöglichkeiten weiterer erneuerbarer Wärmequellen.
- Abschätzung der Möglichkeit zur Entwicklung eines übergeordneten Energiemanagement-systems.

Ergebnisse und Erkenntnisse

Erhebung der Daten, Komponenten und Schnittstellen

Die Datenerhebung wurde an zwei ausgewählten Heizwerken des Projektpartners ASTRA BioEnergie GmbH durchgeführt. Dabei wurden die Komponenten des bestehenden Systems und mögliche Erweiterungen um vorhandene Wärmequellen untersucht. Es wurden die Komponenten dokumentiert, die Schnittstellen analysiert und die Daten ausgelesen. Die Hauptparameter des Erzeugungssystems, die Netzstrukturdaten und die Lastgänge (Erzeugung und Verbrauch) wurden ebenfalls bei den beiden Nahwärmesystemen erhoben. Für die Möglichkeit zur Erweiterung des Wärmesystems um weitere erneuerbare Wärmequellen und Speichermöglichkeiten, wurden die notwendigen Parameter durch Literaturrecherche und Herstellerbefragungen gewonnen. Zusätzlich wurden die Solarstrahlung und die Referenztemperatur (ZAMG) erhoben, um eine Abschätzung der Möglichkeit zur Integration von solarthermischen Anlagen vornehmen zu können. Die vorhandenen Daten wurden in ein weiterverarbeitbares Format gebracht und in einer Datenbank zusammengeführt.

Hinsichtlich der Datenmenge kann für kleinere und mittlere Wärmenetze von etwa 285 Sensoren (Erzeugung, Netz und Verbraucher) ausgegangen werden. Bei minutengenauer Aufzeichnung ergibt dies ca. 40.000 Werte pro Tag und hochgerechnet für ein Jahr, kann von einem Datenvolumen von ca. 150 Mio. Messwerten für eine Anlage gesprochen werden.

¹ 4ward Energy Research GmbH, Zweigstelle Graz, Reininghausstraße 13A, 8020 Graz, {Tel.: +43 664 88 500 35 8, evelyn.lang@4wardenergy.at}, {Tel.: +43 660 48 045 77, stefan.spann@4wardenergy.at}, www.4wardenergy.at

² 4ward Energy Research GmbH, Tannengasse 18/6 A-1150 Wien, Tel.: +43 664 88 500 33 7, manfred.tragner@4wardenergy.at, www.4wardenergy.at

Um die Probleme der Datenmengen, der unterschiedlichen Zeitaufösungen und der Fehlerwerte zu lösen, wurde ein relationales Datenmodell für die Archivierung und Auswertung der Messdaten entwickelt. Für das Projekt wird ein Softwaretool (ASREM) bereitgestellt, welches den Datenimport, die Datenüberprüfung und die Generierung von Analysevektoren für eine beliebige Anzahl von Heizwerken und den dazugehörigen Nahwärmeverteilernetzen mit den Verbrauchern erlaubt. Das Tool ist darüber hinaus dazu geeignet, die erforderlichen Informationen für die Meilensteine aus QM-Heizwerke zu liefern, sowie grafische Auswertungen der importierten Daten zur Verfügung zu stellen. Die Rohdaten stehen zur Kontrolle in der Datenbank unverändert zur Verfügung.

Im Zuge der Datenanalyse wurde ersichtlich, dass in der Datenerhebung und –aufzeichnung der Heizwerke Messfehler vorkommen, die für die Simulation bereinigt werden müssen und die in weiterer Folge für ein entsprechendes Echtzeitoptimierungstool erkennbar und handhabbar sein müssen. Dieser Umstand wurde bei der Simulation berücksichtigt und die Arbeiten entsprechend angepasst.

Modellbildung und Simulation

Basierend auf den vorhandenen Daten und den erarbeiteten mathematischen und funktionellen Zusammenhängen des Systems, wurde das Modell für ein Referenzheizwerk in MATLAB/Simulink erstellt. Dabei erfolgte zunächst eine separate Betrachtung der Erzeuger- und Verbraucherseite, wobei das Modell grundsätzlich in einzelne Blöcke z.B. Kessel, Speicher usw. gegliedert ist. In weiterer Folge wurden die einzelnen Komponenten zu einem Gesamtsystem zusammengeführt.

Bei der Simulation des Gesamtnetzes wurden drei unterschiedliche Szenarien berechnet. Einerseits wurde durch Veränderung und Anpassung von einstellbaren Parametern versucht, eine Verbesserung der Gesamteffizienz des Wärmesystems zu erreichen (Szenario A). In einem zweiten Szenario wurden die Auswirkungen der Integration einer solarthermischen Anlage (308 m² Kollektorfläche), deren produzierte Wärme in den Netzzrücklauf eingespeist wird, betrachtet, mit dem Sinn, das nachhaltige Optimum für das Wärmenetz zu finden (Szenario B). Ein drittes Szenario berechnet die Auswirkungen der Kombination aus Optimierung und Integration einer zusätzlichen Wärmequelle (Szenario C). Anhand der Ergebnisse der unterschiedlichen Szenarien, konnten die zu erwartenden Systemkosten und möglichen Einsparungen (Brennstoff, Strom, CO₂-Emissionen) bestimmt werden.

Auf Basis der erhaltenen Ergebnisse kann auf Grund der zu erwartenden Systemkosten eines übergeordneten Energiemanagementsystems und der erzielbaren Einsparungen, von einer Amortisationszeit von knapp 19 Jahren ausgegangen werden. Der Nutzen einer Implementierung eines übergeordneten Energiemanagement-Tools erscheint daher, unter den gegebenen bzw. angenommenen Rahmenbedingungen, für kleine und mittlere Wärmenetze zu gering, im Vergleich zum (finanziellen) Aufwand.

Ausblick

Das Optimierungspotenzial kann als weitaus größer eingeschätzt werden, da für das Referenzheizwerk die Daten hinsichtlich weiterer Optimierungsmöglichkeiten (Kesselschaltung, Leistungsregelung, etc.) nicht zur Verfügung standen und daher diesbezüglich weitere Untersuchungen durchgeführt werden müssen.

Ebenso ist eine Erweiterung des Import- und Analysetools, z.B. Abbildung der Topologie des Nahwärmenetzes, Erfassung informeller Daten, sowie Interaktionen im Betrieb und Einbau zusätzlicher Sensoren im System (z.B. Brennstoffmenge, Heizwert, Pumpendrehzahl, usw.), geplant.

Durch weitere Untersuchungen und Adaptierungen des Modells können mit Sicherheit zusätzliche Einsparungspotenziale identifiziert und Schritte hinsichtlich der Entwicklung und Implementierung eines übergeordneten Energiemanagementsystems für kleine und mittlere Wärmenetze gesetzt werden.

3.6.6 Anwendung der Monte-Carlo-Simulation als Entscheidungsmodell für kommunale Energiekonzepte

Martin TSCHURTSCHENTHALER(*)¹, David KOCH¹

Inhalt

Bei der Umsetzung der Energiewende wird Gemeinden und Regionen eine tragende Rolle zugeschrieben. Die Erstellung eines kommunalen Energiekonzepts dient dabei als wichtige Grundlage für weitere Maßnahmen. Dieses soll auf Basis einer Bestands- und Potenzialanalyse verschiedene Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sowie des Anteils an regenerativer Energieerzeugung in der Gemeinde aufzeigen und bewerten. Die Fülle an Möglichkeiten zur nachhaltigen Energienutzung bewirken zumeist jedoch mehrere Unsicherheiten und Hemmnisse. Darüber hinaus fordern unterschiedliche Strukturen in jeder Gemeinde eine möglichst individuelle Betrachtung. So kann die jeweilige Technologie nur unter Berücksichtigung der vorhandenen Energiequellen und einer geeigneten Abnahmestruktur effizient umgesetzt werden. Die Zielsetzung liegt in der objektiven Bewertung unterschiedlicher Anlagentechnologien zur Steigerung des Anteils der regenerativen Energieerzeugung in einer Gemeinde.

Methodik

Der Fokus dieses Beitrags beschäftigt sich mit den Ausbaumöglichkeiten von Technologien zur regenerativen Strom- und Wärmeversorgung auf kommunaler Ebene. Dazu wurde ein Berechnungsmodell erstellt, welches der Gemeinde einen ökonomischen Vergleich verschiedener Anlagen und Leistungsklassen aufzeigt. Ein Schwerpunkt dabei liegt in der Aggregation der Risiken jeder Technologie. Hierzu wird die Monte-Carlo-Simulation als Werkzeug zur Auswertung einer möglichst großen Anzahl an durchgeführten Szenarien angewendet. Ein aufbauendes Bewertungssystem zeigt der Gemeinde die Chancen zur Nutzung erneuerbarer Energien. Unter Berücksichtigung der vorhandenen Potenziale und Budgetrestriktionen wird eine Priorisierung der realisierbaren Möglichkeiten auf dem Gemeindegebiet erstellt.

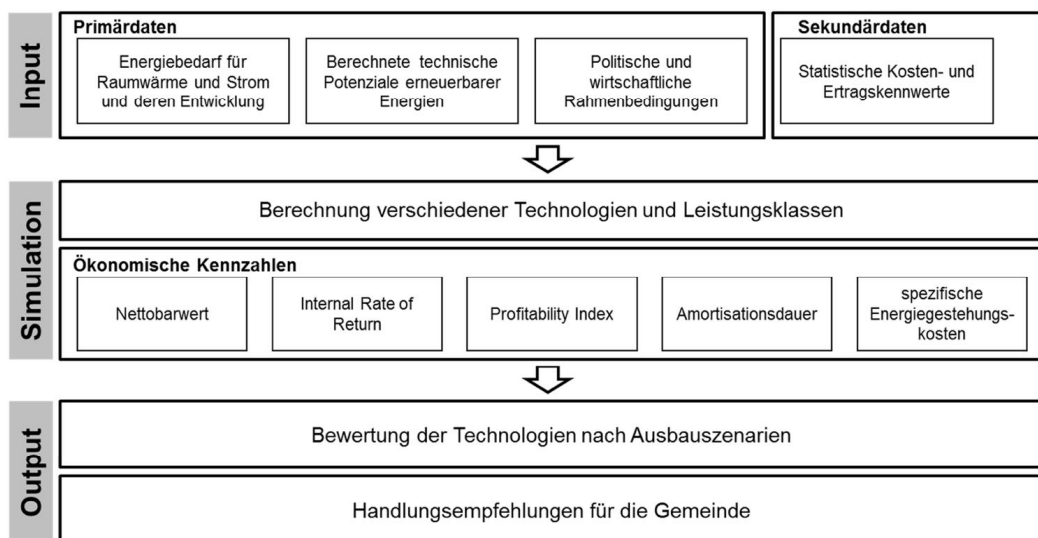


Abbildung 1: Struktureller Aufbau des Entscheidungsmodells

Die erste Abbildung zeigt dazu den strukturellen Aufbau dieses Entscheidungsmodells. Die gemeindespezifischen Primärdaten werden mit den technisch-ökonomischen Sekundärdaten verknüpft. Das Modell simuliert darauf aufbauend die unterschiedlichsten Anlagenformen zur Nutzung erneuerbarer Energien. Diese werden anschließend nach wirtschaftlichen und ökologischen Parametern priorisiert und stellen der Gemeinde damit ein Ausbauszenario dar.

¹ Fachhochschule Kufstein Bildungs- GmbH, Andreas Hofer Straße 7, 6330 Kufstein, Tel.: 0043 5372 71819 138, Fax. 0043 5372 71819 104, martin.tschurtschenthaler@fh-kufstein.ac.at, www.fh-kufstein.ac.at

Ergebnisse

Die Anwendbarkeit dieses Modells wurde am Beispiel der Gemeinde Roppen in Tirol getestet. Dabei wurden bestimmte Ausbaustufen auf deren Wirtschaftlichkeit untersucht. Unter Berücksichtigung des investitionsbedingten Risikos konnte daraus ein Ausbauszenario erstellt werden. Die Monte-Carlo-Simulation liefert dazu eine Aggregation der unterschiedlichen Renditen und Risiken. Diese Informationen dienen für die Priorisierung der Ausbaustufen.

Unten stehende Abbildung fasst die ökonomisch sinnvollste Ausbaustrategie zusammen. Dabei werden in einzelnen Schritten die Kosten verschiedener Ausbaustufen dargestellt. Die Budgetgrenze richtet sich nach den derzeitigen Ausgaben für die Strom- und Wärmeversorgung. Neben den Kosten wird auf der Sekundärachse die prozentuale Energieerzeugung in der Gemeinde dargestellt. Die Analyse zeigt, dass der Anteil an regenerativen Energien zur Strom- und Wärmeversorgung bis zum Jahr 2035 auf über 50% gesteigert werden kann.

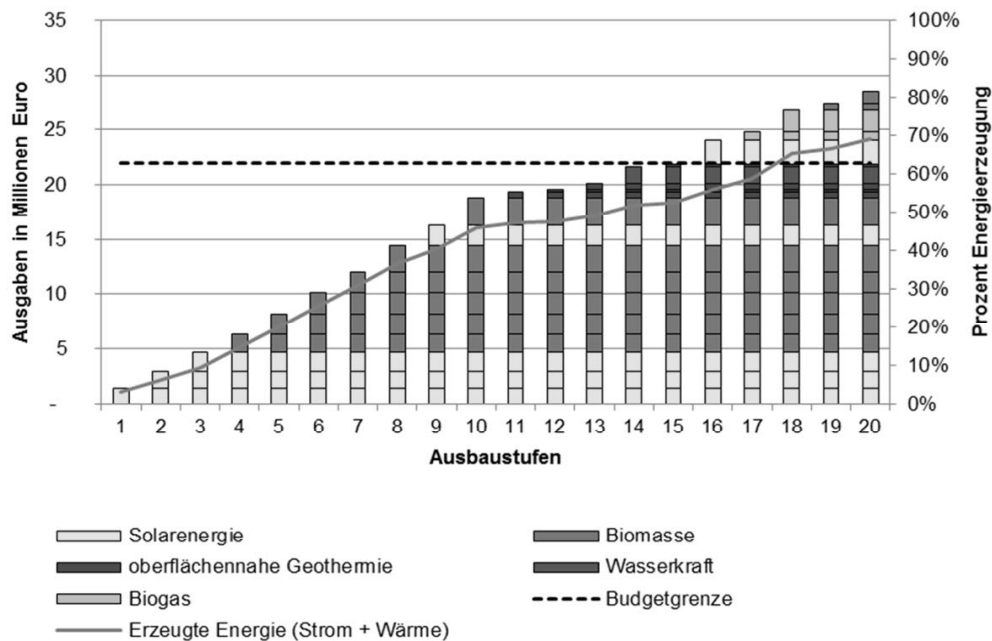


Abbildung 2: Ausbauszenario für erneuerbare Energien in der Gemeinde Roppen

Dieses Entscheidungsmodell wird im Rahmen eines kommunalen Energiekonzepts zur Darstellung zukünftiger Maßnahmen zur regenerativen Energieversorgung angewendet. Es zeigt die Möglichkeiten zum Ausbau erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung der Energiepotenziale und des vorhandenen Budgets. Die Gemeinde erhält hierbei eine Auswertung hinsichtlich ihrer Chancen einer verstärkten Eigenenergieerzeugung und der damit verbundenen Unabhängigkeit gegenüber fossiler Ressourcen. Im Rahmen eines Energieleitplans lassen sich diese Erkenntnisse direkt in unterschiedliche Handlungsempfehlungen überleiten.

4 STREAM B: FLEXIBILISIERUNG UND SPEICHER

4.1 BATTERIEN (SESSION B2)

4.1.1 Considerations for an Innovative High Temperature Battery in Power Plant Applications

**Cornelius M. BERGER(*)¹, Joachim GESKE², Peter ORZESSEK¹,
Oleg TOKARIEV¹, Qingping FANG³, Norbert H. MENZLER¹,
Martin BRAM¹, Hans-Peter BUCHKREMER¹**

Abstract

A novel high temperature battery based on the concept of the Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) is presented. The battery could be used to economically optimize the part load properties and the long term durability of conventional power plants due to the use of cheap iron- and calcium-based storage materials providing a high theoretical capacity of roughly 1,300 Wh/kg. The elevated working temperature of 800 °C makes the battery applicable where high quality heat is available and needed. In this paper an economical consideration leads to general design recommendations for this battery which at the moment operates with current densities of 150 mA/cm² and approximately one hour charging/discharging time at cell voltages between 0.7-1.2 V.

Introduction

Any technology for storing electrical energy provides the opportunity of decoupling generation and usage of electricity. This can be beneficial whenever there is a temporal change of electricity generation cost due to load variation or fluctuating availability. Latter becomes especially true, when augmenting the grid with power sources (renewables) with a possibly large discrepancy between actual and rated power input. In this case, energy storage can substitute the increase of rated power or even render additional flexible power plants unnecessary.

Since conventional storage technologies (e.g. pumped hydro) lack the possibility of considerable expansion, electrochemical storage can be an alternative. However, due to high investment costs this option has not been implemented on large scale so far. Therefore technological alternatives with low investment costs are needed. An innovative concept that fulfills these requirements is the Rechargeable Oxide Battery (ROB) which will be presented in this paper.

General Overview

The Rechargeable Oxide Battery (see Figure 1) is based on a Solid Oxide Cell (SOC) that operates in turns as fuel cell (SOFC) and as electrolyzer (SOEC). The SOC is coupled with a storage material which provides and absorbs reactants at the fuel side. Whereas a classical fuel cell or electrolyzer system needs continuous delivery and removal of fuel gases the integrated storage material enables the system to be operated as a battery in a semi-closed system, which saves all cost related to gas delivery and conditioning. At the air side a simple passive air vent or a small fan suffices.

¹ Forschungszentrum Jülich GmbH Institut für Energie und Klimaforschung IEK-1, Wilhelm Johnen Strasse, 52428 Jülich, {Tel.: 02461619705, c.berger@fz-juelich.de}, {Tel.: 02461619705, p.orzessek@fz-juelich.de}, {Tel.: 02461612971, o.tokariiev@fz-juelich.de}, {Tel.: 02461613059, n.h.menzler@fz-juelich.de}, {Tel.: 02461616858, m.bram@fz-juelich.de}, {h.p.buchkremer@fz-juelich.de}, www.fz-juelich.de

² Forschungszentrum Jülich GmbH Institut für Energie und Klimaforschung IEK-STE, Wilhelm Johnen Strasse, 52428 Jülich, Tel.: 02461611722, j.geske@fz-juelich.de, www.fz-juelich.de

³ Forschungszentrum Jülich GmbH Institut für Energie und Klimaforschung IEK-3, Wilhelm Johnen Strasse, 52428 Jülich, Tel.: 02461611573, q.fang@fz-juelich.de, www.fz-juelich.de

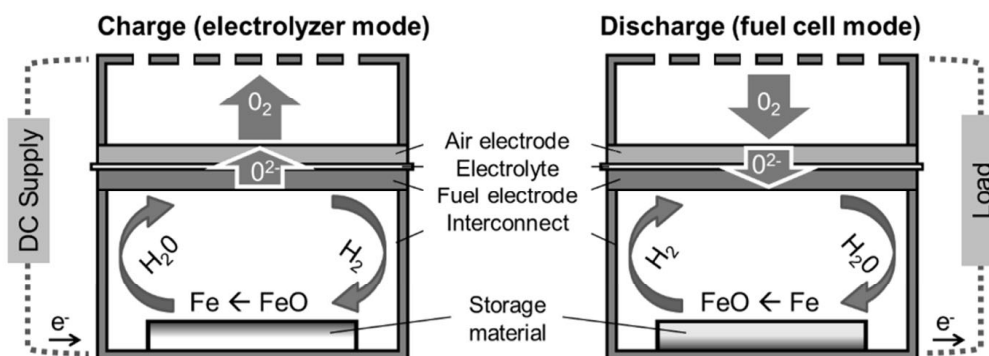
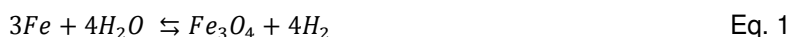


Figure 1: Schematic of working principle of a ROB in discharge and charge operation according to [Tokariiev et al., J. Power Sources, submitted Nov. 2013]

As depicted in Figure 1, in charge operation (electrolyzer mode) electrons are used to split steam into hydrogen and oxygen ions. Whereas the oxygen ions diffuse through the electrolyte to the air electrode hydrogen is used to reduce iron oxide. The thereby generated steam is ready for further electrolysis. The ROB is charged when all of the iron oxide based storage material is reduced to metallic iron. Conversely, in discharging operation iron is oxidized with steam, leading to hydrogen which can be used in fuel cell operation.

Using iron based storage the battery provides a cheap way of storing large amounts of energy in a relatively low amount of storage material. Below, the governing chemical equations of the system are shown, where Eq. 1 describes the reversible reaction of the atmosphere with the storage material and Eq. 2 and Eq. 3 represent the well-known reactions at the respective electrodes of the SOC.



The iron based storage material yields a theoretical capacity of roughly 1,300 Wh/kg. First experiments show that the battery in the current design displays charging/discharging durations of about one hour and current densities of 150 mA/cm² at a cell voltage of approximately 0.7-1.2 V. Experimental work is conducted with the aim to optimize material properties, specifically to increase capacity and kinetics while at the same time to reduce degradation effects and establish a lower operating temperature. In order to reduce cost, different manufacturing routes of the storage material such as tape-casting and extrusion are currently under investigation.

Possibly, the main advantage over other electrochemical storage devices such as lithium-ion batteries is the lower investment costs of used materials. Compared to conventional SOEC/SOFC systems, especially the operating costs will be lower mainly due to avoided gas conditioning (purity, storage, pumping, metering and thermal losses).

From the specific technical operation conditions of the battery – especially the temperature - two applications are most promising: Firstly the operation of the battery in high frequency for stabilization purpose of the electricity network and secondly the operation in combination with conventional power plants. The economical prospect of these applications is estimated on the basis of cost and revenue considerations that include an energy market analysis and an optimized operation management. Thereby the analysis also reveals requirements for the technology development.

Acknowledgements

The authors would like to thank all involved technicians and fellow researchers that contributed to this article. This work is financially supported by the German Federal Ministry of Education and Research under the project number 03EK3017.

4.1.2 Die Rolle dezentraler Speichertechnologien aus technischer Sicht am Beispiel von Symbiose

Sabina BEGLUK(*)¹, Christoph GROß(*)¹, Christoph MAIER(*)¹,
Markus HEIMBERGER¹, Wolfgang GAWLIK¹

Motivation und zentrale Fragestellung

Der weitere Ausbau regenerativer Erzeuger ist unumgänglich für die Erreichung der „2020 Ziele“ in Österreich.[1] Bei den auszubauenden regenerativen "Erzeugungstechnologien" handelt es sich vorwiegend um Windkraft, Photovoltaik (PV) und Biomasse. Das bestehende Stromnetz ist aber nicht für die volatile Einspeisecharakteristik von Windkraft und PV, die auch nur bedingt steuerbar ist, ausgelegt. Aus diesem Grund kann es häufig zu Grenzverletzungen im Stromnetz wie z.B. Überlastung der Betriebsmittel oder Nichteinhaltung des zulässigen Spannungsbandes kommen. Zur Vermeidung der Überlastung der Betriebsmittel werden derzeit vorwiegend der Netzausbau und die Abregelung der regenerativen Einspeiser diskutiert. Demgegenüber existieren andere Maßnahmen, um die Spannungshaltung im Netz zu beeinflussen, wie z.B. Einsatz eines Stufensteller-Transformators (Hoch-/Mittelspannungsebene), Integration der regelbaren Ortsnetztransformatoren, Q(U)-Regelung der PV-Wechselrichter. Ein anderes Lösungskonzept für Handhabung beider Problemstellungen ist die Integration dezentraler Speichertechnologien. Ziel dieser Arbeit ist es zu zeigen, wie mit dem Einsatz dezentraler Speichertechnologien lokal der Erzeugungs-Last-Ausgleich durchgeführt werden kann, um Grenzverletzungen im Stromnetz entgegenzuwirken. Die präsentierten Methoden beruhen auf der Arbeit des Forschungsprojekts „Symbiose“.[2]

Methodische Vorgangsweise

Die Ausgangssituation für die Beantwortung der zentralen Fragestellung ist ein repräsentatives ländliches Verteilnetzgebiet aus dem Forschungsprojekt Symbiose. Basierend auf den ermittelten regenerativen Potentialen und der Verbraucherlast des ländlichen Modellnetzes ergeben sich die in der Abbildung 1 dargestellten Residuallastschwankungen für eine charakteristische Sommerwoche. Die dargestellten Residuallastschwankungen führen zu den erwähnten Grenzverletzungen im Netz.

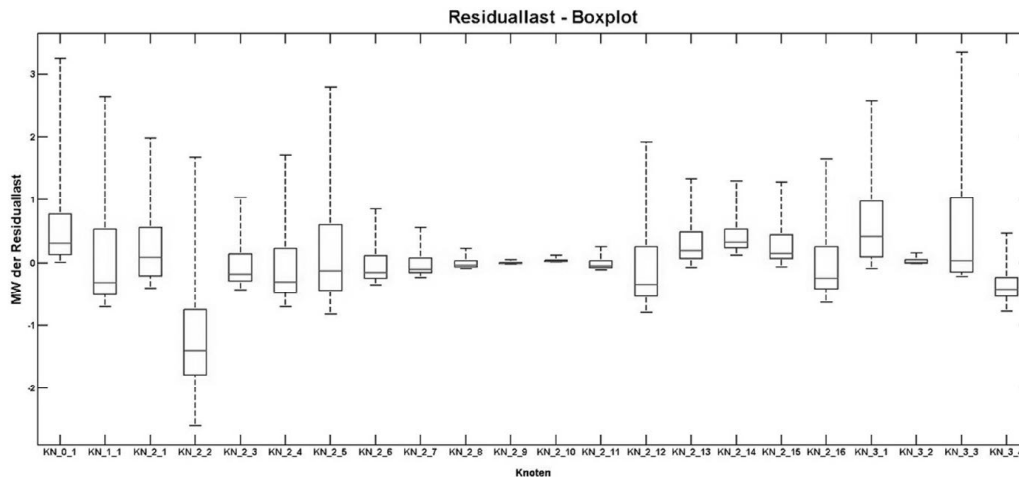


Abbildung 1: Residuallast des ländlichen Verteilnetzgebietes für eine charakteristische Sommerwoche

Dezentrale Speichertechnologien können hier Abhilfe schaffen, indem sie in Zeiten großen Dargebots Leistung aufnehmen und in Zeitpunkten geringen Dargebots benötigte Leistung wieder abgeben, damit die Einhaltung der zulässigen Netzgrenzwerte gewährleistet ist. Um Aussagen bezüglich der Positionierung, Dimensionierung und Bewirtschaftung der dezentralen Speicher eines Verteilnetzgebietes machen zu können, wird eine Gesamtsystemoptimierung durchgeführt.

¹ Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25-29/E370-1; 1040 Wien, begluk@ea.tuwien.ac.at; Tel.: +43-1-58801-370-135, www.ea.tuwien.ac.at

Die Optimierung des Gesamtsystems wird mit der Software GAMS als ein lineares Problem abgebildet. Die Topologie des Modells ist in der Abbildung 2 dargestellt. Die Zielfunktion des Optimierungsmodells ist die Minimierung der Gesamtsystemkosten. Diese setzen sich aus unterschiedlichen Kostenparametern zusammen. In dieser Arbeit werden nur Kostenfaktoren inkludiert, die für die Einhaltung von Strom- und Spannungsgrenzen und für die Sicherstellung einer verlustarmen Energieversorgung des Verteilnetzes anfallen. Demgemäß zählen die Installationskosten der Speichertechnologien (energie- und leistungsbezogene Kosten) und die Kosten der Verlustenergie, die vom Netzbetreiber getragen werden müssen, zu den Gesamtsystemkosten. In der Arbeit von [3] werden weitere Kostenparameter in die Zielfunktion integriert, um wirtschaftliche Anreize für die Integration dezentraler Speichertechnologien aufzuzeigen und die Rolle dezentraler Speicher in dieser Hinsicht zu beschreiben. Diese Geldflüsse sind in der dargestellten Topologie des Optimierungsmodells als ausgegraute Blöcke präsentiert.

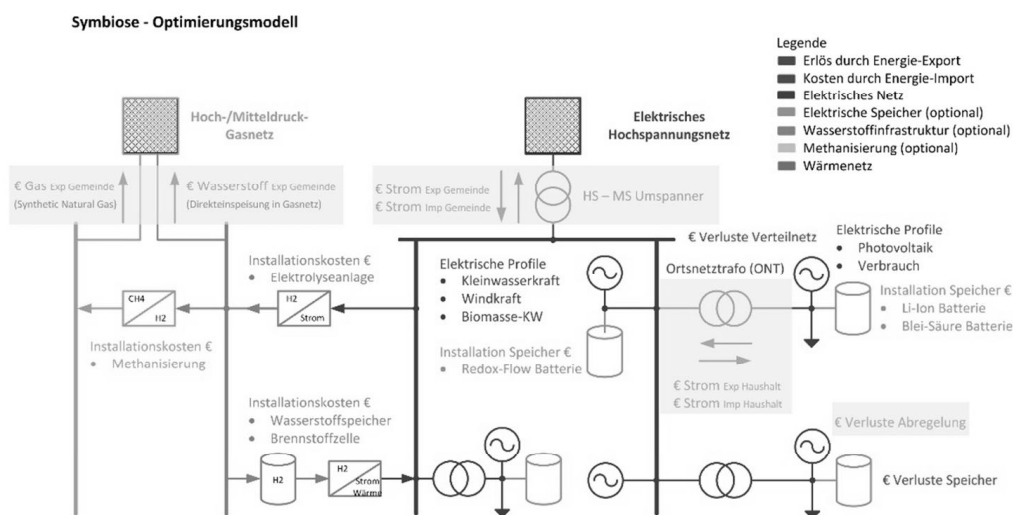


Abbildung 2: Topologie des Optimierungsmodells

Das lineare Optimierungsmodell erfordert die Definition linearer Nebenbedingungen für die Bestimmung der optimalen Lösung. Aus diesem Grund wird die AC-Lastflussberechnung durch ein DC-Lastflussmodell in GAMS abgebildet. Die Speichermodellierung besteht auch aus linearisierten Nebenbedingungen. Die optimierten Ergebnisse werden durch die Lastflussberechnungssoftware PSS[®] SINCAL überprüft, um die Richtigkeit der Optimierung bezüglich den nichtlinearen Gleichungen der AC-Lastflussberechnung zur überprüfen.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Es hat sich bei den ersten Optimierungsdurchläufen herausgestellt, dass aus technischer Sicht die Rolle der Speicher (Lithium-Ionen und Blei-Säure Batterie) nach dem Ortsnetztransformator entscheidend für die Einhaltung der Netzgrenzwerte ist. Die Speicher der Mittelspannungsebene (Redox-Flow Batterie und Power-to-Gas Technologie) kommen anhand dem Optimierungsmodell nicht zum Einsatz. Die Größe und die Anzahl der Speicher ändern sich nicht mit der Berücksichtigung der Verlustenergiekosten, die vom Netzbetreiber gewährleistet werden müssen. Im weiteren Verlauf werden Optimierungsdurchläufe mit unterschiedlichen prognostizierten Speicherkosten pro Speichertechnologie durchgeführt, um den Einsatz zwischen Blei-Säure Batterie und Lithium-Ionen Batterie bezüglich den Speicherkosten ausdifferenzieren zu können.

Literatur

- [1] BMWFJ(Hrsg.): Nationaler Aktionsplan 2010 für erneuerbare Energie für Österreich (NREAP-AT)
- [2] Begluk, S.; et al.: SYMBIOSE und Speicherefähigkeit von dezentralen Hybridsystemen; IEWT 2013, 13.-15.2.2013, Wien
- [3] Heimberger, M.; et al: Die Rolle dezentraler Speichertechnologien aus wirtschaftlicher Sicht - am Beispiel von „Symbiose“, EnInnov 2014, Graz (eingereicht)

4.1.3 Die Rolle dezentraler Speichertechnologien aus wirtschaftlicher Sicht am Beispiel von Symbiose

Markus HEIMBERGER¹, Sabina BEGLUK(*)¹, Christoph GROISS(*)¹,
Christoph MAIER(*)¹, Wolfgang GAWLIK¹

Motivation

Aufgrund der im European Strategic Energy Technology Plan (SET-Pan) [1] für das Jahr 2020 festgelegten Ziele, wird eine Reduktion der Treibhausgasemissionen und Erhöhung des Energieanteils an erneuerbaren Energieträgern gefordert. Diese sind jedoch mit hoher fluktuierender Erzeugung behaftet. Aus diesem Grund wird in [2] untersucht welche Rolle dez. Speicher für den lokalen Erzeugungs-Last-Ausgleich aus technischer Sicht einnehmen können. Aufbauend auf dieser Arbeit, soll gezeigt werden wie dezentrale Speichertechnologien aus wirtschaftlicher Sicht für verschiedene Stakeholder eingesetzt werden können.

Methodik

Als Basis für die Untersuchung wird der Ansatz des Projektes SYMBIOSE [3] herangezogen (siehe Abbildung 1). In diesem Ansatz geht es darum, das Stromnetz, das durch erneuerbare Energieträger an seine Grenzen (Leistungsmäßig, Spannungsband) getrieben wird, durch Speicherung von Energie und/oder Energietransformation in parallele Infrastrukturen (Gas-, Wärmenetz) zu entlasten. In diesem Ansatz werden Strom-, Gas- und Wärmenetze betrachtet. Im Zuge der hier durchgeführten Untersuchungen erfolgt eine Reduktion auf Strom- und Gasnetze. Das Ziel liegt – aufbauend auf den technischen Erfordernissen an die Speicher – aus Sicht der verschiedenen Stakeholder (Haushaltskunde, Gemeinde, Ökologisches Optimum), Einsatzmöglichkeiten für dezentrale Speichertechnologien zu finden. Eine Stakeholder-Betrachtung definiert jeweils ein eigenes Szenario. Das Optimierungsziel ist in der Reduzierung der Gesamtsystemkosten (Installation, Betrieb, Verluste, usw.) abgebildet.

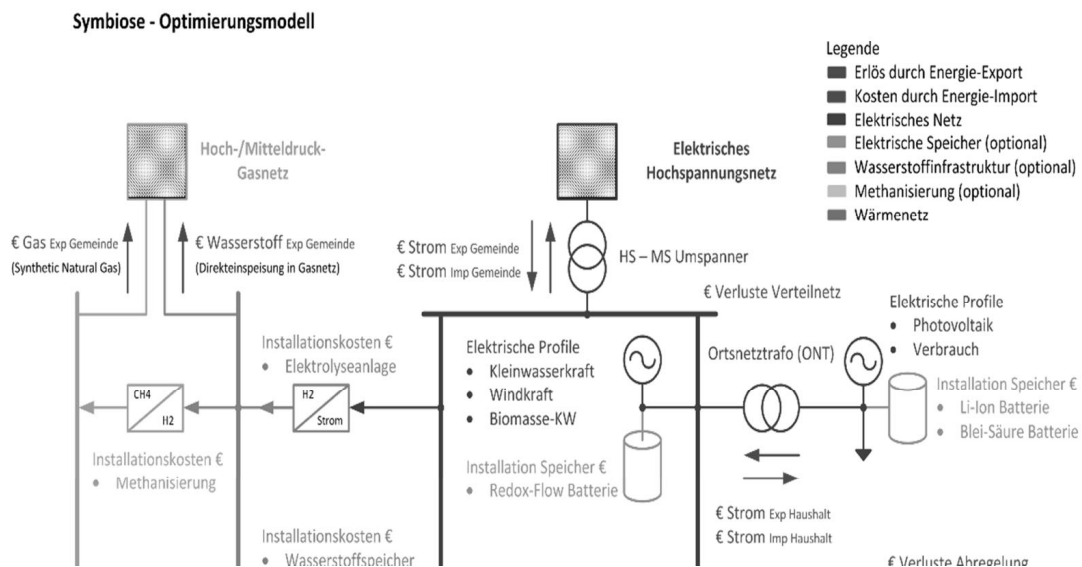


Abbildung 1: Schema der parallelen Infrastrukturen, mit dezentralen Speichertechnologien und monetären Kosten-/Erlösströmen

¹ TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25/370-1, 1040 Wien, Tel.: +43(0)158801370112, Fax: +43(0)158801370199, {heimberger@ea.tuwien.ac.at, begluk@ea.tuwien.ac.at, groiB@ea.tuwien.ac.at, maier@ea.tuwien.ac.at, gawlik@ea.tuwien.ac.at}, www.ea.tuwien.ac.at

Die aus technischer Sicht notwendige Rolle der Speicher ist in [2] betrachtet. In dem hier vorliegenden Paper werden die drei in Tabelle 1 schwarz dargestellten Stakeholder berücksichtigt. Die einzelnen Hacken repräsentieren die jeweils im Szenario betrachteten Kosten/Erlöse. Für das Szenario „Haushaltskunde“ ist zum Beispiel der Preisunterschied zwischen bezogener und eingespeister Energie am Niederspannungstrafo relevant (abgesehen von Installationskosten für Speicher). Für den Stakeholder „Gemeinde“ spielt der Erlös, für exportiertes Gas, das mittels eines Power-to-Gas-Prozesses gewonnen wird eine Rolle. Zusätzlich kommt der Preisunterschied für bezogene und eingespeiste Energie am Mittelspannungstrafo zum Tragen. Die „Ökologische“ Betrachtung deckt sich ebenfalls mit jener der „Gemeinde“.

Stakeholder	Install. Kosten Speicher	Export Gas	Import Export HS-MS	Import Export ONT	Verluste Abregelung	Verluste Speicher	Verlust Netze
Haushaltskunde	✓			✓			
Netzbetreiber	✓				✓	✓	✓
Gemeinde	✓	✓	✓				
Ökologisch	✓	✓	✓				

Tabelle 1: Relevanz der entsprechenden Finanzparameter für verschiedene Stakeholder-Szenarien

Ergebnisse

Aufgrund der unterschiedlichen Nebenbedingungen fallen die verschiedenen Speicheraufteilungen, von zentralen und dezentralen Speichern unterschiedlich aus. Der größte Einfluss, bezüglich Speicherdimensionierung ist jedoch in der Möglichkeit der Abregelung der erneuerbaren Energieträger begründet. In welchem Ausmaß die Abregelung ausgeprägt ist, hängt stark von den zugrunde gelegten Preisen für Speicherkosten und Strompreisentwicklung ab.

Für den speziellen Fall des "Haushaltskunden"-Szenarios erhöht sich die Speicherleistung gegenüber dem technischen Szenario nicht wesentlich. Die von der Optimierung gewählte Speicherenergie steigt jedoch signifikant, um dadurch dem Haushalt einen höheren Eigennutzungsgrad zu ermöglichen.

Weiterführend werden im Zuge des Projektes noch Optimierungsdurchläufe mit verschiedenen Kosten- und Erlös-Parametern durchgeführt, um zu sehen wie das System auf veränderte Rahmenbedingungen reagiert. Bzw. um zu sehen, welche Speicherauslegungs-Sensibilitäten sich aufgrund unterschiedlicher Finanzparameter ergeben.

Quellen

- [1] „Ein europäischer Strategieplan für Energietechnologie (SET-Plan),“ Berlin, 2007.
- [2] S. Begluk, C. Groiss, M. Heimberger und C. Maier, „Die Rolle dezentraler Speichertechnologien aus technischer Sicht - am Beispiel von "Symbiose",“ in EnInnov, Graz, 2014.
- [3] S. Begluk, M. Boxleitner, R. Schlager, M. Heimberger, C. Maier und W. Gawlik, „SYMBIOSE und Speicherfähigkeit von dezentralen Hybridsystemen,“ in IEWT, Wien, 2013.

Hinweis

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



4.1.4 Integration von Speichern in elektrische Versorgungsnetze

Roland WASMAYR¹, Johannes SCHMID¹, Klaus KAFKA¹

Einleitung

Nachdem der Anteil dezentraler, erneuerbarer Energiequellen in Niederspannungsnetzen in den letzten Jahren stark gestiegen ist, wird nun der Speicherung dieser fluktuierenden Energieform vermehrt Betrachtung geschenkt um die Stabilität der elektrischen Versorgungsnetze in gewohnter Weise garantieren zu können. Diese Arbeit beschäftigt sich mit unterschiedlichen Topologien von handelsüblichen elektrochemischen Speichern, sowie möglicher Regelstrategien zum Betrieb dieser.

Dieser Artikel basiert auf Arbeiten, die im Rahmen des kooperativen Forschungsprojektes „Vision Step I“ durchgeführt werden (smartcityvillach.at). Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „SMART ENERGY DEMO – FIT for SET“ durchgeführt.

Wie können Speicher in elektrische Versorgungsnetze integriert werden?

Elektrische Energiespeicher in Niederspannungsnetze können, in Abhängigkeit der implementierten Regelstrategie unterschiedlichste Aufgaben wahrnehmen. Beispielsweise können mit diesen Speichern Last- und Erzeugungsspitzen abfedert oder der Eigenverbrauch von einzelnen Endkunden maximiert werden. Entsprechend ihres tatsächlichen Einsatzgebietes, macht es Sinn, diese an unterschiedlichen Positionen im Netz zu integrieren. Die in diesem Paper weiter betrachteten Speicheraufgaben und deren daraus resultierenden Netzanbindungspunkte sind in Abb dargestellt.

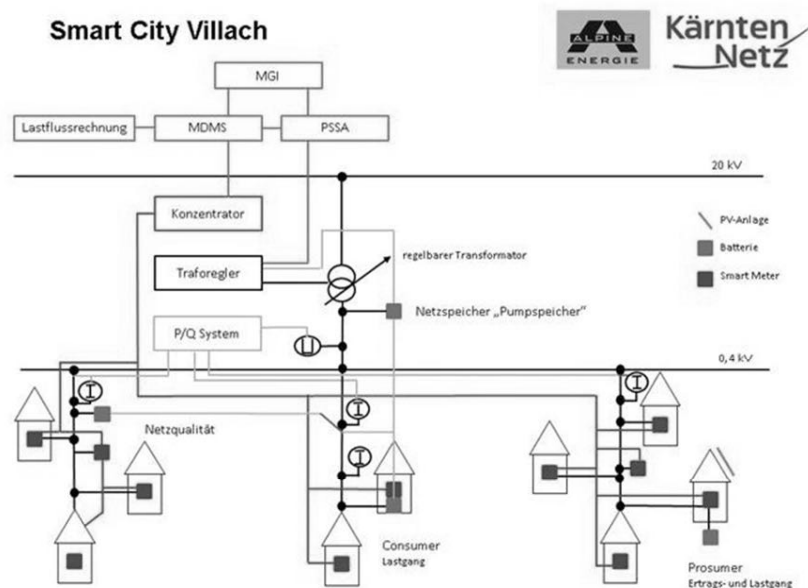


Abbildung 1: Netzanbindungspunkte in Abhängigkeit des Einsatzes

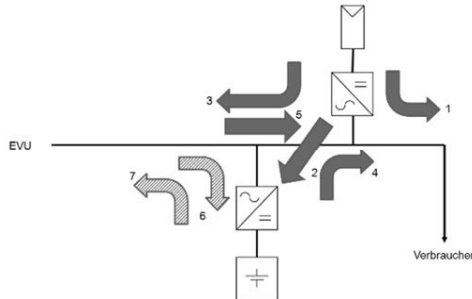
- Netzspeicher: An zentralen Netzknoten, könnten Speicher mit Primär- oder eventuell Sekundärenergie arbeiten.
- Netzqualität: In einzelnen Abzweigen könnten Speicher, mit entsprechender Regelung, zur Verbesserung dieser herangezogen werden, z.B. Symmetrie, Oberwellendämpfung
- Lastgang: Speicher könnten zur Adaption des Lastganges herangezogen werden, z.B. verschieben von Spitzenleistungen
- Ertrags- und Lastgang: Eigenverbrauchs-optimierung einzelner Kunden(-kreise) mit dezentralen Energieerzeugungsanlagen

¹ ALPINE-ENERGIE Österreich GmbH, Winetzhammerstr. 6, A-4030 Linz, Tel.:+43/732/90610/366, roland.wasmayr@alpine-energie.com, www.alpine-energie.com

Unterschiedliche Topologien von PV-Batteriesystemen in Niederspannungsnetzen und deren Energiefluss

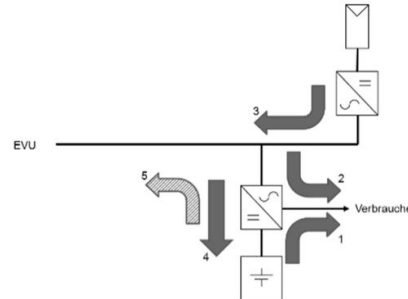
Bei Kombination einer Energieerzeugungsanlage – in diesem Paper werden nur PV-Anlagen betrachtet – ergeben sich folgende bekannte Topologien:

AC-Kopplung



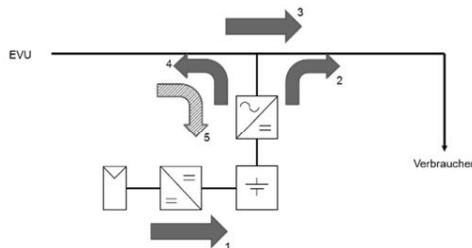
Der Speicher wird mittels bidirektionalen Wechselrichters in das Niederspannungsnetz eingebunden. Somit ist dieser von Verbrauchern und Erzeugern größtenteils unabhängig, dadurch ergibt sich eine größtmögliche Flexibilität. Dies resultiert wiederum in eine komplexe Regelungsstrategie.

AC-Kopplung: eigener Verbraucheranschluss



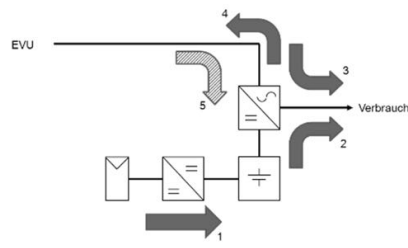
Ein Teil der AC-Verbraucher wird gesondert über einen eigenen Anschluss des Batterie-wechselrichters versorgt. Nur diese speziellen Lasten können mit Energie aus dem Speicher versorgt werden. Diese Aufteilung der Verbraucher vereinfacht die Regelstrategie, auf Kosten der Flexibilität.

DC-Kopplung



Batterie- und PV-Anlage werden DC-seitig gekoppelt. D.h. bestehende PV-Anlagen können ohne Adaptierung nicht weiterverwendet werden. Einfache Regelstrategie da die PV-Energie nur über die Batterie ins AC-Netz gespeist wird. Last- oder Erzeugungsspitzen können nur bedingt berücksichtigt werden.

DC-Kopplung: eigener Verbraucheranschluss



Modifiziert man das DC-gekoppelte System mit einem Wechselrichter mit eigenem Verbraucheranschluss, dann können auch gezielt bestimmte Lasten versorgt werden. Dafür müssen wiederum spezielle Verbraucher ausgewählt und verkabelt werden. Reduktion des Aufwandes für die Regelung, da das Verhalten der Last gezielter definiert werden kann.

Testen der Regelstrategie mittels Simulation

Die Funktionsweise der Regelstrategie wurde mithilfe von Simulationen ausgetestet. Dabei wurden die Programme *Insel*[®] und *GNU Octave* verwendet. Mithilfe dieser Simulationen können konkrete Beispiele betrachtet werden und an Hand dieser kann eine Optimierung der Parameter erfolgen.

Ausblick und weitere Schritte

Ausgehend von dieser grundlegenden Regelstrategie können weitere Verfeinerungen vorgenommen werden, sodass spezielle Rahmenbedingungen, wie z.B. regionale Fördermodelle, einfließen können. Darüber hinaus wird eine Testanlage angedacht um die Regelstrategie bzw. die Simulationsprogramme in der Praxis zu betrachten.

4.2 FLEXIBLE KRAFTWERKE (SESSION B3)

4.2.1 Auswirkung einer Sockellastreduktion auf den Flexibilitätsbedarf im deutschen Stromsystem – Eine modellgestützte Szenarienanalyse für die Jahre 2020, 2030 und 2050

David RITTER(*)¹, Dierk BAUKNECHT, Matthias KOCH, Christoph HEINEMANN

Motivation und zentrale Fragestellung

Das zukünftige deutsche Stromsystem wird zu großen Teilen auf Strom aus erneuerbaren Energiequellen (EE-Strom) aufbauen. Der Hauptteil dieses EE-Stroms wird aus den fluktuierenden Energieträgern Wind und Sonne gewonnen werden. Um diese intermittierende Stromerzeugung bestmöglich nutzen zu können, muss das bestehende Stromsystem an verschiedenen Punkten neu gedacht und umgebaut werden. Eine Stellschraube für die EE-Stromintegration ist die so genannte Sockellast im Erzeugungsmix. Die Sockellast entsteht durch Kraftwerke, die ihre Stromerzeugung trotz entsprechender Anreize durch den Strompreis nicht weiter reduzieren. Ursache hierfür kann zum Beispiel sein, dass Kraftwerke Systemdienstleistung (SDL) – insbesondere Regelleistung – anbieten und hierbei nicht unter ihre technische Mindestleistung geregelt werden können. Eine weitere Komponente der Sockellast entsteht durch wärmegeführte Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen), die Strom als ein Kuppelprodukt erzeugen und nur bedingt auf das Strompreissignal reagieren. Aufgrund dieser Inflexibilität in der Stromerzeugung muss teilweise schon vor einer vollständigen Nachfragedeckung durch EE-Strom dieser mit Hilfe von zusätzlicher Flexibilität – bereitgestellt von Speichern oder der Nachfrageseite – integriert, oder falls das nicht möglich ist, abgeregelt werden.

Im Rahmen des vom deutschen Bundesumweltministerium geförderten Projektes „Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von Erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen (BMU FlexOptionen)“ wird unter anderem die Frage erörtert, welche Auswirkungen eine Reduktion der Sockellast auf den Flexibilitätsbedarf im Stromsystem hat. Die Sockellast setzt sich hierbei aus einem SDL bedingten und einem durch die KWK-Stromproduktion bedingten Anteil zusammen. Als Indikator für den Flexibilitätsbedarf wird der nicht integrierte fluktuierende EE-Strom verwendet.

Methodische Vorgehensweise

Mit Hilfe des am Öko-Institut entwickelten Strommarktmodells PowerFlex werden Szenarien für die Jahre 2020, 2030 und 2050 untersucht. In PowerFlex wird der Einsatz der Kraftwerke und verschiedener Flexibilitätsoptionen durch eine gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung modelliert. Die Übertragungs- und Verteilnetze werden als hinreichend ausgebaut angenommen, so dass innerdeutsche Netzrestriktionen nicht berücksichtigt werden.

Die zentralen Inputgrößen für die Simulation basieren auf den Werten des Szenarios 2011 A' der BMU Leitstudie [1]. Für das Szenariojahr 2020 liegt ein innerdeutscher fluktuierender EE-Anteil von ca. 35 %, für das Szenariojahr 2030 von ca. 60 % und für 2050 von ca. 80 % vor. Um den Flexibilitätsbedarf zu ermitteln, wurde zunächst kein Zubau an Flexibilitäten angenommen. Zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage stehen in dieser Betrachtung nur der Kraftwerkspark, die heutigen Pumpspeicherwerke (ca. 8 GW) und der durch die Grenzkuppelkapazitäten begrenzte Leistungsaustausch mit den Nachbarländern zur Verfügung.

¹ Öko-Institut e.V. Freiburg, Merzhauser Strasse 173, D-79100 Freiburg, Tel.: +49 761 45295-280, Fax: +49 761 45295-288, d.ritter@oeko.de, www.oeko.de

Um die Auswirkung einer reduzierten Sockellast auf den Flexibilitätsbedarf quantifizieren zu können, wurde eine Flexibilisierung der KWK-Stromproduktion und eine Variation der SDL bedingten Sockellast vorgenommen. Die Auswirkung der KWK auf den Flexibilitätsbedarf lässt sich anhand eines Vergleichs der Ergebnisse einer rein wärmegeführten Fahrweise mit den Ergebnissen einer mit Hilfe von Wärmespeichern flexibilisierten Stromproduktion analysieren. Es wurde angenommen, dass die maximale Wärmeproduktion der KWK-Anlagen für 2 Stunden gespeichert werden kann. Das führt zu einer elektrischen Speicherkapazität von ca. 71 GWh in 2020, ca. 76 GWh in 2030 und ca. 66 GWh im Szenariojahr 2050. Die SDL bedingte Sockellast wurde ausgehend vom heutigen Niveau [2] von 20 GW bis 5 GW in 5 GW-Schritten reduziert. Die SDL bedingte Sockellast kann im Wesentlichen durch nachfolgende Maßnahmen reduziert werden [3]:

- Bereitstellung von Regelleistung durch Optionen mit geringer bzw. ohne technischer Mindestleistung (z.B. Speicher, EE-Kraftwerke, Nachfrageseite),
- Ausweitung der europäischen Kooperation zur Verstärkung der transeuropäischen Regelzone,
- Stärkung des Intra-Day Marktes und Verbesserung der Prognosegenauigkeit der EE-Erzeugung um den Regelleistungsbedarf zu reduzieren.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Tabelle 1 bietet einen Überblick über die Ergebnisse der Variation von KWK-Führung und Höhe der SDL bedingten Sockellast für die drei betrachteten Szenariojahre. Dargestellt werden der absolute Wert des nicht integrierten fluktuierenden EE-Stroms in TWh sowie der relative Anteil am insgesamt zur Verfügung stehenden fluktuierenden EE-Strom.

SDL bedingte Sockellast	KWK	2020		2030		2050	
		TWh	Anteil	TWh	Anteil	TWh	Anteil
20 GW	unflexibel	3,97	2,18%	35,06	12,39%	68,15	18,19%
	flexibel	1,54	0,84%	25,65	9,07%	66,32	17,70%
15 GW	unflexibel	1,10	0,60%	18,87	6,67%	42,43	11,32%
	flexibel	0,27	0,15%	12,54	4,43%	39,94	10,66%
10 GW	unflexibel	0,22	0,12%	9,06	3,20%	23,96	6,39%
	flexibel	0,00	0,00%	5,16	1,83%	22,16	5,91%
5 GW	unflexibel	0,05	0,03%	3,48	1,23%	11,87	3,17%
	flexibel	0,00	0,00%	1,57	0,55%	10,78	2,88%

Tabelle 1: Nicht integrierter fluktuierender EE-Strom

Für das Szenariojahr 2020 konnte bereits mit einer Flexibilisierung der KWK oder einer SDL bedingten Sockellast von 15 GW der nicht integrierte EE-Stromanteil auf einen Wert kleiner 1% reduziert werden. Weitere Reduktionen der SDL bedingte Sockellast oder eine KWK-Flexibilisierung bei einer SDL bedingte Sockellast von weniger als 20 GW zeigen nur noch einen geringen zusätzlichen Effekt. Während im Szenariojahr 2020 eine Flexibilisierung der KWK und eine Reduktion der SDL bedingten Sockellast auf 15 GW einen ähnlichen Effekt bewirken, kann in 2030 mit einer Reduktion der SDL bedingten Sockellast auf 15 GW im Vergleich zur KWK Flexibilisierung die EE-Abregelung deutlich stärker reduziert werden. In 2050 verstärkt sich dieser Effekt noch. Das kann primär auf die Zunahme von langen Zeiträumen mit EE-Überschuss zurückgeführt werden. Hier kann die KWK aufgrund ihres begrenzten Speichers die EE-Überschüsse nicht durchgehend reduzieren.¹

Für 2050 liegt ein weiterer Grund bei der Abnahme der KWK-Kapazitäten. In 2050 können auch bei einer Reduktion der SDL bedingten Sockellast auf 5 GW und einer Flexibilisierung der KWK ca. 11 TWh EE-Strom nicht integriert werden.

Es konnte gezeigt werden, dass eine Reduktion der Sockellast in großem Umfang zur Integration von EE-Strom beitragen und somit den verbleibenden Flexibilitätsbedarf reduzieren kann.

¹ Eine Flexibilisierung der KWK kann jedoch - im Gegensatz zur Reduktion der SDL bedingten Sockellast - auch zu Defizitzeiten zur Problemlösung beitragen

Da die direkte Verwendung der erneuerbaren Energien gegenüber einer mit Verlusten behafteten Verlagerung effizienter ist, erscheinen Bemühungen zur Sockellastreduktion als lohnenswert.

Literatur

- [1] Nitsch, Joachim et al, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, BMU, März 2012
- [2] Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e. V.: Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien, Januar 2012
- [3] Grünwald, Reinhard et al, Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung, April 2012

4.2.2 Innehalten und Ausblick – Optimierung/Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerkseinsatzplanung mit Hilfe von gesellschaftlicher Akzeptanz

Mark ERNDT(*)¹, Wolfgang LIPPMANN¹, Antonio HURTADO¹

Problemstellung und Zielsetzung

Die Energiewende in Deutschland erhöht sukzessive den Anteil der fluktuierenden Stromerzeugung mit wachsenden zeitabhängigen Einflussfaktoren. Dies verursacht gesteigerte Anforderungen an die Flexibilität der Kraftwerke zur konventionellen Stromerzeugung [1]. Herausforderungen an die bestehenden/zukünftigen Kraftwerke sind vor allem eine geringe Mindestleistung, kurze An-/Ab-fahrzeiten und hohe zulässige Lastgradienten. Weiter verkürzt die zukünftig notwendige dynamische Betriebsweise die Lebensdauer der thermischen Kraftwerke. Eine geringere Auslastung senkt die Bereitschaft in neue Anlagen zu investieren bzw. für Ersatz- und Ergänzungsinvestitionen zu sorgen und steht im Zielkonflikt zur Forderung nach Erhöhung der Wirkungsgrade.

Um diese Vielzahl von Faktoren in einer ganzheitlichen Analyse bzw. Optimierung berücksichtigen zu können, sollte die Betrachtung der Flexibilität des Kraftwerksparks in einem mathematischen Modell erfolgen. Damit lässt sich aufzeigen, dass geringe Mindestlasten, kurze An-/Ab-fahrzeiten und hohe zulässige Lastgradienten in deutschen Kraftwerkseinsatz-planungen nur bedingt stattfinden [2]. Wie kann nun ein Modell für Entscheidungsträger (z.B. Politiker) aussehen, das in erster Linie geplante, zukünftige Kraftwerksparkvarianten ad hoc im Hinblick auf deren Umsetzbarkeit, Optimierung, Eignung und gesellschaftlicher Akzeptanz prüft? Es müssen mit prozentual regelbaren Inputwerten Aussagen über die erforderlichen Fahrpläne/Kapazitäten der konventionellen Kraftwerke gewonnen und Rückschlüsse auf die Versorgungssicherheit, CO₂-Emissionen und Kosten getroffen werden können.

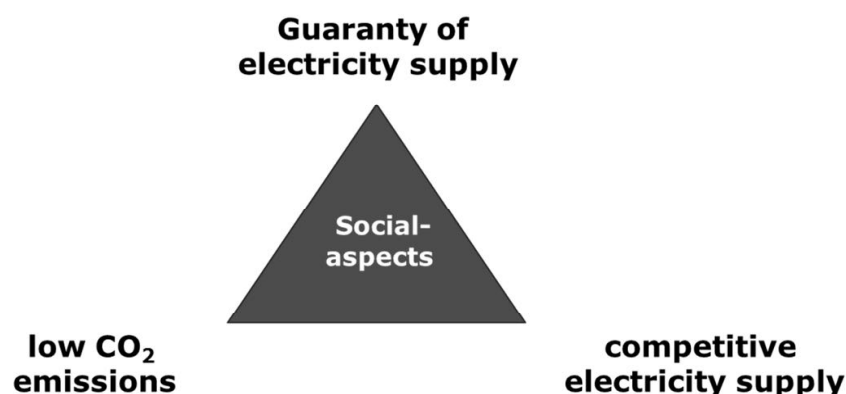


Abbildung 1: Zieldreieck der Kraftwerkseinsatzplanung

Zu Beginn wird die Lastdeckung durch Regelleistung und Residuallast untersucht. Anhand der PV-/Windeinspeisungsgradienten, für 2012 auf 2020 prognostiziert, lassen sich Anforderungen an die Lastdeckung durch nicht volatile Kraftwerke unter Berücksichtigung verschiedener Stellschrauben (z.B. Ventilöffnung etc.) ableiten. Im Anschluss werden die Ergebnisse einer deutschlandweiten Bevölkerungsumfrage [3] in Bezug auf Akzeptanz, CO₂-Emissionen und Kosten präsentiert und in den Kontext vorausgegangener Studien gestellt. Abschließend wird auf die Möglichkeit zur Integration von relevanten Akzeptanzfaktoren in das Kraftwerkseinsatzplanungsmodell eingegangen.

¹ Professur für Wasserstoff- und Kernenergietechnik der TU Dresden, 01069 Dresden, {Tel.: +49 351 463-32520, mark.erndt@tu-dresden.de}, {Tel.: +49 351 463-34793, wolfgang.lippmann@tu-dresden.de}, {Tel.: +49 351 463-34472, antonio.hurtado@tu-dresden.de}, www.tu-dresden.de/die_tu_dresden/fakultaeten/fakultaet_maschinenwesen/iet/wket

Methodik

In dem Beitrag wird der deutsche Kraftwerkspark in erster Linie auf technisch, physikalische Machbarkeit evaluiert. Dazu werden technische Parameter laut Literaturrecherche für jeden Kraftwerkstyp festgelegt [4]. Anhand von Kraftwerkseinsatzplanungsmodellen werden Funktionen für Leistungsänderungsgeschwindigkeit, Überlastverhalten, An-/Abfahr-/Stillstandszeiten, etc. aufgestellt bzw. selbst entwickelt oder weiterentwickelt. Die Funktionen werden zu Beginn anhand der Zielfunktion Kostenminimierung optimiert. Anschließend (von November bis Dezember 2013) werden die Zielfunktionen Versorgungssicherheitsmaximierung und CO₂-Emissionsminimierung laut Zieldreieck aufgestellt (siehe Abbildung. 1). Im nächsten Schritt (von Januar bis Februar 2014) erfolgt eine Optimierung der drei Zielfunktionen, die durch Akzeptanzfaktoren weiter ergänzt werden müssen. Da der Ausbau weiterer Betriebe, beziehungsweise der Rückbau von bestimmten Kraftwerkstypen (PV/Wind, Kohlekraftwerke, Kernkraftwerke, etc.) hauptsächlich durch politische Vorgaben und durch die gesellschaftliche Akzeptanz beeinflusst werden, müssen diese Faktoren neben Kosten, CO₂-Emissionen und Versorgungssicherheit in dem mathematischen Modell aufgenommen werden. Dabei versteht sich die gesellschaftliche Akzeptanz für das Modell nicht als lokale Perspektive (wie bspw. im Zusammenhang mit dem häufig diskutierten Not-In-My-Backyard-Effekt), sondern als Gesamteinstellung der deutschen Bevölkerung. In der Arbeitsdefinition wird daher davon ausgegangen, dass gesellschaftliche Tolerierung für einen Kraftwerkseinsatzplan existiert, wenn keine aktive Ablehnung und ein Minimum an positiver Akzeptanz gegenüber dem Kraftwerkspark und den damit verbundenen Auswirkungen vorhanden sind. Detaillierte Werte zu den Akzeptanzfaktoren des Kraftwerksparks werden durch eine repräsentative Bevölkerungsbefragung (rund 1.000 Befragte/Zeitraum: 1. Quartal 2014), sowie der anschließenden Gewichtung der Daten anhand amtlicher Bevölkerungsstatistiken sichergestellt.

Schlussfolgerungen

Anhand des ganzheitlichen Optimierungsmodells (siehe Abbildung 1) kann festgestellt werden, ob der zukünftige Kraftwerkspark angemessen dimensioniert ist, ob neue Kraftwerke gebraucht werden und wenn ja welche und wie viele. Weiter kann eine Aussage über die Anzahl der auszugleichenden volatile Kraftwerke durch nicht volatile Kraftwerke bei Einspeiseschwankungen getroffen werden. Weiter kann die Bedeutung einzelner Akzeptanzfaktoren für die Kraftwerkseinsatzplanung aufgezeigt werden. Das Ergebnis der mathematischen Modellierung mit den integrierten Akzeptanzfaktoren ist ein wichtiger Beitrag um Planern einen Anhaltspunkt für die Integration von zusätzlichen Parametern zu geben, die bisher möglicherweise noch nicht im Fokus der Kraftwerkseinsatzplanung standen. Folgerungen für die Energiewende unter Berücksichtigung der wichtigsten Parameter ergeben sich im Anschluss und es wird ein Ausblick auf die gesellschaftliche Optimierung des Zieldreiecks gegeben.

Anmerkung

Dieses Forschungsprojekt ist Teil des Boysen-TUD-Graduiertenkollegs, welches durch die Friedrich-und-Elisabeth-Boysen-Stiftung sowie der TU Dresden finanziert wird.

Literatur

- [1] Allgemein zur Energiesystemanforderungen: M. Beckmann, A. M. Hurtado, Sichere und nachhaltige Energieversorgung: Kraftwerkstechnisches Kolloquium vom 23. Oktober 2012, Dresden, TK Verlag, Dresden, 2012, S. 40-69
- [2] Kraftwerkseinsatzplanung siehe: H. Spliethoff, A. Wauschkuhn, C. Schuhbauer, Übersichtsbeitrag: Anforderungen an zukünftige Kraftwerke, Weinheim, 2011, S. 1792-1804.
- [3] Die Ableitung der Akzeptanzfaktoren basiert auf: D.K.J. Schubert, A.v. Selasinsky, T. Meyer, A. Schmidt, S. Thuß, N. Erdmann, M. Erndt, D. Möst, Gefährden Stromausfälle die Energiewende? Einfluss auf Akzeptanz und Zahlungsbereitschaft, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Essen, 2013, S. 35-39
- [4] Zu technischen Parametern von Kraftwerken siehe: A. Schröder, F. Kunz, J. Meiss, R. Mendelewitsch, C.v. Hirschhausen, Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050, Berlin, 2013, S. 1-81.

4.2.3 Technischer und wirtschaftlicher Einsatz neuer Kraftwerkstechnologien in Industrie und Gewerbe

Michael Josef JANK(*)¹, Wolfgang SUMMER²

Ökostrom: Neben Licht auch Schattenseiten?

Stichwort Energiewende: Dieses Wort geistert derzeit besonders in Deutschland, aber auch in Österreich und anderen Ländern, regelmäßig durch die Medien. Emotionalisierung, Politisierung und Lobbyismus tragen dabei selten zu konstruktiven Lösungen dieses Themas auf nationaler und internationaler Ebene bei.

Wie auch immer man zu den verschiedenen Lösungen, Konzepten und Ideen für eine künftige umweltfreundliche (Energie-) Wirtschaft stehen mag - letztendlich zahlt jeder einzelne Verbraucher viel Geld – sei es der private Haushalt oder Industrie und Gewerbe. Förderbeiträge, welche durch Ökostromumlagen von den Verbrauchern eingehoben werden und nach dem Gießkannenprinzip verteilt werden, gefährden ganze Industriestandorte und mindern die Wettbewerbsfähigkeit. Die Befreiung bestimmter Industriebetriebe von diesen Ökostromumlagen (BRD) widerspricht jeder Fairness.

Ziel dieser Untersuchung war die Klärung folgender Fragen:

- Wie können Gewerbe und Industrie steigenden Strompreisen durch technisch, wirtschaftlich und umweltfreundlich sinnvolle Innovationen im Ökostrombereich entgegenwirken, um wettbewerbsfähig zu bleiben?
- Welche politischen Rahmenbedingungen und Förderungen könnten derartige Innovationen effizient und möglichst adäquat unterstützen?

Beispiele für die (Un-) Wirtschaftlichkeit betrieblicher Ökostromanlagen und Erarbeitung von wirtschaftlicher Optimierung

Im Zuge mehrerer Fallbeispiele bei Unternehmen wurden vorhandene Ökostromanlagen und mögliche Ökostrompotentiale für die Erzeugung von Grund-, Mittel-, und Spitzenlaststrom auf ihre Nachhaltigkeit hin untersucht und wirtschaftliche Konzepte, unter Berücksichtigung einer guten betrieblichen Integration, erarbeitet.

Dabei wurden die Stromlastprofile, sowie die Staffelung der Stromkosten der Unternehmen analysiert und mögliche Investitionspotentiale in eigene Ökostromanlagen, zur Deckung des individuellen Stromverbrauches auf deren Rentabilität hin, untersucht. Das Ergebnis war die errechnete (Un-) Wirtschaftlichkeit der untersuchten Ökostromanlagen und Ökostrompotentiale.

Diese Untersuchungen waren Grundlage für die Erstellung von Rentabilitätstabellen für insgesamt fünf unterschiedliche Kraftwerkstechnologien, durch welche ein Betriebswirt erste Abschätzungen für die Wirtschaftlichkeit einer geplanten Anlage treffen kann.

Durch das Zusammentragen mehrerer Artikel aus fach einschlägigen Zeitschriften, welche sich mit den Schwachstellen der derzeitigen Fördermodelle - besonders in Deutschland - auseinandersetzen, wurden Verbesserungsmöglichkeiten dieser Systeme aufgelistet.

¹ JANK GmbH Turbinen- und Stahlwasserbau, 5225 Jeging, Telefon/Fax: +43/ 77 44/ 62 43/ 9, michael@jank.net, www.jank.net

² Kulturtechnik u. Wasserwirtschaft, 2102 Hagenbrunn, Telefon/Fax: +43/ 22 62/ 60 354, office@w-summer.at, www.w-summer.at

Stromeigenproduktion und Stromveredelung vs. Strompreissteigerung

Eine wesentliche Lösung für Gewerbe- und Industriebetriebe könnten eigene Kraftwerksanlagen mit Kraftwerksmanagement, in manchen Fällen sogar mit intelligenten Energiespeichersystemen, sein.

In Österreich hat die Nutzung betriebseigener Wasserkräfte für die (zumindest teilweise) Deckung des Eigenstromverbrauches eine lange Tradition, auch wenn nur ein überschaubarer Teil der Betriebe sich in der glücklichen Lage befindet einen Fluss und ein Gefälle quasi „neben der Haustüre“ vorzufinden.

In manchen Betrieben ist auch die Nutzung der Bremsenergie großer Maschinen mittels Drehmassespeicher (etwa bei großen Portalkränen), um wiederum den benötigten Stromverbrauch beim Anfahren der Maschinen zu minimieren oder aber auch die energetische Verwertung von Abfallprodukten aus der Produktion mittels Kraft- Wärme-Kopplung, Usus - um nur ein paar wenige Beispiele zu nennen.

Genau hier ist die Politik gefordert umweltfreundliche Innovationen der Unternehmen für die eigene (teilweise) Deckung des Stromverbrauches zu fördern, oder wenigstens die gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Errichtung moderner und umweltfreundlicher Kraftwerksanlagen zu erleichtern. Möglichen Förderungen und deren Höhe könnten demnach durch Kriterienkataloge zugestimmt werden.

Wirtschaftlichkeit betriebseigener Stromproduktion/ Stromveredelung

Auch wenn die Nutzung der Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik, Biomasse und der Potentiale der Geometrie weitgehend als umweltfreundlich und erneuerbar eingestuft werden, so müssen diese Technologien zumindest zu einem wesentlichen Teil konkurrenzfähig zu anderen Kraftwerksarten (Kohle, Erdgas usw.) bleiben, wenn man wirklich den Prinzipien einer Marktwirtschaft treu bleiben möchte. Denn eine Energiewende auf Basis von Energieträgern aufzubauen, welche nur durch massive Förderungen als „rentabel“ erscheinen, ist von Beginn an zum Scheitern verurteilt.

Die Wirtschaftlichkeit von erneuerbaren Energiequellen für Betriebe wird daher von Einzelfall zu Einzelfall und weniger von Technologie zu Technologie gegeben sein. Je nach Größe, Art und Umfang des Betriebes können umweltfreundliche Stromproduktions- und Speichertechnologien unterschiedlich aussehen. Die Grenzen für betriebliche Innovationspotentiale sollen hier möglichst großzügig gesetzt werden. Ob nun die Entwicklung eines kompakten Druckluftspeicherkraftwerkes, die Nutzung von Speicherteichen von Beschneiungsanlagen für Kleinpumpspeicheranlagen, der Einsatz von Drehmassespeichern, die Verwendung vorhandener Wasserkräfte usw.

Kurzum: Die Förderung erneuerbarer Energien für gewerbliche und industrielle Zwecke soll auch klaren ökonomischen Kriterien entsprechen. Es muss absehbar sein, dass sich die Ökostromanlage eines bestimmten Betriebes (oder einer Kommune) zumindest nach einer geraumen Zeit „am Markt“ behaupten kann.

Dies könnte unter anderem auch durch mehr gezielte Investitionsförderungen anstatt Strompreisförderungen geschehen.

4.2.4 Wärmespeicher in Heizkraftwerken zur energetischen Optimierung und Ressourcenschonung

Andreas DENGEL¹, Maike JOHNSON², Markus SEITZ²

Zusammenfassung

Die STEAG New Energies GmbH (SNE) betreibt bundesweit mehr als 200 Anlagen zur Erzeugung von Strom und Wärme überwiegend auf Basis regenerativer Energieträger wie Biomasse, Biogas, Grubengas und Geothermie, aber auch konventioneller fossiler Primärenergien. Da in der Regel die Versorgung der Kunden wärmegeführt ist, ist die Stromerzeugung von untergeordneter Bedeutung. Eine Ausnahme bilden die im Rahmen des EEG betriebenen Biomasseheizkraftwerke. Insbesondere in Kraft-Wärme-Kopplung betriebene Anlagen erzeugen die nicht primär vom Verbraucher geforderte Energieform suboptimal. Auch hat durch die Zunahme der volatilen Einspeisung regenerativ erzeugten Stroms der Bedarf an Regelenergie deutlich zugenommen.

Könnte man den Betrieb von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen durch den Einsatz von Wärmespeichern unabhängiger von dem momentanen Wärmebedarf machen, könnten diese Energiewandler in den lukrativen Markt der Regelenergiebereitstellung implementiert werden. Daneben führen Lastspitzen oder außerplanmäßige Anforderungen zum Einsatz von Besicherungsinstrumenten, deren Einsatz ökonomisch, aber auch wegen des Primärenergieeinsatzes ökologisch (CO₂) wenig wünschenswert ist.

Hier setzt die im Haus entwickelte Idee an, durch den Einsatz von Wärmespeichern die Erzeugung von elektrischer Energie oder / und Wärme zu vergleichmäßigen, Spitzen abzubauen und auf diese Weise den Einsatz von Besicherungsinstrumenten – in der Regel fossil befeuerter Kesselanlagen – zu minimieren. Gemeinsam mit den Partnern Badische Engineering GmbH (BSE), Badische Stahlwerke GmbH (BSW), Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) und F.W. Brökelmann Aluminiumwerk GmbH & Co. KG (FWB) wurde deshalb ein Antrag für ein öffentlich zu förderndes Vorhaben mit dem Titel „Thermische Energiespeicher für die Erhöhung der Energieeffizienz in Heizkraftwerken und Elektrostahlwerken“ unter dem Förderkennzeichen 03ESP011 beim BMWi gestellt und bewilligt. Im ersten Schritt soll in einer Studie das Potenzial für solche Speicher an den Standorten der beiden Unternehmen aus Energiewirtschaft und Stahlerzeugung ermittelt werden. Parallel hierzu ist konkret die Entwicklung und Erprobung eines Latentwärmespeichers in einem Heizkraftwerk der STEAG New Energies GmbH geplant.

In Heizkraftwerken wird ein großes Potenzial für den Speichereinsatz gesehen, welches im Rahmen des Vorhabens analysiert werden soll. Hier können z.B. sehr hohe Anforderungen an die Bereitstellung und Besicherung von Prozessdampf gestellt werden. Die Versorgungssicherheit ist eine Aufgabenstellung, die sich in sehr vielen Betrieben findet, in denen Prozessdampf benötigt wird. Immer ist eine Besicherung notwendig, die teilweise auch parallel zu der Primärversorgung in Betrieb gehalten werden muss. Die für eine Besicherung der Primärversorgung notwendigen Anlagen bzw. die zur Aufrechterhaltung der Versorgung notwendigen Wärme- bzw. Dampfparameter unterscheiden sich naturgemäß je nach Abnehmerstruktur. Grundsätzlich können durch Wärmespeicher das Inbetriebhalten von Reserveanlagen minimiert und damit der Brennstoffverbrauch und somit in der Regel der Fälle der Ausstoß von Treibhausgasen wie CO₂ deutlich reduziert werden. Neben der Besicherung können durch Wärmespeicher auch Lastspitzen in der Abnahme geglättet werden.

Wärmespeicher können auch je nach Auslegung den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen deutlich steigern. In der Regel werden diese wärmegeführt betrieben.

¹ Leiter des Bereiches Technische Innovation, STEAG New Energies GmbH, St. Johanner Straße 101, D-66115 Saarbrücken, Tel.: +49 (0)681 9494 1600, Fax: +49 (0)681 9494 9366; andreas.dengel@steag.com, www.steag-newenergies.com

² Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Pfaffenwaldring 38-40, D-70569 Stuttgart, {Tel.: +49(0)711 6862 344, Fax: +49(0)711 6862 747, maike.johnson@dlr.de}, {Tel.:+49(0)711 6862 8113, Fax: +49(0)711 6862 747, markus.seitz@dlr.de}, www.dlr.de

Will man dennoch an dem lukrativen Markt der Regelernergiebereitstellung teilhaben, müssen solche Anlagen innerhalb kürzester Zeit eine bestimmte elektrische Leistung in das Netz einspeisen oder dem Netz - durch Zurückfahren – entnehmen. Die dabei erzeugte Wärme bei positiver Minutenreserve oder trotz eines Bedarfs nicht bereitgestellter Wärmeenergie bei negativer Minutenreserve könnte dann durch Wärmespeicher aufgenommen beziehungsweise geliefert werden. Ohne Wärmespeicherung müsste man auf dieses Geschäft verzichten oder würde energetisch suboptimal handeln.

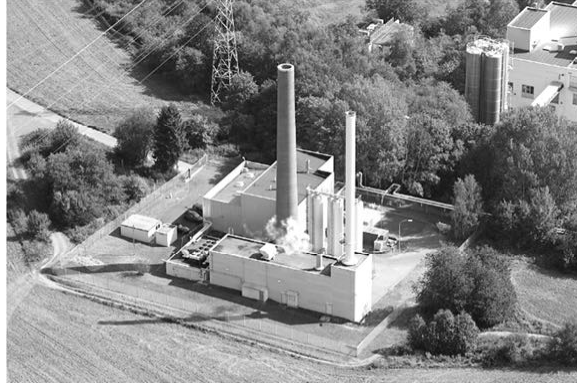


Abbildung 1: Heizkraftwerk Wellesweiler der STEAG New Energies GmbH



**Abbildung 2: PCM Speicher des DLR am Standort Carboneras, Spanien
(BMU Vertragsnummer: 03UM0064 und 03UM0065)**

4.2.5 LNG (Flüssigerdgas) – Einsatzmöglichkeiten und Potentiale zur Erhöhung der Flexibilität in Österreich und Zentraleuropa

Laura SIMMER(*)¹, Gerald ASCHAUER¹

Ausgangssituation und Problemstellung

Die europäische Gasproduktion aus konventionellen Reserven wird voraussichtlich um 1,7 % pro Jahr zwischen 2010 und 2030 zurückgehen und somit zwischen 70 und 120 bcm pro Jahr betragen. Zusätzliche Gaslieferungen von außerhalb der EU werden daher von entscheidender Bedeutung für die Sicherheit der Gasversorgung sein. Der Importbedarf Europas soll dabei zwischen 370 und 580 bcm bis 2030 anwachsen. In der Diskussion und Auseinandersetzung um alternative Energie- und Versorgungsstrategien rückt somit auch LNG in den Vordergrund. LNG ist Flüssigerdgas (LNG = Liquefied Natural Gas), welches bei einer Temperatur von ungefähr -162 °C bei Umgebungsdruckverhältnissen entsteht. Dadurch reduziert sich das Volumen um das 600-fache. Durch Flüssigerdgas entstehen neue Perspektiven im Energietransportsystem, denn LNG ist unabhängig von Pipelines und kann somit einen Beitrag zur Diversifizierung der Bezugsquellen und damit zur Vermeidung einseitiger Abhängigkeiten leisten. Neue, bisher unerreichte Bezugsquellen können erschlossen werden. Somit wird die Flexibilität bei sich verändernden Rahmenbedingungen für Unternehmen bei der Energieversorgung erhöht. Heute liegt der LNG Anteil am weltweiten Gashandel bei über 30 %, in Europa bei nur 15,5 %. Vor allem in Spanien, Frankreich, Italien und Großbritannien wird LNG in der Industrie und zur Pipeline Einspeisung verwendet. In Zentraleuropa gibt es noch keine Anwendungen. Gerade für die Verwendung als Treibstoff, welche die Erdölabhängigkeit reduzieren könnte, fehlen aber in ganz Europa Versorgungsmöglichkeiten für Endanwender. Auch die Infrastruktur ist noch in einer Entwicklungsphase.

Zielsetzung

Das Ziel dieser Arbeit ist eine ausführliche Analyse und Bewertung der Entwicklungen rund um die Umsetzung und Einsatzmöglichkeiten von LNG in Zentraleuropa und Österreich. Mit spezifischem Fokus wird die potentielle Nutzung von LNG als alternativer Treibstoff für Fahrzeugflotten, Schiffe sowie industrieller Anwendungen inklusive der Gewinnung von Bio-LNG erforscht. Dazu wurde in einem ersten Schritt eine umfangreiche Literaturrecherche durchgeführt.

Ergebnisse

Gerade im Bereich der kleinräumigen Verteilung (small scale Anwendungen) und im Treibstoffeinsatz gibt es bis dato nur beschränkte Versorgungsmöglichkeiten für Endanwender. Ebenso befindet sich die Infrastruktur immer noch in der Entwicklungsphase. Es gibt jedoch eine beeindruckende Menge an Arbeiten und Projekten, um diese Barrieren zu durchbrechen und LNG als alternative Energie- und Treibstoffquelle zu implementieren. Zielsetzungen des Vorschlages zu einer Richtlinie der europäischen Kommission über die Einführung einer Infrastruktur für alternative Kraftstoffe sind die Errichtung von LNG Bunkerstationen in allen See- und Binnenhäfen bzw. die Errichtung von Tankstellen innerhalb von maximal vorgegebenen Distanzen entlang des Transeuropäischen Verkehrsnetzes (TEN-T). Derzeit gibt es in Europa 38 LNG Tankstellen, die ca. 200 Lkw und Busse versorgen. Durch strengere Emissionsanforderungen ist im letzten Jahrzehnt auch der LNG betriebene Schiffmarkt gewachsen. Über 20 Schiffe sind bereits an der Küste Norwegens mit LNG unterwegs. Für Binnenschiffe ist LNG als Treibstoff in Europa zwar noch verboten, trotzdem fahren derzeit zwei Binnenschiffe mit einer Ausnahmegenehmigung zwischen Basel und Rotterdam. Auch Biogas wird nach entsprechender Aufbereitung und Reinigung verflüssigt und als Treibstoff verwendet. Dadurch reduziert sich die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen. Die Ergebnisse dieses Papers zeigen die Problemfelder als auch die Potentiale für LNG auf und sollen einen wesentlichen Beitrag für weitere Umsetzungsschritte leisten.

¹ Logistikum, Wehrgrabengasse 1-3, 4400 Steyr,
{Tel.: +43 50804-33272, laura.simmer@fh-steyr.at},
{Tel.: +43 50804-33264, gerald.aschauer@fh-steyr.at}, www.logistikum.at

4.3 SPEICHERKRAFTWERKE (SESSION B4)

4.3.1 Stufenlose Regelung von Pumpspeicher-Wasserkraftwerken

Helmut JABERG¹

Inhalt

Die Aufgabe der Pumpspeicherkraftwerke war seit jeher überschüssige Energie zu speichern und bei Bedarf abzurufen. Durch die Installation einer immensen Menge an Photovoltaik und Windkraftwerken ist die Spitzenstromenergiegewinnung beinahe unrentabel geworden, da durch überdenkenswertes Förderregime die zusätzlichen Benefits der Wasserkraft nicht abgegolten werden. Entscheidend für eine hochindustrialisierte Region ist im Hinblick auf die Stromversorgung nach wie vor die Versorgungssicherheit und Stabilität. Für beide Aspekte ist die Wasserkraft unabkömmlich, übernehmen ja gerade die Pumpspeicherkraftwerke auch Phasenschieberaufgaben, Leistungsfrequenzregelung und sind auf Knopfdruck in kürzester Zeit einsatzbereit und am Netz (Minutenreserve).

In der Technologie sind Pumpspeicherkraftwerke sehr innovationsfreudig und so fand in den letzten Jahrzehnten (Vieux Pre 1985, Ohkawashi 1993 oder Goldisthal 2004) auch die „Variable Speed Technologie“ bei Francispumpturbinen ihren Einsatz. Diese Technologie hat im Hinblick auf den regulären Betrieb nur im Bereich von sehr hohen Spiegelschwankungen ihre Berechtigung. Ein Wirkungsgradgewinn kann durch Optimierung im Kennfeld erreicht werden und so die zusätzlichen Investitionskosten rechtfertigen. Pumpeturbinen werden im Regelfall für den Pumpbetrieb (zwischen saugseitiger Kavitationsgrenze bei maximaler Förderhöhe und druckseitiger Kavitationsgrenze bei minimaler Förderhöhe) optimiert, wobei dann das Muscheloptimum dieses Laufrades im Turbinenbetrieb im Leitschaufel-Verstellbereich zumeist nicht erreicht wird. Mit Hilfe der Drehzahlvariation kann nun bei niedrigen Fallhöhen eine Verbesserung erreicht werden. Der Zugewinn bei realen Projekten ist meist jedoch auf eine Einprozent-Größenordnung beschränkt, jedoch erhöht sich der Einsatzbereich (abhängig von der auftretenden Fallhöhenvariation, als Beispiel PSP Tehri, Indien in Bau, 4*250 MW, wo zwischen minimaler und maximaler Fallhöhe etwa der Faktor 1.8! ist) enorm.

Beim hydraulischen Kurzschluss wird eine variable Pumpleistung durch zwei voneinander getrennte Maschinensätze (Pumpe und Turbine) realisiert. Dabei wird die gute Regelbarkeit der Pelton-turbine ausgenützt und das Triebwasser der Pumpe (die im Optimum läuft) direkt wieder im Pelton-Maschinensatz abgearbeitet wird, wobei die Wassermenge hier äquivalent der im Netz zur Verfügung stehenden Leistung sein kann. Diese Regelungsart ermöglicht so eine stufenlose Leistungsabnahme (0-100 % Pumpleistung) wobei der energetische Nutzen exakt untersucht werden muss.

Nach einem Überblick über ausgeführte Kraftwerke und der eingesetzten Technik der Kraftwerksregelung wird auf die hydraulischen Grundlagen eingegangen und abschließend eine Handlungsempfehlung für den Einsatz gegeben.

¹ TU Graz, Institut für Hydraulische Strömungsmaschinen, Kopernikusgasse 24/IV, Tel.: 0043 316 873 7570, Fax: 0043 316 873 7577, helmut.jaberg@tugraz.at, www.hfm.tugraz.at

4.3.2 Hydraulische, ökonomische und ökologische Optimierung von Triebwasserwegen für Hochdruckwasserkraftwerke

Wolfgang RICHTER¹, Josef SCHNEIDER¹, Gerald ZENZ¹

Einleitung

Seit Jahrtausenden zeichnet sich der Erfolg von Hochkulturen darin aus, sich einerseits vor den Wassergewalten zu schützen und andererseits die lebensnotwendigen Eigenschaften des Wassers sowie die Kraft des Wassers zu nützen. Ingenieurtechnische Wasserbauten stellen somit eine Grundvoraussetzung für eine erfolgreiche Hochkultur dar. Wasser wird zudem gratis mit Sonnenkraft in höhere Region gehoben und es kann bei seinem Abfluss energetisch genutzt werden. Bei heutigen alpinen Hochdruckanlagen werden Höhenunterschiede von bis zu 1800 m Fallhöhe direkt abgearbeitet. Diese technischen Bauwerke stellen durch den komplexen bautechnischen Aufwand sowie den großen Kräften, welche darin auftreten, eine besondere Herausforderung an die Ingenieurskunst. Vor 2550 Jahren wurde der 1036 m lange Wasserversorgungstunnel von Samos gebaut. Seine Betriebszeit betrug 1200 Jahre (Garbrecht 1995). Vor 2200 Jahren wurde die Druckrohrleitung von Pergamon errichtet, welche bereits dem heutigen hydraulischen Prinzip alpiner Hochdruckwasserleitungen entspricht. Es wurde eine lange Niederdruckzuleitung (ineinandergesteckte und abgedichtete Tonrohre) gebaut und am Übergang zu Hochdruckbereichen wurden Wasserschlösser angeordnet (Wasserkammern, Absetzbecken). Die Druckrohrleitung von Pergamon hat eine Innendruckbelastung von 175 mWS überwunden (Vermutlich Bleirohre). Diese Anlage war mindestens 380 Jahre in Betrieb (Garbrecht 1995). Vitruvius Pollio schreibt im achten Buch seiner zehn Bücher bereits im Jahre 22 v. Chr. über Architektur über die prinzipielle Vorgangsweise beim Bau von Wasserleitungsanlagen. Der Übergang von der Zuleitung zum Versorgungssystem einer Stadt wird über ein zweistufiges Kammersystem bewerkstelligt welches castellum bezeichnet wird (Reber 1865).

Wasserkraftanlagen zählen zu den Kraftwerkssystemen mit dem höchsten erzielbaren Erntefaktor bezüglich investierter Energie und erzeugter Energie.

Da die Beschleunigung von Wasser in Rohrleitungen nicht abrupt erfolgen kann, muss ab einer gewissen Leitungslänge ein Wasserschloss angeordnet werden, um eine Wasserkraftanlage überhaupt regulierbar zu machen. Bei Beschleunigungs- und Verzögerungsvorgängen wird somit die kinetische Energie des fließenden Wassers vom Einlauf bis zum Wasserschloss in potentielle Energie transformiert. Daraus ergibt sich die grundlegende Auslegung von Wasserschlossern. Der Leitungsbereich vom Wasserschloss zu den hydraulischen Maschinen erfolgt alpin üblicherweise in stahlgepanzerten Rohrleitungen oder Druckschächten. Die Stahlauskleidung ist notwendig, um den statischen und dynamischen Innendruck aufzunehmen. Der dynamische Innendruck ergibt sich aus der Transformation der kinetischen Energie bei Schließ oder Öffnungsvorgängen an den Turbinen. Im Extremfall, bei schnellen Schaltvorgängen, wird die gesamte Fließenergie in Druckenergie umgewandelt (Schließ oder Öffnungszeit unter der Reflexionszeit der Schallwelle in der Leitung). Dies wird als Druckstoß bezeichnet. Die Situierung eines Wasserschlosses vermindert beträchtlich die Reflexionszeit und ermöglicht daher eine geringere Belastung des Druckschachtes durch den dynamischen Druck. Panzerungsstrecken bis zum Wasserschloss werden ab wenigen hundert Metern bis etwa zweitausend Metern Länge errichtet. Durch die erforderlichen Stahldicken für Innendruck und die zusätzlich zu dimensionierende Auslegung auf äußerlichen Wasserdruck bei Schachtlösungen werden für den Bau große Mengen an hochqualitativem Stahl benötigt. Der Einsatz dieser Ressource in Kombination mit dem Auffahren den Hohlraums und einer Betonauskleidung erfordert eine hohe finanzielle Investition.

In Norwegen wurde aufgrund geologischer Vorteile bereits 1921 der erste unausgekleidete Druckschacht errichtet (Palmström 1987).

Druckhöhen und Schachtlängen werden bis auf über 1000 mWS im 20. Jhd. gesteigert. Aufgrund schwieriger Zugangsbedingungen für den Schacht- und Wasserschlossbau sowie der ursprünglichen Erfordernis eines sehr langen Wasserschlossschachtes wird 1975 die erste große Wasserkraftanlage mit einem Druckluftwasserschloss ausgestattet (Rathe 1975, Brekke 1972).

¹ Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft, Stremayrgasse 10/2, A-8010 Graz, Austria, hydro@tugraz.at

Die Situierung eines Druckluftwasserschlosses ermöglicht eine direkte Stollenverbindung von der Kraftkaverne zum Reservoir. Das Wasserschloss muss in ausreichender Überdeckung hinsichtlich der minimalen Gebirgsspannung positioniert werden sowie eine ausreichende Dichtheit aufweisen. In Norwegen wird bei einigen Anlagen mit Druckwasserschirmen der Luftverlust entgegen gewirkt (Kjørholt und Broch 1992). Bei der Methode mittels Druckluftwasserschloss wird die Rohrleitungslänge zwischen Turbinen und Wasserschloss minimiert und ermöglicht somit eine sehr geringe erforderliche Länge von Stahlpanzerung. Zusätzlich wird aufgrund der sehr geringen Reflexionszeit der dynamische Druck wesentlich geringer. Durch die tiefliegende Anordnung eines Druckluftwasserschlosses können die auftretenden Krafteinwirkungen der Wasserleitungsführung direkt über eine Kraftmitwirkung des Gebirges abgetragen werden.

Besonders bei schnell versperrenden Pumpturbinen kann dadurch die dynamische Belastung der Druckrohrleitung verringert werden. Im Zusammenhang mit einer unausgekleideten Bauweise von Druckstollen konnten somit in Norwegen sehr ökonomische Druckrohrleitungen erstellt werden. Aus der ökonomischen Ressourcenminimierung ergibt sich zudem eine wesentliche ökologische Komponente. Alpin wird derzeit erfolgreich das Unterwasserwasserschloss des Pumpspeicherkraftwerkes Kops 2 betrieben. Die Luftdichtheit wird hierbei durch eine Stahlpanzerung im luftexponierten Teil des Wasserschlosses gewährleistet. Eine ambitionierte Positionierung eines oberwasserseitigen Druckluftwasserschlosses in alpinen Anlagen erfordert zusätzliche Investition in Forschungsleistungen. Auch müssen für die Anforderungen zukünftiger hochflexibler Hochdruckwasserkraftanlagen weitere, bisher auch in Norwegen nicht berücksichtigte, Herausforderungen gemeistert werden. Diese betreffen ökonomische Befüllzeiten von Druckluft in den Wasserschlossern oder die Auslegung der Kraftwerke auf ungünstige Mehrfachschaltfälle.

Ziel der Untersuchungen ist die Absteckung der bautechnischen Randbedingungen für Triebwasserwege von zukünftigen alpinen Hochdruckwasserkraftanlagen bzw. Pumpspeicherkraftwerken, welche aufbauend auf den erfolgreichen Methoden und Bauwerken in Europa entwickelt werden. Es soll entsprechend des Geistes der Hellenen, nachhaltige Infrastruktur mit geringem CO₂ Einsatz generiert werden. Wesentlich dafür ist die gesellschaftliche Anerkennung großer Bauwerke, die sicher und zum Wohlstand aller betrieben werden können.

Danksagung

Die Autoren danken der intensiven Forschungszusammenarbeit mit dem *Institutt for vann- og miljøteknikk* (Norwegische Technische Universität in Trondheim), insbesondere Herrn Kaspar Vereide und Prof. Leif Lia. Zudem gilt der Dank dem Rektorat der TU Graz und der Europäischen Union für die Förderung eines Forschungsaufenthaltes in Trondheim. Dank gilt auch Prof. Broch und Dr. Kjørholt für die intensive Diskussion in Norwegen sowie der freundlichen Zusammenarbeit mit den Vorarlberger Illwerken.

Referenzen

Brekke H. *Stability Problems in High Pressure Tunnel Systems in Norwegian Hydro-Electric Power Plants*, International Conference on Pressure Surges 6th-8th September 1972, University of Kent, Canterbury, England

Garbrecht G. *Meisterwerke antiker Hydrotechnik*, Verlag Teubner Zürich 1995

Kjørholt H., Broch E. *The Water Curtain – a Successful Means of Preventing Gas Leakage from High-Pressure, Unlined Rock Caverns*, Tunneling and Underground Space Technology, Vol. 7, No. 2 pp. 127-132, 1992

Palmström A. *Norwegian Design and Construction Experiences of unlined Pressure Shafts and Tunnels*, International Conference on Hydropower, Oslo 1987

Rathe L. *An innovation in surge chamber design*, Water Power & Dam Construction 1975

4.3.3 Anwendung von Kriterienkatalogen bei der strategischen Planung von Wasserkraftprojekten

Bernd HOLLAUFL¹, Gerhart PENNINGER²

Rahmenbedingungen für den Wasserkraftausbau in Österreich

Die Nutzung von Wasserkraft zur Stromgewinnung hat in Österreich traditionell aufgrund der günstigen natürlichen Gegebenheiten eine lange Tradition und hohe Bedeutung. Im Jahr 2012 hat die Wasserkraft mit 47,6 TWh [1] rund 65 % zur gesamten Elektrizitätserzeugung beigetragen. Aufgrund des hohen Wasserkraftanteils liegt Österreich im europäischen Vergleich im Spitzenfeld bei der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Der Anteil an erneuerbaren Energien soll zukünftig im Sinne einer möglichst umwelt- und klimafreundlichen Elektrizitätsversorgung weiter erhöht werden. Eine grundlegende Weichenstellung dafür ist auf europäischer Ebene mit dem Richtlinien- und Zielpaket für Klimaschutz und Energie erfolgt, das als einen wesentlichen Bestandteil die Erneuerbare Energie-Richtlinie (Richtlinie 2009/28/EG) umfasst. National finden sich konkrete Ausbauziele für die Wasserkraft in der Energiestrategie Österreich, dem Nationalen Aktionsplan und dem Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012, BGBl. I Nr. 75/2011). Darüber hinaus haben auch Bundesländer Ausbauziele definiert. In Tirol ist beispielsweise gemäß Regierungsbeschluss vom 15. März 2011 die Nutzung von zusätzlich 2,8 TWh/a aus Wasserkraft in den nächsten 25 Jahren vorgesehen. Demgegenüber stehen Vorgaben zum Natur- bzw. Gewässerschutz, die die Errichtung von weiteren Wasserkraftanlagen erschweren. In der Europäischen Union bilden die Wasserrahmenrichtlinie, die FFH-Richtlinie und die Vogelschutzrichtlinie die zentrale Rechtsgrundlage der Naturschutzpolitik.

Neben den rechtlichen Rahmenbedingungen ist auch das zur Verfügung stehende Wasserkraftpotenzial maßgeblich für die Wasserkraftentwicklung. In Österreich wurden mehrere Potenzialstudien mit unterschiedlichem Fokus erarbeitet. Laut Pöyry Wasserkraftpotenzialstudie existiert noch ein Restpotenzial von 12,7 TWh [2]. Der gemäß den Kraftwerksprojekten der Unternehmen von Österreichs Energie geplante Ausbau beträgt vergleichsweise rd. 4 TWh bis 2025, wobei etwa 2 TWh aus Anlagenerweiterungen und Effizienzsteigerungen resultieren (Stand: März 2013) [3].

Die Herausforderung bei der Umsetzung von neuen Wasserkraftwerken besteht in der gleichzeitigen Berücksichtigung der zum Teil divergierenden Interessen aus Sicht der Ökologie, der Energie- und Wasserwirtschaft sowie der Raumplanung. Als Hilfsmittel für die Abwägung der unterschiedlichen Interessen wurden in den letzten Jahren in Österreich unter Einbindung betroffener Interessengruppen mehrere Kriterienkataloge erarbeitet.

Kriterienkataloge als strategische Planungsinstrumente

Kriterienkataloge beinhalten Kriterien, die letztlich die zahlreichen Facetten eines Wasserkraftwerkes widerspiegeln. Ziel ist eine möglichst objektive Interessensabwägung mit Hilfe fachlich fundierter Kriterien, um den Prozess bis zur Entscheidungsfindung möglichst einheitlich und nachvollziehbar zu gestalten. Kriterienkataloge können der Identifizierung von für die Wasserkraftnutzung am besten geeigneten Gebieten bzw. Gewässerstrecken dienen und stellen somit ein wichtiges Instrument für die strategische Planung von Wasserkraftwerken dar. Abbildung 1 zeigt eine Übersicht der zurzeit in Österreich existierenden und auf Bewertungskriterien basierenden Planungsdokumente.

¹ VERBUND Umwelttechnik GmbH, 9020 Klagenfurt am Wörthersee, Lakeside B06 b,
Tel.: +43 664/8286858, +43(0)50313-32, bernd.hollauf@verbund.com, www.verbund.com

² VERBUND Hydro Power AG, 1150 Wien, Europaplatz 2 (Wien Westbahnhof),
Tel.: +43 664/8286321, +43(0)50313-55159, gerhart.penninger@verbund.com, www.verbund.com

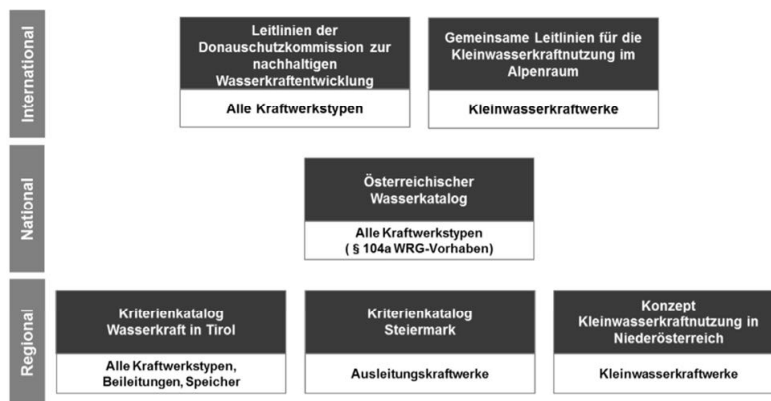


Abbildung 1: In Österreich verfügbare Planungsdokumente mit Bewertungskriterien und deren Hauptanwendungsbereich

In den Leitlinien für den Alpen- bzw. Donauraum wird eine zweistufige Bewertungsmethodik mit projektunabhängigen und projektspezifischen Kriterien empfohlen. Der Bundeskatalog beinhaltet ökologische, energie- und wasserwirtschaftliche Kriterien. Auf Ebene der Bundesländer werden in den Katalogen zusätzlich Aspekte der Raumordnung und des Naturschutzes berücksichtigt.

Bewertungsergebnisse und Erfahrungen mit Kriterienkatalogen am Beispiel des Gemeinschaftskraftwerkes Inn

Gemeinsam mit der Tiroler Wasserkraft AG und der Engadiner Kraftwerke AG hat VERBUND ein grenzüberschreitendes Kraftwerksprojekt initiiert. Geplant ist die Errichtung eines Ausleitungskraftwerkes mit einem Regelarbeitsvermögen von 414,3 GWh/a und einer Engpassleistung von 89 MW. Das Projektgebiet umfasst das schweizerische Unterengadin und auf der österreichischen Seite das Oberinntal bis zur Gemeinde Prutz. Mit der Planung wurde bereits im Jahr 2004 begonnen, der Genehmigungsantrag wurde in beiden Ländern im April 2007 eingereicht. Während das Projekt im Rahmen der Schweizer Energiestrategie als prioritär eingestuft und durch die Schweizer Behörden im Herbst 2010 genehmigt wurde, wurde die Genehmigung in Österreich erst nach weiterer intensiver Prüfung durch den Bundesumweltsenat Ende 2012 erteilt.

Das Projekt wurde im Zuge des Genehmigungsverfahrens sowohl nach dem Österreichischen Wasserkatalog wie auch nach dem Tiroler Kriterienkatalog bewertet. Der Tiroler Kriterienkatalog beinhaltet zahlreiche Kriterien für die Fachbereiche Energiewirtschaft, Wasserwirtschaft, Raumordnung, Gewässerökologie und Naturschutz. Das Projekt wurde gemäß Tiroler Kriterienkatalog in allen Fachbereichen als genehmigungsfähig bewertet. Die Anwendung des Kriterienkataloges hat sich am Beispiel GKI als praktikables, wenn auch aufwendiges Hilfsmittel erwiesen.

Die Bewertung gemäß Bundeskatalog liefert hingegen keine Aussage zur Genehmigungsfähigkeit. Zudem werden aus kompetenzrechtlichen Gründen wesentliche Materien wie Naturschutz und Raumordnung nicht abgedeckt. Die Ergebnisse stellen somit lediglich ein grobes Hilfsmittel zur Schwachstellenidentifizierung dar. Positiv hervorzuheben ist, dass die Einstufung der ökologischen Kriterien mit Hilfe von Karten rasch und nachvollziehbar vorgenommen werden kann.

Grundsätzlich wird die Anwendung von Kriterienkatalogen auf Basis der bisherigen Erfahrungen als Schritt in die richtige Richtung gesehen, es bleibt jedoch abzuwarten, inwieweit sie zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren beitragen werden.

Referenzen

- [1] Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft; <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/jahresreihen> aufgerufen am 20.11.2013
- [2] VEÖ Wasserkraftpotenzialstudie Österreich, Endbericht, Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs, Mai 2008
- [3] Oesterreichs Energie, Presseinformation – Strategische Planung Erzeugung, 4.7.2013

4.3.4 Die Erhöhung des Wertes erneuerbarer Einspeisung durch Pumpspeicherkraftwerke

Thomas NACHT(*)¹, Heinz STIGLER¹

Inhalt

Getrieben durch eine zunehmende ökologische Sensitivität ist die Elektrizitätswirtschaft heute durch das Streben nach einer immer höheren Durchdringungsrate regenerativer Erzeugung gekennzeichnet. Die 20-20-20-Ziele der EU schreiben einen Anteil von 20% erneuerbarer Erzeugung am Gesamtenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 vor. In Deutschland, das in den letzten Jahren eine Vorreiterrolle im Ausbau von Windkraft und Photovoltaik eingenommen hat, sind erneuerbare Anteile an der Stromerzeugung von 35% bis 2020 vorgesehen.

Eine große Herausforderung im Umgang mit diesen hohen Durchdringungsraten erneuerbarer Erzeugung stellt deren Dargebotsabhängigkeit dar. Diese hat zur Folge, dass Photovoltaik und Laufwasserkraft im Mittel eine höhere Erzeugung im Sommer aufweisen. Eine hinsichtlich Lastcharakteristik vorteilhafteren Jahresverlauf zeigt die Windkraft, die im Winter tendenziell mehr Produktion aufweist als im Sommer. Windkraft, Wasserkraft und Photovoltaik verbindet, dass der sichere Beitrag zur Jahreshöchstlastdeckung im Verhältnis zur installierten Leistung eher gering ausfällt, oder im Fall der Photovoltaik in unseren Breiten nicht existent ist. Diese Eigenheit in Kombination mit den erwünschten hohen Durchdringungsraten erneuerbarer Erzeugung verlangt danach, Möglichkeiten zu finden, die erzeugte regenerative Energie vom Zeitpunkt des Dargebots zum Zeitpunkt des Bedarfs zu verlagern.

Methodik

Es sollen Pumpspeicherkraftwerke (PSKW) gezielt eingesetzt werden, um vorzugsweise erneuerbare Erzeugung aus Niedriglastzeiten in die Zeiten hoher Lasten zu verschieben. Der Einsatz der PSKW hat zum Ziel die Restlast (Last abzüglich erneuerbarer Einspeisung abzüglich eventueller Turbinenleistung zuzüglich eventueller Pumpleistung), welche der thermische Residualkraftwerkspark decken muss, zu jedem Zeitpunkt unter einer Restlastgrenze (berechnet als %-Anteil der Jahreshöchstlast) zu halten. Wodurch die notwendige Vorhaltung thermischer Kraftwerke minimiert werden kann.

Untersucht wird, welchen Beitrag die unterschiedlichen erneuerbaren Einspeiser zur Lastreduktion in den Hochlastzeiten leisten können, sowie welchen Anteil sie zur Deckung der Jahreshöchstlast beitragen und welches Verhältnis von eingespeister zu installierter Leistung sich ergibt. Eine Erhöhung dieser Werte lässt sich durch einen gezielten PSKW-Einsatz erreichen. Um eine Aussagekraft über die Auswirkungen des Pumpspeichereinsatzes auf den Beitrag zur Spitzenlastdeckung der einzelnen erneuerbaren Erzeugungstypen zu erhalten stammt die erneuerbare Einspeisung, mit der das System beaufschlagt wird, jeweils nur von einer erneuerbaren Quelle.

Die Untersuchungen werden aufgrund der Vorreiterrolle Deutschland beim Ausbau erneuerbarer Energieerzeugung auf Deutschland beschränkt.

Zum Vergleich der Auswirkungen des gezielten PSKW-Einsatzes wird das System einmal mit einem Anteil erneuerbarer Erzeugung von 5% (etwa 27 TWh) des Jahresstrombedarf von 2010 beaufschlagt und einmal mit einem Anteil von 35%, ebenfalls am Jahresstrombedarf von 2010 bemessen (etwa 187 TWh). Der restliche Bedarf wird durch konventionelle Kraftwerke gedeckt. Die erneuerbare Einspeisung wird dabei jeweils immer nur aus einer Quelle (Wind, Laufwasser, PV) bereitgestellt. Die stündlichen Einspeisewerte stammen aus Modellen auf Basis der jeweiligen Primärenergieträger (Windgeschwindigkeit, Durchfluss und Globalstrahlung), deren Datengrundlage mehrere Jahre umfasst. Dadurch ergeben sich bei gegebener installierter Leistung je Erzeugungstyp mehrere unterschiedliche Einspeisezeitreihen.

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873 7911, +43 316 873 107911, thomas.nacht@tugraz.at, iee.tugraz.at

Für den koordinierten Einsatz der PSKW werden zwei unterschiedliche Einsatzstrategien festgelegt. Beide Strategien haben zum Ziel, dass die Restlast, mit der das thermische System belastet wird, über das ganze Jahr einen gewissen Wert nicht überschreiten darf.

Diese Grenze definiert somit den Zeitpunkt, ab dem ein PSKW in den Turbinenbetrieb gehen muss. Die beiden Einsatzstrategien unterscheiden sich hinsichtlich des Zeitpunktes, an dem die PSKW pumpen dürfen. Für die Einsatzstrategie 1 (ES1) darf das PSKW zu jedem beliebigen Zeitpunkt pumpen, solange die oben beschriebene Restlastgrenze eingehalten ist. Für die Einsatzstrategie 2 (ES2) darf das PSKW erst bei Erreichen einer unteren Restlastgrenze einen Pumpbetrieb in Erwägung ziehen.

Unter Berücksichtigung der europäischen Potentiale für Pumpspeicherung werden verschiedene PSKW-Kapazitäten für die weiteren Berechnungen festgelegt. Anhand dieser Größen und den Zeitreihen erneuerbarer Einspeisung und Optimierungen in GAMS lässt sich ermitteln welche Restlastgrenzen im System realisierbar sind und welche Pump- und Turbinenleistungen dafür notwendig sind. Dabei wird nach erneuerbarem Erzeugungstyp und Einsatzstrategie unterschieden und verglichen. Nach der Ermittlung der erreichbaren Restlastgrenzen wird der Anteil der direkten und indirekten erneuerbaren Einspeisung an der Lastreduktion ermittelt. Unter dem direkten Anteil versteht man jenen Teil, den die erneuerbare Einspeisung zum jeweiligen Zeitpunkt leistet. Der indirekte Anteil umfasst erneuerbare Erzeugung, die zu einem anderen Zeitpunkt eingespeist und durch das PSKW zeitlich verschoben wurde. Neben dem Anteil für die Lastreduktion lässt sich aus den erneuerbaren Zeitreihen die Minimaleinspeisung zum Zeitpunkt der Jahresspitze errechnen, sowie den dazugehörigen indirekten Beitrag durch das PSKW.

Dadurch lassen sich Wind-, Laufwasserkraft und PV hinsichtlich ihres Beitrags zur Spitzenlastdeckung vergleichen und ableiten, welcher Mehrwert sich hinsichtlich Versorgungssicherheit aus einer Kombination von erneuerbarer Einspeisung und gezieltem Pumpspeicherkraftwerkseinsatz ergibt.

Ergebnisse

Der grundsätzliche Effekt der zeitlichen Verlagerung erneuerbarer Einspeisung (indirekte Einspeisung) stellt sich unabhängig von der gewählten Einsatzstrategie ein. Die beiden Strategien unterscheiden sich hinsichtlich der erreichbaren Restlastgrenze bei gegebener Speichergröße. Durch Verwendung der ES1 lassen sich geringere Restlastgrenzen erreichen als durch einen Betrieb nach ES2. Eine geringere Restlastgrenze ist von Vorteil da die notwendige Vorhaltung thermischer Kraftwerke geringer ist. Hinsichtlich der verschiedenen erneuerbaren Einspeisungen zeigt sich, dass die Restlastgrenzen sehr ähnlich sind, wobei ein exklusiver Einsatz von Laufwasserkraft zu den besten Ergebnissen führt.

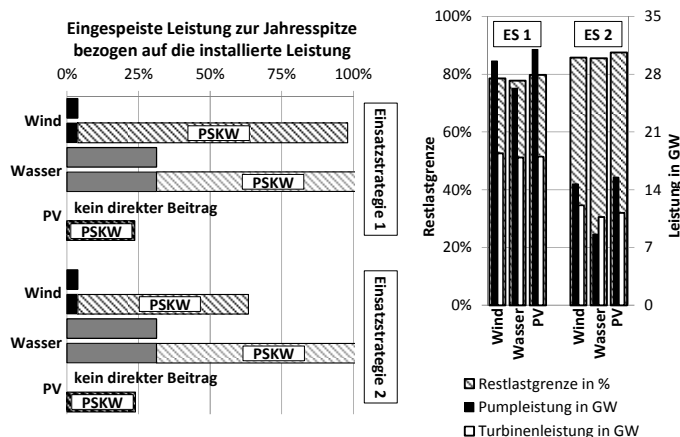


Abbildung 1: Ausgewählte Ergebnisse zur Spitzenlastdeckung durch Erneuerbare in Kombination mit Speicher (links) und resultierende Restlaststufen (rechts)

zu installierter Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast zeigt, dass das minimale Verhältnis, resultierend aus den Einspeisezeitreihen, durch den gezielten Einsatz von PSKW stark angehoben wird. Die besten Ergebnisse resultieren bei der Laufwasserkraft gefolgt von Windkraft und PV.

Vorteilhaft verhält sich die ES2 wenn es zur Betrachtung der Lastreduktion durch direkte und indirekte erneuerbare Einspeisung kommt. Hier werden bei einem Einsatz der PSKW nach ES2 tendenziell höhere Werte erreicht. D.h. es wird bei der ES2 mehr erneuerbare Energie verpumpt als bei der ES1. Beiden Einsatzstrategien ist jedoch gemein, dass durch den gezielten Einsatz der Anteil der erneuerbaren Einspeisung zur Lastreduktion (von Residuallast auf Restlastgrenze) stark erhöht wird. Die Betrachtung des Verhältnisses aus eingespeister

4.3.5 Abschätzung des zukünftigen Energiespeicherbedarfs in Österreich und Deutschland zur Integration variabler erneuerbarer Stromerzeugung

Karl Anton ZACH¹, Hans AUER¹, Georg LETTNER¹, Thomas WEISS²

Motivation

Der Anteil erneuerbarer Energien (EE) am Nettostromverbrauch erhöht sich stetig – speziell variable EE wie Wind (onshore, offshore) und Photovoltaik (PV) bekommen immer größere Bedeutung. Bereits in der Vergangenheit gab es Zeitpunkte in denen die EE-Einspeisung die Last übertraf – bei installierten Leistungen von variablen EE welche die jährliche Spitzenlast übertreffen wird dieses Problem in Zukunft noch häufiger und gravierender auftreten.

Die Fähigkeit von großtechnischen Elektrizitätsspeichern (GES), wie z.B. Pumpspeicherkraftwerke (PSW) und Druckluftspeicher, große Mengen an Elektrizität zu speichern und bei Gebrauch wieder freizusetzen kann viele Probleme abschwächen / lösen die in einem Elektrizitätssystem mit hohem Anteil variabler EE auftreten können. Speziell Österreich nimmt durch seine hohe installierte PSW-Leistung und große Speicherkapazität in den Alpen eine spezielle Rolle in Zentraleuropa ein – besonders Deutschland wird durch seinen hohen zukünftigen EE-Ausbau einen erhöhten Bedarf an GES haben, hat jedoch nur geringe PSW-Potentiale.

Dieses Paper analysiert den zukünftigen Bedarf an GES in Österreich und im kombinierten System Österreich-Deutschland zur Speicherung / Integration von überschüssiger EE bei unterschiedlichen EE-Ausbauszenarien bis zum Jahr 2050³.

Methodik

Als ersten von zwei Schritten in der Analyse des zukünftigen Stromspeicherbedarfs wurde die Residuallastkurve von Österreich bzw. vom kombinierten System Österreich-Deutschland für unterschiedliche Szenarien erstellt und untersucht. Für AT wurden drei Szenarien bis 2020 – i.e. gemäß nationalem Aktionsplan für EE (NREAP-AT), ein Business-As-Usual (BAU) und ein GREEN Szenario mit erhöhtem EE-Ausbau – und zwei Szenarien bis 2050 (BAU & GREEN) analysiert. Für das kombinierte System AT-DE wurde das GREEN-Szenario von AT mit zwei unterschiedlichen 80%-EE-Szenarien von DE – mit bevorzugtem Ausbau von Wind bzw. PV – im Jahr 2050 analysiert.

Für die Ableitung des Verlaufs der zukünftigen Residuallast wurden reale stündliche EE-Einspeise- und Verbrauchs-Daten aus dem Jahr 2011 entsprechend den Szenarienannahmen hochskaliert. Die Residuallast wurde definiert als der Stromverbrauch minus der Einspeisung variabler EE, d.h. die Erzeugung von Wind-, PV-Anlagen und Laufwasserkraftwerken (ohne PSW). Eine negative Residuallast bedeutet, dass ein Überschuss an erzeugter EE im System vorhanden ist – die EE-Einspeisung übertrifft den Stromverbrauch zu diesen Zeitpunkten. Dieser Überschuss kann entweder durch Abregelung der EE-Anlage zurückgewiesen, in Nachbarländer exportiert oder in Stromspeichern gespeichert werden. Die Abregelung und der Export von EE-Einspeisung sind für die weitere Analyse jedoch keine Option. Das Übertragungsnetz wurde in der Analyse nicht berücksichtigt.

Im zweiten Schritt der Analyse erfolgt die eigentliche Berechnung des Stromspeicherbedarfs, wofür ein Berechnungsalgorithmus entwickelt wurde. Der Stromspeicherbedarf wird in dieser Optimierung aus Systemsicht berechnet, d.h. der Zweck von Stromspeichern ist die maximale Integration überschüssiger EE-Einspeisung ohne Berücksichtigung sich einstellender Spotmarktpreise.

¹ Energy Economics Group (EEG), Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Technische Universität Wien, Gusshausstrasse 25-29/370-3, 1040 Wien, Tel.: +43-1-58801-370366, zach@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

² Institut für Elektrische Energiesysteme, Helmut Schmidt Universität, Holstenhofweg 85, 22043 Hamburg, Tel.: +49-40-6541-2163, thomas.weiss@hsu-hh.de, www.hsu-hh.de/evhs

³ Dieses Paper wurde im Rahmen des Forschungsprojekts "stoRE" (www.store-project.eu) erstellt, ko-finanziert durch das "Intelligent Energy Europe" Programm der Europäischen Union

Das Ziel des Algorithmus ist es, so wenig Leistung und Speicherkapazität der Stromspeicher wie möglich zu benutzen, um alle EE-Überschüsse zu integrieren/speichern. Im Prinzip verfolgt der Algorithmus eine Verringerung der residualen Spitzenlast (turbinieren) und eine Erhöhung in der residualen Last in Zeiten hoher EE-Einspeisung (durch speichern/pumpen) zu erreichen. Falls der erwartete EE-Überschuss die Speicherkapazität übertrifft, versucht der Stromspeicher seinen Einsatz so zu planen, dass der Speicher zuvor komplett geleert wird, um möglichst viel des EE-Überschusses zu speichern.

Ergebnisse

Die installierte Leistung der PSW wird in den erstellten Szenarien bis zum Jahr 2050 kontinuierlich erweitert und beträgt 2050 9,2 GW. Dennoch zeigt sich in der durchgeführten Analyse des zukünftigen Stromspeicherbedarfs, dass dieser Ausbau nicht ausreicht, um alle EE-Überschüsse im GREEN-Szenario im Jahr 2050 ins österreichische Stromsystem zu integrieren – aufgrund der hohen Einspeisung variabler EE (v.a. PV) wird eine größere Pumpleistung zur Aufnahme überschüssiger Strommengen benötigt. Die Ergebnisse der Analyse zeigen aber auch, dass die bereits vorhandenen PSW ausreichen, um die erwartete EE-Einspeisung im Jahr 2020 (alle Szenarien) und im BAU-Szenario im Jahr 2050 ins österreichische Stromnetz zu integrieren.

Die Ergebnisse der Analyse der AT-DE-Szenarien zeigen (cf. Tabelle 1), dass die insgesamt benötigte Leistung zur vollständigen EE-Integration die installierte Leistung der österreichischen PSW bei weitem übersteigt. Im Szenario mit bevorzugtem Ausbau von PV (Szenario BC) werden zusätzlich 42 GW Pumpleistung benötigt; im Szenario mit bevorzugtem Ausbau von Wind (Szenario AC) ungefähr 20 GW. Die erhöhte benötigte PSW-Leistung im Szenario BC kann auf die höhere installierte PV-Leistung zurückgeführt werden. In den Szenarien ohne Leistungserweiterung der PSW (d.h. AC und BC) weisen die PSW beider Länder sehr hohe Kapazitätsfaktoren wegen großer Fluktuationen der Residuallast auf. Speziell die Speicher der deutschen PSW werden sehr oft komplett geladen und wieder entladen, was zu hohen Kapazitätsfaktoren führt. Auch im kombinierten Stromsystem AT-DE zeigt sich, dass die auf 2 TWh festgelegte Speicherkapazität der österreichischen PSW ausreicht, um alle EE-Überschüsse zu speichern

Speziell bei Betracht der Ergebnisse des kombinierten Systems AT-DE zeigt sich, dass ein weiterer Ausbau und eine Aufrüstung der österreichischen PSW auch für PSW-Entwickler sinnvoll erscheint – die hohen Mengen und Überschüsse deutscher EE-Einspeisung führen zu stark erhöhten Kapazitätsfaktoren/Einsätzen der österreichischen PSW.

2050 Szenarien	Zusätzlich benötigte Leistung & Kapazität im komb. System AT-DE			Zusätzlich benötigte Leistung & Kapazität in DE allein		
	P _{Pumpe}	P _{Turbine}	E _{Speicher}	P _{Pumpe}	P _{Turbine}	E _{Speicher}
AC	19,17 GW	19,98 GW	0	38,79 GW	25,17 GW	1.534 GWh
BC	42,00 GW	20,51 GW	0	55,16 GW	29,04 GW	950 GWh
	Kapazitätsfaktoren					
	Deutsche PSW			Österreichische PSW		
	Speicherung	Erzeugung	Total	Speicherung	Erzeugung	Total
AC	24,49 %	19,80 %	44,29 %	25,22 %	19,88 %	45,10 %
AC _{voll}	24,42 %	19,75 %	44,17 %	8,47 %	6,57 %	15,04 %
BC	28,87 %	23,35 %	52,22 %	25,88 %	20,80 %	46,68 %
BC _{voll}	28,79 %	23,29 %	52,08 %	8,50 %	10,80 %	19,30 %

Tabelle 1: Übersicht der Simulationsergebnisse der 2050-Szenarien für AT-DE

Referenzen

Zach et al.: "Abschätzung des zukünftigen Energiespeicherbedarf in Österreich zur Integration variabler erneuerbarer Stromerzeugung", Publikation des Forschungsprojektes "stoRE", verfügbar auf www.store-project.eu, 2013

4.3.6 Energiepolitische Trends zur Gestaltung des zukünftigen Energiesystems – Welche Rolle spielt die Wasserkraft für die Eisenbahn?

Ludwig PISKERNIK¹

Inhalt

In diesem Artikel werden wesentliche Denkansätze (und Primärinteressen) und deren Implikationen auf das Energiesystem dargestellt. Wasserkraft spielt global und europäisch gesehen eine weniger bedeutende Rolle in der Stromversorgung als in Österreich. Am Beispiel der Wasserkraft als Treibstoff für die elektrische Eisenbahn in Österreich wird diese Besonderheit nochmals hervorgehoben.

Globaler energiepolitischer Rahmen

Energiepreise im globalen Vergleich - Wettbewerb der Regionen

Energiepreise sind in Europa ein Vielfaches höher als in den USA. Eine Deindustrialisierung steht bereits laut Berichten der IEA bis 2035 für die energieintensive Industrie in Europa (und Japan) im Raum. Energiekosten sind für einige Industriezweige (Chemie, Stahl, Aluminium, Zement, Glas und Papier) entscheidend. Energieintensive Sektoren stehen für 20 % der industriellen Wertschöpfung, für 25 % aller Industriearbeitsplätze und 70 % des industriellen Energieverbrauchs. Die Produktion und der Export energieintensiver Güter werden bis 2035 vor allem in den asiatischen Schwellenländern stark zunehmen.

Klimaschutz und Ausbau der erneuerbaren Energien

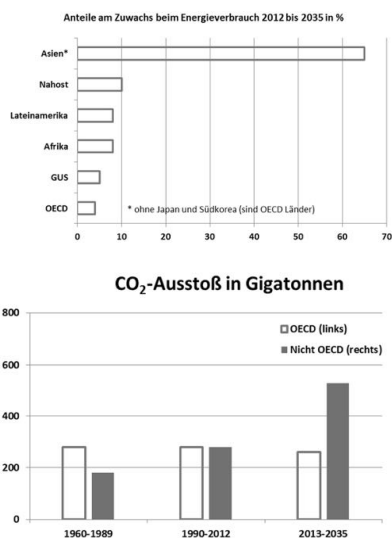


Abbildung 1: Anteil am Energieverbrauch 2012-2015 nach Regionen und Entwicklung der CO₂-Emissionen (Quelle IEA, 2013).

Laut aktuellem Bericht des IPCC waren die letzten drei Dekaden seit 1983 die Wärmsten seit 1.400 Jahren auf der nördlichen Hemisphäre. Zur Reduktion der Treibhausgase als auch der Importabhängigkeit setzt man in europäischen Politiken auf den Ausbau von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz. Bis 2035 werden 50 % des Zuwachses an globalen Stromerzeugungs-kapazitäten durch Erneuerbare bereitgestellt. Die Nutzung der Atomkraft soll um 2/3 steigen. Der Klimaschutz hängt von China ab. China verbrennt derzeit schon mehr Kohle als der Rest der Welt. Lt. IEA Prognosen sind vor allem China, Indien und der Mittlere Osten für den Anstieg der Energienachfrage verantwortlich. China wird im Jahr 2020 der größte Ölimporteur der Welt und Indien der größte Kohleimporteur. Derzeit befindet sich die Erde auf den Pfad einer Erwärmung um 3,6°

Ansätze zur Gestaltung der Energiepolitik und Auswirkungen auf das Design des zukünftigen europäischen Elektrizitätssystems bis 2050

Auf dem Hintergrund der aktuellen politischen Visionspapiere der Europäischen Union gehen derzeit große Veränderungen in der europäischen Elektrizitätswirtschaft / Energiewirtschaft vor. Aktuell wird gerade die Neukonzipierung des Markt-Designs am Elektrizitätsmarkt diskutiert. Im Markt befindliche Erzeugungskapazitäten haben derzeit Schwierigkeiten Deckungsbeiträge zu erwirtschaften. Ein weiteres Thema sind die fehlenden Übertragungs- / Transportleitungen. In Deutschland stehen derzeit fünf Korridore für Hochspannungsgleichspannungsübertragungen (HGÜ) zur Diskussion.

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

Der Bau notwendiger Hochspannungsleitungen hinkt weit hinter deren Bedarf nach. Aufgrund dieser Tendenzen werden immer wieder Konzepte für einen mehr dezentralen Aufbau des Energiesystems diskutiert. Zur weiteren Integration von erneuerbarer Energie in das Elektrizitätssystem werden Speichertechnologien notwendig. Die Geister scheiden sich aber über die Art und Dimension des Speichers (z.B. Kurzzeitspeicher, Wochenspeicher, Jahresspeicher). Power to Gas wird als eine mögliche Option des Langzeitspeichers gesehen. Derzeit laufen auf allen Ebenen der Energiewirtschaft Diskussionen, um die angestrebten ambitionierten Ziele der EU zu erreichen. Nicht alle EU-Länder befinden sich jedoch auf EU-Linie. Polen beispielsweise denkt über den Einstieg in die Nukleartechnik nach und Kohle wird in Polen auch zukünftig eine Rolle spielen.

Wesentliche Gedankenansätze und deren Implikation zur künftigen Gestaltung des Energie-/Elektrizitätssystems von Europa

Wesentliche Denkansätze werden in diesem Artikel im Hinblick auf deren energiewirtschaftlichen Implikationen diskutiert und dahinterliegende Primärinteressen aufgezeigt, etwa:

- Zentrale versus dezentrale Elektrizitätsversorgung
- Phase out der fossilen Energieträger und Ausbau der erneuerbaren Energieträger im Elektrizitätsbereich; Forcierung des Ausbaus von Erneuerbaren um jeden Preis; Kombination von Wind- und PV-Anlagen mit lokalen Speicherbatterien zur Erhöhung der Verfügbarkeiten
- Smart Grids, Smart Meters und Demand Side Response
- Vernetzung der Energieträger (z.B. Strom aus dem Gasnetz und Windkraft in den Tank)
- Umstellung der Mobilität auf effizientere Antriebe und neue Mobilitätskonzepte (z.B. Elektromobilität, Erdgasautos (mit Biomethan), Wasserstoff)
- Häuser werden zu Energielieferanten („Prosumer“)

Rolle der Wasserkraft in Österreich und im Speziellen für die Eisenbahn

Wasserkraft mag auf globaler und europäischer Ebene keine treibende Rolle spielen, für Österreich ist und bleibt Wasserkraft, die ökonomisch am sinnvollsten zu nutzende erneuerbare Energie im Vergleich zu den anderen Erneuerbaren. Ein möglicher Ausbau unter Beachtung von Umweltagenden muss auch in Österreich möglich sein. Vergleicht man den europäischen mit dem österreichischen Strommix, ist die Rolle der Wasserkraft eindeutig. Würden alle Länder der EU so einen hohen Anteil an erneuerbaren Energien aufweisen, wären wir dem Ziel 2050 in Europa schon deutlich näher. Durch den weiteren Ausbau von erneuerbaren Energien in Europa tut sich eine weitere Möglichkeit für Wasserkraftwerke auf. Im Speziellen besitzen Pumpspeicherkraftwerke eine wichtige Eigenschaft - nämlich Flexibilität, die für die vermehrte Integration von erneuerbaren Energien im System unabdingbar erscheint.

Wasserkraft als Treibstoff der Bahn in Österreich

Gerade im Verkehrsbereich gibt es die größten Zuwächse an Treibhausgasen seit 1990. Der Bedarf an mehr erneuerbaren Energien im Bahnstrommix zeigt sich schon heute. Jede Person, die mit der ÖBB verkehrt, erspart der Umwelt 162 gCO₂ / km gegenüber einer Fahrt mit dem Pkw. Ein Vergleich mit europäischen Bahnen zeigt deutlich, dass die ÖBB um den Faktor 3 umweltfreundlicher ist. Hauptgrund ist der hohe Anteil an Wasserkraft am Bahnstrommix. Aufgrund der Besonderheit der Bahnstromversorgung ist aber nicht nur die Energie im Fokus des Interesses. Auch die Speicherkraftwerke der ÖBB sind für eine sichere Stromversorgung der Bahn unersetzbar, ist doch die Lastdynamik im Bahnsystem ein Vielfaches höher als im 50-Hz-System.

Ausblick

Energiepolitik sollte nicht nur Elektrizität im Auge haben, die für ca. 20 % des Energieverbrauchs steht. Energieeffizienz im Mobilitäts- als auch Gebäudereich spielen eine wichtige Rolle zur Erreichung europäischer Ziele, zumal diese Bereiche für einen Großteil des Energieverbrauchs stehen. Mit kosteneffizienten Maßnahmen wie Gebäudeisolierungen, bis hin zu einfachen Regelungen der Raumtemperatur, innovative Konzepte der Mobilität mit optimaler Vernetzung der Verkehrsträger als auch Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energieträgern (z.B. Wasserkraft) am Treibstoff der Bahn stellen ebenso Möglichkeiten dar, den europäischen Zielen näher zu kommen.

4.4 KRAFTWERKE MIT WÄRMESPEICHER (SESSION B5)

4.4.1 Flexibilisierung von Kraftwerken durch regenerativen Schüttschichtwärmespeicher

Robert DASCHNER¹, Samir BINDER¹, Andreas HORNING^{1,2}

Hintergrund

Ein wesentliches Problem, das sich aus der zukünftigen Energieerzeugerstruktur in Deutschland aufgrund der zunehmenden fluktuierenden Erzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen ergibt, ist die zeitliche Diskrepanz zwischen Stromerzeugung und -verbrauch sowie die Beeinträchtigung der Netzstabilität. Für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist neben dem Ausbau der Netze unter anderem auch eine möglichst hohe Flexibilität bzw. Regelbarkeit der Stromerzeugung erforderlich. Biomasse(heiz)kraftwerke, Abfallverbrennungsanlagen oder Ersatzbrennstoffkraftwerke leisten derzeit noch keinen nennenswerten Beitrag zur bedarfsgerechten Verstromung bzw. zur Netzstabilität, was auf technische und wirtschaftliche Gründe zurückzuführen ist. Biomasse und Abfall als »speicherbare Energieträger« können jedoch einen sinnvollen Beitrag zur Stabilisierung der Stromnetze leisten. Für den Ausbau der regenerativen Energieerzeugung ist eine optimale Nutzung von Biomassepotenzialen, die nicht in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion stehen und deshalb als Brennstoff verwendet werden können, ein wichtiger Baustein. Hierzu sind ganzheitliche Konzepte zur Effizienzsteigerung in Kraftwerksprozessen zu entwickeln, die Maßnahmen zur Integration in zukünftige Stromnetzstrukturen unter Berücksichtigung fluktuierender Energiequellen einschließen.

Zielstellung

Das Ziel der Forschungsaktivitäten von Fraunhofer UMSICHT ist die Entkopplung der Strom- und Wärmeerzeugung bei Heizkraftwerken für Biomasse, Ersatzbrennstoffe und Abfall. Durch die Speicherung von Wärmeenergie auf einem hohen Temperaturniveau von ca. 800 °C kann flexibel auf die Stromnachfrage reagiert und somit ein Beitrag zur Netzstabilisierung beigesteuert werden. Bei erhöhtem Strombedarf kann das Heizkraftwerk in reinem Kondensationsbetrieb und somit mit höherer elektrischer Leistung gefahren werden. In diesem Zeitraum erfolgt die Versorgung der angeschlossenen Verbraucher, insbesondere die Erzeugung des benötigten Prozessdampfes, über die zwischengespeicherte Wärme. Dazu wird der Einsatz eines regenerativen Schüttschichtwärmespeichers, dem sogenannten Pebble-Heater, für die betrachteten Kraftwerkstypen untersucht.

Methodik

Der regenerative Schüttschichtwärmespeicher wird in Zeiten geringen Strombedarfs beladen. Dazu kann im Kraftwerk ein Teilstrom des Rauchgases aus dem Brennraum abgezweigt und zur Beladung des Pebble-Heaters genutzt werden. Die darin enthaltene Wärme wird in der Schüttung zwischengespeichert. Der Pebble-Heater besteht in erster Linie aus zwei zylindrischen, gasdurchlässigen Rosten, die koaxial angeordnet sind (Abbildung 1). Zwischen diesen je nach Anforderung metallischen oder keramischen Rosten befindet sich das Schüttgutbett, beispielsweise aus Aluminiumoxid-Kugeln oder mineralischem Gestein. Die Schüttgutmenge ist ausschlaggebend für die Kapazität der Speichereinheit und ist in ihren Abmessungen variabel. Sowohl Höhe als auch Durchmesser der Schüttung kann angepasst und somit hohe Speicherkapazitäten erreicht werden.

Der Betrieb ist in zwei Phasen unterteilt. In der ersten Phase (Heizphase) strömt das heiße, nach dem Feuerraum der Verbrennungsanlage abgezweigte Rauchgas mit einer Temperatur von ca. 800 °C an der Unterseite des Pebble-Heaters in den vom inneren Rost (Heißrost) umschlossenen zylindrischen Hohlraum, durchströmt radial das Schüttgut und erwärmt dieses.

¹ Fraunhofer UMSICHT, Institutsteil Sulzbach-Rosenberg, An der Maxhütte 1, D-92237 Sulzbach-Rosenberg, paul.michael.rundel@umsicht.fraunhofer.de, www.umsicht-suro.de

² European Bioenergy Research Institute - EBRI, School of Engineering & Applied Science, Aston University, Birmingham B4 7ET, England UK, www.ebri.org.uk

Das kalte Rauchgas steigt nach Passieren des äußeren Rostes entlang der Außenwand auf und verlässt den Pebble-Heater an der Behälteroberseite.

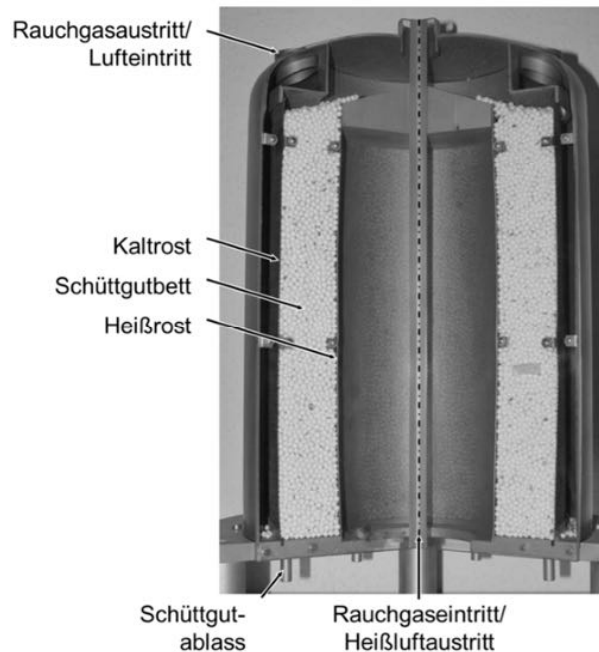


Abbildung 1: Modell des regenerativen Schüttschichtwärmespeichers (Pebble-Heater) [eigene Darstellung]

In der zweiten Phase (Blasphase) wird kalte Luft über den äußeren Rost in das Schüttgut eingblasen, welches seine Wärme wieder an das Fluid abgibt. Die erwärmte Luft, welche annähernd die Temperaturen des zugeführten Rauchgases erreicht, strömt nun über den inneren Rost zum Austritt und kann als Heißluft bei Bedarf Prozessdampf auf hohem Druck- und Temperaturniveau erzeugen bzw. die Wärmeversorgung des angeschlossenen Verbrauchers bereitstellen.

Zusammenfassung und Ausblick

Das in Abbildung 2 dargestellte Konzept mit regenerativem Schüttschichtwärmespeicher kann zu einer Entkopplung der Strom- und Wärmeerzeugung in Heizkraftwerken für Biomasse, Ersatzbrennstoffe und Abfall eingesetzt werden und somit zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen. Dabei dient die verwendete Schlüsseltechnologie Pebble-Heater optimal zur Speicherung und Bereitstellung von Hochtemperaturwärme bei variablen Speichergößen.

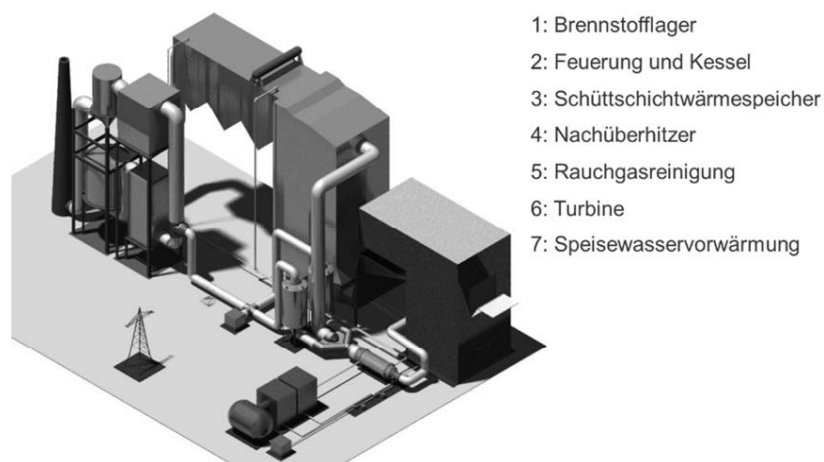


Abbildung 2: CAD-Modell eines Biomasseheizkraftwerkes mit integriertem Schüttschichtwärmespeicher (eigene Darstellung)

4.4.2 Schüttgutspeicher zur Effizienzsteigerung von Druckluftspeicherkraftwerken

**Paul Michael RUNDEL(*)¹, Rainer SCHOLZ¹, Robert DASCHNER¹,
Samir BINDER¹, Andreas HORNING^{1,2}**

Hintergrund

Die Energiewende macht den Einsatz neuer Technologien unabdingbar, da Erneuerbare Energien nicht zu jeder Tages- und Nachtzeit zur Verfügung stehen. Zur Lösung dieser Problematik rückt der Einsatz von neuen Druckluftspeicherkraftwerken (CAES) immer mehr in den Fokus der Öffentlichkeit. Diese gleichen die fluktuierende Energie der Windkraft aus, indem Druckluft per Überschussstrom verdichtet und in Salzkavernen gespeichert wird. Zu Spitzenlastzeiten wird die Druckluft über Turbinen und Generatoren wieder in elektrische Energie umgewandelt und in das Stromnetz eingespeist. Die thermische Energie des Verdichtungsprozesses wird derzeit allerdings ungenutzt an die Umgebung abgeführt. Beim Entladen der Druckluftspeicher muss über die Zufuhr von thermischer Energie aus Verbrennungsprozessen die Druckluft auf den Eintrittszustand in die Turbine erwärmt werden. Die thermische Energie kann alternativ auf geeignete Speichermaterialien übertragen (AA-CAES) und bei Bedarf wieder in den Energieprozess zurückgeführt werden. Für die Speicherung der Verdichtungsenergie bieten sich Schüttgutmaterialien an, welche in Kooperation mit den Energieversorgern E.ON Storage GmbH, EnBW Energie Baden-Württemberg AG und EDF bei Fraunhofer UMSICHT in einer Versuchsanlage analysiert wurden.

Methodik

Für die Simulation eines Jahresbetriebes wurde ein Demonstrationsspeicher mit direkter Wärmeübertragung im Technikumsmaßstab ausgelegt, in dem Schüttgüter auf die Eignung als thermisches Speichermaterial getestet werden können. Die Auswahl der Schüttgüter erfolgt in Abhängigkeit der physikalischen Parameter unter Betriebsbedingungen, der Langzeitstabilität und der Materialkosten. Als Wärmequelle wird ein Erdgasbrenner mit einer Leistung von 100 kW verwendet, der Heizgastemperaturen bis ca. 700 °C erzeugen kann. Da der Druck keinen Einfluss auf die thermische Speicherfähigkeit der Schüttgüter ausübt, sondern nur auf die Durchströmungsbedingungen des Schüttgutes, konnte die Testanlage für den normalen Umgebungsdruck von etwa 1 bar ausgelegt werden.

Für einzustellende Betriebszustände der Anlage können der Volumenstrom der Heizphase, der Volumenstrom der Kühlphase, die Heizzeit oder die Endtemperatur der Heizphase im Gasraum am Kolonnenkopf und die Kühlzeit gewählt werden. Hiermit können definierte Heiz- und Kühlzyklen über einen vorgegebenen Zeitraum gefahren werden. Die Temperaturmessstellen wurden in unterschiedlichen Höhen verteilt über den Umfang der Schüttgutkolonne gewählt. Zusätzlich können die Temperaturmessstellen mit unterschiedlichen Wandabständen in dem Speicher, der aus drei Kolonnenschüssen besteht, integriert werden. Der Druckverlust über die gesamte Schüttungshöhe erfolgte als Differenzdruckmessung mit einer Druckmessdose. Die Integration der Anlage im Technikum von Fraunhofer UMSICHT und das Anlagenschema sind in Abbildung 1 dargestellt.

¹ Fraunhofer UMSICHT, Institutsteil Sulzbach-Rosenberg, An der Maxhütte 1, D-92237 Sulzbach-Rosenberg, paul.michael.rundel@umsicht.fraunhofer.de, www.umsicht-suro.fraunhofer.de

² European Bioenergy Research Institute - EBRI, School of Engineering & Applied Science, Aston University, Birmingham B4 7ET, England UK, www.ebri.org.uk

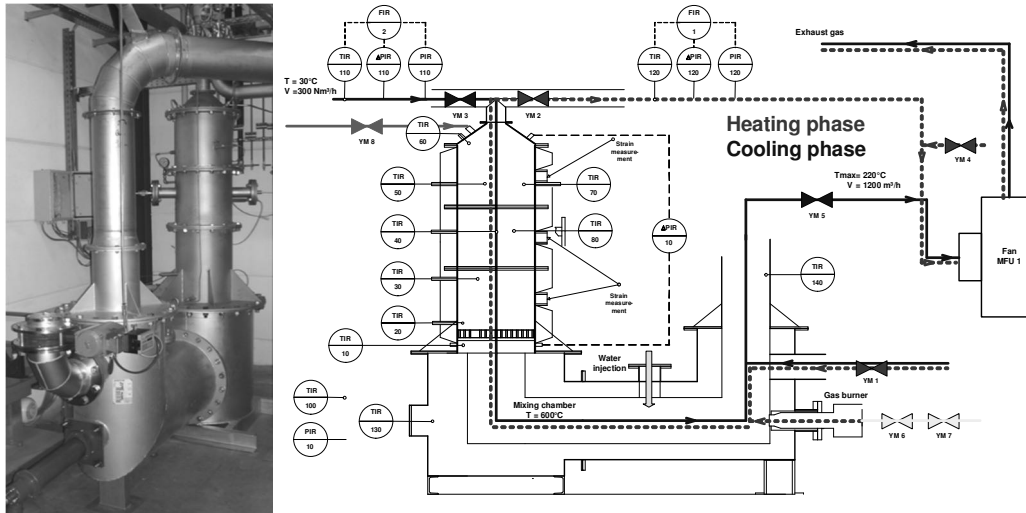


Abbildung 1: Technikumsanlage Schüttgutspeicher für AA-CAES bei Fraunhofer UMSICHT (Su-Ro)

Ergebnisse

Zur Überprüfung der Speicherung thermischer Energie für ein Druckluftspeicherkraftwerk werden Speichermaterialien in Schüttgutwärmeübertragern experimentell untersucht.

Die Speichermaterialien werden in einer Schüttgutkolonne bei einer Schütthöhe von 1,20 m axial vom Boden zum Kopf der Kolonne mit dem Abgas einer Erdgasflamme durchströmt. Wie im realen Betrieb ist die Temperatur des Gases 600 °C. Anschließend wurde die im Schüttgut gespeicherte thermische Energie im Gegenstrom auf Luft übertragen. Thermisches Laden und Entladen von jeweils 700 Zyklen entsprach einem Jahreszyklus des thermischen Speichers für ein Druckluftspeicherkraftwerk. Die Auswertung der Messdaten ergab, dass die Temperatur des Gases beim Entladevorgang des thermischen Speichers nur um 45 bis 50 K unter der Ladetemperatur liegt.

Die Wirkungen der mechanischen Wechselbelastung von Schüttgut und Kolonnenwand durch die wechselnde thermische Ausdehnung der Materialien wurde durch Druckmessungen und mit Dehnungsmessstreifen erfasst. Während der Testphasen konnte für die analysierten Schüttgüter kein Anstieg des Druckverlustes, was auf schwerwiegende Zerstörung der Schüttgüter hinweisen würde, festgestellt werden.

Zusammenfassung und Ausblick

Druckluftspeicherkraftwerke stellen zukünftig eine ökologisch und ökonomisch sinnvolle Lösung für die Speicherung von Überschussstrom aus Windkraftanlagen dar. Um die Effizienz und den Wirkungsgrad der Kraftwerke zu steigern, sollte die Abwärme aus dem Verdichtungsprozess der Luft in Wärmespeichern zwischengespeichert und als Prozessenergie bei Strombedarf zur Verfügung gestellt werden. Für die Erforschung von Schüttgutmaterialien für die Hochtemperatur-Wärmespeicherung wurde in Zusammenarbeit mit E.ON Storage GmbH, EnBW Energie Baden-Württemberg AG und EDF bei Fraunhofer UMSICHT ein Demonstrator zur Simulation eines Jahresbetriebes errichtet. Die Langzeitstabilität und die Speicherfähigkeit der thermischen Energie konnte bei den analysierten Schüttgutmaterialien erfolgreich nachgewiesen werden, wobei sich nur eine geringfügige Differenz zwischen Be- und Entladetemperatur von ca. 50 K ergab.

4.4.3 Druckluftunterstützte GuD-Kraftwerke zur Kompensation fluktuierender Stromeinspeisung

Michael JAKUTTIS¹, Rolf BÖRNER¹, Samir BINDER¹,
Andreas HORNING¹²

Inhalt

Mit der zunehmenden Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen ist eine grundlegende Neuausrichtung des bestehenden Systems der Elektroenergieversorgung verbunden. Insbesondere der verstärkte Ausbau der Windkraft- und Photovoltaikanlagen, die stark von wetter-, sonnenstand- und jahreszeitbedingten Schwankungen abhängig sind, stellt eine große Herausforderung dar. Diese fluktuierende Erzeugung elektrischer Energie ist zur Aufrechterhaltung einer sicheren Stromversorgung mit dem Energiebedarf der Verbraucher in Einklang zu bringen.

Dazu müssen einerseits entsprechende Kapazitäten an fossiler Kraftwerksleistung, vor allem in Steinkohle- und Gaskraftwerken, vorgehalten werden, die flexibel Schwankungen in Angebot und Nachfrage ausgleichen können. Andererseits sind Energiespeicher in das bestehende Versorgungssystem zu integrieren, mit denen Stromerzeugung und -verbrauch zeitlich entkoppelt und ein ungünstiger Teillastbetrieb oder die kurzzeitige Abschaltung von Kraftwerken in Schwachlastzeiten vermieden werden kann. Neben Pumpspeicherkraftwerken zählen Druckluftspeicher zu den potenziell aussichtsreichen Verfahren zur Speicherung größerer Energiemengen.

Das vorliegende Abstract beschäftigt sich daher mit dem Ziel der Entwicklung eines Gas- und Dampfturbinen-(GuD)-Kraftwerkes, das in Kombination mit einem Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storage, CAES) als flexibel einsetzbare Anlage sowohl Schwankungen im Strombedarf ausgleichen, fluktuierende Stromeinspeisung der Erneuerbaren Energien kompensieren kann.

Methodik

Druckluftspeicherkraftwerke (CAES) setzen sich im Wesentlichen aus den Funktionseinheiten zur Luftverdichtung, Druckluftspeicherung, Druckluftexpansion einschließlich Brennkammer sowie peripheren Anlagen, z.B. zur Erdgasversorgung und Verdichterkühlung zusammen. Da spezifische CAES-Anlagenkomponenten am Markt größtenteils nicht verfügbar sind, woraus auch ein entsprechend hoher Entwicklungsbedarf resultiert, wurden bei den Verfahrenskonzepten Daten aus dem Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf sowie adaptierbare Standardgasturbinentechnik berücksichtigt.

Abbildung 1 zeigt eines der konzipierten Verfahrenskonzepte mit einer größtmöglichen Flexibilität im Betrieb. Die Verdichter für die Beladung des Druckluftspeichers im CAES-Betrieb können hinsichtlich der Leistungen und Beladezeiten variabel entsprechend der auszugleichenden fluktuierenden Netzlasten ausgelegt werden. Der zusätzlich gestrichelt dargestellte Mitteldruck-Verdichter stellt eine Option zur möglichen Einhaltung zulässiger Endtemperaturen in den Verdichterstufen dar. Die Entladung des Druckluftspeichers erfolgt über den separaten Expansionsstrang mit Hochdruck- und Niederdruck-Gasturbine, deren Abgaswärme wiederum zur Dampferzeugung im nachgeschalteten Abhitzeessel genutzt wird. Die unabhängig vom Druckluftbetrieb einsetzbare Standardgasturbine kann sowohl im „open cycle“ als auch GuD-Betrieb arbeiten, wobei bei letzterem das Abgas der Gasturbine ebenfalls in dem der CAES-Anlage nachgeschalteten Dampfkraftprozess genutzt wird. Diese Kopplung der Abgasströme ist bei der Auslegung und dem Betrieb der Anlagenteile zu berücksichtigen. Die Abgastemperaturen der Standardturbine und der Niederdruckgasturbine der CAES-Anlage, auf die die Heizflächen des Abhitzeessels abzustimmen sind, müssen annähernd gleich sein. Aus unterschiedlichen Abgasmassenströmen können außerdem unterschiedliche Dampfleistungen und damit Teillastfahrweisen von Abhitzeessel und Dampfturbine resultieren, die jedoch wegen des damit verbundenen Wirkungsgradabfalls nur im begrenzten Teillastbereich betrieben werden sollten.

¹ Fraunhofer UMSICHT, Institutsteil Sulzbach-Rosenberg, An der Maxhütte 1, D-92237 Sulzbach-Rosenberg, michael.jakuttis@umsicht.fraunhofer.de, www.umsicht-suro.de

² European Bioenergy Research Institute - EBRI, School of Engineering & Applied Science, Aston University, Birmingham B4 7ET, England UK, www.ebri.org.uk

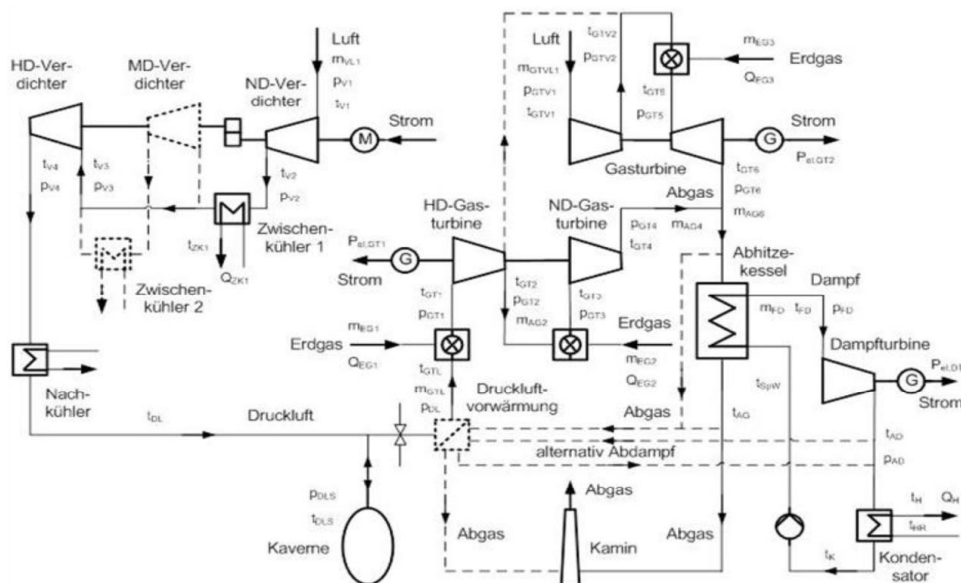


Abbildung 1: Potenzielle Verfahrensvariante mit einer weitgehend entkoppelten Anlagentechnik für GuD- und CAES-Betrieb

Das Konzept bietet weitere Möglichkeiten der Anlagenschaltung, die als Optionen gestrichelt dargestellt sind. Beispielsweise könnte die Abgaswärme vor oder nach dem Abhitze-kessel zur Druckluftvorwärmung beim CAES-Betrieb genutzt werden. Die eingezeichnete Einbindung der in der HD-Gasturbine entspannten Druckluft in die Standardgasturbine könnte weiterhin zu einer Reduzierung des Erdgaseinsatzes beitragen. Des Weiteren könnten die CAES-Anlage und die separate Gasturbine, eventuell mit einem Abgasbypass um den Abhitze-kessel, auch parallel betrieben werden. Weiterhin wurde bzw. werden im Zuge der Untersuchungen eine Investitions- und Erlösabschätzung, mit verschiedenen Verfahrensvarianten zur Kombination von GuD- und CAES-Betrieb durchgeführt.

Ergebnisse

Druckluftspeicherkraftwerke, die neben Pumpspeicherkraftwerken das Potenzial zur Zwischenspeicherung großer Energiemengen besitzen, können zur Sicherung der zukünftigen Elektroenergieversorgung auf der Basis regenerativer Energiequellen einen wesentlichen Beitrag leisten. Mit der konzeptionellen Entwicklung eines GuD-Kraftwerkes mit Druckluftspeicher können die spezifischen Vorteile von Gas- und CAES-Kraftwerken, schnelle Bereitstellung von Regelenergie und Ausgleich der Lastspitzen aus fluktuierender Elektroenergieerzeugung, in einer Anlage kombiniert werden.

Die Verfahrensvariante in Abbildung 1, mit separaten Anlagenteilen der Verdichtereinheit zur Druckluftspeicherung, der Expansionseinheit zur Druckluftentladung und der unabhängigen Standardgasturbine, ermöglichen eine flexible Anpassung an energiewirtschaftliche und standortspezifische Anforderungen. Der elektrische Wirkungsgrad der unabhängig von der CAES-Anlage einsetzbaren, separaten Standardgasturbine beträgt ca. 32,8 %, im GuD-Betrieb ca. 43,7 %. Der berechnete CAES-Wirkungsgrad ist mit ca. 42,4 % und im CAES-GuD-Betrieb, auch bei nicht voll ausgelasteter Dampfturbine, bei ca. 47,4 %. Generell sind jedoch mit den für die Grobauslegung angesetzten Parametern und vereinfachten Berechnungsmodellen die energetischen Optimierungspotenziale noch nicht ausgeschöpft. Eine Investitionskostenabschätzung zeigt, dass für diese Anlagen mit spezifischen Investitionskosten von 800 - 1.100 €/kW kalkuliert werden muss.

4.4.4 Anwendungsmöglichkeiten der Hochtemperatur-Sand-Wärmespeicherung zur Flexibilisierung des Strommarktes

Martin HÄMMERLE¹, Markus HAIDER¹, Karl SCHWAIGER¹

Einleitung

Im zugehörigen Artikel wird das am IET (Institut für Energietechnik und Thermodynamik, TU-Wien) entwickelte Konzept eines aktiven Fließbett-Wärmetauschers vorgestellt. Zusätzlich werden entsprechende Anwendungsmöglichkeiten zur thermischen Energiespeicherung (TES) und zur Mindestlastabsenkung unter Anwendung dieses neuartigen Wärmetauschers präsentiert.

Das sandTES – Konzept: ein aktiver Fließbett-Gegenstrom-Wärmetauscher zur Hochtemperatur Energiespeicherung in pulverförmigen Speichermedialien.

Das sandTES Konzept ermöglicht die Wärmeübertragung zwischen einem in Rohren geführten Wärmetauschermedium und einem fluidisierten pulverförmigen Speichermedium. Die Rohre liegen dabei in einem Fließbettbehälter und werden in entgegengesetzter Richtung von dem fluidisierten Speichermedium umströmt. Das aktive und damit exergetisch effizienteste Gegenstromverhalten wird durch einen Höhenunterschied zwischen dem Eintritt des Speichermediums in den Fließbettbehälter und dem Austritt des Speichermediums aus dem Fließbettbehälter gewährleistet. Der durch den Betthöhenunterschied induzierte Druckgradient veranlasst das fluidisierte Bettmaterial entgegen dem Strömungswiderstand vom höheren Eintritt in Richtung des tieferen Austritts zu fließen. Bild 1. zeigt die stark vereinfachten Hauptkomponenten einer sandTES-Anlage.

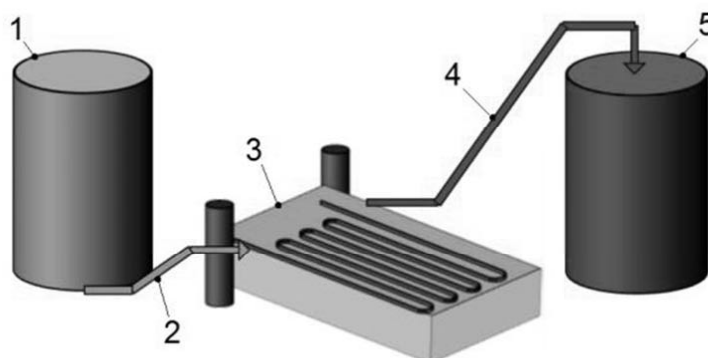


Abbildung 1: sandTES Hauptkomponenten

Im Ladezyklus wird das pulverförmige Speichermedium aus dem kalten Silo [1] über das Becherwerk [2] in den Fließbettbehälter [3] gefördert. Das fluidisierte Speichermedium fließt vom Eintritt zum Austritt des Fließbettbehälters und wird dabei im Gegenstrom über die Rohre erhitzt. Nach dem Austritt aus dem Fließbettbehälter wird das Speichermedium über das Becherwerk [4] in das heiße Silo [5] befördert. Der Entladezyklus unterscheidet sich vom Ladezyklus nur in der Umkehrung der Strömungsrichtungen der beiden Wärmetauschermedien.

Sand als Speichermedium zu verwenden hat mehrere Vorteile. Sand hat einen hohen Schmelzpunkt. Er ermöglicht somit Hochtemperatur Energiespeicherung in druckfreien Silos und zeichnet sich zusätzlich durch hohe Energiespeicherdichten aus. Sand ist weder Umwelt- noch Gesundheitsgefährdend und ist im Vergleich zu anderen Speichermedien auch ökonomisch von Vorteil.

¹ Institut für Energietechnik und Thermodynamik E302, TU-Wien, Getreidemarkt 9, A-1060 Wien, Tel.: +43 (0)1 58801 302 500, Fax: +43 (0)1 58801 302 501, sekretariat+e302@tuwien.ac.at, www.iet.tuwien.ac.at

Anwendungsmöglichkeiten der Hochtemperatur Sand-Wärmespeicherung

Adiabate Druckluftspeicherung ACAES (Adiabatic Compressed Air Energy Storage)

- Adiabate Druckluftspeicherung im Gleitdruckbetrieb

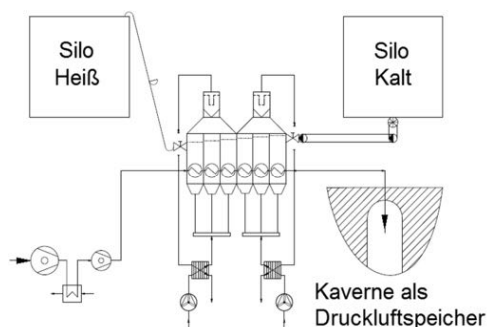


Abbildung 2: Ladezyklus ACAES Gleitdruck

Der Speicherwirkungsgrad der Druckluftspeicherung wird stark erhöht indem die im Verdichterprozess anfallende Hochtemperatur-Wärme im Sand zwischengespeichert wird. Die Wärmeenergie wird der Druckluft im Entladezyklus wieder zugeführt, bevor die erhitzte Druckluft in der Turbine entspannt wird. Bild 2. zeigt den entsprechenden sandTES-Ladezyklus mit einer Kaverne als Druckluftspeicher. Die Kompressibilität der Luft führt bei konstantem Kavernenvolumen zum Gleitdruckbetrieb der Turbomaschinen im Lade- und Entladezyklus.

- Adiabate Druckluftspeicherung im Gleitdruckbetrieb

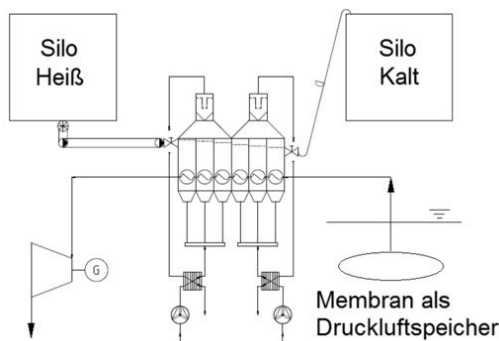


Abbildung 3: Entladezyklus ACAES Festdruck

Um den Gleitdruckbetrieb der Turbomaschinen zu vermeiden, kann eine elastische Membran als Druckluftspeicher unter Wasser verwendet werden. Der auf die Membran wirkende hydrostatische Druck gewährleistet einen konstanten Speicherluftdruck während den Lade- und Entladezyklen. Bild 3. zeigt den entsprechenden sandTES-Entladezyklus. Die im Sand zwischengespeicherte Wärme wird hier der Druckluft wieder zugeführt. Die resultierende hohe Temperatur der Druckluft ermöglicht den Betrieb einer Gasturbine ohne zusätzliche Brennstoffzuführung.

Mindestlastabsenkung in kalorischen Kraftwerken

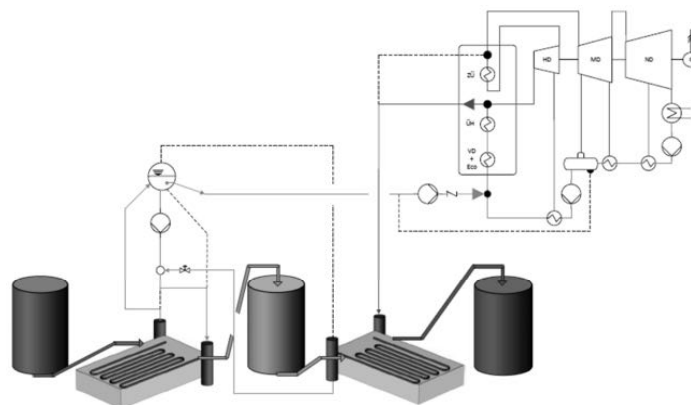


Abbildung 4: sandTES-Ladezyklus zur Mindestlastabsenkung

Eine weitere mögliche Anwendung des sandTES-Konzeptes ist die Mindestlastabsenkung in kalorischen Kraftwerken. Im Ladezyklus (Bild 4) wird hier ein Teil des überhitzten Dampfes aus dem Kraftwerkprozess über die sandTES Überhitzeranlage abgekühlt und in Folge über die sandTES Verdampferanlage kondensiert. Nach der Abscheidung in der Trommel wird das Kondensat dem Kraftwerkprozess wieder zugeführt. Im Entladezyklus wird ein Teil des Speisewassers über die sandTES Wärmetauscher verdampft, überhitzt und dem Kraftwerksprozess vor der Mitteldruckturbine wieder zugeführt.

4.4.5 Modellierung dezentraler netzgebundener Energiespeichersysteme

Martina ZISLER¹, Stefan SPANN(*)¹

Inhalt

Energiespeichersysteme stellen wichtige Bausteine von Energieversorgungssystemen mit wachsendem Anteil elektrischer Energie auf Basis erneuerbarer Energieträger dar. Insbesondere zur Integration fluktuierender Erzeugung können Speicher für den Ausgleich bei Abweichungen zwischen (regenerativer) nicht nachfrageorientierter Erzeugung und Bedarf eingesetzt werden. In der österreichischen Energiestrategie wird daher auch ein strategischer Schwerpunkt zum Ausbau und zur Ermöglichung einer „umweltfreundlichen Stromspeicherung“ festgelegt.

Der Fokus der vorliegenden Arbeit liegt auf dem dezentralen Einsatz stationärer elektrischer Energiespeichersysteme im unteren Leistungsbereich und basiert auf Untersuchungen der Anwendungsmöglichkeiten eines in Entwicklung befindlichen modularen, druckluftbasierten Energiespeichersystems. Ausgehend von einem Überblick verschiedener Speichertechnologien und deren Charakteristika wurden dezentrale netzgebundene Speichereinsatzmöglichkeiten untersucht. Der Schwerpunkt wurde hierbei auf folgende Bereiche gelegt:

- Erzeugung auf Basis fluktuierender Erneuerbarer: Speichereinsatz zur Glättung und Optimierung der Einspeisung (in Hinblick auf Strom-Vermarktung) oder Eigenbedarfsdeckung durch Verstetigung und Verlagerung der Erzeugung
- Betriebliches Energie-/Lastmanagement: Reduktion von Leistungsspitzen und Ausnutzung zeitvariabler Tarife (durch Leistungsspitzenabdeckung und Verlagerung der Netzbezugsleistung)

Zur Analyse des Speichereinsatzes bzw. zur Darstellung der Speicherintegration und deren Auswirkungen auf den Netzbezug von Verbrauchern bzw. die Netzeinspeisung von Erzeugeranlagen in verschiedenen Anwendungsszenarien wurde das Energiespeichersystem modelliert. Hierzu wurde ein allgemeines Speichermodell entwickelt, das bei entsprechend bekannten Speichercharakteristika zur Simulation der Integration verschiedener Energiespeichersysteme verwendet werden kann.

Mit dem entwickelten Matlab/Simulink-basierten Modell kann eine Simulation des Einsatzes elektrischer Energiespeichersysteme in verschiedenen dezentralen Anwendungsszenarien durchgeführt werden. Für individuelle Anwendungsfälle kann mittels des Modells unter Verwendung von Realdaten (Lastgängen, Klimadaten) die Auslegung von Speichersystemen und regenerativen Erzeugungssystemen optimiert werden. Im Rahmen der Arbeiten wurden anhand von Realdaten verschiedene Referenzanwendungsfälle für diese Einsatzszenarien analysiert und ein optimaler Speichereinsatz simuliert. Folgende Einsatzfälle wurden hierbei untersucht:

- Betriebliches Last- bzw. Energiemanagement für einen Gewerbebetrieb
- Optimierung der Eigenbedarfsdeckung mit Strom aus einer Photovoltaikanlage für einen Gewerbebetrieb
- Netzeinspeiseoptimierung für eine Windenergieanlage (Marktintegration)

Im Rahmen der Analyse der Anwendungsfälle wurden spezifische Anforderungen an das Speichersystem abgeleitet. Basierend auf den Ergebnissen der Modellrechnung wurde eine Wirtschaftlichkeitsanalyse des Speichereinsatzes in den Referenzanwendungsfällen vorgenommen.

¹ 4ward Energy Research GmbH, Reininghausstraße 13A, A-8020 Graz,
{Tel.:+43-664-88500336, martina.zisler@4wardenergy.at},
{stefan.spann@4wardenergy.at},
www.4wardenergy.at

4.5 WIRTSCHAFTLICHKEIT DER SPEICHERUNG (SESSION B6)

4.5.1 Betriebsabhängige Kostenberechnung von Energiespeichern

Maik NAUMANN(*)¹, Cong Nam TRUONG(*)¹, Andreas JOSSEN¹

Hintergrund

Im Zuge des fortschreitenden Ausbaus der Erneuerbaren Energien wird mittelfristig der vermehrte Einsatz von Speichern im Stromnetz als wichtige Flexibilitätsoption erwartet [1]. Neben Langzeitspeichern werden zunehmend auch Kurzzeitspeicher benötigt, wobei um deren Ausbau bisher verschiedene Technologien wie zum Beispiel Pumpspeicherkraftwerke, Druckluft- und Schwungmassenspeicher sowie Batterien im prognostizierten Ausbau miteinander konkurrieren. Um einen sinnvollen Vergleich zwischen den unterschiedlichen Technologien zu ermöglichen, müssen die verschiedenartigen technischen Kriterien sowie die summierten Kosten über dem gesamten Lebenszyklus der Systeme berücksichtigt werden.

Problemstellung

Für den Vergleich der Speichertechnologien werden meist die Investitionskosten des Speichers auf den Energieinhalt beziehungsweise auf die installierte Leistung bezogen. Die genutzten Kostenangaben in €/kWh für die nutzbare Energie und €/kW für die maximale Leistung des Speichers, berücksichtigen dabei nicht wie der Speicher eingesetzt und betrieben wird. In [2] wird eine sogenannte Vollkostenbewertung vorgenommen, wobei der Betrieb mit unterschiedlichen Zyklenzahlen verglichen wird, aber die jeweilige Zyklientiefe sowie die Laderate nicht beachtet werden. Jedoch hat die vom jeweiligen Anwendungsszenario abhängige Belastung des Speichers einen spezifischen Einfluss auf die Alterung und damit auf die Lebensdauer zu Folge, was in der Kostenrechnung betrachtet werden muss.

Inhalt

In diesem Beitrag soll zunächst ein Rechenmodell vorgestellt werden, mit dem technologieunabhängig die tatsächlichen Kosten eines Speichers je nach Anwendungsszenario beziehungsweise der spezifischen Belastung dargestellt werden können. Ein wichtiger Bestandteil des Modells wird die Berücksichtigung der belastungsabhängigen Alterung des Speichers sein, womit die Lebensdauer und somit der Betriebszeitraum bestimmt wird. In diesem Modell sollen weiterhin relevante Einflüsse wie zum Beispiel die Wirkungsgradverluste oder die Selbstentladung in die Kostenrechnung eingehen. Neben der methodischen Beschreibung des Modells, sollen in diesem Beitrag von ausgewählten Speichern die Vollkosten in beispielhaften Anwendungsszenarien untersucht und verglichen werden. Das Modell kann dann zur kostenorientierten Dimensionierung von Speichern je nach Betriebsweise genutzt werden. Ein weiterer Anwendungsfall wäre die Betriebsweise des Speichers je nach Anwendungsszenario auszulegen. In einem zukünftig offenen und transparenten Strommarkt könnte dann der kostenoptimierte Betrieb des Speichers gewährleistet werden. Beispielhafte Anwendungen wären die netzdienliche und zugleich für den Besitzer wirtschaftliche Integration von Heimenergiespeichern oder Anwendungsfälle wie Vehicle-To-Grid.

Literatur

- [1] VDE - ETG-Task Force Energiespeicherung: Energiespeicher für die Energiewende, Frankfurt a.M., 2012
- [2] Kondziella, H.; Brod, K.; Bruckner, T.; Olbert, S.; Mes, F.: Stromspeicher für die „Energiewende“ - eine aktorsbasierte Analyse der zusätzlichen Speicherkosten, Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement, Leipzig, 30.08.2013

¹ Lehrstuhl für Elektrische Energiespeichertechnik, Karlstraße 45, 80333 München, Tel.:+49 (0) 89 / 289-26988, +49 (0) 89 / 289-26968, maik.naumann@tum.de, www.ees.ei.tum.de

4.5.2 Simulation dezentraler elektrischer Energiespeicher

Constantin TABOR(*)¹, Christian KANDLER²

Motivation und Problemstellung

Bei dezentralen Energiespeichern handelt es sich um elektrische Speichersysteme, die im Hausnetz privater oder gewerblicher Verbraucher und Erzeuger eingebunden werden, um deren Lastgang zu optimieren. Die technischen Vorzüge dieser Systeme liegen auf der Hand. Die Erhöhung des Autarkiegrades im Falle eigener Stromerzeugung, die Reduktion der Stromkosten oder die Lösung von Netzengpässen im Ortsverteilnetz gehören hierzu. Ferner könnte ihr flächendeckender Einsatz die Speicherfrage der Energiewende beantworten. Aus diesem Grund sind sie ebenfalls Gegenstand der „Förderinitiative Energiespeicher“ der deutschen Bundesregierung. [1] Für einen potentiellen Betreiber stellt sich jedoch primär die Frage nach der Wirtschaftlichkeit eines Speichers.

Um diese Frage zu beantworten, präsentiert der Beitrag mögliche Speicherkonzepte und ein Modell zur Simulation von Speicherlebenszyklen. Dieses eignet sich zur Wirtschaftlichkeitsanalyse von dezentralen Speichern unter verschiedenen Rahmenbedingungen.

Speichertypen und ihre Eignung

Die Untersuchung evaluiert alle bekannten Speichertechnologien hinsichtlich quantitativer Kriterien, wie Lebensdauer, Wirkungsgrad, Selbstentladungsrate und Energiedichte, aber auch in Bezug auf die Sicherheit und den Umwelteinfluss. Des Weiteren wird eine Methode eingeführt, bei welcher der maximale SOC-Swing und die Zykluslebensdauer einbezogen werden, um die Investitionskosten eines Speichers auf dessen effektive Lebensleistung umzulegen. Diese Herangehensweise ermöglicht eine erste Abschätzung der Wirtschaftlichkeit verschiedener Technologien.

Neben den bereits auf dem Markt befindlichen Modellen auf Basis der Lithium-Ionen Technologie, präsentieren sich in der Untersuchung vor allem die Hochtemperaturakkumulatoren sowie verschiedene Typen der Flussbatterien als praktikable Lösungen für häusliche Elektroenergiespeicher. Ferner können mehrere Technologien mit Zukunftspotential identifiziert werden. Hierzu zählen der Nickel-Zink-Akku, verschiedene Metall-Luft-Technologien und die Doppelschichtkondensatoren.

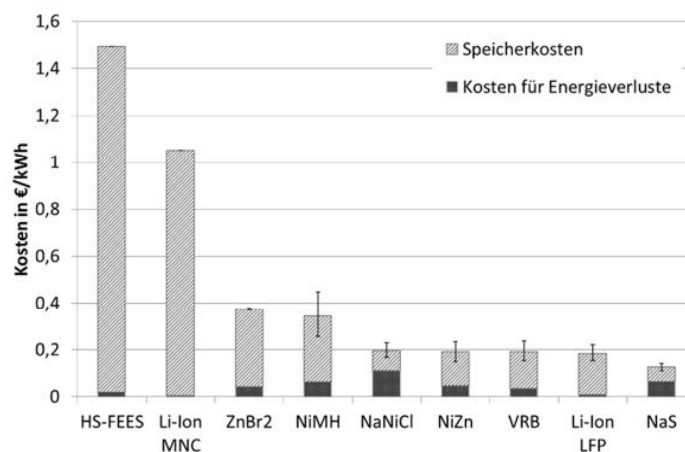


Abbildung 1: Speicherkosten bezogen auf die effektive Lebensleistung, eigene Darstellung

¹ constantin.tabor@gmx.com

² wissenschaftlicher Mitarbeiter, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München, Arcisstr. 21, D-80333 München, Tel.: +49(0)89 289-28310, Fax: +49 (0)89 289-28313, christian.kandler@tum.de

Lebenszyklus-Modell

Die oben genannte Methode zur Verrechnung der Investitionskosten erlaubt nur im Ansatz eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit. Bei genauer Betrachtung ist die Frage der Rentabilität viel komplexer. Wird ein Speicher in einem Verbund mit variablen Erzeugern und Verbrauchern betrieben, bekommt die Variabilität des Lastflusses eine entscheidende Rolle. Beispielsweise haben die Anzahl und die Tiefe möglicher Speicherzyklen genauso einen Einfluss auf die Ausnutzung und die Lebensdauer des Speichers, wie die maximale Leistung. Daran wird deutlich, dass ein Speicherkonzept durch eine Simulation über die gesamte Lebensdauer zu bewerten ist. Aus diesem Grund wurde ein Modell entwickelt und implementiert, mit dem beliebige Speicher in Lastszenarien simuliert werden können. Besondere Anforderungen an das Modell waren:

- Die angemessene Wahl des Abstraktionsgrades als Zielkonflikt zwischen Simulationszeit und Komplexität
- Abbildung von Alterung und energetischen Verlusten
- Eine Verallgemeinerung, welche verschiedene Speichertypen und Lastszenarien zulässt.
- Berücksichtigung der zugänglichen Datenlage

Ergebnisse

Als Ergebnis der Simulation wird der wirtschaftliche Nutzen des Speichers bei gegebenem Preiskonstrukt direkt sichtbar. In der Auswertung können die Güte der Lastflussoptimierung und der erreichte Autarkiegrad ermittelt und zwischen verschiedenen Speichersystemen verglichen werden. Durch das allgemeine Modell können beliebige Erzeuger- und Verbraucherkonstellationen als Grundlage für die Simulation eingesetzt werden. So ist auch die Anbindung eines Elektromobils oder eines Blockheizkraftwerks denkbar.

Im Referenzfall wurde Lithium-Eisenphosphat als Speichertechnologie gewählt. Ziel war es, den Lastgang eines Vier-Personen-Haushalts in Verbindung mit einer 4 kW PV-Anlage zu optimieren. Das Ergebnis zeigt eine Steigerung des Eigenerzeugungsanteils. Allerdings wird ebenso deutlich, dass der Ausnutzungsgrad in den Wintermonaten nahezu null ist. Dies lässt die Amortisationszeit steigen.

Ausblick

Bereits die erste Untersuchung zeigt, dass ein Preisunterschied von rund 30 Cent je Kilowattstunde zwischen Ein- und Ausspeicherung nötig ist, um dezentrale Speicher mit Kosten von rund 200-300 €/kWh rentabel werden zu lassen. Dies stützt Simulationsergebnisse, die zeigen, dass geeignete Speicher erst ab einem Einkaufspreis von weniger als 250 €/kWh rentabel sind. [2] Die Differenz zwischen Stromgestehungskosten aus eigener Produktion und dem Endkundenpreis reicht offenbar nicht aus, um Speicher wirtschaftlich zu betreiben. Die Investitionsentscheidung wird durch zusätzliche Unwägbarkeiten erschwert. Zukünftige Preismodelle sind unsicher und empirische Werte über das Langzeitverhalten der Speicher liegen nur begrenzt vor. Folglich kommen wir zu dem Schluss, dass dezentrale Energiespeicher aus rein wirtschaftlichen Gesichtspunkten, ohne zusätzliche Anreize, keine weite Verbreitung finden werden.

Allerdings könnten politische Anreize, eine künftige Kostendegression und Innovationen die Speichertechnologien in einen wirtschaftlichen Bereich bringen. Unabhängig davon sind Speichertechnologien überall dort von Interesse, wo wirtschaftliche Aspekte weniger ausschlaggebend sind, beispielsweise in Inselnetzen. Der Beitrag beruht auf der Bachelor's Thesis „Analyse des elektrischen Speichersystems in Wohngebäuden in Kombination mit Elektromobilität“, welche von Constantin Tabor unter Betreuung von Christian Kandler am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität München erstellt wurde.

Referenzen

- [1] BMWi, BMU und BMBF geben Startschuss für Leuchtturmprojekte der Speicherinitiative; BMU-Pressedienst Nr. 101/12, Berlin, 2012
- [2] Simulationsrechnungen am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, 2013

4.5.3 Specification and Assessment of Electric Energy Storage Systems based on Generic Storage Load Profile

Maximilian SCHNEIDER(*)¹, Hendrik SCHEADE¹,
Stephan RINDERKNECHT¹

Introduction

The properties of an Electric Energy Storage System (EESS), such as capacity, maximum charge and discharge power, cycle-life and energetic losses are crucial for its profitability in the field of application. Consequently these properties must be carefully determined during the project planning process. To determine the influences of these properties on the behavior of the system, and hence its profitability in the field of application, the standardized SDA-Methodology has been introduced [1]. It enables the Specification, the Design and the Assessment of different energy storage systems based on detailed performance indicators, e.g. self-consumption and self-supply, and combined performance indicators, such as lifecycle costs or the global-warming potential. This contribution provides a closer look at the specification part of the suggested methodology for an EESS using the example of 'power limiting' for a small industrial plant.

Specification Process

Crucial to the procedure of specification is the analysis of a generic storage load profile, which is synthesized from the applications load profile (see Figure 1). Already during the synthesis a first approach for the operational strategy of the EESS is needed in order to balance the load profile of the EESS, which means that the positive amount of transferred energy is equal to the negative amount. In case of an unbalanced load profile the energy content strives against plus or minus infinity, which means, the EESS would have to generate or dissipate energy in order to fulfill its task. Mathematically the process of storing energy correlates to the integration of the charge and discharge power over time. Since the energy content of an EESS cannot be less than zero, the energy content at the start of the simulation can dramatically affect the results. To overcome this influence a boundary free EESS must be simulated for the specification process. This is, the energy content can be positive as well as negative. Analyzing the balanced storage profile leads to an efficient specification of the EESS, consisting of its electrical power and capacity. The following step of the overall SDA methodology is to design the EESS, which means that a suitable storage technology must be selected and designed in detail.

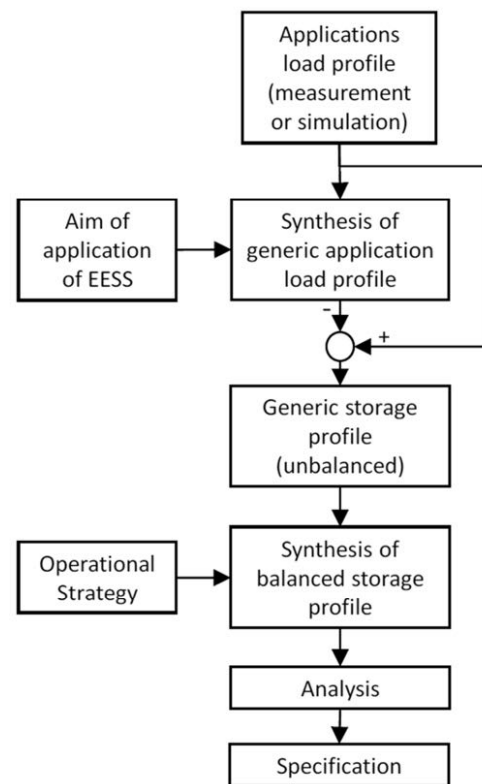


Figure 1: Specification process

¹ Institute for Mechatronic Systems, Otto-Berndt-Straße 2, 64287 Darmstadt (Germany), Tel.: +49 6151 16-3973, Fax: +49 6151 16-5332, schneider@ims.tu-darmstadt.de, www.ims.tu-darmstadt.de

Results and Discussion

Figure 2 shows the resulting residual profiles for the application without EESS, with an unbalanced EESS and a balanced EESS.

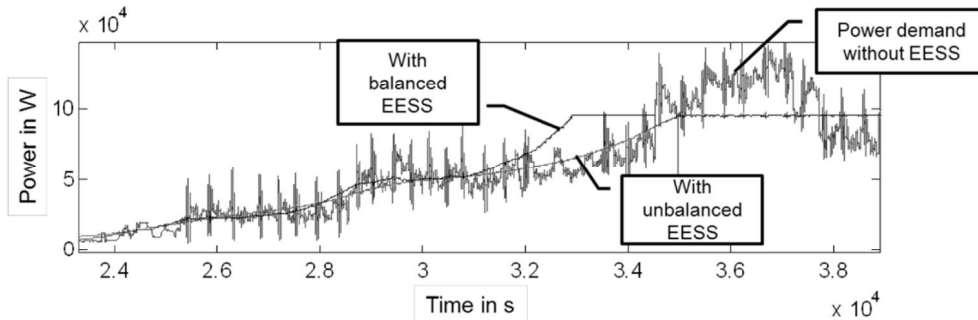


Figure 2: Generic load profile of the industrial application with balanced and unbalanced EESS

The power requirements for the EESS can be determined directly from the frequency distribution of the generic storage load profile (see Figure 3a). Similar to the determination of the power requirements the needed capacity can be determined as the difference between the positive and negative amount of energy (see Figure 3b).

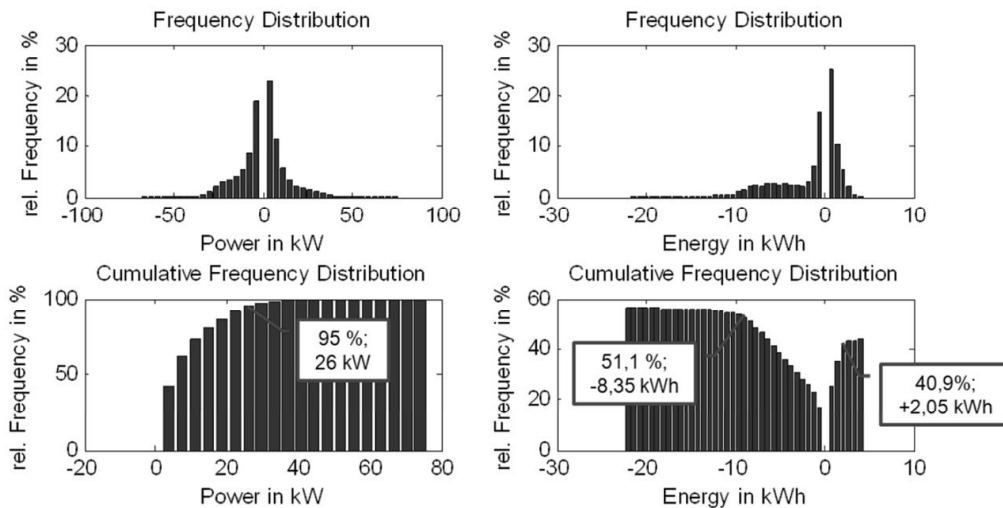


Figure 3: (a) (left) Frequency distribution of the generic power profile, (b) (right) Frequency distribution of energy content of the generic power profile

Furthermore the generic storage load profile also allows for the extrapolation of the number of load changes and cycles over the projected lifetime of the EESS. Moreover the projection of the energetic losses resulting from the generic storage load profile enables the estimation of the energy costs resulting from the operation of the EESS. Together with the asset costs it is possible to calculate the life cycle costs. Different kinds of EESS can be compared on this basis. Accordingly the presented analytical method for the specification of EESS allows for a technologically neutral definition and assessment of the requirements of a projected EESS. It gives a distinct path and makes the specification process reproducible.

References

- [1] Schaede, H., Von Ahsen, A., Rinderknecht, S., Schiereck, D. (2013). Electric energy storages – a method for specification, design and assessment. *Int. J. Agile Systems and Management*, Vol. 6, No.2, 142-163.

4.5.4 Techno-ökonomische Bewertung von Anwendungen für Stromspeicher

Annedore KANNGIEßER(*)¹

Inhalt

In dem sich wandelnden, deutschen Energieversorgungssystem stellen elektrische Energiespeicher eine wichtige Flexibilitätsoption dar. Unklar ist jedoch, ob die Investition und der Betrieb eines Speichers unter den heutigen Marktbedingungen wirtschaftlich sind. In [1] wurde zur Beantwortung dieser Frage ein generisches Modell zur Einsatzoptimierung von Energiespeichern entwickelt, welches für die unterschiedlichsten Kombinationen aus Speichertechnologie und Speicheranwendung genutzt werden kann. Durch Optimierung des Speicherbetriebs mit viertelstündlicher zeitlicher Auflösung kann der maximale, jährlich erzielbare Erlös erhalten und für Aussagen über die Wirtschaftlichkeit bspw. in Break-Even-Investitionskosten umgerechnet werden. Im Rahmen von Parametervariationen können darüber hinaus die optimale Dimensionierung des Speichers ermittelt oder die relevanten Eingangsparameter mit hohem Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit identifiziert werden. Innerhalb der Arbeit lag der Fokus der detaillierten Szenarienrechnungen auf den zentralen Anwendungen für großtechnische Speicherkraftwerke „Energieverschiebung durch Handel am Spotmarkt“ sowie „Bereitstellung von Regelleistung“. Weitere Anwendungen werden vor allem unter dem Gesichtspunkt des multifunktionalen Speicherbetriebs angesprochen, bspw. ob sich dieser wirtschaftlich rechnet bzw. was dabei zu beachten ist. Nach einer kurzen Einführung über die aktuellen Fragestellungen im Forschungsbereich der Energiespeicher und einem Überblick über die in der oben angesprochenen Arbeit entwickelte und genutzte Methodik, liegt der Fokus des geplanten Vortrages auf den in den Szenarienrechnungen erhaltenen Ergebnissen.

Methodik

Break-Even-Investitionskosten als Kennzahl für die ökonomische Bewertung

„Unter Break-Even-Investitionskosten sind die Investitionskosten zu verstehen, die mit einem Kapitalwert von Null korrespondieren, d.h. am Ende der Lebensdauer des Speichers einem Vermögenszuwachs in Höhe des Kalkulations-Zinssatzes entsprechen“ [1]. Die Kennzahl ist vorteilhaft, da das Berechnungsergebnis nicht durch das Einsetzen abgeschätzter Investitionskosten verfälscht wird (insbesondere für Speichertechnologien findet sich in der Literatur eine überaus große Bandbreite an Investitionskosten), sondern ein potenzieller Investor die Investitionskosten seines konkreten Projekts an den berechneten Break-Even-Investitionskosten spiegeln kann. Liegen die realen Investitionskosten unter den Break-Even-Investitionskosten, ist Wirtschaftlichkeit gegeben. Um trotz unbekannter Investitionskosten das optimale Verhältnis zwischen installierter Speicherkapazität und installierter Speicherleistung bestimmen zu können, wurde in der vorgestellten Arbeit als Hilfsgröße das so genannte „technologiespezifische Kostenverhältnis“ eingeführt, welches für jede Speichertechnologie einen typischen Wertebereich aufweist.

Generisches Optimierungsmodell zur Einsatzoptimierung von Energiespeichern

Die Einsatzoptimierung des Energiespeichers basiert auf einem deterministischen, gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsmodell, das mit Hilfe der Modellierungsumgebung GAMS und dem Solver CPLEX umgesetzt wurde. Modelliert wurde ein einzelner, stationärer Energiespeicher, welcher wahlweise an einem oder mehreren Märkten agieren kann. Die Märkte bzw. weiteren Anwendungen werden über historische Zeitreihen nachgebildet, d.h. es gilt die Prämisse, dass der Energiespeicher als Preis-Nehmer agiert. Dies gilt in der Praxis nur für die ersten, kleinen Speicher, besitzt aber den Vorteil, dass geringe, resultierende Break-Even-Investitionskosten nicht Ungenauigkeiten in der Modellierung der Marktrückwirkungen angelastet werden können, sondern einen Hinweis auf das nicht ausreichende Erlöspotenzial der untersuchten Anwendung geben.

¹ Fraunhofer UMSICHT, Gruppenleiterin Energiesystemoptimierung, Osterfelder Str. 3, 46047 Oberhausen, Tel.: +49 (0)208 8598 1373, Fax: +49 (0)208 8598 1422, annedore.kanngiesser@umsicht.fraunhofer.de, www.umsicht.fraunhofer.de

Ergebnisse

Der linke Teil von Abbildung 1 zeigt die im Jahr 2011 erzielbaren Break-Even-Investitionskosten für drei verschiedene Speichertechnologien in den Anwendungen „Energieverschiebung durch Handel am Spotmarkt“ („Spot“) und „Bereitstellung von Regelleistung“ („Spot+RL“), wobei Letztere in positive und negative Wirkrichtung sowie Sekundär- und Minutenreserve unterteilt ist. Unabhängig von der Technologie erreichte die Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung die mit Abstand höchsten Break-Even-Investitionskosten. Die weitere ‚ökonomische Rangfolge‘ der betrachteten Speicheranwendungen hängt dagegen von der jeweiligen Speichertechnologie und deren techno-ökonomischer Parametrisierung ab. Eine weitergehende Analyse zeigte, dass insbesondere der Zykluswirkungsgrad einen großen Einfluss auf die erzielbaren Break-Even-Investitionskosten besitzt. Die Höhe des Einflusses variiert jedoch auch in Abhängigkeit von der Speicheranwendung (Abbildung 1, rechts), wodurch die links beobachtete Rangfolgen-Verschiebung zu erklären ist.

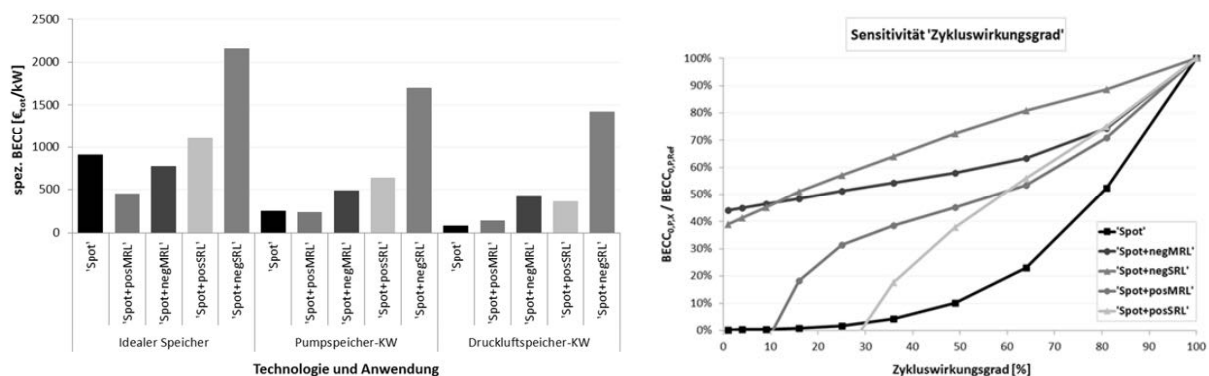


Abbildung 1: Break-Even-Investitionskosten für verschiedene Technologien und Anwendungen (links); Sensitivität der Break-Even-Investitionskosten hinsichtlich des Zykluswirkungsgrades (rechts)

Es zeigte sich weiterhin, dass die Break-Even-Investitionskosten nicht nur von der Höhe des gewählten Wirkungsgrades abhängen, sondern auch deutlich von dessen Modellierungsart beeinflusst werden. In der vorliegenden Arbeit wurden Szenarienrechnungen sowohl für Wirkungsgradkennlinien mit real nachgebildetem Verlauf über den Teillastbereich gerechnet als auch für die vereinfachte Annahme eines konstanten Wirkungsgrades – wie es in den meisten verwandten Forschungsarbeiten die Regel ist. Mit der Vereinfachung zeigte sich eine systematische Überschätzung der erzielbaren Break-Even-Investitionskosten in Höhe von 5 bis 14%.

Darüber hinaus unterliegen die erzielbaren Break-Even-Investitionskosten über den Verlauf der letzten Jahre großen Variationen. Während bei der Bereitstellung von positiver Sekundärregelleistung sowie positiver Minutenreserve ein deutlich abnehmender Trend zu erkennen ist, schwanken die anderen untersuchten Anwendungen auf einem im Mittel etwa gleich bleibenden Niveau.

Die weiteren techno-ökonomischen Parameter üben im Vergleich dazu einen eher untergeordneten Einfluss auf die erzielbaren Break-Even-Investitionskosten aus. Die Parameter der Investitionskostenrechnung bewegen sich in einem mittleren Einflussbereich.

Literatur

- [1] Kanngießner, A.: Entwicklung eines generischen Modells zur Einsatzoptimierung von Energiespeichern für die techno-ökonomische Bewertung stationärer Speicheranwendungen. Dissertation, TU Dortmund, 2013.

4.5.5 Online-Handelsplattform für Speicher in Verteilnetzen und Geschäftsmodelle für innovative Speicherdienstleistungen

Lukas GLOTZBACH^(*)¹, Bernhard FENN², Andreas Doß²,
Klaus-Martin GRAF¹, Johannes GERDES¹, Armin BOSSLER³

Inhalt

Energiespeicher gelten als notwendiger Baustein für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende. Bislang werden Speicher für einen konkreten Einsatzfall eingesetzt. Aufgrund der hohen Investitionskosten ist deren Nutzen, gerade auch für zukünftige Aufgaben, heute nicht immer wirtschaftlich darstellbar. Der Energieversorger HSE AG, die Hochschule Darmstadt und die ads-tec GmbH entwickeln daher im Forschungsprojekt »SolVer«⁴ eine offene und unabhängige Online-Handelsplattform für Speicherdienstleistungen. Durch diese Plattform soll eine betriebswirtschaftliche optimierte Speicherbewirtschaftung, die ebenso einen sicheren Netzbetrieb unterstützt, ermöglicht werden. Einnahmen kann ein Speicher einerseits über den Durchsatz von Energie (Laden/Entladen) als auch durch die Zusicherung einer Verfügbarkeit von Leistung und Energie im Bedarfsfall erzielen.

Eigentümer von Energiespeichern können in Zeiten, in denen sie den Speicher nicht selbst nutzen, über die Handelsplattform ihr System anderen Interessenten für deren Zwecke zur Verfügung stellen. Dadurch wird die wirtschaftliche Auslastung optimiert und der potenzielle Gesamtbedarf an Speichern lässt sich verringern. Durch die parallele Nutzung der Speicher, für mehrere Dienste, lässt sich die Auslastung weiter maximieren. Vergütet wird die Bereitstellung einerseits über einen Leistungspreis und im Bedarfsfall durch den Arbeitspreis. Die Preisbildung kann dabei nach verschiedenen Ansätzen des E-Commerce erfolgen.

Speicheranwendungen und Geschäftsmodelle

In einem ersten Schritt haben die Projektpartner Speicheranwendungen und zugehörige Geschäftsmodelle, die heute oder zukünftig durch Speicher realisiert werden können, entwickelt. Dabei standen vor allem als potenzielle Nutzer im Fokus:

- Verteilnetzbetreiber
- Übertragungsnetzbetreiber
- Bilanzkreisverantwortliche
- (EEG-)Anlagenbetreiber
- Energiehändler und
- Großverbraucher

¹ Hochschule Darmstadt, FB EIT, D-64295 Darmstadt, Birkenweg 8,
{Tel.:+49-6151-16-8461, lukas.glotzbach@h-da.de},
{Tel.:+49-6151-16-8243, klaus-martin-graf@h-da.de},
{Tel.:+49-6151-16-8239, johannes.gerdes@h-da.de}, www.eit.h-da.de

² HSE AG, D-64293 Darmstadt, Frankfurter Straße 100,
{Tel.:+49-6151-701-0, bernhard.fenn@hse.ag},
{Tel.:+49-6151-701-8036, andreas.doss@hse.ag}, www.hse.ag

³ ads-tec GmbH, D-70771 Leinfelden-Echterdingen, Raiffeisenstraße 14,
Tel.:+49-711-45894-351, a.bossler@ads-tec.de, www.ads-tec.de

⁴ SolVer steht für: Speicheroptimierung in lokalen Verteilnetzen; www.solver-hessen.de

Die entworfenen Speicheranwendungen werden als standardisierte Produkte über die Handelsplattform angeboten. Je nach Standort, Spannungsebene, Leistung und Kapazität der Speicher können unterschiedliche Anwendungen bereitgestellt werden. Diese sind:

- Frequenzhaltung (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve)
- Spannungshaltung in der Nieder- und Mittelspannungsebene
- Engpassmanagement
- Arbeitsneutraler Leistungsfahrplan (z. B. für Energiehandel)
- Vereinbarter Bezugsfahrplan und
- USV & Netzinselvesorgung

Durch Pooling, also der Kombination mehrerer Speicher, können höhere Leistungen und Energieinhalte dargestellt werden. Dadurch wird unter anderem auch die Teilnahme am Regenergiemarkt ermöglicht.

Struktureller Aufbau

Die kommunikationstechnische Anbindung der Speicher erfolgt über das normale Internet und wird durch die Remote Service Cloud Big-LinX[®] geschützt (VPN). Jeder Speicher wird hierzu mit einer IEC-61850-kompatiblen Firewall der Firma ads-tec ausgestattet, die den Fernzugriff auf dezidierte Speicher ermöglicht. Die Handelsplattform ist webbasiert und der Handel erfolgt via Webbrowser. Über das Online-Portal können Speicher angeboten, gebucht und Sollwertvorgaben oder Fahrpläne durch die Batterienutzer übermittelt werden.

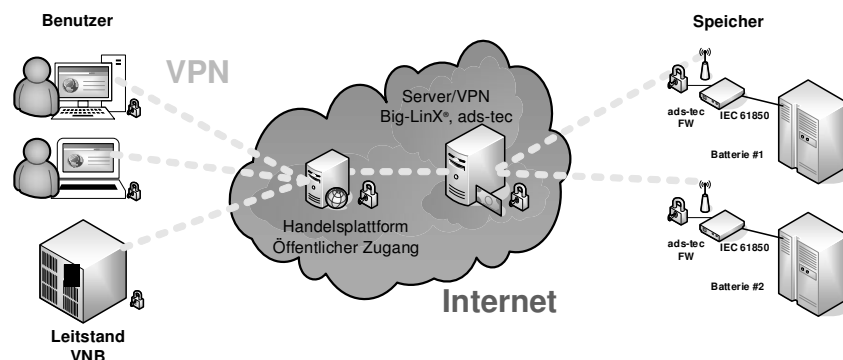


Abbildung 1: Kommunikationsstruktur im Projekt SolVer

Projektverlauf und Regelbetrieb

Die ersten Speicheranwendungen sind bis Ende 2013 implementiert und in einem Testsystem erprobt worden. Für Mitte 2014 ist ein ausgiebiger Feldtest geplant, bei dem insgesamt acht Batteriespeicher im Netz der HSE zum Einsatz kommen (siehe Tabelle 1). An dem Feldtest können sich interessierte Marktteilnehmer beteiligen, vor allem Betreiber von EEG-Anlagen, Besitzer von Energiespeichern, Großverbraucher, Energiehändler und Bilanzkreisverantwortliche. Während des Tests erfolgt die betriebswirtschaftliche Bewertung der Speicheranwendungen. Das Forschungsprojekt endet im Mai 2015. Bei einem erfolgreichen Abschluss der Testphase ist der Regelbetrieb der Handelsplattform mit freiem Zugang aller Marktteilnehmer geplant.

Anzahl	Besitzer	Typ	Leistung	Energie
1	h_da	Li-Ion	± 5 kW	8,5 kWh
2	HSE	Redox-Flow	± 10 kW	100 kWh
4	HSE	Li-Ion	± 4 kW	5 kWh
1	ads-tec	Li-Ion	± 250 kW	232 kWh

Tabelle 1: Übersicht Speicher im Feldtest

4.5.6 Zusammenspiel von Langzeit- und Kurzzeitspeichern zur Maximierung des regenerativen Erzeugungsanteils in Österreich

Christoph GROISS(*)¹, Wolfgang GAWLIK¹

Motivation und Inhalt

Der Übergang hin zu einer überwiegend regenerativen Erzeugung bringt einen starken Anstieg an fluktuierenden, dargebotsabhängigen Erzeugungseinheiten mit sich. Diese erhöhen die Volatilität der Einspeisung sowohl im kurzfristigen Bereich (Stunden) aber auch im langfristigen Betrachtungszeitraum (Monate). Die Deckung des Verbrauchs wird weiters durch den saisonal gegen-gleichen Verlauf von Verbrauch (Maximum im Winter) und der regenerativen Erzeugung (Maximum im Frühjahr und Sommer) erschwert.

Im Projekt Super-4-Micro-Grid wurde der Frage nachgegangen, ob eine rein regenerative elektrische Vollversorgung Österreichs mit dargebotsabhängigen Erzeugern realisiert werden kann. Diese Frage muss mit Nein beantwortet werden, da der Bedarf an Speichern vor allem bezüglich der Kapazität das Potenzial der österreichischen Pumpspeicher um den Faktor 100 übersteigt [1].

Dieses Paper widmet sich daher dem Zusammenspiel von elektrischen Langzeit- und Kurzzeitspeichern in einem überwiegend regenerativen Energiesystem. Weiters wird hierbei auf die Rolle der steuerbaren, konventionellen Erzeugung sowie auf zusätzliche alternative Speichermöglichkeiten („Elektrofahrzeuge“, „Power-to-Gas“) eingegangen.

Methodik

Grundlage für diese Untersuchung stellen regionale Profile regenerativer Erzeugung für Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik über einen Zeitraum von 15 Jahren im 1-Stunden-Zeitraster dar [1]. Mit Hilfe eines linearen Optimierungsmodells wird der regionale Speichereinsatz von hydraulischen Tages-, Wochen- und Jahresspeicherkraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken derart optimiert, dass der regenerative Erzeugungsanteil in der Jahresbetrachtung für Österreich maximiert wird. Im Umkehrschluss bedeutet dies eine Minimierung des Einsatzes fossiler Energieträger bzw. des Imports von Energie aus unspezifizierten Quellen.

Neben dem Speichereinsatz wird darauf abgestimmt der Einsatz thermischer Erzeugungseinheiten sowie der Ausbau der regenerativen Einspeiser im Rahmen ihrer Ausbaupotenziale optimiert. Hierbei gilt es, Leistungs- und Energiegrenzen einzuhalten. Weiters kann durch Abregelung dargebotsabhängige Einspeiseleistungen verringert werden. Die maximal zulässigen Leitungsbelastungen des Höchstspannungsnetzes werden mit Hilfe einer DC-Lastflussrechnung berücksichtigt. Ebenso wird in der Optimierung die Nebenbedingung abgebildet, dass der Verbrauch zu jeder Stunde innerhalb des 15-jährigen Betrachtungszeitraums gedeckt werden muss. Hierfür wird das derzeitige Inlandsverbrauchsprofil für verschiedene Lastentwicklungsszenarien skaliert.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die bestehenden und projektierten österreichischen Pumpspeicherkraftwerke weisen in den betrachteten Szenarien bezüglich des reversiblen Pump-Turbinenbetriebs insgesamt eine Speicherkapazität von rund 210 GWh auf. Mit einem Energie-Leistungs-Verhältnis von 50 h, werden sie bevorzugt zur kurzfristigen Bilanzierung eingesetzt. Mit ihrer begrenzten Speicherkapazität tragen sie kaum zum saisonalen Ausgleich von regenerativer Erzeugung und Verbrauch bei [2].

Die Volllaststundenzahl der Pumpspeicher fällt verhältnismäßig gering aus und die Nutzung beschränkt sich vor allem auf den Tag-Nacht-Ausgleich im Frühling und Herbst. In den Wintermonaten entstehen keine Erzeugungsüberschüsse, welche eingespeichert werden könnten.

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

Aber auch in den Sommermonaten werden Pumpspeicher praktisch nicht eingesetzt, da hier keine Erzeugungsdefizite vorliegen, in denen die überschüssige, eingespeicherte (Photovoltaik-)Erzeugung wieder abgegeben werden könnte. Diese Aussage trifft ebenso auf alternative dezentrale Speichermöglichkeiten zu. Sowohl stationäre Speicher im Haushalt als auch Batterien in Elektrofahrzeugen weisen typischerweise ein Energie-Leistungs-Verhältnis in der Größenordnung von wenigen Stunden oder geringer auf und können somit ebenfalls nur für Bilanzierungsaufgaben im Kurzzeitbereich eingesetzt werden. An Tagen mit geringem Dargebot können die Erzeugungsdefizite größtenteils durch hydraulische Tages- und Wochenspeicher ausgeglichen werden.

Hydraulischen Jahresspeicher weisen mit rund 3200 GWh eine deutlich höhere Speicherkapazität auf, welche über natürlichen Zufluss durchschnittlich 1,7 Mal pro Jahr vollständig befüllt werden [2]. Der saisonale Ausgleich zwischen dargebotsabhängigen Erzeugungsüberschuss in den Sommermonaten und dem erhöhten elektrischen Verbrauch während der Wintermonate wird daher überwiegend von hydraulischen Jahresspeichern in Kombination mit steuerbaren Erzeugungseinheiten (5,6 TWh/a biogene bzw. 12,2 TWh/a fossile Brennstoffe) übernommen.

Auswirkung alternativer Speichertechnologien

Power-to-Gas beschreibt ein Konzept, bei dem (sonst nicht zur Lastdeckung benötigter regenerativer) elektrischer Strom zur Erzeugung synthetischen Gases verwendet wird. Der Vorteil liegt in den vielfach höheren Speichervolumen von Gasspeichern im Vergleich zu hydraulischen Speichern. Demgegenüber steht der deutlich schlechtere Strom zu Strom-Wirkungsgrad von 36%, bei Rückverstromung in einem GuD-Kraftwerk.

Das Einsatzgebiet der Power-to-Gas-Technologie wird im Wesentlichen durch die rund 2000 Stunden im Jahr bestimmt, an denen ein Erzeugungsüberschuss der regenerativen Einspeiser vorliegt, welcher nicht durch Pumpspeicher aufgenommen werden kann. Die Elektrolyseanlagen verwerten somit nur jene Energie, welche andernfalls abgeregelt werden müsste. Mit der klimaneutralen Rückverstromung des synthetischen Gases, kann der Bedarf an fossilen Brennstoffen um rund 22% reduziert werden [2].

Pumpspeicherkraftwerke werden dann nach wie vor eingesetzt, um kurzfristige Ausgleichseffekte (Tag-Nacht) zu realisieren, da deren Wirkungsgrad und Leistungsfähigkeit besser ist, als jene der Power-to-Gas Anlagen. In den Sommermonaten werden Pumpspeicher nun zusätzlich eingesetzt, um ein möglichst konstantes Überschussprofil in der Höhe der Maximalleistung der Elektrolyseanlagen zu erzielen. Dadurch wird die Menge an eingespeicherten regenerativen synthetischen Gas maximiert. Das Zusammenspiel dieser beiden Speichertechnologien bewirkt einerseits eine Verdopplung der Volllaststunden der Pumpspeicher und andererseits eine signifikante Erhöhung des regenerativen Erzeugungsanteils [2].

Die Abregelung stellt eine wichtige Maßnahme dar, um vereinzelte Erzeugungsüberschüsse, welche in der Größenordnung der maximalen Last liegen können, zu beherrschen. Die dadurch entgangene Erzeugung ist mit weniger als 3% der Gesamterzeugung verhältnismäßig gering. Diese Maßnahme hat einen entscheidenden Einfluss auf die Anforderungen an das Speicherkollektiv, da hierdurch die Spitzenleistung von untergeordneter Bedeutung ist. Zur Realisierung eines überwiegend regenerativen Energiesystems werden vor allem die saisonalen Speichermöglichkeiten und damit verbundenen großen Speicherkapazitäten benötigt [2].

Literatur

- [1] TU Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft: Super-4-Micro-Grid : Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel. Projektendbericht - Neue Energien 2020 1. Ausschreibung, Klima- und Energiefonds (2011)
- [2] Groiß, Christoph: Maximierung des regenerativen Erzeugungsanteils an der österreichischen Elektrizitätsversorgung, Dissertation an der TU Wien (2013)

5 STREAM C: MARKTORGANISATION

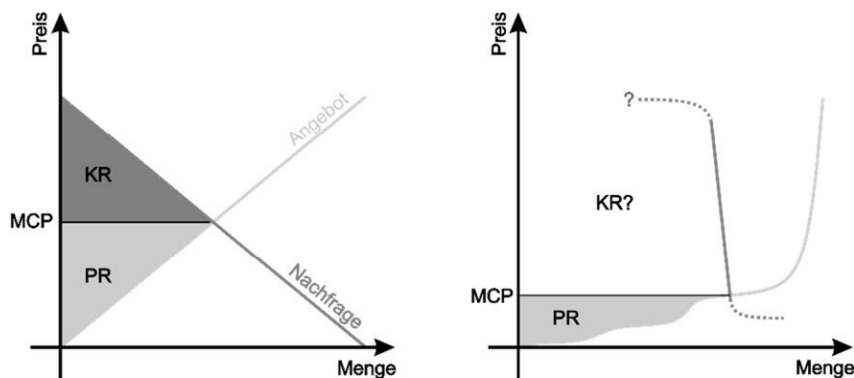
5.1 KAPAZITÄTSMÄRKTE (SESSION C1)

5.1.1 Der Wohlfahrtsgewinn der „Energy Only“-Strombörse

Andreas SCHÜPPEL(*)¹, Heinz STIGLER¹

Problemstellung

Das seit der Liberalisierung des Strommarktes in Kontinentaleuropa vorherrschende Marktsystem ist die „Strombörse“, an der nach dem Einheitspreisverfahren elektrische Energie sowie finanzielle Derivate gehandelt werden können. Gemäß der volkswirtschaftlichen Theorie treffen an einer Börse Angebot und Nachfrage aufeinander, wobei deren Schnittpunkt den Preis (Market Clearing Price, MCP) für das



gehandelte Gut bestimmt (vgl. [1], [2]). Durch die Besonderheiten des Gutes elektrische Energie verhalten sich allerdings Angebot und Nachfrage in der Elektrizitätswirtschaft anders als in der allgemeinen volkswirtschaftlichen Theorie (Abbildung 1).

Abbildung 1: Angebot und Nachfrage am Markt – allgemeine Theorie (links, vgl. [1], [2]) und gängige Praxis in der Elektrizitätswirtschaft (rechts, schematisch, vgl. [3],[4])

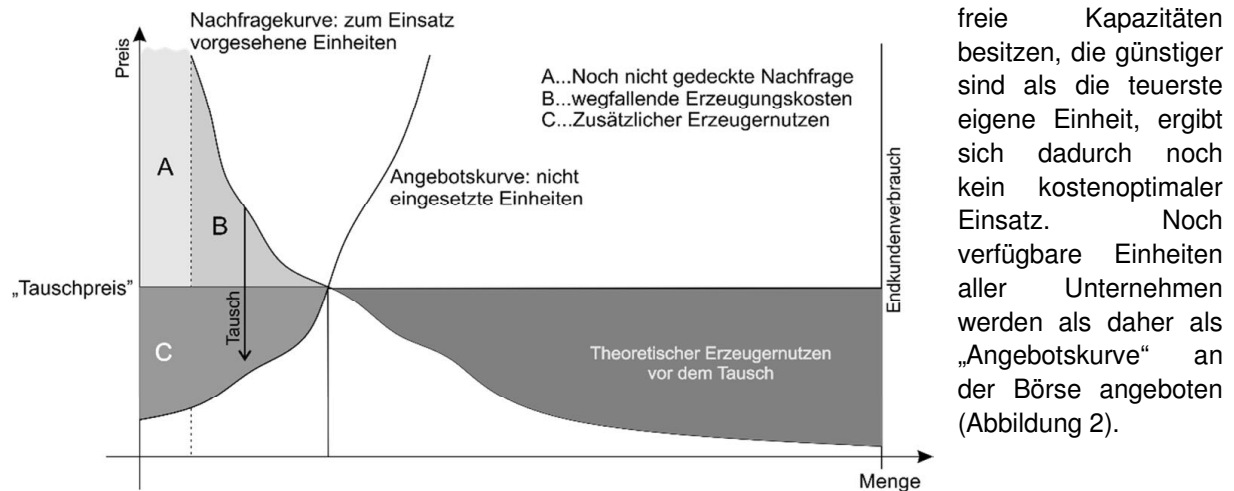
Die Produzentenrente (PR in Abbildung 1) lässt sich anhand einer Simulationsrechnung einfach bestimmen, indem die Differenz zwischen Marktpreis und Grenzkosten jener Kraftwerke gebildet wird, die zum Einsatz kommen. Zusätzlich können mit Hilfe des Modells ATLANTIS die Fixkosten der zu Grunde liegenden Erzeugung ermittelt und mit der erwirtschafteten Produzentenrente gegenübergestellt werden. Die Berechnung der Konsumentenrente (KR, Abbildung 1) gestaltet sich deutlich schwieriger, da der genaue Kurvenverlauf der Nachfragekurve nicht ausreichend bekannt ist. Die Marktteilnehmer an der Strombörse, beispielsweise an der EEX, bestehen hauptsächlich aus Elektrizitäts- und Energieunternehmen bzw. großen Industriebetrieben mit Eigenerzeugungsanlagen einerseits, und aus reinen Strom- oder anderen Handelsunternehmen sowie Banken andererseits [5]. Dies ermöglicht die folgend beschriebene Herangehensweise an die Abschätzung des Wohlfahrtsgewinnes durch den Handel an der Strombörse.

Methodische Vorgehensweise

Zur Abschätzung der Gesamtwohlfahrt des Strommarktes wird das integrierte Marktmodell des Elektrizitätswirtschaftlichen Modells ATLANTIS (siehe dazu u.a. [6]) genutzt. Das Modell umfasst die größten Elektrizitätsunternehmen (z.B. in Deutschland E.ON, Vattenfall, RWE, EnBW, STEAG) sowie die Kraftwerke und Marktanteile aller anderen Elektrizitätsunternehmen zusammengefasst in einem aggregierten „Restunternehmen“ pro Land. Die Kraftwerke im Modell sind block- und standortgenau abgebildet und den entsprechenden Unternehmen zugeordnet. Die Einspeisung der Kraftwerke ist knotengenau modelliert. Jedem Unternehmen ist ein Anteil am Endkundenverbrauch zugeteilt, der aus einem BDEW-Bericht entnommen wurde [7].

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Österreich, Tel.: +43 316 873 7902, Fax: DW 7910, andreas.schueppel@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

Das Marktmodell ermittelt im ersten Schritt der Simulation den optimalen Kraftwerkseinsatz ohne Berücksichtigung¹ des Übertragungsnetzes („Kupferplatte“) und grenzüberschreitender Handelsrestriktionen (NTC's). Dabei wird zunächst von jedem modellierten Unternehmen versucht, den eigenen Endkundenbedarf mit eigenen Kraftwerken zu decken. Da andere Unternehmen möglicherweise noch



freie Kapazitäten besitzen, die günstiger sind als die teuerste eigene Einheit, ergibt sich dadurch noch kein kostenoptimaler Einsatz. Noch verfügbare Einheiten aller Unternehmen werden als daher als „Angebotskurve“ an der Börse angeboten (Abbildung 2).

Abbildung 2: Zusatznutzen durch den Tausch von Kraftwerken an der Strombörse

Die für den Einsatz zur Endkundenversorgung vorgesehenen Kraftwerke bilden die „Nachfragekurve“, in der auch ein möglicher Fehlbedarf berücksichtigt wird, der entsteht wenn ein Unternehmen mehr Endkundenbedarf als eigene Kraftwerkskapazitäten aufweist (Fläche „A“ in Abbildung 2). Es bildet sich für jeden betrachteten Zeitpunkt ein Preis, der dem Schnittpunkt von tatsächlicher Angebots- und Nachfragekurve unter den gegebenen Vereinfachungen exakt entspricht.

Ergebnisse

Aus der Simulation ergibt sich ein durch das derzeitige Marktsystem hervorgerufener Erzeugernutzen (Deckungsbeitrag) der größten fünf Unternehmen in Deutschland von etwa sechs bis acht Milliarden Euro pro Jahr (betrachtet werden nur konventionelle Kraftwerke). Die Simulationsergebnisse zeigen weiters, dass der Handel über die Strombörse dazu einen Anteil von etwa drei bis vier Milliarden Euro pro Jahr beiträgt (Fläche „C“ in Abbildung 2). Das weist deutlich darauf hin, dass die Strombörse ihre Funktion als Werkzeug zur Kraftwerkseinsatzoptimierung erfüllt. Ein Vergleich des gesamten Erzeugernutzens mit den jährlichen Fixkosten in Deutschland zeigt jedoch, dass dieser Deckungsbeitrag nicht in der Lage ist, diese Kosten vollständig und zuverlässig abzudecken.

Literatur

- [1] Samuelson und Neuhaus, 2007: „Volkswirtschaftslehre“. mi-Fachverlag
- [2] Frantze, 1999: „Grundlagen der Volkswirtschaftslehre“, Schäffer-Pöschel Verlag Stuttgart
- [3] Stigler, 1999: „Rahmen, Methoden und Instrumente für die Energieplanung in der neuen Wirtschaftsorganisation der Elektrizitätswirtschaft“. Dissertation an der TU Graz.
- [4] Ockenfels, Grimm und Zoettl, 2008: „Strommarktdesign - Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX“. Gutachten.
- [5] EEX, 2013: Liste der Marktteilnehmer an der EEX. <http://www.eex.com/de/EEX/Teilnehmerliste>
- [6] Stigler et al., 2012: „Aktuelle Weiterentwicklung des Simulationsmodells ATLANTIS“, Tagungsband zum 12. Symposium Energieinnovation, TU Graz.
- [7] BDEW, 2012: „Wettbewerb 2012 – Wo steht der deutsche Energiemarkt?“. Online abgerufen im Jänner 2014.

¹ Dieser Simulationsschritt ist nur ein Teil der Marktsimulation des Modells ATLANTIS. In weiteren Schritten werden physikalische Einschränkungen des Lastflusses durch das Übertragungsnetz und die Bildung von Zonenpreisen aufgrund von Handelseinschränkungen sehr wohl mit berücksichtigt. Durch die Annahme der „Kupferplatte“ stellt sich der „Best Case“ ein, also der maximal erzielbare Wohlfahrtsgewinn

5.1.2 Energy Only Markt vs. alternative Konzepte – Optionen für das zukünftige Strommarktdesign in Deutschland

Stefan UNTEREGGER(*)¹

Inhalt

Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien (EE), welche langfristig über 80% des Strombedarfes decken sollen, steht die deutsche Energiewirtschaft vor großen marktwirtschaftlichen Herausforderungen. Derzeit wird der Ausbau der EE noch vollständig durch gesicherte Einspeisetarife vergütet. Dadurch wird ein zunehmend großer Teil des erzeugten Stromes der wettbewerblichen Preisbildung entzogen. Zudem führt der geförderte Ausbau der EE auch dazu, dass konventionelle Kraftwerke, die für die Versorgungssicherheit wichtig sind, im Energy Only Markt, kaum noch ausreichende Deckungsbeiträge erzielen können.

Ziel der Arbeit ist die Beantwortung der Frage, ob ein Energy Only Markt, vor dem Hintergrund des zunehmenden Ausbaus der EE und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, langfristig noch geeignet ist, oder ob Alternativ-/Parallelkonzepte besser geeignet sind.

In der Arbeit werden zunächst die Grundlagen der Stromversorgung und die erwartete zukünftige Entwicklung der Erzeugungsstruktur im deutschen Strommarkt dargestellt. Darauf aufbauend werden die strukturbedingten Veränderungen bei der Kraftwerkseinsatzplanung diskutiert und es wird gezeigt:

- welche Auswirkungen die sich verändernde Energielandschaft auf die konventionellen Kraftwerke hat
- welche Herausforderungen und Grenzen bei der Marktintegration der EE vorherrschen
- welche Bedeutung den neuen Qualitäten "Kapazität" und "Flexibilität" zukommen wird.

In Bezug auf die mögliche zukünftige Ausgestaltung des Fördermodells für EE werden preisregulierte Mechanismen (Einspeisevergütung, Einspeiseprämie) und mengenregulierte Mechanismen (Quotenmodell, Ausschreibungsmodell) gegenübergestellt und bewertet.

Als mögliche Parallelkonzepte zum Energy Only Markt werden folgende vier Konzepte, welche derzeit in Deutschland primär zur Diskussion stehen, betrachtet und bewertet:

- Einführung einer strategischen Reserve (SR)
- Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarktes (UK)
- Einführung eines selektiven / fokussierten Kapazitätsmarktes (SK)
- Einführung eines privatisierten / dezentralisierten Kapazitätsmarktes (DK).

Daraus ableitend wird ein Vorschlag für ein zukunftsfähiges Gesamtmarktdesign entwickelt.

Methodik

Der theoretische Teil der Arbeit, in welchem die Grundlagen der Stromversorgung und der Strompreisbildung, sowie die Entwicklung der Erzeugungsstrukturen dargestellt werden, basiert auf einer breit angelegten Literaturstudie. Die Auswirkungen der zukünftigen Erzeugungsstruktur auf die Kraftwerkseinsatzplanung werden durch eine Szenarioanalyse verdeutlicht. Die dadurch identifizierten Kernproblematiken des Energy Only Marktes, sowie die Anforderungen an das zukünftige Strommarktdesign werden durch eine Literaturrecherche untermauert. Die Gegenüberstellung möglicher Fördersysteme für EE, sowie möglicher Kapazitätsmechanismen erfolgt durch eine vergleichende Analyse und eine parameterbasierte Bewertung.

¹ FH Kufstein Tirol, Andreas Hofer-Straße 7, 6330 Kufstein, Tel.:+491607448305, stefanunteregger@yahoo.de, www.fh-kufstein.ac.at

Ergebnisse

Die Arbeit hat gezeigt, dass der Energy Only Markt langfristig nicht geeignet ist um die EE in den Markt zu integrieren und Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Daher soll der Markt um kurzfristig implementierbare Parallelkonzepte erweitert werden, welche einen Wettbewerb und eine Marktheranführung der EE schafft und die zunehmend wichtig werdenden Qualitäten "gesicherte Leistung" und "Flexibilität" fördert. Konkret sollen die EE über ein Ausschreibungsmodell und die gesicherte Leistung über einen fokussierten Kapazitätsmarkt gefördert werden. Sowohl der fokussierte Kapazitätsmarkt als auch die Ausschreibung der EE soll von einer zentralen Stelle vollzogen werden. Das Funktionsprinzip des vorgeschlagenen Gesamtmarktdesigns wird in nachfolgender Graphik verdeutlicht.

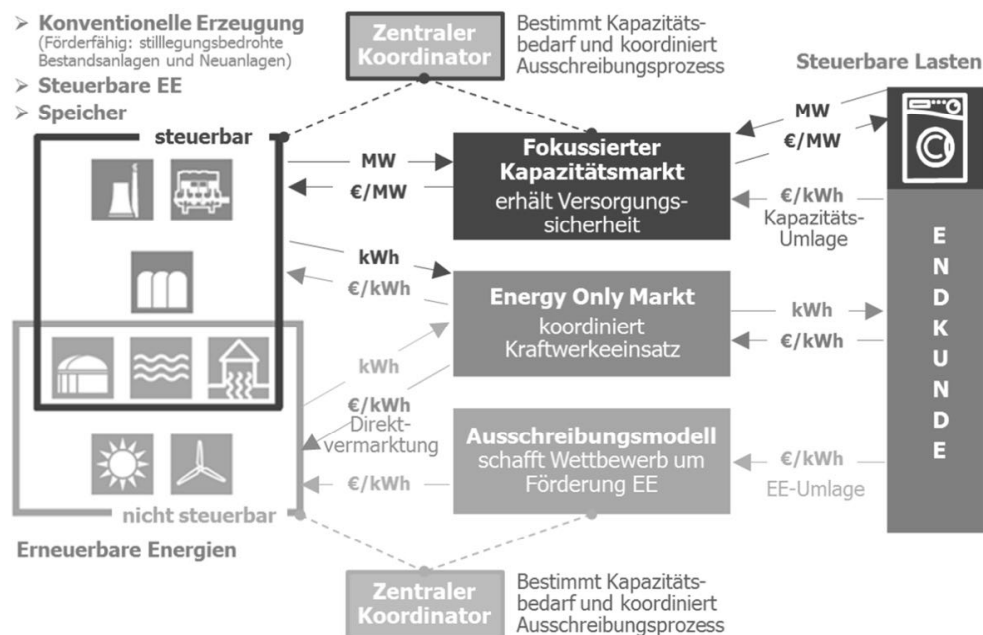


Abbildung 1: Vorschlag für ein zukunftsfähiges Strommarktdesign¹

Durch das vorgeschlagene Konzept können in den nächsten 10-15 Jahren die Weichen für eine langfristige Versorgungssicherheit gestellt werden, indem der Erhalt und der Zubau ausreichender flexibler Kraftwerkskapazitäten gewährleistet wird und nachfrageseitiges Flexibilisierungspotential erschlossen wird. Zudem werden die Voraussetzungen geschaffen, den EE-Ausbau wettbewerblich und kosteneffizient voranzutreiben und die EE zunehmend an den Markt heranzuführen.

Die planwirtschaftliche Komponente des vorgeschlagenen Marktdesigns wird mittelfristig erhalten bleiben müssen, um den Übergang hin zu einem Strommarkt basierend auf einen hohen Anteil EE zu sichern und Investoren und Betreiber erneuerbarer und konventioneller Kraftwerke vor Risiken zu schützen. Der Markteingriff des zentralen Koordinators soll soweit möglich eine steuernde Funktion haben und Wettbewerb fördern. Langfristig kann die planwirtschaftliche Komponente zurückgefahren werden und ein marktwirtschaftlicheres Modell an dessen Stelle treten, indem die Rolle des zentralen Koordinators auf die Vertriebsunternehmen übertragen und somit dezentralisiert wird. Die Vergütung der EE und der gesicherten Leistung erfolgt dann jeweils über separate Zertifikatsmärkte (Grünstromzertifikate für EE und Leistungszertifikate für gesicherte Leistung).

¹ Eigene Darstellung modifiziert nach VKU (2013)

5.1.3 Die Nachfrageseite des Kapazitätsmarktes

Daniel HÜTTER(*)¹, Heinz STIGLER¹, Udo BACHHIESL¹

Motivation und zentrale Fragestellung

Die Einführung von Kapazitätsmärkten wird intensiv diskutiert. Insbesondere werden viele Möglichkeiten zur Ausgestaltung solcher Märkte auf der Angebotsseite aufgezeigt, dabei aber die wichtigste Komponente – die Nachfrageseite – unberücksichtigt bleibt. Die Notwendigkeit für Kapazitätsmärkte ergibt sich vor allem aufgrund der ungewissen Deckung der Fixkosten durch Deckungsbeiträge am Energiemarkt. Dadurch und durch die Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft resultiert ein Spitzenlastdeckungsproblem, welches von der Erzeugungs- und der Nachfrageseite aus betrachtet werden muss.

Methodische Vorgangsweise

Einleitend erfolgt eine Untersuchung der bestehenden Standardlastprofile (APCS, 2013). Diese stellen die aggregierte Nachfrage von Kunden(-gruppen) dar. Weiters werden sie zur Fahrplanerstellung von Versorgern herangezogen, um den abzudeckenden Bedarf zu planen. Auch weitere Faktoren wie etwa die erwartete Temperatur spielen dabei eine Rolle. Im Sinne der verursachergerechten Aufteilung der Kosten entsprechend der Spitzenlastbepreisungstheorie stellt dies eine unzureichende Herangehensweise dar. Da die elektrische Energie nicht speicherbar ist, legt die höchste Nachfrage des Jahres die dafür notwendige Kapazität fest. Um eine adäquate Sicherheit in der Versorgung sicher zu stellen, muss dieser Höchstwert immer überschritten werden, um ungeplanten Ausfällen oder ähnlichen unvorhersehbaren Ereignissen entgegenwirken zu können. Durch die Benutzung von Standardlastprofilen kann eine ungefähre Lastvorschau ermittelt werden. Bei einem Großteil der Konsumenten wird die maximal bezogene Leistung nicht gemessen und die Konsumenten können auch zur Spitzenlastzeit beliebig viel nachfragen: dadurch ist eine verursachergerechte Aufteilung der Kosten nicht möglich.

Aufgrund mehrerer Einflussfaktoren, im Besonderen der umfassenden Ausweitung von erneuerbaren Energien, ist die Lage am Strommarkt angespannt. Die Durchschnittspreise sind niedrig und die Vollaststunden konventioneller Kraftwerke werden kontinuierlich geringer. Aus diesen Gründen sind Investitionen in neue Kraftwerke derzeit nicht rentabel und bereits getätigte Investitionen sind teilweise unwirtschaftlich geworden. Um diesem Umstand entgegenzuwirken, werden Kapazitätsmärkte als Lösung vorgeschlagen. Die Nachfrage, die überhaupt erst neue Kraftwerke bedingt, wird dabei meist vernachlässigt und stattdessen werden Details zu Kraftwerkstechnologien oder Marktgestaltung hervorgehoben. Deswegen wird durch Variation der Nachfrage im Simulationsmodell ATLANTIS der unterschiedliche Kraftwerksbedarf für Deutschland bei reiner Eigendeckung untersucht. Die veränderte Nachfrage kann durch PDSM-Potentiale in der Industrie oder auch durch Lastsenkung bei Haushalten ermöglicht werden. Dazu gibt es mehrere Studien, die in der Arbeit erläutert werden.

Aus Abbildung 1 können Ausschnitte der Dauerlinien der in den Simulationen verwendeten Lastgänge entnommen werden. Dabei sind Senkungen der Spitzenlast um drei GW realistisch, speziell für den Industriestandort Deutschland (maximale Verlagerungsdauer drei Stunden). Auch sechs GW könnten durchaus erreicht werden, wobei die Verschiebedauer in diesem Fall weit größer sein muss. Weiters wurde ein „worst case“-Szenario ausgewählt, bei dem die Spitzenlast um drei GW erhöht wurde. Für alle Fälle gilt, dass die bezogene Energie in einem Jahr, unabhängig von der Veränderung der Lastspitze, gleich bleibt.

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Technische Universität Graz, Inffeldgasse 18, Tel.: 0316/873 7904, www.iee.tugraz.at

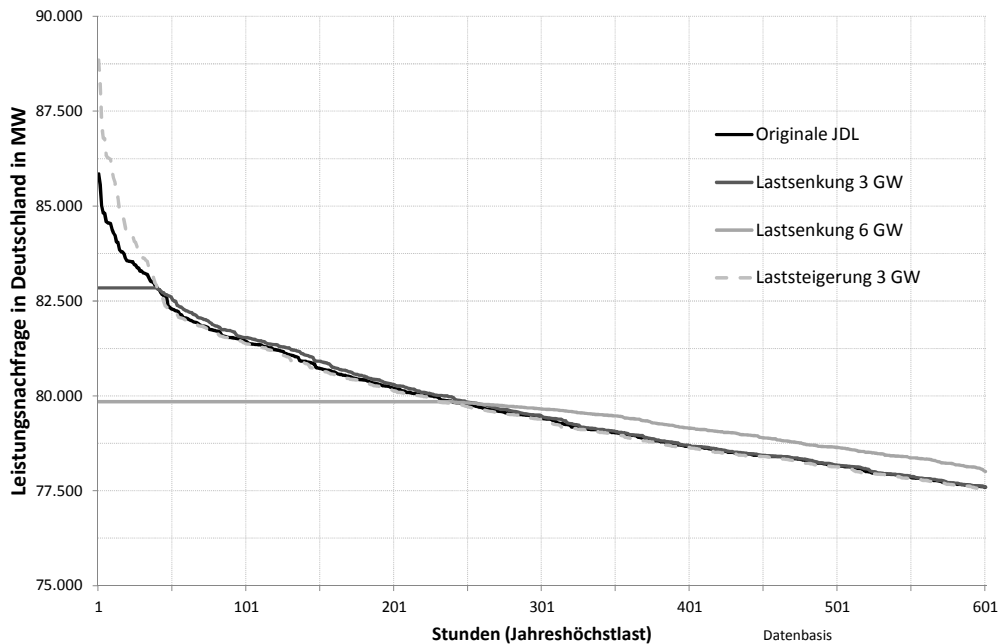


Abbildung 1: Veränderung der Spitzenlastnachfrage in den Simulationen (Auszug der 600 Höchstlaststunden) Quelle: (Consentec, 2012) eigene Berechnung

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Unterschiede aus den Simulationsrechnungen zeigen, dass sich durch eine Einheitsbepreisung kein sinnvoller Umgang mit Energie/Leistung einstellt. Ein sinnvolles Nachfrageverhalten nach elektrischer Energie kann nur dann stattfinden, wenn die Kunden auch wissen, in welchem Umfang sie zur Spitzenlast beitragen. Dazu ist es wichtig, dass das Gut „Jahreshöchstlast“ bepreist wird. Die Versorger müssen wissen, welche Letztverbraucher wie viel zur Spitzenlast beitragen und die Kunden müssen über ein Preissignal darauf aufmerksam gemacht werden, wie sich ihr Verhalten auf etwa erforderlich werdende Kraftwerksneubauten auswirkt. Dazu kann eine Art der Verrechnung angestrebt werden, wie sie auch früher eingesetzt wurde – durch einen entsprechenden Preis für die bezogene Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast.

Literatur

APCS. 2013. Austrian Power Clearing and Settlement. [Online] 2013. <http://www.apcs.at/de/clearing/technisches-clearing/lastprofile>

Consentec. 2012. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. [Online] 21. September 2012. [Zitat vom: 22. August 2013.] [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE25DA82980983ACC1257A850044A10B/\\$file/Consentec_BDEW_StrategischeReserve_Ber_20120925.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE25DA82980983ACC1257A850044A10B/$file/Consentec_BDEW_StrategischeReserve_Ber_20120925.pdf)

Prognos AG. 2012. Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende. [Online] November 2012.

http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/121107_Prognos_Studie_Bedeutung_thermische_Kraftwerke.pdf

5.1.4 Modellierung von Peak Load Pricing im deutschen Strommarkt

Fabian GROTE(*)¹, Christoph BAUMANN(*)¹, Albert MOSER¹

Inhalt

Die Energiewende in Deutschland und in anderen europäischen Ländern stellt die Betreiber fossiler thermischer Kraftwerke vor große Herausforderungen. Durch den Ausbau der Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE) wird angestrebt, eine Transformation des Stromversorgungssystems von fossilen und zu regenerativen Energieträgern zu realisieren. Der Ausbau konzentriert sich dabei insbesondere auf die dargebotsabhängige Einspeisung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Aufgrund dieses Angebots von nahezu grenzkostenfreier Erzeugung sinken die Preise an den Strombörsen und sind zeitweise sogar negativ. Dieser auch Merit-Order-Effekt genannte negative Einfluss auf erzielbare Preise und Absatzmengen für thermische Kraftwerke führt zu der aktuellen Diskussion, ob das heutige Marktdesign ausreichende Anreize für den Weiterbetrieb bestehender und die Investition in neue fossile Erzeugungskapazitäten bietet. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass diese Kraftwerke weiterhin als Backup-Kraftwerke für Stunden mit geringer EE-Einspeisung und zur Bereitstellung von Regelreserve benötigt werden. Dabei gibt es hinsichtlich der Diskussion verschiedene Standpunkte. Zum einen wird argumentiert, dass es derzeit Überkapazitäten im Kraftwerkspark gibt und der Strommarkt bei auftretender Knappheit auch entsprechende Signale für den Fortbestand existierender und den Neubau notwendiger Kapazitäten bereitstellen wird. Zum anderen wird die Meinung vertreten, dass Anpassungen notwendig sind. Beispielsweise könnte neben den Märkten für Fahrplanenergie und Regelreserve (Energy-Only Markt) ein zusätzlicher Kapazitätsmechanismus die Vorhaltung von Leistung vergüten. Verschiedene Ausgestaltungsformen solcher Mechanismen werden in Deutschland aktuell diskutiert und sind in einigen europäischen Ländern bereits implementiert oder in der Umsetzung. Allerdings kann auch ein Energy-Only Markt weiterhin für thermische Kraftwerke auskömmlich sein, das heißt genügend Erlösmöglichkeiten zur Deckung von fixen und variablen Kosten bieten. Hierfür müssten Betreiber thermischer Kraftwerke weitere Kostenbestandteile, wie bspw. Anfahrtkosten und Fixkostenanteile, in Stunden mit geringer EE-Einspeisung in ihre Gebote an den Börsen einpreisen, wofür es auch in der Historie Anzeichen gibt. Üblicherweise werden in fundamental basierten Modellen zur Preissimulation Preise lediglich auf Basis von Grenzkosten bestimmt. Daher wird in diesem Beitrag ein neuer Ansatz vorgestellt, der eine integrierte Modellierung der Einpreisung von Fixkosten (Peak Load Pricing) auf Märkten für Fahrplanenergie und Regelreserve ermöglicht.

Analyse und methodisches Vorgehen

Für einen wirtschaftlichen Betrieb müssen thermische Kraftwerke durch Einnahmen am Energy-Only-Markt und der Vermarktung von Regelreserve sowohl variable als auch fixe Kosten decken. Zu den variablen Kosten zählen dabei in erster Linie die Brennstoffkosten sowie Anfahrtkosten. Die fixen Kosten bestehen aus dem Kapitaldienst und den fixen Betriebskosten. Zusätzlich zur Kostendeckung ist weiterhin eine ausreichende Verzinsung des eingesetzten Kapitals u. a. zur Kompensation von Risiken erforderlich. In einem funktionierenden Energy-Only Markt verdienen Grundlastkraftwerke hierfür Deckungsbeiträge während des normalen Betriebes durch Strompreise, die oberhalb ihrer Grenzkosten liegen. Spitzenlastkraftwerke hingegen können zu Zeiten sehr hoher Nachfrage fixe Kosten in ihre Gebote einpreisen, wenn das Angebot ausreichend knapp ist, so dass sie ebenfalls die erforderlichen Erlöse zur Deckung ihrer fixen Kosten verdienen können.

Zur Ermittlung der notwendigen Preise zum wirtschaftlichen Betrieb von thermischen Kraftwerken in Deutschland wird in diesem Beitrag ein gesamtwirtschaftlicher Ansatz gewählt.

¹ Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen, Schinkelstr.6,
{Tel.: 02418096715, fg@iaew.rwth-aachen.de},
{Tel.: 02418097692., bm@iaew.rwth-aachen.de},
www.iaew.rwth-aachen.de

Dabei wird ein am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen entwickeltes mehrstufiges Verfahren zur Stromerzeugungs- und Handelsplanung eingesetzt. Ausgehend von einer europaweiten Kraftwerkseinsatzoptimierung werden zunächst die stündlichen Austausche zwischen den europäischen Marktgebieten ermittelt. Anschließend wird für den deutschen Kraftwerkspark eine detaillierte Simulation zur kostenoptimalen Deckung einer vorgegebenen Last und Regelreserve unter Berücksichtigung der Einspeisung aus EE und weiterer Must-Run-Erzeugung sowie den ermittelten Austauschen für alle Stunden eines Jahres durchgeführt. Zur Lösung des komplexen Optimierungsproblems wird ein Zerlegungsansatz auf Basis einer iterativen Lagrange-Relaxation verwendet. Die dabei mittels eines Subgradientenverfahrens angepassten Lagrange-Koordinatoren können als Preisanreize für den Fahrplanenergiemarkt sowie die einzeln abgebildeten Märkte für Regelleistung und -arbeit interpretiert werden. Ergibt sich aus den Preisanreizen in einer Iteration ein unwirtschaftlicher Betrieb von Kraftwerken, so werden diese abgeschaltet und stehen nicht zur Last- und Reserverdeckung zur Verfügung. Falls sich somit eine Unterdeckung von Last oder Reserve ergibt, werden die Preisanreize in der betreffenden Stunde in der nächsten Iteration erhöht. Somit ergeben sich aus dem Verfahren nach Abschluss der Lagrange-Relaxation stündliche Preise, die einen wirtschaftlichen Betrieb aller zur Lastdeckung notwendigen Kraftwerke gerade ermöglichen. Durch den Vergleich verschiedener Variantenrechnungen lässt sich der Einfluss von Peak Load Pricing (PLP) auf die Preise an den Märkten für Fahrplanenergie und Regelreserve sowie der Anteil nicht benötigter Erzeugungskapazitäten eines Szenarios quantifizieren.

Ergebnisse

Die Berücksichtigung von Fixkosten thermischer Kraftwerke in der Preisbildung an den Fahrplanenergie- und Reservemärkten wird anhand verschiedener Szenarien untersucht. Zunächst wird eine Backtesting-Rechnung für das Jahr 2012 durchgeführt und mit den realen Preisen verglichen. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass sich in der Rechnung ohne PLP tendenziell geringere Preise als in der Realität ergeben und insbesondere Preisausreißer nach oben und nach unten nicht abgebildet werden können. Durch die zusätzliche Berücksichtigung von fixen Kosten lassen sich Preisverläufe grundsätzlich realitätsnäher nachbilden. Preisspitzen durch PLP treten in der Simulation vor allem während Starklastzeiten im Winter auf, da im Sommer durch die hohe PV-Einspeisung Lastspitzen abgeschwächt werden.

Zur Ermittlung des zukünftigen Einflusses von PLP werden Szenarien aus dem deutschen Netzentwicklungsplan Strom 2013 herangezogen. Betrachtet werden die Szenarien A, B und C für das Jahr 2023. Während Szenario A einer konservativen Abschätzung des EE-Ausbaupfades entspricht, wird in Szenario C ein progressiver Ausbau auf Basis der Individualziele zum Ausbau von EE der Bundesländer unterstellt. Szenario B bildet als Referenzszenario einen Mittelweg ab. Die Ergebnisse lassen auf einen zunehmenden Einfluss von PLP auf die Strompreise schließen. Durch die sinkenden Benutzungsstunden müssen thermische Kraftwerke ihre fixen Kosten in immer weniger Stunden einpreisen und verursachen dadurch deutlich höhere Preisspitzen. Der Einfluss der EE zeigt sich dabei insbesondere durch die steigende Preisvolatilität zwischen dem konservativen Szenario A und dem stark regenerativ geprägten Szenario C. Gleichzeitig nimmt der Anteil der zur Lastdeckung nicht benötigten Kraftwerke zu. Daraus lässt sich ableiten, welcher Anteil des Kraftwerksparks in den jeweiligen Szenarien nur durch zusätzliche Vergütungsmechanismen im Markt verbleiben würde und wie hoch diese Vergütungen mindestens ausfallen müssten.

5.1.5 Die Leistungskomponente in der klassischen Formel „spezifische annuitätische Stromerzeugungskosten“

Heinz STIGLER¹, Udo BACHHIESL¹

Motivation und zentrale Fragestellung

Univ.-Prof. DDDr. Ludwig Musil verwendet in dem energiewirtschaftlichen Standardwerk „Allgemeine Energiewirtschaftslehre“ [1] die klassische Kostenformel der Energieumwandlung:

$$k = K / E = (\alpha \cdot a + cb) / t + e \cdot pe + b \quad [\text{Euro} / \text{Nutzeneinheit}]$$

mit:

α ... Annuitätsfaktor

a ... spezifische Anlagekosten

cb .. leistungsabhängiger Anteil für Bedienung und Unterhalt

t ... Benutzungsdauer

e ... Nutzungsgrad

pe .. Wärmepreis des Brennstoffs

b ... arbeitsabhängiger Anteil für Bedienung und Unterhalt

Dabei konnte Musil zu Recht davon ausgehen, dass die variablen Bestandteile dieser Formel nominell (also einschließlich der Inflation) konstant bleiben, wie anhand der Entwicklung der Primärenergiekosten über den Zeitraum eines Jahrhunderts (1875 - 1973) dargestellt werden kann:

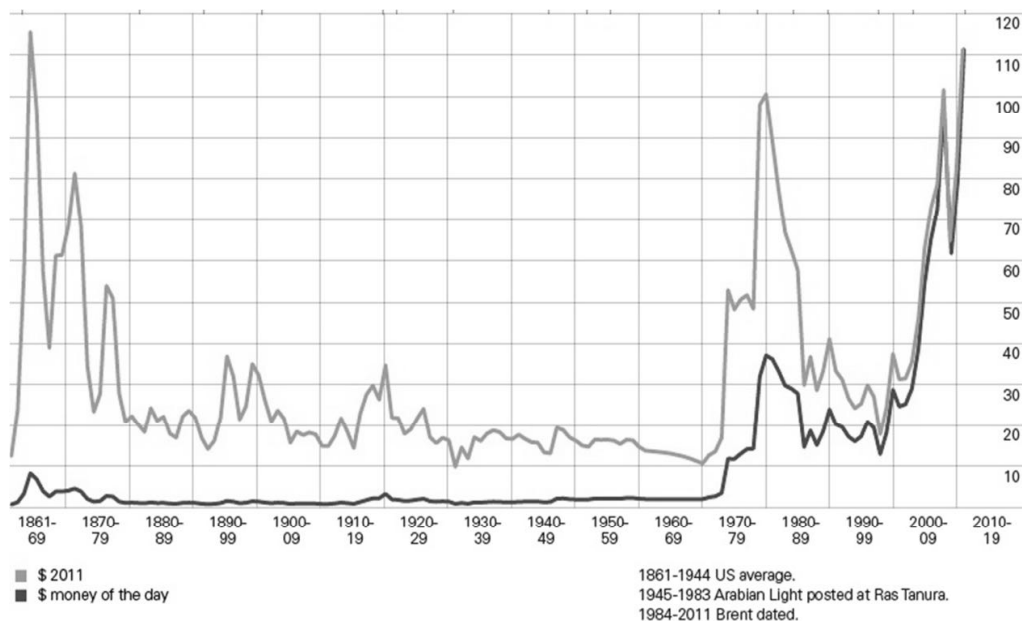


Abbildung 1: Entwicklung der Primärenergiekosten über den Zeitraum eines Jahrhunderts (1875 - 1973).

Quelle: BP Statistical Review of World Energy 2012; <http://www.bp.com/>

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 8042 Graz, Inffeldgasse 18, Tel.: +43 (0)316 873 7900, Fax: +43 (0)316 873 7910; stigler@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

Damit war auch Musil's Ansatz nomineller Zinssätze im Annuitätsfaktor α gerechtfertigt, wie in der Arbeit noch näher gezeigt werden wird.

Mit Besorgnis vermerken die Autoren, dass der Ansatz nomineller Zinssätze auch in Zeiten der Energie(preis)krisen und auch noch heute in Zeiten real steigender bzw. real zumindest gleich bleibender Primärenergiepreise weiter verfolgt wird.

Anm.: Bewusst wird hier auf die Zitierung via Internet bzgl. „Annuitätsfaktor“ zufällig gefundener – wenngleich relevanter – Beispielfälle verzichtet. Die kurze stichprobenweise Durchsicht von energiewirtschaftlichen Modellen bestätigt die Besorgnis der Autoren.

Diese angesprochene Vorgangsweise führt aber zu unrichtigen Ergebnissen in vergleichenden Investitionsrechnungen bis hin zu unrichtigen Ergebnissen von Optimierungsmodellen.

Methodische Vorgangsweise

Die Autoren leiten die o.a. Formel der „spezifischen annuitätischen Stromerzeugungskosten“ von ihrem Ursprung – der Barwertmethode – her und zeigen auf, welche Voraussetzungen die bei der Ermittlung des Annuitätsfaktors verwendete „Summenformel der endlichen geometrischen Reihe“ hat.

Hieraus erkennt man auf einfache Weise, wie in unterschiedlichen energiewirtschaftlichen Umfeldern (Musils Zeit, Zeiten der Energie(preis)krisen, heutiges energiewirtschaftliches Umfeld und Zukunft) mit den jeweiligen Komponenten der angesprochenen Formel zu verfahren ist.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Es wird aufgezeigt, dass – vor allem im Zeiten real gleich bleibender und verstärkt bei real steigenden Primärenergiepreisen – der Ansatz nomineller Zinssätze im Annuitätsfaktor zu unrichtigen Ergebnissen bei Investitionsvergleichsrechnungen und bei Optimierungsmodellen führt.

Gerade heute (Stichworte: Erneuerbare Energien, Energieeffizienz, Energiewende usw.) führt der Ansatz nomineller Zinssätze für die Annuitätsfaktoren zu einer deutlichen Benachteiligung kapitalintensiverer/brennstoffextensiverer Alternativen. Dies ist kontraproduktiv.

Es werden Regeln zu einer konsistenten und richtigen Behandlung der einzelnen Komponenten der angesprochenen Formel gegeben. Weiters wird deren Einordnung in den größeren ökonomischen Rahmen aufgezeigt.

Weiters werden die Probleme der Interpretation der ökonomischen Ergebnisse bei Anwendung der Formel in einer rein nominellen im Vergleich zu einer rein realen Variante aufgezeigt, diskutiert und interpretiert.

Im Hinblick auf die aktuellen Diskussionen hinsichtlich der Einführung von Kapazitätsmärkten bzw. –mechanismen gibt die Leistungskomponente der klassischen Kostenformel einen ersten Anhaltswert für die Kosten und damit den Wert der Kapazität – als einen durchschnittlichen, langjährigen Kostenfaktor. Dieser Wert könnte eine der Grundlagen für die Abgeltung der Kosten der Kapazität sein.

Überraschenderweise liefert damit diese (althergebrachte) Kostenformel auch eine Aufgliederung der Kosten der Erzeugung in einen leistungs- und arbeitsabhängigen Bestandteil, was auch entsprechenden Märkten – einerseits für die Kapazität und andererseits für die erzeugte Energiemenge – entspricht: Kapazitätsmarkt und Energy-Only-Markt.

Literatur

[1] Musil, L.; 1972: Allgemeine Energiewirtschaftslehre; Springer-Verlag, Wien; S. 66

5.1.6 Problemstellungen des wohlfahrtsökonomischen Marktkonzepts in der Elektrizitätswirtschaft

Heinz STIGLER¹, Udo BACHHIESL¹

Inhalt

Das wohlfahrtsökonomische Konzept geht von der Gegebenheit aus, dass Strom nicht gespeichert werden kann: demzufolge ist eine Spitzenlastbepreisung vorzusehen. Dies bedeutet, dass zum Zeitpunkt der höchsten Nachfrage die Kapazitätskosten verrechnet werden sollen und die jeweiligen variablen Kosten in der zugehörigen Schwach- und Hochlastperiode je nach Anfall.

Wenngleich die wohlfahrtsökonomische Theorie klare Fingerzeige für die zielführende Verhaltensweise gibt, soll hier klar darauf hingewiesen werden, dass der zu Grunde liegende Kostenbegriff unklar und in keiner Weise in der Theorie belegt ist. Dies ist allem Anschein auch darin begründet, dass dabei von kurzlebigen Branchen ausgegangen wird.

Nach dem eben Dargelegten ist auch darauf hinzuweisen, dass diese vwl. Theorie die Auswirkungen der langen Lebensdauern der Anlagen der Elektrizitätsbranche nicht berücksichtigt. So sind die Kapazitätskosten eines stagnierenden Elektrizitätssystems deutlich niedriger als jene eines rasch expandierenden Systems.

Die Kapazität – also der Kraftwerkspark und die darin befindlichen Kraftwerke – habe durchwegs eigene individuelle „Lebensverläufe“: jedes Kraftwerk beginnt als ausgezeichnetes Kraftwerk mit einem hohen Wirkungsgrad und laufendem Einsatz, wird dann älter und weniger eingesetzt um dann gegen Ende der Lebensdauer als Reserve für Notfälle und selten auftretende höchste Lastspitzen zu dienen. Damit stellt auch die Bestimmung der Höhe des Kapazitätspreises eine eigene Aufgabenstellung dar.

Ein weiteres Problem ist darin begründet, dass die Branche dem AktG unterliegt, das ganz bestimmte Abschreibungsregeln vorschreibt. Die Basis für die Abschreibungen sind die sogenannten „historischen Anschaffungswerte“. Damit ergeben sich am Beginn der Abschreibungsperiode deutlich höhere Abschreibungen als gegen Lebensende einer Anlage. Kapazitätsmärkte sollen nicht nur für die „richtige Kapazitätsmenge“ sorgen sondern auch sicherstellen, dass diese am „richtigen Ort“ errichtet wird. Eine adäquate Abstimmung mit dem Bestand und dem Zubau des Netzes ist erforderlich.

Ein Kapazitätsmarkt soll auch seine Wirkungen auf die Verbraucher entfalten. Das Verursacherprinzip soll auch das Kostentragungsprinzip sein. Dementsprechend sollen Verbraucher, die keine Kapazität verursachen, auch keine überbürdet bekommen – und vice versa. Kunden, die ihren Bezug gerade zu schwierigen Zeiten reduzieren und damit Kapazität sparen helfen, sind entsprechend zu entlasten. Kunden, die ihren Leistungsbezug vor allem im Sommer, am Wochenende oder in der Nacht haben, sind nicht (zumindest nicht mit den vollen) Kapazitätskosten zu belasten.

Dieses grundsätzliche Prinzip gilt in gleicher Weise für zusammengefasste Gruppen von Verbrauchern. Dementsprechend sollen die Kapazitätskosten (vor allem) von jenen Gruppen getragen werden, die sie verursachen. Hier sind einige Fälle zu unterscheiden: bei gleichbleibendem Gesamtbedarf bezieht die eine Gruppe immer weniger, die andere immer mehr Höchstlastkapazität; steigender Kapazitätsbedarf wird von einer gleichbleibenden und einer wachsenden Gruppe hervorgerufen usw. Die hier gezeigten Beispiele gelten natürlich auch innerhalb einer konkreten Gruppe (zB Pensionisten- v. Grösushaushalt). Die Ermittlung der sogenannten „Standard-Lastprofile“ müsste derartige Gegebenheiten schon aufgrund einer gerechten Kostenaufteilung entsprechend berücksichtigen. Die ehemals eingesetzten ¼-h-Zähler und die 96-h-Zähler verfolgten zwar einen guten Zweck, wurden aber dem hier aufgezeigten Gedanken deshalb nicht gerecht, da sie keinerlei Bezug zum tatsächlichen Kapazitätsbedarf hatten, da sie jahresdurchgängig und nicht zum Jahreshöchstlastzeitpunkt zählten. Die von der EU vorgesehene Ausstattung mit „smart meters“ hat nur dann einen Sinn, wenn dadurch die hier aufgezeigten grundlegenden Gedanken realisiert werden können: sonst wird Geld „verbrannt“.

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 8042 Graz, Inffeldgasse 18, Tel.: +43 (0)316 873 7900, Fax: +43 (0)316 873 7910; stigler@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

5.2 STANDARDLASTPROFILE (SESSION C3)

5.2.1 Einfluss neuer Technologien auf den Leistungsbezug von Haushalten aus dem Netz

Marian HAYN(*)¹, Valentin BERTSCH¹, Wolf FICHTNER¹

Motivation und Forschungsfragen

Die zunehmende Verbreitung neuer Technologien zur Elektrizitäts- und Wärmeenergieerzeugung in Haushalten birgt das Potential den Leistungsbezug (in kW) von Haushalten aus dem Verteilnetz signifikant zu verändern. Bereits heute speist eine Vielzahl von Haushalten mit Photovoltaik (PV) erzeugte Elektrizität ins Netz ein und schafft damit neue Herausforderungen für die Netzbetreiber, da diese verpflichtet sind diese stark volatile Erzeugungsleistung abzunehmen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten [1]. Aufgrund der im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geregelten bestehenden Einspeisevergütung und den weitgehend unflexiblen Elektrizitätstarifen existieren heute kaum Anreize für Haushalte ihren Leistungsbezug oder ihre Einspeiseleistung den Bedürfnissen des Energiesystems zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit anzupassen.

Der hier vorgestellte Beitrag befasst sich mit der Fragestellung, in welchem Ausmaß neue Technologien auf Haushaltsebene zu Veränderungen des Leistungsbezugs aus dem Netz führen und wie diese Veränderungen möglicherweise zur Unterstützung der Versorgungssicherheit instrumentalisiert werden können. Die Auswahl der betrachteten Technologien basiert auf der bereits bestehenden oder prognostizierten Marktdurchdringung im Haushaltskundensegment und umfasst

- Photovoltaik (PV)
- Wärmepumpen mit Wärmespeicher
- Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (Mikro-KWK) mit Wärmespeicher
- Batteriespeicher

Der Einfluss der genannten Technologien auf den Leistungsbezug aus dem Netz wird separat und in geeigneten Kombinationen modellgestützt analysiert. Anhand der Modellergebnisse werden konzeptuelle Vorschläge erarbeitet, mit deren Hilfe Haushalte einen aktiven Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Ergänzend zu der weit verbreiteten Untersuchung der Verringerung oder Verlagerung des Elektrizitätsbezugs (in kWh), liegt der Fokus dieses Beitrags klar auf der Betrachtung des Leistungsbezugs (in kW) von Haushalten.

Methodische Vorgehensweise

Nach einer Einordnung des Beitrags in den aktuellen Kontext der Energiewirtschaft hinsichtlich laufender Diskussionen bezüglich Energiemarktdesign, Versorgungssicherheit und Einsatz neuer Technologien, erfolgt eine Beschreibung des Modells und verwendeter Parameter. Im Zentrum der Analyse steht der Einfluss neuer Technologien auf den Leistungsbezug eines Einfamilienhaushalts (EFH) aus dem Netz. Das Lastprofil des Haushalts folgt grundsätzlich der VDI Richtlinie 4655 [2], wird jedoch z. B. durch den Einsatz einer Wärmepumpe beeinflusst. Neben dem Elektrizitätsbezug aus dem Netz spielen PV und Mikro-KWK hinsichtlich der Elektrizitätserzeugung eine wesentliche Rolle. Eigenerzeugte Elektrizität wird in der modellierten Umgebung primär für die Eigenversorgung des Haushalts und nicht für die Einspeisung ins Netz eingesetzt. Dies spiegelt die Tatsache wider, dass die Einspeisevergütung heute in vielen Fällen unter den aktuellen Endkundenpreisen von Haushalten liegt.

¹ Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Hertzstr. 16, 76187 Karlsruhe, {Tel.: +49 721 608 44649, Fax: +49 721 608 44682, marian.hayn@kit.edu}, {Tel.: +49 721 608 44531, Fax: +49 721 608 44682, valentin.berthsch@kit.edu}, {Tel.: +49 721 608 44462, Fax: +49 721 608 44682, wolf.fichtner@kit.edu}, www.iip.kit.edu

Für den einzelnen Haushalt besteht also ein wirtschaftlicher Anreiz eigenerzeugte Elektrizität selbst zu verbrauchen. Des Weiteren erlaubt diese Modellierungsweise eine Veränderung des Leistungsbezugs aus dem Netz in Folge des Einsatzes neuer Technologien zu analysieren.

Basierend auf diesen Erkenntnissen lassen sich mögliche Konzepte entwickeln, wie Haushalte einen aktiven Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Ein mögliches Konzept ist beispielsweise die Einführung von Leistungspreisen, welche in der Industrie heute schon Standard sind, auch auf Haushaltsebene. Durch die Modellierung verschiedener Szenarien mit unterschiedlichen Ausstattungen des Haushalts lassen sich Schlussfolgerungen auf mögliche Konzepte zur Beteiligung von Haushaltskunden an der Gewährleistung der Versorgungssicherheit ableiten.

Ergebnisse

Zentrales Element des Beitrags ist die Darstellung der modellierten Leistungsnachfrage eines Einfamilienhaushalts aus dem Netz unter Einsatz verschiedener Technologien. Die resultierenden Lastkurven weisen je nach Technologie deutliche Unterschiede auf, insbesondere hinsichtlich des maximalen Leistungsbezugs, welche detailliert beschrieben und ausgewertet werden. Eine schematische Darstellung der zu erwartenden Einflüsse ist in Abbildung 1 dargestellt, wobei grundsätzlich zwischen Effekten der Lasterhöhung, -reduktion und -verlagerung unterschieden werden kann.

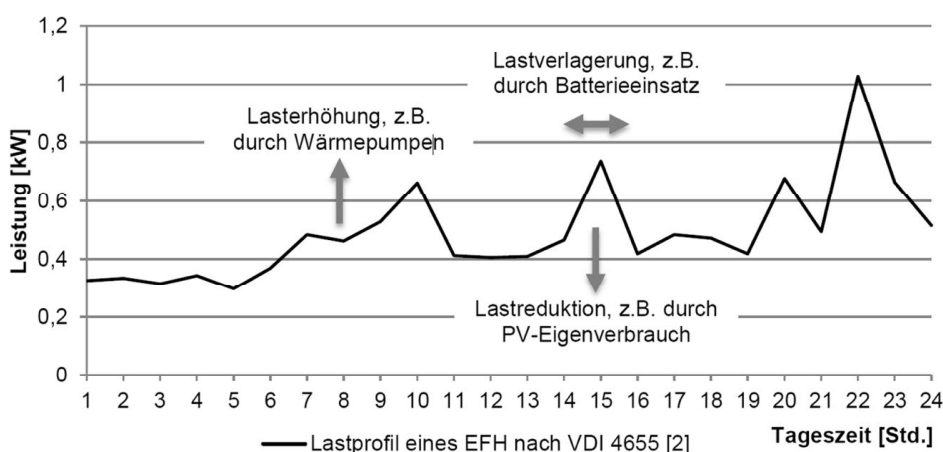


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Auswirkung verschiedener Technologien auf den Leistungsbezug eines Einfamilienhaushalts aus dem Netz

Basierend auf den modellierten Lastkurven werden konkrete Vorschläge dargelegt, durch welche Konzepte, z. B. geeignete Anreizsysteme, Haushaltskunden zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit beitragen können. Bei diesen Konzepten liegt der Schwerpunkt vor allem auf neuen Elektrizitätstarifen, die eine Kostenkomponente für gesicherte Leistung beinhalten.

Literatur

- [1] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Endbericht. Berlin 2012.
- [2] Verein Deutscher Ingenieure e.V. (VDI): Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen 27.100, 91.140.10 (2008) VDI 4655. o. O.

5.2.2 Entwicklung und Evaluation von neuen Standardlastprofilen für Haushaltskunden

Anton GERBLINGER(*)¹, Michael FINKEL¹, Rolf WITZMANN²

Motivation

Verteilnetzbetreiber (VNB's) in Deutschland haben nach §12 der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) für Letztverbraucher mit einem Jahresenergiebezug von unter 100.000 kWh standardisierte Lastprofile anzuwenden und die daraus entstehenden Prognosefehler in einem Differenzbilanzkreis abzubilden. Haushaltskunden werden deswegen auf Basis der VDEW-Lastprofile aus [1] durch das Standardlastprofil (SLP) H00 bilanziert. Im Zuge der Energiewende bilden sich in Deutschland innerhalb des Haushaltskundenbereichs zunehmend unterschiedliche Kundengruppen heraus, welche wesentliche Verhaltensabweichungen vom bisher verwendeten SLP-H00-Profil aufweisen. Grund hierfür ist das Zusammenspiel der Einspeisevergütungsreduzierung und sinkenden Investitionskosten für PV-Anlagen sowie stetig steigenden Haushaltsstrompreisen. Dies führt zu einem sich selbst erhöhenden Anreiz für Eigenverbrauch von elektrischer Energie. Die Entwicklung der Batteriespeichertechnologie wird die Möglichkeit der direkten Nutzung der selbst erzeugten Energie nochmals wesentlich erhöhen. Je mehr Eigenverbrauch Haushaltskunden erreichen, desto größer werden die Prognosefehler durch die SLP-H00-Bilanzierung für VNB's.

Als Folge dieser Entwicklung war das Ziel dieser Untersuchung zunächst neue Lastprofile für Haushaltskunden mit PV-Eigenverbrauch sowie PV- und Batterieeigenverbrauch auf Basis des bestehenden SLP-H00-Profiles zu entwickeln. Anschließend wurden die neuen Standardlastprofile am Spot- und Terminmarkt sowie am Regelenergiemarkt verpreist, um die Auswirkungen für die Beschaffungspreise von Energievertrieben und die Ausgleichsenergiekosten für VNB's zu evaluieren.

Methodik

Neben dem ausschließlich aus dem Versorgungsnetz verbrauchenden Standardkunden (Profiltyp H00) wurden für Haushaltskunden mit PV-Eigenverbrauch (Profiltyp H01) und für Haushaltskunden mit PV- und Batterieeigenverbrauch (Profiltyp H02) neue Kundengruppen definiert. Für jede Kundengruppe wurden sowohl Prognosewerte für die Beschaffungspreise von Vertrieben (Bilanzkreis) erstellt als auch Istwerte für die Ausgleichsenergiekosten von VNB's (Differenzbilanzkreis) betrachtet (vgl. Abbildung 1).

Als Ausgangsbasis für die Profilbildung der neuen Standardlastprofile diente sowohl bei den Prognose- als auch bei den Istwerten das SLP-H00-Profil. Die PV-Erzeugung wurde in der Prognose durch ein Summenprognoseprofil und in den Istwerten durch den Istgang von PV-Anlagen in einem definierten Netzgebiet angenommen. Als Fotojahr für die Profildaten diente das Kalenderjahr 2012.

Im zweiten Schritt wurden die neuen Profile für den Bezug und die Einspeisung der definierten Kundengruppen H00, H01 und H02 gebildet. In den H00-Fällen wurden der Verbrauch und die Erzeugung aus den Ausgangsdaten übernommen, da diese Kundengruppe ihren Energiehaushalt nicht aktiv beeinflusst. Die H01-Profile resultierten aus der Differenz von Verbrauch und Erzeugung. Die H02-Kundengruppen wurden in einem virtuellen Batteriemanager durch Überlagerung von Verbrauch und Erzeugung sowie unter Berücksichtigung von Batteriedaten (Energie, Leistung, Wirkungsgrad, Selbstentladung) simuliert.

¹ Hochschule Augsburg, Fakultät für Elektrotechnik, An der Hochschule 1, 86161 Augsburg, Deutschland, {Tel.: +49 821 5586-3590, Fax: +49 821 5586-3360, anton.gerblinger@hs-augsburg.de}, {Tel.: +49 821 5586-3366, Fax: +49 821 5586-3360, michael.finkel@hs-augsburg.de}, www.hs-augsburg.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

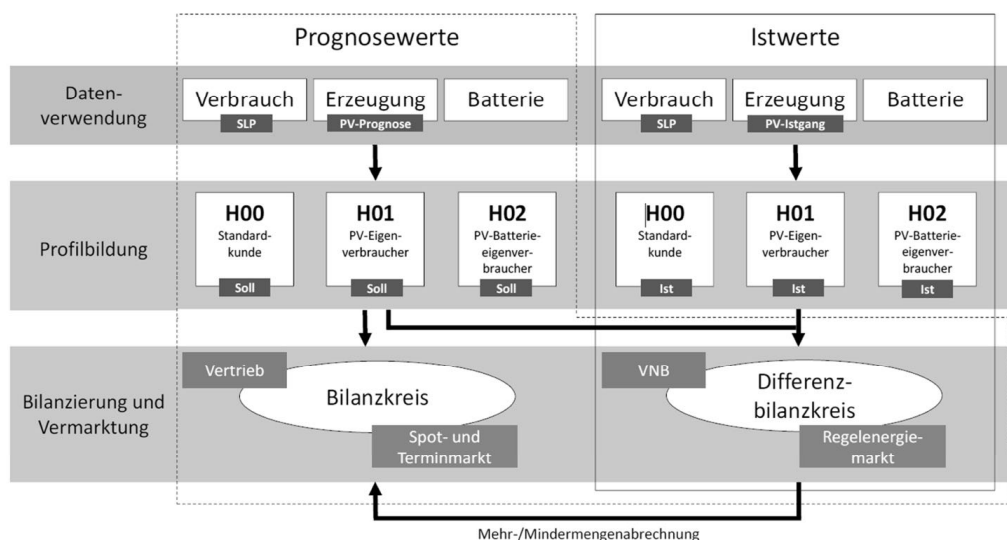


Abbildung 1: Methodik der Entwicklung und Evaluation von neuen Standardlastprofilen

Im dritten Teil der Untersuchung wurden Bezug und Einspeisung der gebildeten Profile bilanziert und vermarktet. Die Prognoseprofile wurden durch eine in [2] beschriebene Nachbildung von Beschaffungspreisen mit Börsenpreisen aus Spot- und Terminmarkt für verschiedene Beschaffungsstrategien überlagert. Die Istprofile wurden verwendet, um die Differenzprofile aus Ist- und Prognosewerte zu ermitteln und damit über den Regelenergiemarkt die Ausgleichsenergiekosten zu bestimmen. Durch die Abrechnung von Jahresmehr- und -mindermengen wurden anschließend die Preiseffekte für Vertriebe als auch für VNB's dargestellt.

Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen, welche preislichen Auswirkungen entsprechende regulatorische Bilanzierungsänderungen im Haushaltskundenbereich für Energievertriebe, VNB's und Endkunden zur Folge haben könnten. Als markanteste Beispiele kann abhängig von der Profil- und Beschaffungsart für die neuen Standardlastprofiltypen ein Beschaffungspreisvorteil für Vertriebe von von bis zu 20 % je Kilowatt-stunde oder ein wesentlich reduziertes Ausgleichspreisrisiko für VNB's genannt werden.

Literatur

- [1] Düwall, P.; Lange-Hüsken, M.: Ermittlung der Lastganglinien bei der Benutzung elektrischer Energie durch die bundesdeutschen Haushalte während eines Jahres. Kurzfassung. Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) e.V., 1985, Frankfurt am Main.
- [2] Gerblinger, A.; et al.: Strombeschaffungspreise an der EEX. ew, 15/2013, 38-41.

5.2.3 Bewertung der aktuellen Standardlastprofile Österreichs und Analyse zukünftiger Anpassungsmöglichkeiten im Strommarkt

Michael HINTERSTOCKER(*)¹, Serafin VON ROON¹, Marina RAU¹

Motivation

Die derzeit in Österreich zur Prognose und Abrechnung des Strombezugs nicht leistungsgemessener Kunden verwendeten Standardlastprofile wurden vor etwa 20 Jahren auf Basis von Messungen des VDEW in Deutschland generiert und sind deshalb sowohl aufgrund des unterschiedlichen Bezugsgebiets als auch wegen der mangelnden Anpassung an aktuelle Entwicklungen nicht mehr geeignet. Durch die geplante flächendeckende Einführung von Smart Metern besteht die Möglichkeit, die Smart-Meter-Daten auszuwerten, um die verwendeten Profile zu evaluieren und gegebenenfalls neue Profile zu generieren. Dazu wurden in einer Studie im Auftrag der E-Control verschiedene Verfahren hinsichtlich Aufwand und Nutzen untersucht.

Methodik

Die Untersuchung erfolgte auf Basis von bereits vorliegenden Smart-Meter-Daten, die im Rahmen von Smart-Meter-Pilotprojekten in Haushalten dreier ausgewählter Regionen erhoben wurden. Die zur Lastprofilerstellung verwendeten Methoden unterscheiden sich hinsichtlich berücksichtigter Eingangsparameter, Aktualisierungsrate und der betrachteten Kundengruppe.

Über die Smart-Meter-Messwerte hinausgehende Eingangsparameter beinhalteten Witterungsdaten, Informationen über Ferienzeiten und die zusätzliche Berücksichtigung des Freitags als eigenen Typtag. Um die Auswirkungen regelmäßig aktualisierter Profile zu testen, wurden verschiedene Varianten eines Profilverfahrens mit wöchentlich auf Basis aktueller Verbrauchswerte neu erstellten Profilen untersucht. Neben der derzeit praktizierten Zusammenfassung aller Haushalte in eine Kundengruppe, besteht die Möglichkeit zur weiteren Differenzierung. Hier wurden regionale Profile erstellt, Gruppen anhand verschiedener Verbrauchscharakteristika unterschieden sowie individuelle, kundenspezifische Profile geprüft.

Zur Bewertung der Güte eines Verfahrens wurde die energetische Abweichung des Verbrauchs der betrachteten Kundengruppe vom generierten Lastprofil herangezogen.

Ergebnisse

Der Vergleich des derzeit verwendeten Standardlastprofils mit dem realen Haushaltsverbrauch zeigt, dass es wie erwartet zu großen Abweichungen kommt. Die Verwendung neuer Profile weist eine deutlich höhere Prognosegüte auf. Durch Generieren eines neuen Standardlastprofils aus den vorliegenden Messdaten lassen sich die Abweichungen vom Profil bereits um 35 % reduzieren. Regional angepasste Profile führen zu 49 % geringeren Abweichungen. Die weiteren untersuchten Verfahren erreichen eine Verbesserung um 49 %–55 % bei deutlich höherem Aufwand. Dies lässt darauf schließen, dass die Steigerung der Prognosegüte im Wesentlichen auf die verwendeten aktuellen und regionalen Daten zurückzuführen ist.

¹ Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München, info@ffe.de, www.ffegmbh.de

5.2.4 Das Geheimnis des Lastganges

Georg BENKE¹

Kurzfassung

Der Stromlastgang eines Objektes birgt zahlreiche Informationen, die im Zusammenhang mit einer standardisierten Analyse wichtige Informationen für das weitere Vorgehen schaffen. Diese Datenquelle ermöglicht einen Verzicht eines aufwendigen Energieverbrauchsmonitorings, wobei die Daten relativ rasch verfügbar sind.

Über den Anstieg der Stromnachfrage

Während in den letzten Jahren durchaus große Erfolge im Bereich der Energieeinsparung und Effizienzsteigerung bei der Raumwärme erzielt wurden, kann diese Feststellung für den Bereich der Stromnachfrage nicht gemacht werden. Seit dem Jahr 2000 ist der Stromverbrauch in Österreich um 22,3% gestiegen. In Bezug auf die Dienstleistungsgebäuden sie hier exemplarisch auf Krankenanstalten verwiesen: In den letzten 4 bis 5 Jahren ist bei vielen Anstalten eine jährliche Stromverbrauchssteigerung von 3 bis 4% festzustellen. Oft ist dabei weder die Nutzungsart als auch die Ursachen für die Steigerung detailliert bekannt!

Option Energieverbrauchsmonitoring

Mit gutem Grund wird deshalb die verstärkte Nutzung von Energieverbrauchsmonitoring gefordert, um anhand des laufenden Monitorings zeitnah auf Auffälligkeiten reagieren zu können. Zahlreiche Praxisbeispiele zeigen den Erfolg dieses Ansatzes durch hohe Stromeinsparungen auf. Jedoch ist es auch Realität, dass vor allem bei Kleinbetrieben mit einem Stromverbrauch von weniger als 1 GWh Strom selten die Wirtschaftlichkeit für dieses Instrument gesehen wird. Auch sollte bei diesem Ansatz der Zeitfaktor nicht übersehen werden. Zwischen dem Entschluss, auf ein Energieverbrauchsmonitoring zu setzen und dem Termin, bis die Zeitreihen zur Verfügung stehen, liegt eine lange Zeitspanne.

Gibt es in dieser Situation nicht Alternativen?

Bereits verfügbare Zeitreihen

Bereits jetzt wird bei Stromverbrauchern in Österreich (sowie in zahlreichen anderen EU Mitgliedsländern), deren Jahresstromverbrauch größer als 100.000 kWh oder die Leistung mehr als 50 kW beträgt, die Leistung alle 15 Minuten erfasst. In Österreich muss der Netzbetreiber diese Daten mindestens einmal im Jahr seinem Kunden unentgeltlich zur Verfügung stellen. Somit stehen jährlich über 35.000 Einzelwerte mit Zeitinformationen zur Verfügung, die aufzeigen, wie ein Objekt „tickt“. In Verbindung mit der Außentemperatur stellt dieser Datenstock eine wichtige Grundlage für eine fundierte Verbrauchsanalyse dar, um Empfehlungen für Energieeffizienzmaßnahmen ableiten zu können. Geeignet sind vor allem Objekte mit weniger als 1 GWh Strom pro Jahr.

Auswertung

e7 nutzt seit mehreren Jahren ein eigens entwickeltes Excel Lastgangtool, dessen Erfolg vor allem auf der Standardisierung der Analyse beruht. In den letzten drei Jahren wurden damit mehr als 250 Strom-Lastgänge analysiert. Das Kernstück stellt dabei die graphische Aufbereitung des Verlaufs dar. Über 30 verschiedene Darstellungsformen der Zeitdaten liefern bildhafte Informationen, wie das Objekt „tickt“. Diese sind Basis für die Interpretation. Parallel dazu werden auch Kennzahlen herangezogen.

Im Rahmen der Analyse wird nun aufbauend auf die graphische Darstellung beschrieben, wie die Stromnachfragestruktur. Dadurch entstehen spezifische Fragestellungen zum Verlauf, die teilweise gleich oder im Gespräch mit dem Objektbetreiber zu Maßnahmen führt, die Energieeinsparungen bringen. Das Gespräch mit dem Objektbetreiber kann mit einem Arztbesuch verglichen werden, bei dem anhand der Blutwerte und der Herzkurve der Befund erstellt wird.

¹ e7 Energie Markt Analyse GmbH, Thersianumgasse 7, 1040 Wien, Tel.: 01-907 80 26 – 0, georg.benke@e-sieben.at, www.e-sieben.at

Erfahrungen zeigen, dass in dieser Phase rund 10% Energieeinsparpotenzial erkannt werden kann - bei einem Aufwand von rund 1,5 Tagen, wobei ein Erscheinen vor Ort nicht erforderlich ist.

Sowohl durch die graphische Aufbereitung der Verbrauchsstruktur, als auch durch die gemeinsame Aufarbeitung, liegt eine hohe Akzeptanz für die Umsetzung der Energieeffizienzmaßnahmen vor. Zunehmend wird das Tool für die kurzfristige Überprüfung des Erfolgs von Effizienzmaßnahmen eingesetzt. Im Nachhinein ist es möglich, zu evaluieren, welche Prozent Einsparung erreicht wurde.

Laufendes Forschungsprojekt

In einem laufenden Forschungsprojekt (Österr. Energie- und Klimafonds) werden derzeit jeweils drei idente Gebäude einer Art, (Kindergarten, Volksschulen, Hauptschulen, Amtsgebäude, Seniorenheime) sowohl nach dem oben beschreibenden Top Down Ansatz, als auch mit Hilfe eines Bottom Up Ansatzes analysiert. Ziel ist es, durch die Mischung beider Ansätze nicht nur nutzungsspezifische Kennwerte (kWh/PC-Arbeitsplatz, kWh/m² für Beleuchtung, Heizung usw.), sondern auch Regeln zu erkennen, so dass es zukünftig leichter ist, diese Kennwerte aus dem Lastgang ableiten zu können. Ebenso sollen die Erkenntnisse Grundlage bilden, die zukünftig bei der Planung berücksichtigt werden sollen. Erste Ergebnisse der Analyse werden im Frühjahr 2014 zur Verfügung stehen.

Bisherige Erkenntnisse aus den Analysen

Anhand der zahlreich durchgeführten Analysen kann aber insgesamt gut dargestellt werden, welche allgemeinen Erkenntnisse sich für die Stromnachfragestruktur ableiten lassen. Diese Erkenntnisse ermöglichen zum Teil einen neuen Zugang für die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen:

- Bestimmung der Anschlussleistung für bestimmte Nutzungen (zb: Beleuchtung)
- Anteil des Stromverbrauchs bei Büros und anderen Objekten außerhalb der Betriebszeiten
- Anteil Grundverbrauch bei Krankenhäuser und anderen Objekten
- Abhängigkeit Stromverbrauch von der Außentemperatur
- Nachweis von Energieeinsparungen

Die zahlreichen Zeitreihen liefern auch einen wichtigen Beitrag zur derzeitigen Diskussion bezüglich der Energiewende sowie der Situation hinsichtlich Netzbelastung.

5.3 MARKTMODELLIERUNG (SESSION C4)

5.3.1 Eine modellgestützte Analyse der Erzeugungssicherheit in einem gekoppelten deutschen und französischen Elektrizitätsmarkt

Philipp RINGLER(*)¹, Andreas BUBLITZ(*)¹, Massimo GENOESE¹,
Wolf FICHTNER¹

Motivation

Im Zuge einer fortschreitenden Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte, einer Integration von nationalen Teilmärkten sowie eines Anstiegs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen rückt die Frage der Versorgungssicherheit im europäischen Elektrizitätssystem zunehmend in den Fokus. Unter weiterer Berücksichtigung des alternden und auf Bereitstellung von Grundlast ausgerichteten konventionellen Kraftwerksparks stellt sich die Frage, ob bestehende Marktstrukturen die Besonderheiten von Elektrizitätssystemen ausreichend abbilden, um Versorgungssicherheit gewährleisten zu können.

Versorgungssicherheit in Elektrizitätsmärkten umfasst mehrere zeitliche Dimensionen. Langfristig muss in einem Elektrizitätssystem sichergestellt sein, dass genügend Erzeugungsleistung vorgehalten wird, um Nachfrageänderungen und Extremsituationen bei einer geringen kurzfristigen Preiselastizität der Nachfrage sowie beschränkter Speichermöglichkeiten abdecken zu können. Dieser Aspekt wird auch mit Erzeugungssicherheit (engl. „generation adequacy“) bezeichnet (Roques 2008; Stoff 2002).

In liberalisierten Strommärkten hängt Erzeugungssicherheit daher maßgeblich von den Investitionsentscheidungen dezentraler Akteure ab. Im in Europa vorherrschenden Marktdesign mit einer hauptsächlichlichen Vergütung gelieferter Energie („energy-only“) müssen adäquate Preissignale auftreten, damit ausreichend Erzeugungskapazitäten zugebaut bzw. wirtschaftlich betrieben werden können. Insbesondere Spitzenlastkraftwerke mit wenigen Volllaststunden sind dabei auf viele bzw. ausreichend hohe Preisspitzen angewiesen, um die über die gesamte Betriebsdauer anfallenden Fixkosten zu decken. Durch die zunehmende Einspeisung aus erneuerbaren Energien stellt sich vermehrt die Frage nach der Wirtschaftlichkeit dieser für den sicheren Betrieb des Systems notwendigen Kraftwerke.

Gleichzeitig wird innerhalb von Europa die Bildung eines europäischen Stromgroßhandelsmarktes angestrebt. Unter anderem soll durch Market-Coupling als grenzüberschreitende Engpassmanagementmethode zwischen mehreren Marktgebieten die Auslastung von Interkonnektoren verbessert werden. Traditionell wird Versorgungssicherheit auf nationaler Ebene definiert. Jedoch kann eine verstärkte Integration europäischer Märkte erfordern, diese Sichtweise auf Versorgungssicherheit anzupassen und eine Harmonisierung der nationalen Marktdesigns vorzunehmen, um unerwünschte Nebeneffekte (z. B. „capacity leakage“, Cepeda und Finon 2011) zu vermeiden.

Methodik

Für die Analysen in diesem Beitrag wird das agentenbasierte Simulationsmodell *PowerACE* (Genoese 2010) erweitert und angewendet. Agentenbasierte Modelle wurden bereits vielfach zur Untersuchung von energiewirtschaftlichen Fragestellungen eingesetzt (Guerci 2010). Ein derartiger Ansatz bietet unter anderem die Möglichkeit, interagierende Marktteilnehmer und Teilmärkte, oligopolistische Wettbewerbsstrukturen sowie private Information und individuelle Strategien einzelner Akteure abzubilden. Ebenso können wichtige technische Gegebenheiten berücksichtigt werden.

PowerACE bildet die zentralen Akteure (z. B. Energieversorger, Netzbetreiber, Nachfrager) auf den verschiedenen Großhandelsmärkten (z. B. Day-Ahead-Markt, Forward-Markt) ab, wobei mehrere Marktgebiete gleichzeitig simuliert werden können (Abbildung 1). Auf der Angebotsseite werden im Modell alle im Betrieb befindlichen Kraftwerke sowie erwartete Zubauten berücksichtigt.

¹ Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) (IIP),
Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Hertzstraße 16, 76137 Karlsruhe, Deutschland,
{philipp.ringler@kit.edu, andreas.bublitz@kit.edu, massimo.genoese@kit.edu, wolf.fichtner@kit.edu}

Für Elektrizitätsnachfrage, Übertragungskapazitäten und Erzeugung aus erneuerbaren Energien liegen jeweils stündliche Zeitreihen vor. Die Day-Ahead-Märkte der modellierten Marktgebiete können gekoppelt werden, indem, analog zum Markträumungsverfahren an der EPEX SPOT, die Wohlfahrt unter der Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten maximiert wird. Durch die Optimierung über alle Gebote aus den beteiligten Marktgebieten kann eine verbesserte Auslastung von Kraftwerken sowie ein Ausgleich von Extremsituationen erreicht werden.

Das Modell ist in der Lage, sowohl kurzfristige als auch langfristige Entwicklungen zu analysieren. Aufgrund der stündlichen Auflösung eignet es sich auch zur Untersuchung von Extremsituationen.

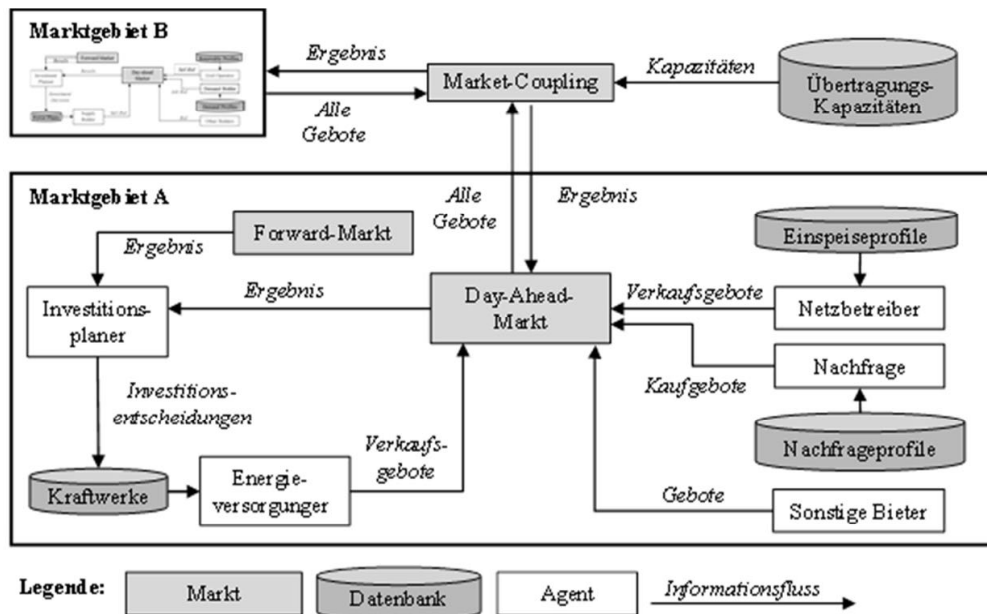


Abbildung 1: Vereinfachte Struktur des PowerACE-Modells

Untersuchte Fragestellungen und erwartete Ergebnisse

In diesem Beitrag werden mithilfe von *PowerACE* relevante Entwicklungen (z. B. Day-Ahead-Strompreise, Investitionen) und Wechselwirkungen zwischen gekoppelten Strommärkten bis 2030 untersucht. Dies wird am Beispiel von Deutschland und Frankreich, zwei miteinander verbundene Marktgebiete mit unterschiedlicher Erzeugungsstruktur, durchgeführt. Dabei werden insbesondere auch kurzfristige Effekte in Extremsituationen und das Investitionsverhalten in energy-only-Märkten analysiert. Schließlich werden Auswirkungen auf Erzeugungssicherheit in beiden Marktgebieten aufgegriffen.

Literatur

Cepeda, M.; Finon, D. (2011): Generation capacity adequacy in interdependent electricity markets. In: *Energy Policy* 39 (6), S. 3128–3143.

Genoese, M. (2010): *Energiewirtschaftliche Analysen des deutschen Strommarkts mit agentenbasierter Simulation*. Baden-Baden: Nomos.

Guerci, E.; Rastegar, M. A.; Cincotti, S. (2010): Agent-based Modeling and Simulation of Competitive Wholesale Electricity Markets. In: *Handbook of Power Systems II*. Berlin, Springer, S. 241–286.

Roques, F. A. (2008): Market design for generation adequacy: Healing causes rather than symptoms. In: *Utilities Policy* 16 (3), S. 171–183.

Stoft, S. (2002): *Power System Economics. Designing Markets for Electricity*. Piscataway: IEEE Press/John Wiley & Sons.

5.3.2 Modellgestützte Analyse von Designoptionen für den deutschen Elektrizitätsmarkt zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei zunehmender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Lea RENZ(*)¹, Dogan KELES¹, Wolf FICHTNER¹

Inhalt

Derzeit wird in Deutschland intensiv über die zeitnahe Einführung eines Kapazitätsmechanismus diskutiert. Grund dafür sind Zweifel, ob der derzeitige Energy-Only-Markt (EOM) ausreichend Investitionsanreize zur Gewährleistung einer dauerhaften Versorgungssicherheit setzen kann. Durch die zunehmende Einspeisung von Strom auf Basis volatiler erneuerbarer Energien sinken die Einsatzstunden konventioneller Kraftwerke und ihre Erlössituation kann sich dadurch noch verschlechtern. Es werden jedoch weiterhin vor allem flexible konventionelle Back-up-Kapazitäten notwendig sein, insbesondere wenn Spitzenlastzeiten und geringe Wind- und PV-Einspeisung aufeinandertreffen. Es stellt sich daher die Frage, ob der grenzkostenbasierte EOM genügend Anreize für Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten bietet, oder ob ein Kapazitätsmechanismus als neues Marktsegment für das Produkt gesicherte Leistung eingeführt werden sollte.

Des Weiteren besteht erhebliche Uneinigkeit über die konkrete Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus, unterschiedliche Vorschläge stehen zur Diskussion. Eine Einführung eines Kapazitätsmechanismus in den deutschen Strommarkt sollte folglich mit Bedacht und die Parametrierung auf fundierten Analysen bzw. Szenarien erfolgen.

Der theoretische Teil der Untersuchung umfasst die Zusammenfassung der deutschen Kapazitätsmarktdiskussion, sowie die Identifizierung von Kernelementen relevanter Marktdesignoptionen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland.

Im praktischen Teil der Analyse werden die für Deutschland identifizierten relevanten Marktdesignoptionen im agentenbasierten Simulationsmodell PowerACE, welches den deutschen Strommarkt abbildet, implementiert und intensiv analysiert.

Methodologie

Die Auswahl der in dieser Untersuchung analysierten Kapazitätsmechanismen erfolgt anhand derzeit für Deutschland diskutierter und als relevant identifizierter Ausgestaltungsvorschläge sowie anhand bestehender internationaler Umsetzungen.

Die Analyse und Auswertung der ausgewählten Kapazitätsmechanismen erfolgen mit Hilfe des agentenbasierten Simulationsmodells PowerACE, welches den gesamten deutschen Strommarkt auf Akteursebene abbildet. Im Wesentlichen besteht das Modell aus den vier Modulen Märkte, Stromversorgung, Stromnachfrage und Regulator. Das Modell bildet den deutschen Strommarkt kraftwerksscharf ab. Wesentliche Inputparameter sind die Entwicklung von Stromnachfrage, CO₂- und Brennstoffpreisen, Stromimporten und -exporten sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien. Investitionen entstehen im Modell anhand der Wirtschaftlichkeitsberechnung des simulierten Kraftwerkseinsatzes von vorgegebenen konventionellen Technologieoptionen. Entscheidungsbasis der Investitionsplaner-Agenten sind dabei die im Modell simulierten stündlichen Preise des Spot- und Forwardmarktes sowie gegebenenfalls zusätzliche Erlöse aus dem Kapazitätsmarkt. Eine wichtige Modellerweiterung stellt die Implementierung von Kapazitätsmechanismen dar. Diese werden unter verschiedenen Parametrierungen auf das Investitionsverhalten der Agenten, die Entwicklung von Erzeugungskapazitäten, Strompreisen, CO₂-Emissionen und Kosten analysiert.

Des Weiteren kann untersucht werden, ob es in einzelnen Szenarien bzw. unter bestimmten Parametrierungen zu einer Unterdeckung der Nachfrage kommt.

¹ Institut für Industriebetriebslehre und industrielle Produktionswirtschaft (IIP), Lehrstuhl Energiewirtschaft, Karlsruher Institut für Technologie, Hertzstr. 16, 76187 Karlsruhe, Tel.: +49 721 608-44573, Fax: +49 721 608-44682, lea.renz@kit.edu, www.iip.kit.edu

Ausgewählte Ergebnisse

Ergebnisse für den EOM sowie den Mechanismus der Kapazitätsoptionen (zentraler Kapazitätsmarkt) liegen vor und werden im Folgenden kurz zusammengefasst.

Abbildung 1 zeigt die Entwicklung der installierten Kraftwerkskapazitäten im EOM (links) sowie im Falle der Einführung eines zentralen Kapazitätsmarktes (rechts). Die Investitionstätigkeit im EOM ist stark von Zyklen geprägt, welche sich durch ein hohes Preisniveau auf dem Großhandelsmarkt während Knappheitszeiten erklären lassen. In der Simulation mit Kapazitätsmarkt wird dagegen früher und gleichmäßiger investiert. Das Niveau der Versorgungssicherheit ist somit mit Kapazitätsmarkt konstant deutlich höher als im EOM. Des Weiteren werden mit Kapazitätsmarkt insgesamt ca. 5 GW mehr Erdgaskapazitäten zugebaut. Dies entspricht der bei zunehmender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien notwendigen Umstrukturierung des Kraftwerksparks hin zu mehr Flexibilität.

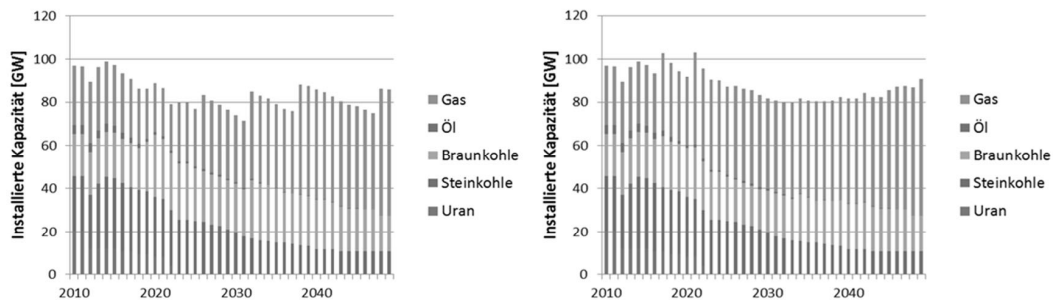


Abbildung 1: Entwicklung der installierten konventionellen Kraftwerkskapazitäten im EOM (links) und mit zentralem Kapazitätsmarkt (rechts)

Ausblick

In dieser Untersuchung werden weitere Kapazitätsmechanismen, wie bspw. eine Strategische Reserve oder ein dezentraler Leistungsmarkt, im PowerACE-Modell implementiert, wobei für jeden Mechanismus unterschiedliche adäquate Parametrierungen Berücksichtigung finden sollen. Unter der Annahme eines verstärkten Ausbaus der erneuerbaren Energien werden diese Kapazitätsmechanismen anschließend umfassend auf die Entwicklung von Erzeugungskapazitäten, Strompreisen, Kosten und CO₂-Emissionen analysiert. Damit soll ein Beitrag zur aktuellen Diskussion um die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland bzw. zur Bewertung zukünftiger Designoptionen für einen deutschen Strommarkt mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien geleistet werden.

Referenzen

Genoese, M. (2010): Energiewirtschaftliche Analysen des deutschen Strommarkts mit agentenbasierter Simulation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Dissertation, Januar 2010

Winkler, J.; Keles, D.; Renz, L.; Sensfuß, F.; Fichtner, W. (2013): Kapazitätsmechanismen oder Weiterentwicklung des Energy-Only-Markts, ew - Magazin für Energiewirtschaft, Heft 10/2013

ewi. 2012. „Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign“. http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2012/EWI_Studie_Strommarktdesign_Endbericht_April_2012.pdf.

VKU. 2013. „Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland“. http://www.vku.de/fileadmin/get/?24025/EMD_Gutachten__Positionspapier_-_layout_-_Internet.pdf

5.3.3 AMIRIS – Ein Agentenmodell zur Analyse der Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt

Marc DEISSENROTH¹, Matthias REEG¹, Kristina NIENHAUS¹,
Nils ROLOFF², Sandra WASSERMANN³, Wolfgang HAUSER³,
Uwe KLANN⁴, Thomas KAST⁵

Inhalt

Um den Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) erfolgreich fortzuführen, müssen einige Aspekte des Strommarktes neu gestaltet werden. Es besteht u. a. die Herausforderung, das fluktuierende EE-Angebot mit der jeweiligen Nachfrage in Ausgleich zu bringen. Als eine Möglichkeit, diesen Prozess zu koordinieren, wird eine Marktintegration der EE mit einhergehender Ausrichtung der EE-Stromerzeugung an Preissignalen der Strommärkte gesehen.

In den letzten Jahren sind daher neue Instrumente wie die gleitende Marktprämie oder das Grünstromprivileg zur Direktvermarktung von EE-Strom eingeführt worden. Mit Hilfe eines agentenbasierten Simulationsmodells werden die Auswirkungen solcher und zukünftiger Instrumente auf die beteiligten Akteure als auch auf das EE-Vermarktungssystem als Ganzes getestet und analysiert.

Methodik

Eine wichtige Voraussetzung für das Set-Up des agentenbasierten Simulationsmodells war die ausführliche Analyse der relevanten Akteure, um ihre Motivationen, Strategien und Handlungsoptionen im Zusammenhang mit Änderungen der Rahmenbedingungen für die Transformation des Energiesystems, sowie die Auswirkungen ihres Verhaltens auf das Gesamtsystem (z.B. Großhandelspreise, EE-Einspeisemengen, Marktstruktur) zu verstehen. Diese Akteursanalyse wurde mit qualitativen sozialwissenschaftlichen Methoden durchgeführt und war geleitet von marktsoziologischen Annahmen, wonach sich das Verhalten von Herausforderern und alteingesessenen Akteuren gerade in einem Transformationsprozess, wie es die Energiewende darstellt, deutlich unterscheiden [1]. Die so gewonnenen Ergebnisse wurden schließlich in eine formalisierte Modellsprache übersetzt und mit der Simulationsumgebung Repast Symphony 2.0 in das am DLR entwickelte AMIRIS-Modell (Agentenbasierte Modellierung zur Integration Regenerativer Energien In die Strommärkte) implementiert [2]. Die aktuelle Modellstruktur von AMIRIS zeigt Abbildung 1.

Die Anlagenbetreiber, differenziert nach Technologien (Wind, Photovoltaik, Biomasse), EEG-Vergütungshöhe sowie Eigentümerstruktur (Privatpersonen, Landwirte, Fonds, Stadtwerke, EVUs, Industrie / Gewerbe), können sich entweder „passiv“ verhalten, d. h. sie partizipieren nicht an der Direktvermarktung und veräußern weiterhin den Strom zur festen EEG-Einspeisevergütung an den Netzbetreiber. Oder sie können „aktiv“ werden und einen Direktvermarktungsvertrag mit einem Zwischenhändler abschließen, der ihnen einen Bonus auf die EEG-Einspeisevergütung bezahlt. Aus der Akteursanalyse sind zehn prototypische Zwischenhändler identifiziert worden, die das Marktprämienmodell nutzen. Zusätzlich haben sie die Möglichkeit, die vertraglich mit ihnen verbundenen Biomasseanlagen auf dem Regenerativenergiemarkt für negative Minutenreserve anzubieten und so zusätzliche Erlöse zu erzielen.

¹ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik, Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung, Wankelstraße 5, 70563 Stuttgart, Tel.: +49-711-6862-282, Fax: +49-711-6862-747, matthias.reeg@dlr.de, www.dlr.de/tt/system

² HEAG Südthessische Energie AG (HSE), (Die dargestellten Ergebnisse entstanden während des Arbeitsverhältnisses Herrn Roloffs beim Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt)

³ Universität Stuttgart, ZIRIUS - Zentrum für Interdisziplinäre Risiko- und Innovationsforschung

⁴ Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES)

⁵ Thomas Kast Simulation Solutions

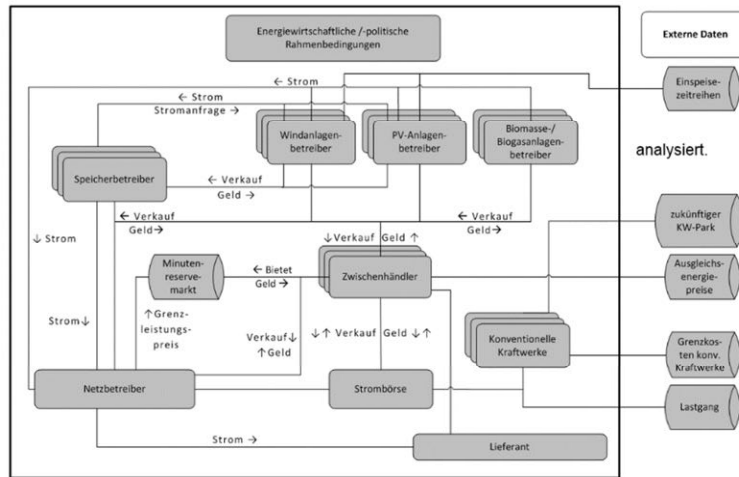


Abbildung 1: Modellstruktur AMIRIS

Ergebnisse

Der Aufbau und die Struktur des Modells machen AMIRIS als Tool zur Politikberatung sehr flexibel, und Simulationsexperimente können über verschiedene Parametereinstellungen vielfältig konfiguriert werden. So wurde unter anderem untersucht, wie sich Faktoren wie die Prognosegüte, Portfoliozusammensetzung, Profilservicekosten etc. auf die Marktposition der Zwischenhändler auswirken. Auf Seiten der Anlagenbetreiber wurde untersucht, welche Vergütungsklassen am stärksten von der Direktvermarktung profitieren und ob am Markt ausreichend Anreize vorhanden sind, um durch die Marktintegration eine flexiblere EE-Einspeisung zu realisieren.

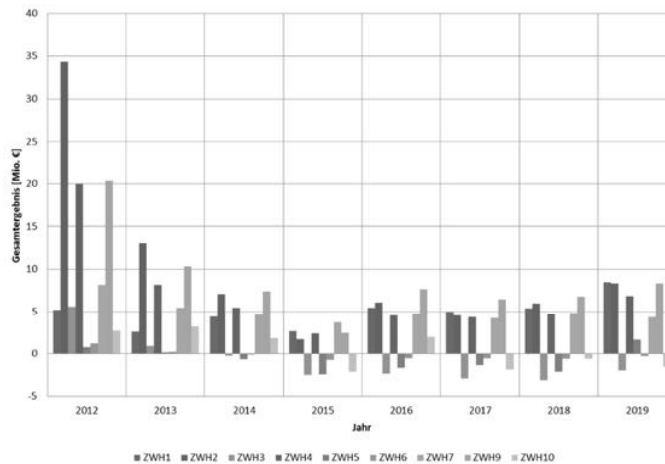


Abbildung 2: Entwicklung der Gesamtergebnisse von 2012 bis 2019 der Zwischenhändler

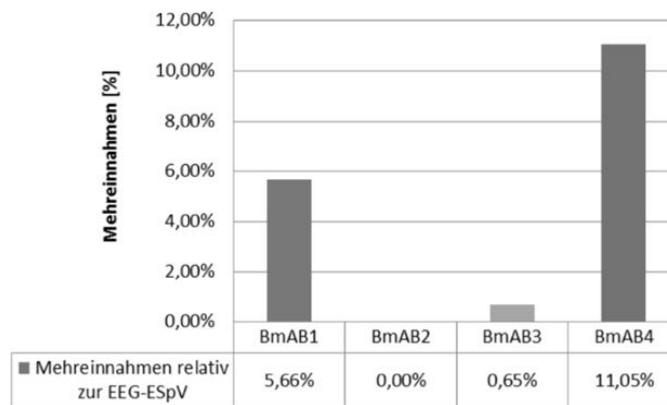


Abbildung 3: Durch Bereitstellung von Regelenergie erzielte Mehreinnahmen gegenüber der EEG-Einspeisevergütung. Holzvergaser (BmAB2) nehmen nicht an der Direktvermarktung teil

Als Ergebnisbeispiel zeigt Abbildung 2 die Auswirkungen der Direktvermarktung auf die Einnahmensituation der Zwischenhändler. Dargestellt sind die Entwicklungen der Gesamtergebnisse der verschiedenen Zwischenhändlerarten über einen Zeitraum von 8 Jahren (2012-2019) unter der Annahme einer degressiv ausgestalteten Managementprämie für die Händler. Zwischenhändler mit Erfahrungen im Energiehandel und einem leistungsstarken Portfolio weisen weiterhin positive Bilanzen auf. Kleinere Zwischenhändler mit schlechter Prognosequalität haben dagegen Schwierigkeiten, sich auf dem Markt zu behaupten.

Auch wurde analysiert, welches Potenzial eine Vermarktung auf dem Regelenergiemarkt bietet und inwiefern durch die Direktvermarktung ein bedarfsorientiertes Einspeiseverhalten der EE-Anlagen angereizt wird. Für die am Regelenergiemarkt teilnehmenden Biomasseanlagenbetreiber (aufgeteilt in 4 Vergütungsklassen) sind deren Mehreinnahmen gegenüber der EEG-Einspeisevergütung in Abbildung 3 dargestellt. Die Anlagen zur Festbrennstoffverwertung (BmAB1) sowie große Biogasanlagen (BmAB4) profitieren dabei deutlich durch die Bereitstellung von Regelenergie.

Weiterhin ist das Wettbewerbsverhalten untersucht worden, indem die Anlagenbetreiber jährlich ihre Vertragskonditionen mit den Zwischenhändlern überprüfen, bei attraktiveren Angeboten ihre Verträge wechseln und so Ertragszuwächse generieren können.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass Entscheidungsträgern mit Hilfe des AMIRIS-Modells Auswirkungen verschiedener Ausgestaltungsvarianten von Politikinstrumenten sowohl auf die Makroebene des Energiesystems als auch auf die Mikroebene der Akteure demonstriert werden können.

Literatur

- [1] N. Fligstein and D. McAdam, "Toward a general theory of strategic action fields*," *Sociological Theory*, vol. 29, no. 1, pp. 1–26, 2011.
- [2] M. Reeg, K. Nienhaus, N. Roloff, U. Pfenning, M. Deissenroth, S. Wassermann, W. Hauser, W. Weimer-Jehle, T. Kast, and U. Klann, "Weiterentwicklung eines agentenbasierten Simulationsmodells (AMIRIS) zur Untersuchung des Akteursverhaltens bei der Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Fördermechanismen", Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Apr. 2013.

5.3.4 Analyzing Effective Competition in Energy Market using Multi Agent Modelling

Hamid AGHAIE(*)¹, Peter PALENSKY¹, Reinhard HAAS²

Abstract

Energy market structure in most of the European countries is highly influenced by market reform from centralized to more open and competitive structure. The electricity market reform was intended to encourage more competition among different market participants. Now, Europe's electricity markets are facing rapid changes which bring some new challenges and make it necessary to modify current market design. One of these changes is continuous increases in electricity generation from renewables. The share of renewables in electricity generation increased from 12% in 1990 to 21% in 2010. It is expected that the electricity generation share from new renewables such as wind and solar will be more increased in near future.

Higher share of renewables have some effects on the market. The first effect is that supply from some of renewables such as solar and wind is highly fluctuating and intermittent and not reliable enough. Fluctuating implies that steep downward and upward ramps can be observed in renewables generation profile. Also, intermittency nature of renewables leads to more uncertainty and less predictability of the generation profile.

The second effect is that the utilization of conventional generators decreases. Most of European electricity markets are energy-only markets. In this market, generators get revenue based on the amount of electricity they sell. All generators are sorted according to their marginal cost bids in the merit order curve. Without renewables, base load generators like nuclear and coal plants place at the left side and peaking units such as gas-fired plants at the right side of the merit order curve. Since electricity generated by renewables has very low marginal cost, it places in left side of merit order curve and shifts the conventional generation to the right side. It means that some of the conventional generators may not be scheduled and goes out of the market. The third effect is lower market clearing price. Since renewable generation push the supply curve to the right side of merit order curve, the intersection of supply and demand curve will result lower market clearing price.

All above mentioned effects lead to less utilization and less profit for conventional generators. It implies less incentive to invest in conventional generation. On the other hand, generation from renewables is intermittent and not reliable enough. Then, the market will face the supply security problem which means the generation adequacy in the market will be jeopardized. The main question is that how market can solve this problem by establishing an effective competition to provide backup for intermittent generation and a reasonable revenue stream for conventional generators. The purpose of this paper is to provide a model-based analysis of some of the mechanisms and ideas which are used or can be used in energy market to alleviate supply security issue.

Regarding to supply security problem, different forms of capacity mechanisms have been suggested and applied in different electricity markets. Among capacity mechanisms, capacity credit mechanism and reliability options are used when a separate capacity market is established in addition to the energy-only market. In these mechanisms, suppliers have to purchase capacity credits or option contracts in capacity market to cover the total forecasted demand plus a reserve margin.

Capacity payments and strategic reserve are two other mechanisms which are implemented in energy-only market. Capacity payments are determined by market administrator and depend on available capacity and the reserve margin in the market. Higher excess capacity in the market means lower capacity payments. In strategic reserves mechanism, an auction is held on a certain amount of capacity which is withdrawn from regular energy market.

¹ Austrian Institute of Technology, Energy Department,
{aghaie.hamid.fl@ait.ac.at, peter.palensky@ait.ac.at}, www.ait.ac.at

² Vienna University of Technology, Institute of Energy Systems and Electrical Drivers, EEG Group,
haas@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

This reserve capacity is only dispatched in specific scarcity situations. By increasing the amount of renewable generation, scarcity situation will happen rarely. The price and the amount of acquired reserves are key parameters to measure the effects of this mechanism and an inefficient scarcity prices will lead to underinvestment.

Increasing demand response and storages in energy market could be possible solutions to alleviate the supply security problem. An active demand side participation in the market reduces the necessity of conventional capacities. Also, it brings more flexible by enhancing the responsiveness of electricity demand to market prices. A new market design should consider the expected increase of demand side participation in European energy markets by both household and industrial consumers. Also, an efficient support scheme for renewables in future electricity market design can mitigate the supply security problem.

In this study, we want to discuss on a well-functioning energy only market which could be able to provide cost recovery for all types of generators to ensure the security of supply. The well-functioning energy only market includes an active demand side participation, utilization of storages and encouraging more effective competition among suppliers, especially in scarcity situations.

To this aim, an agent based model equipped with a game theoretic framework will be applied to study the interactions in electricity market as a complex system. An important feature of the agent based approach is its ability in modeling of complex systems. In proposed model, different types of agents are equipped with multiple learning capabilities. Agents improve their decisions by learning both from dynamic market change and collaboration with other agents. Also, by using game theoretic framework, agents will have ability for strategic decision making which means that each player will make decision by considering the decisions that other players may make. Based on this proposed model, we will discuss how the well-functioning market with mentioned characteristics can encourage more effective competition and provide right mixture of incentives for investment to alleviate supply security problem. As the expected result, the proposed model can be used as a basis for future energy market structure in Europe.

References

- [1] G. Brunekreeft, N. Damsgaard, L. de Vries, P. Fritz and R. Meyer "A row model for north European capacity market" June 2011
- [2] P. Cramton and S. Stoft "The convergence of market designs for adequate generation capacity manuscript" April 2006.

5.3.6 Stochastisches Portfoliomanagement und HPFC Entwicklungen im Rahmen der Verlustenergiebeschaffung durch die APG

Christian TODEM¹, Andreas BRAUNSTEINER-RYS¹

Einleitung

APG beschafft seit Anfang 2011 den größten Teil der Verlustenergie, die bei den österreichischen Netzbetreibern anfällt. Zu diesem Zweck werden wöchentlich Ausschreibungen auf einer eigenen Ausschreibungsplattform durchgeführt in denen handelsübliche Forwardprodukte (jährliche, quartalsweise und monatliche Produkte als Base und Peak) von nationalen und internationalen Anbietern zugeschlagen werden können. Um die Beschaffungsaktivität optimal mit geringstmöglichem Risiko zu gewährleisten, muss ein an die Bedürfnisse angepasstes Portfolio- und Risikomanagement durchgeführt werden. Ziel des Portfoliomanagement ist es, aus dem kumulierten Lastgang aller Netzbetreiber mit geringstmöglichem Risiko möglichst optimale Terminmarktprodukte abzuleiten, wie in Abbildung 1 dargestellt ist. Die Methodik um die für die Optimierung benötigten Preissimulationen zu generieren wurden in Zusammenarbeit mit dem Institut für Computermathematik der TU Wien (Dr. Hermann Schichl) entwickelt.

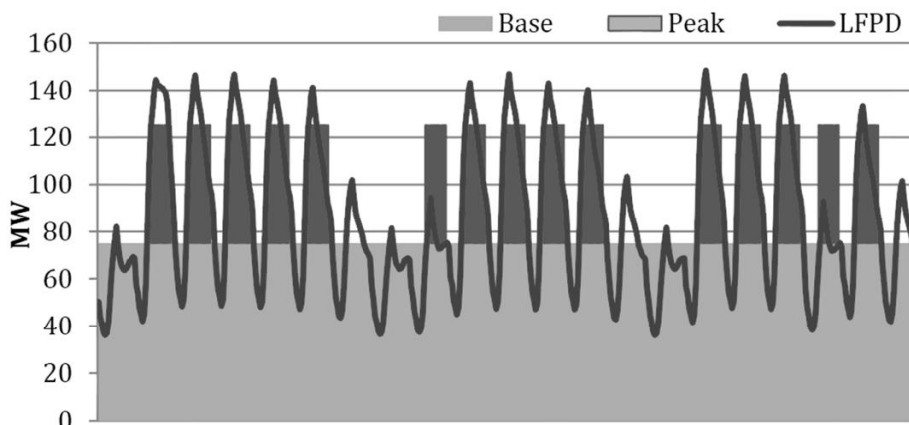


Abbildung 1: Aufteilung des kumulierten Lastgangs in Terminprodukte

Methodik

In der Zielfunktion der Optimierung wird das Conditional Value at Risk CVaR der offenen Position minimiert. Die Bewertung des Portfolios wird anhand von HPFC-Simulationen durchgeführt. Diese sollen einerseits die aktuell verfügbare Preisinformation an den Terminmärkten, aber auch das stochastische Verhalten der stündlichen Preisprofile widerspiegeln. Die wichtigste Forderung an eine HPFC ist die der Arbitragefreiheit.

Das Resultat der HPFC-Berechnung ist ein stündliches Spotprofil, welches genau die Preise beinhaltet, die durch den Handel mit EEX-Phelix Futures erzielt wurden. In dieses stündliche Preisprofil fließen somit historische Spot- und Futurepreise und vor allem aber auch die aktuellsten Futurepreise ein, die nach Handelsschluss an der EEX werktäglich zur Verfügung stehen. Die Berechnung der HPFC wird nach der APG-Methodik als dreistufiger Prozess ausgeführt, wobei jeder Folgeprozess die Resultate des Vorgängerprozesses als Eingangsdaten verwendet. Zunächst wird anhand der aktuellen Marktpreise eine Monthly Price Forward Curve (MPFC) erzeugt. Dafür werden alle aktuell verfügbaren Monats-, Quartals- und Jahresfutures zu einer gemeinsamen arbitragefreien Monatspreiskurve verschmolzen. Diese Berechnung wird sowohl für Base- als auch für Peak-Produkte durchgeführt.

¹ APG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien,
{Tel.: +43 (0) 50 320 56112, Fax: +43 (0) 50 320 156112, christian.todem@apg.at},
{Tel.: +43 (0) 50 320 56159, Fax: +43 (0) 50 320 156159, andreas.braunsteiner-rys@apg.at},
www.apg.at

Auf Basis dieser Daten werden dann ebenfalls für Base und Peak die Tagespreiskurven DPFCs abgeleitet. Als Basis dafür dienen historische Spotpreise. Die Unterscheidung der verwendeten Tagesarten (z.B.: Wochentage, Feiertage, Brückentage usw.) wurde durch eine Clusteranalyse ermittelt. Im Modell wurde auch berücksichtigt, dass an den Monatsgrenzen ein weicher Übergang vorhanden ist um etwaige Preissprünge zu vermeiden. Im letzten Schritt wird dann aus der DPFC die eigentliche HPFC berechnet, welche das stündliche Spotpreisprofil beinhaltet. Eine HPFC über den Zeitraum eines Jahres ist in Abbildung 2 dargestellt.

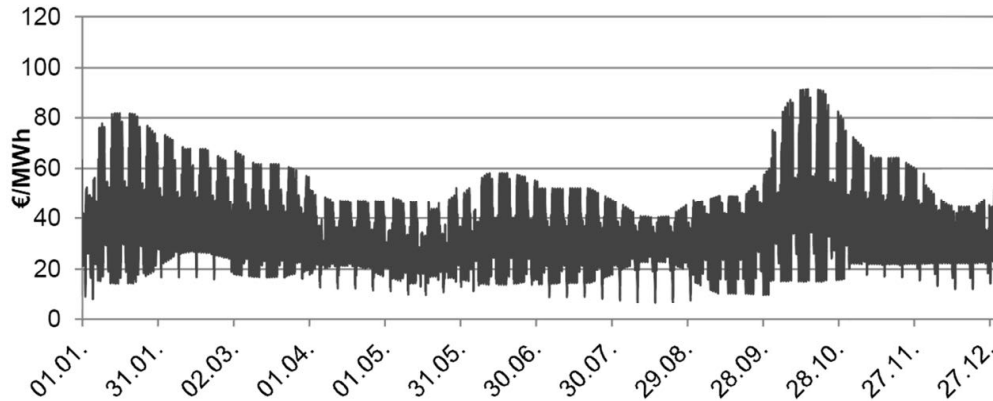


Abbildung 2: HPFC über den Zeitraum eines Jahres

Mit dieser HPFC kann nun das bestehende Portfolio bewertet werden. Für das Portfoliomanagement muss aber ebenfalls das Risiko von Preisschwankungen abgebildet werden. Dafür müssen Preisszenarien ausgehend von der berechneten HPFC gebildet werden. Die Idee zur Berechnung dieser Szenarien besteht nun darin, den Fehler, der bei den 3 Berechnungsschritten gegenüber den realen Preisen entsteht, ex post abzuschätzen und ex ante zu simulieren. In einem ersten Schritt müssen die unterschiedlichen Fehlermodelle abgegrenzt werden. Bei der MPFC wird zusätzlich der Abstand des Prognosezeitpunktes zur Realisierung berücksichtigt. Beim DPFC- und HPFC-Fehlermodell wird für jede Tagesart ein eigenes Fehlermodell ermittelt. Da die so ermittelten Fehler nicht einer normalverteilten Verteilung entsprechen, müssen die Fehlervektoren vor dem Anpassen eines Kovarianzmodells nichtlinear in eine Normalverteilung transformiert werden. Die Fehler können dann durch Simulation von normalverteilten Zufallsvariablen und anschließender Rücktransformation in den ursprünglichen Fehleraum berechnet werden. Diese Fehler werden in jedem Berechnungsschritt der HPFC überlagert und damit in der weiteren Berechnung berücksichtigt. Die Abbildung 3 zeigt einen Ausschnitt über den Zeitraum von 5 Tagen über 1000 HPFC-Simulationen.

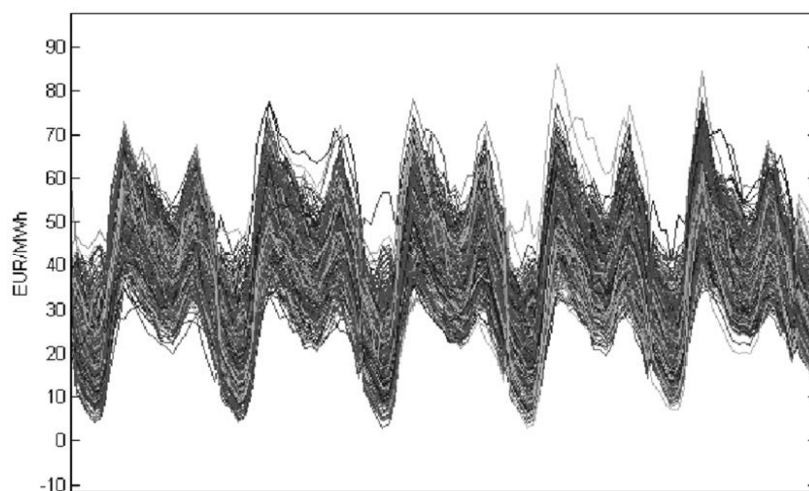


Abbildung 3: Ausschnitt aus den HPFC-Simulationen (5 Tage)

5.3.7 An Agent-Based Simulation Model for Wholesale Electricity Markets

Andreas BUBLITZ(*)¹, Philipp RINGLER(*)¹, Massimo GENOESE¹,
Wolf FICHTNER¹

Motivation

Today's liberalized wholesale electricity markets are generally considered to be highly complex systems. This is due to, among other things, the specific characteristics of the commodity electricity (e.g. instantaneous balancing of supply and demand, limited storability) and the fact that electricity can only be transported by a transmission grid with limited capacities. Other factors that increase the complexity are the various interrelated markets where electricity or related products can be traded (e.g. day-ahead market, future market) and the influence of other volatile markets such as the market for carbon emission allowances.

Given the electricity system's complexity the relevant actors rely on different types of models for decision support. For instance, models are used by regulatory entities to analyse questions related to market design which is necessary to guarantee system reliability on different levels. Similarly, generation companies rely on electricity market models, for example, in order to examine investment cases.

An important development in the electricity market is that the current borders of the national markets are subject to change; there are ongoing efforts to achieve a single European market. One aspect thereof is the implementation of market-based mechanisms to allocate limited cross-border capacities between European countries. The Central Western Europe (CWE) Market Coupling between Germany, France, Belgium, the Netherlands and Luxemburg serves as one of the most prominent examples. Market coupling maximizes social welfare, leads to price convergence and helps to balance different supply and demand situation in the interconnected market areas (EPEX Spot, 2010). The integration of markets is a matter-of-fact, thus influencing market prices and profitability of power plants in Europe.

Naturally, market changes need to be reflected appropriately in modelling techniques. The aims of this paper are to present a comprehensive overview of the PowerACE modelling framework for electricity markets and how it can be applied to different research questions. Finally, exemplary results for two coupled day-ahead electricity markets are presented.

Methodology

The models used for electricity markets can be classified into several categories. Ventosa et al. (2005) identify three major categories in electricity market modelling: optimization models, equilibrium models and simulation models. Distinguishing features include the mathematical structure, market representation, computational tractability and main applications.

While in Europe the liberalization of electricity markets started in 1996, electricity market models developed beforehand had been mostly optimizing models incorporating the perspective of a single planner, i.e. the government. Through the liberalization, the integration of a market perspective in models has gained importance, which brought forth the development of alternative models such as agent-based models. In general, agent-based models can provide a flexible environment which allows considering inter alia learning effects, imperfect competition including strategic behaviour and asymmetric information among market participants (Tsfatsion, 2006). Nowadays, there exists a large number of different agent-based electricity market models (Guerci, 2010).

Originally, PowerACE was designed for the German market area. However, Europe's electricity markets are all liberalized and set up according to the same fundamental principles.

That is why PowerACE can be used to simulate other European market areas as well.

¹ Chair of Energy Economics, Institute for Industrial Production (IIP), Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Hertzstraße 16, 76137 Karlsruhe, Germany, {andreas.bublitz@kit.edu, philipp.ringler@kit.edu, massimo.genoese@kit.edu, wolf.fichtner@kit.edu}

One of the key features of the model is the integration of both short-term market developments and long-term capacity expansion planning. Thereby, interactions and feedback loops between short-term and long-term output decisions are considered. Decisions regarding the expansion of capacity, i.e. whether to install a new power plant are influenced by current and future developments in the daily electricity trading as the main source of income and vice versa.

The key modules of the model are markets, electricity supply, electricity demand and regulatory aspects. The main players participating in the wholesale electricity market are modelled individually; small companies are represented in an aggregated form. Different types of market participants are modelled as different types of agents. Each agent takes over certain roles, makes decisions based on specified functions and either takes part in or sets rules for a respective market. In accordance with the CWE Market Coupling architecture, market coupling is implemented within PowerACE for the day-ahead market and market participants submit their bid curves to the local power exchanges.

Exemplary results

Exemplary, PowerACE is used in this paper to simulate the coupling of two interconnected day-ahead electricity markets, namely Germany and France. Compared to the simulation without market coupling, average electricity prices are lower in both markets when they are cleared together increasing social welfare. The more pronounced effect for France can be explained, to some extent, by the shape of the merit order curves in the two market areas.

References

- EPEX Spot (ed.) (2010): Project Document – A report for the regulators of the Central West European (CWE) region on the final design of the market coupling solution in the region, by the CWE MC Project. Retrieved from http://static.epexspot.com/document/7616/01_CWE_ATC_MC_project_documentation.pdf.
- Guerci, E.; Rastegar, M. A.; Cincotti, S. (2010): Agent-based Modeling and Simulation of Competitive Wholesale Electricity Markets. In: Handbook of Power Systems II. Berlin, Springer, S. 241–286.
- Tesfatsion, L. (2006): Agent-Based Computational Economics: A Constructive Approach to Economic Theory. In: Judd, K. J.; Tesfatsion, L. (eds.).
- Ventosa, M.; Baíllo, Á.; Ramos, A.; Rivier, M. (2005): Electricity market modeling trends. In: Energy Policy 33 (7), pp. 897–913.

5.4 KURZFRISTIGER ELEKTRIZITÄTSMARKT (SESSION C5)

5.4.1 Kapazitätsmechanismen in Europa – Quantitative Wirkungsanalyse von nationalen Alleingängen versus koordinierten Mechanismen

Michael BUCKSTEEG(*)¹, Christoph WEBER¹

Motivation und Problemstellung

Aktuell wird in verschiedenen europäischen Ländern die Einführung bzw. Weiterentwicklung von Kapazitätsmechanismen (KM) diskutiert. Vor allem in Frankreich, Großbritannien und Polen sind die Überlegungen weit vorangeschritten. Aufgrund der Entwicklungen hin zu einem Europäischen Strombinnenmarkt und der damit einhergehenden Integration der nationalen Versorgungssysteme ist eine rein nationale Betrachtung der Auswirkungen von KM nicht zielführend. In diesem Beitrag sollen daher die Auswirkungen von verschiedenen Szenarien im Hinblick auf die Einführung von KM modellgestützt untersucht werden.

Methodische Vorgehensweise

Bei der Modellierung von KM wird zunächst vorgelagert mit einem stochastischen Ansatz die zu deckende Kapazitätsnachfrage ermittelt. Mit einem Fundamentalmodell werden dann die (langfristigen) Auswirkungen von KM auf den europäischen Strommarkt analysiert.

Der Ansatz zur Bestimmung der Kapazitätsnachfrage geht davon aus, dass die Wahrscheinlichkeit einer Kapazitätsunterdeckung bzw. einer freien Leistung ψ kleiner gleich Null ein vorab definiertes Sicherheitsniveau α (bspw. eine Stunde in zehn Jahren) nicht überschreiten darf. Die freie Leistung lässt sich durch Überlagerung der Verteilung der Last und der Verteilung der verfügbaren Leistung der Kraftwerke ermitteln. Unter vereinfachenden Annahmen, insbesondere der Prämisse einer Normalverteilung der verfügbaren Leistung (brauchbare Approximation ab ca. 30 Blöcke), lässt sich diese Forderung durch eine lineare Restriktion entsprechend Formel 1 annähern. Dabei wird die erforderliche Mindestkapazität P_0 mit einem iterativen Verfahren so bestimmt, dass $\tilde{F}_\psi(0; P_0) = \alpha$ gilt. P_0 gibt die Mindestkapazität zur Gewährleistung des vorab definierten Sicherheitsniveaus bzw. die Kapazitätsnachfrage für einen umfassenden Kapazitätsmarkt an.

$$P \geq P_0 \Rightarrow \sum_{Geo} \sum_{Block} P_{Block} \geq P_0 \quad 1$$

wobei $P_{Block} \in \{\text{Kernkraft, Braunkohle, Steinkohle, Gas, Öl, Biomasse, Wasser}\}$

Geo: geographische Entität (Europa, CWE, Land)

Die Kapazitätsrestriktion berücksichtigt die installierte Leistung P aus konventionellen thermischen Kraftwerken, disponierbaren Erneuerbarenanlagen und Wasserkraftwerken. Entsprechend Formel 1 muss die Summe der installierten Leistung mindestens der Kapazitätsnachfrage entsprechen.

Diese Restriktion wird dann für weitergehende Analysen in das stochastische Strommarktmodell E2M2s (European Electricity Market Model – stochastic) integriert. Das Modell ist ein fundamentales Marktmodell zur Analyse von langfristigen Entwicklungen auf dem europäischen Strommarkt. Dem Systemmodell liegt ein kostenminimierender Ansatz zugrunde, der die Kosten des Betriebs des bestehenden Kraftwerksparks und der Investitionen in neue Kraftwerke optimiert.

¹ Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Universität Duisburg-Essen, Universitätsstraße 12, D-45117 Essen, {Tel.: +49 201/183-2967, michael.bucksteeg@uni-due.de}, {Tel.: +49 201/183-2966, christoph.weber@uni-due.de}

Aspekte wie Anfahrkosten, Teillastwirkungsgrade thermischer Kraftwerke, der Einsatz von Speichern sowie die Nutzung von Übertragungskapazitäten haben Einfluss auf die Preisbildung auf Großhandelsmärkten und werden daher im Modell berücksichtigt. In den Szenarien mit Kapazitätsrestriktion können sich Kraftwerksinvestitionen über die Erlöse am Energy-Only- und Reservemarkt hinausgehend über Erlöse am Kapazitätsmarkt refinanzieren.¹

Modellergebnisse

In ersten Modellrechnungen wird die Einführung nationaler Kapazitätsmärkte (KM) als Basisszenario mit einem europaweiten KM verglichen. Ein europaweiter KM mag in politischer Hinsicht aufgrund der vorhandenen nationalen Autarkiegedanken in naher Zukunft nicht realistisch sein. Sie stellt jedoch die Benchmarklösung aus europäischer Sicht dar und sollte im Hinblick auf die Integration der europäischen Energiemärkte nicht vernachlässigt werden. In Tabelle 1 wird die nach dem stochastischen Ansatz ermittelte Kapazitätsnachfrage dargestellt. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass nationale Alleingänge zu einem wesentlich höheren Kapazitätsbedarf führen, da in jedem Land sicher verfügbare Leistung isoliert vorgehalten werden muss. Angesichts der gemeinsamen Vorhaltung ergibt sich beim europaweiten KM eine um rund 10 % geringere Kapazitätsnachfrage (674,4 ggü. 734,4 GW).

Land	P ₀ in GW	Land	P ₀ in GW	Land	P ₀ in GW	Land	P ₀ in GW	Land	P ₀ in GW
AL	1,24	CH	14,13	FI	19,78	HU	7,99	PT	12,89
AT	14,40	CZ	13,43	FR	128,03	IT	64,90	RO	11,16
BA	2,76	DE	104,47	GB	84,26	NL	22,79	SE	36,94
BE	18,88	DK	8,80	GR	14,50	NO	29,07	SI	3,04
BG	8,03	ES	57,16	HR	4,23	PL	26,94	SK	5,50
Summe nat. KM:				734,4	Summe europ. KM:				674,4

Tabelle 1: Kapazitätsnachfrage nationale KM vs. europaweiter KM

Der wesentlich geringere Kapazitätsbedarf schlägt sich auch in den Modellergebnissen des E2M2s nieder. Auf europäischer Ebene führt der gemeinsame KM zu einer jährlichen Ersparnis in Höhe von rund 4 Mrd. EUR bzw. 1,5 % der Gesamtsystemkosten. Darüber hinaus sind Standortverlagerungen von Investitionen zu beobachten. Führt die nationale isolierte Vorhaltung von Kapazitäten vor allem in Frankreich aufgrund hoher Lastspitzen in den Wintermonaten zu einem hohen Bedarf an Spitzenlastkraftwerken, wird der Kapazitätsbedarf bei einem europäischen KM unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen durch Kapazitäten in den Nachbarländern Deutschland, Niederlande und Schweiz gedeckt. Des Weiteren führt der europaweite KM zu indirekten Effekten im Kapazitätsmix. Dadurch, dass weniger Gaskraftwerke als Spitzenlastkapazitäten vorgehalten werden, steigen die CO₂-Minderungskosten und entsprechend werden etwas mehr Erneuerbare zugebaut, verbunden mit einer besseren Auslastung von bestehenden Kraftwerken. Die niedrigeren Erlöse am Kapazitätsmarkt werden auch durch höhere Erlöse am Strommarkt teilweise kompensiert, dennoch sind die gesamten Systemkosten mit dem europaweiten Mechanismus niedriger.

Weitere Untersuchungen sollen insb. die Auswirkungen koordinierter Lösungen wie bspw. eines regional koordinierten KM im CWE-Gebiet oder auch einer europaweit koordinierten Festlegung des Kapazitätsbedarfs betrachten.

¹ Für eine detaillierte Darstellung der Zielfunktion und Restriktionen sei auf Swider/Weber (2007): The Costs of Wind's Intermittency in Germany: Application of a Stochastic Electricity Market Model. In: European Transactions on Electrical Power (2007) Nr. 17, S. 151-172, Spiecker/Weber (2011): Integration of fluctuating renewable energy - A German case study, Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE; 08/2011 und Spiecker/Vogel/Weber (2013): Ökonomische Bewertung von Netzengpässen und Netzinvestitionen, ufw UmweltWirtschaftsForum 05/2012; 17(4):321-331 verwiesen

5.4.2 Der kompatible Kapazitätsmarkt – Flexibilisierung des Energieverbrauchs in einem geschlossen wettbewerblichen Ansatz

Jörg STRESE¹, Eberhard HOLSTEIN²

Inhalt

In der politisch vereinbarten regenerativ geprägten Energiewirtschaft ist es von zentraler Bedeutung, neue Wege zu beschreiten, die fluktuierende Erzeugung aus erneuerbaren Energien mit dem Verbrauch zu synchronisieren. Insbesondere müssen die Flexibilitäten auf Seiten des Verbrauchs, d.h. die Möglichkeiten zur Einsenkung der Verbrauchslasten in die Überlegungen einbezogen werden. Leider sind die Möglichkeiten zur Leistungsreduzierung im verarbeitenden Gewerbe sehr unterschiedlich. Sollen diese Flexibilitäten in ein neues Marktdesign integriert werden, so muss es beides leisten: einerseits muss die klassische Effizienz eines wettbewerblichen Marktes genutzt werden; andererseits muss der Markt so aufgebaut werden, dass alle im gesamten Versorgungssystem verfügbaren Flexibilitäten kompatibel miteinander gehandelt werden können. Das Marktdesign des kompatiblen Kapazitätsmarktes erfüllt diese Doppelfunktion. Der entstehende liquide Markt weist abschaltbaren Lasten und stetiger Erzeugung einen Wert zu mit mehreren streng wettbewerblichen Folgewirkungen. Einerseits entstehen systemimmanente Anreize zur Entwicklung neuer technischer Flexibilitätsoptionen (u.a. Speicher); andererseits wird das derzeit prekär die Versorgungssicherheit gefährdende Refinanzierungsproblem stetiger Erzeugung minimiert

¹ Enovos Future GmbH, Am Halberg 3, D-66121 Saarbrücken,
Tel.: (+49) 681 8105 392, joerg.strese@enovos.eu, www.enovos.eu

² Grundgrün Energie GmbH, Am Studio 16, 12489 Berlin,
Tel.: +49 (0)30/2000 333 77. Fax: +49 (0)30/2000 333 44

5.4.3 Konzept zur Bestimmung des Marktpotenzials von Flexibilitätsoptionen im Strommarkt

Hendrik KONDZIELLA¹, Thomas BRUCKNER¹

Zusammenfassung

Das Ziel einer weitestgehenden Umstellung der Stromversorgung auf Basis von Erneuerbaren Energien (EE) stellt erhöhte Anforderungen an die Flexibilität des Energiesystems, wenn die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt gewährleistet werden soll. Dies gilt insbesondere, wenn der Großteil der Versorgung aus zeitlich fluktuierenden Quellen wie Windkraft (onshore, offshore) und Solarenergie (PV) gedeckt werden soll. Das erforderliche bilanzielle Gleichgewicht des Elektrizitätssystems kann grundsätzlich durch Maßnahmen auf der Erzeuger- und Verbraucherseite sowie der Netzebene sichergestellt werden. Im Allgemeinen sind dabei regelmäßig folgende Fragen von wissenschaftlichem Interesse:

- Welcher Bedarf an Flexibilität ergibt sich zukünftig für das Stromversorgungssystem?
- Mit welchem Potenzial ist für bestimmte Technologien zu rechnen, die den gegebenen Flexibilitätsbedarf erfüllen?
- Wird zukünftig ein bedarfsadäquater Ausbau der Flexibilitätsoptionen unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten im derzeitigen Marktsystem erreicht?

Sowohl in der Wissenschaft als auch in der energiewirtschaftlichen Praxis herrscht jedoch noch kein ausreichendes Verständnis über die verwendeten Begrifflichkeiten und deren Bedeutung, noch existiert ein Konsens über die eingesetzten Methoden zur Beantwortung der aufgeworfenen Fragestellungen.

Vor diesem Hintergrund soll in diesem Beitrag eine Einordnung der derzeitigen Methoden zur Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs vorgenommen werden. Zur Klassifikation der Forschungsergebnisse eignen sich dabei die Begrifflichkeiten *technisches*, *wirtschaftliches* und *marktbasiertes Potenzial*, die bereits für die Abgrenzung des Ressourcenbestands von EE verwendet werden. Zudem erfolgt die Bewertung der Ergebnisse aus der technologischen Blickrichtung in einem zweiten Schritt.

Bei der Analyse des derzeitigen Forschungsstandes wird deutlich, dass vornehmlich ein *technisches Potenzial* des Flexibilitätsbedarfs untersucht wird. Dazu wird häufig aus historischen Daten der Stromeinspeisung der EE auf künftig zu erwartende Ereignisse mit einer unausgeglichene Strombilanz geschlossen. Die Größenordnung der zumeist stündlich aufgelösten Abweichungen gibt dann Aufschluss über den erforderlichen Flexibilitätsbedarf. Dieser Wert wird regelmäßig mit einem Speicherbedarf gleichgesetzt, obgleich an dieser Stelle der Analyse auch andere Technologien zum Bilanzausgleich herangezogen werden können.

Für eine Bestimmung des *wirtschaftlichen Potenzials* kommen oft modellbasierte Methoden zum Einsatz. Ein Vorteil besteht darin, dass der Flexibilitätsbedarf endogen bestimmt werden kann. Denkbar sind jedoch auch exogene Vorgaben, die mit Hilfe der Szenariotechnik analysiert und ausgewertet werden. Die Modellansätze fokussieren sich in der Regel auf den Einsatz von bestimmten Flexibilitätsoptionen am Spotmarkt. Dadurch beschränkt sich das ermittelte Potenzial lediglich auf die modellierten Technologien. Zudem werden weitere Erlösquellen aus der Analyse ausgeblendet.

Ein *marktbasiertes Potenzial* für Flexibilitätsoptionen kann aus zwei grundsätzlichen Sichtweisen generiert werden. Beim *top-down*-Ansatz wird der betrachtete Strommarkt im Hinblick auf bestimmte Kriterien für die Angebots- und Nachfrageseite sowie etablierte Wettbewerber (z. B. Pumpspeicher) untersucht.

¹ Universität Leipzig, Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement, Grimmaische Str. 12, D-04109 Leipzig, Tel.: +49 341 97 33518, kondziella@wifa.uni-leipzig.de, www.wifa.uni-leipzig.de/iirm/energiemanagement.html

Der *bottom-up*-Ansatz bestimmt die Erlöse einer Technologie anhand eines optimierten Einsatzprofils am Spot- und/oder Regelleistungsmarkt, wobei die Technologien als Preisnehmer betrachtet werden. Von dieser Annahme kann bei künftig erwarteten Ausbau von Flexibilitätsoptionen im GW-Bereich nicht per se ausgegangen werden.

Aus diesem Verständnis heraus schlagen wir in diesem Beitrag ein integriertes Konzept zur Bestimmung des *marktbasierten Potenzials* vor. Dieses wird von zwei grundsätzlichen Prämissen geleitet. Zum einen ist eine Aggregation von Erlösströmen aus den Teilbereichen des Energiemarktes anzustreben, da die Beschränkung auf ein Marktsegment nicht ausreichend erscheint. Desweiteren müssen die relevanten Technologien im Wettbewerb um eine effiziente Deckung des Flexibilitätsbedarfs zwingend in die Analyse einbezogen werden. Abbildung 1 verdeutlicht die Ergebnisse eines solchen Konzeptvorschlags. Diese Vorgehensweise, als Forschungsprogramm verstanden, ermöglicht eine Fokussierung auf das *marktbasierte Potenzial* und damit eine Vergleichbarkeit von Forschungsarbeiten auf diesem Gebiet.

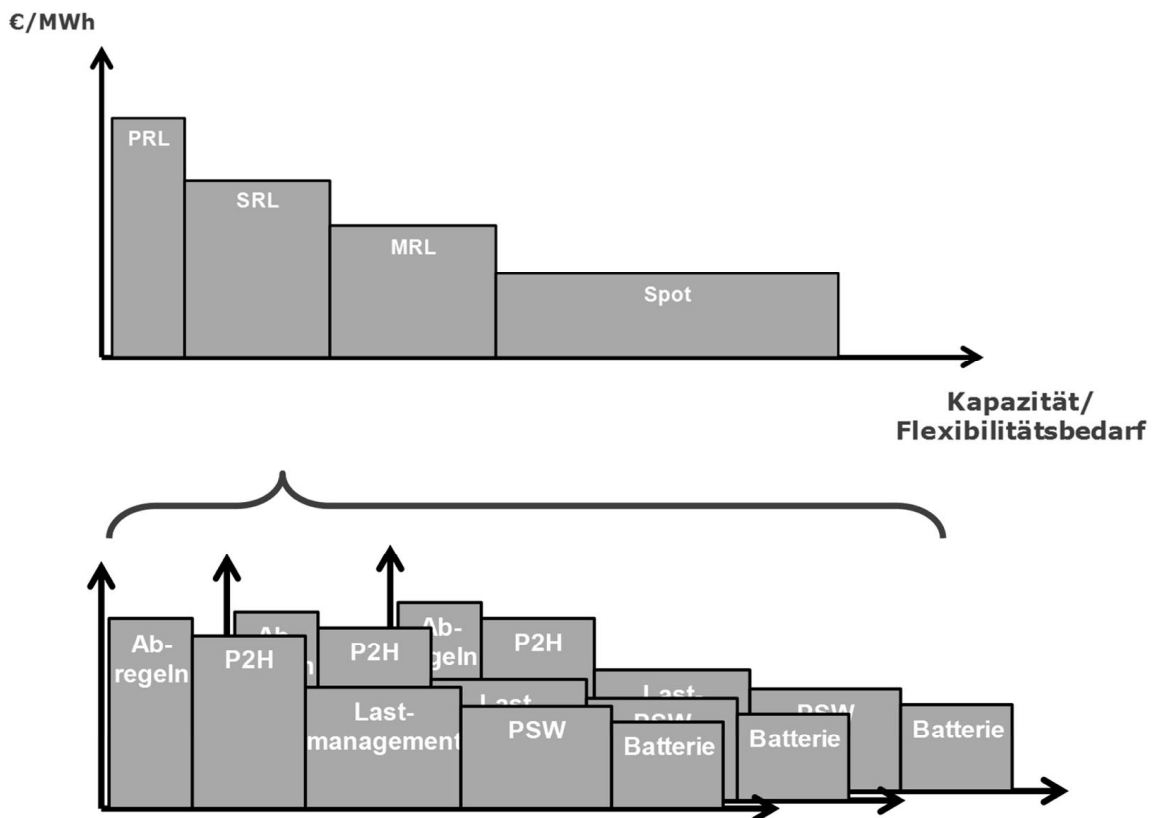


Abbildung 1: Ergebnisse eines integrierten Konzepts zur Bestimmung des Marktpotenzials von Flexibilitätsoptionen. Der Flexibilitätsbedarf wird durch die Aggregation von Erlösoptionen bestimmt. Dabei müssen die relevanten Wettbewerber einbezogen werden. (PRL=Primärregelleistung, SRL=Sekundärregelleistung, MRL=Minutenreserveleistung, P2H=Power-to-Heat, PSW=Pumpspeicherwerk).

5.4.4 Portfolioauswahl in der Elektrizitätswirtschaft – Ein lineares Modell zur Auswahl effizienter Kraftwerksportfolios in Deutschland

Johann GOTTSCHLING¹

Inhalt

Investitionsentscheidungen in thermische Kraftwerke werden beeinflusst von Erwartungen der Entscheidungsträger hinsichtlich zukünftiger Preis-, Mengen und politischer Entwicklungen, die alle mit Risiken bzw. Ungewissheiten verbunden sind. Kraftwerksbetreiber sind mit Preisrisiken (z.B. Energieträger- und CO₂-Zertifikatepreise), Mengenrisiken (z.B. Einspeisung aus erneuerbaren Energien) und politischen Ungewissheiten konfrontiert, die ins Investitionskalkül einfließen sollten. Vor dem Hintergrund der hohen Kapitalintensität, Langfristigkeit und Irreversibilität von Kraftwerksinvestitionen bietet die Übertragung der Portfolioauswahl aus dem Bereich der Finanzwissenschaft auf die Elektrizitätswirtschaft die Möglichkeit, effiziente Kraftwerksportfolios zu ermitteln. Aus der Menge der möglichen Kraftwerksportfolios zeichnen sich effiziente dadurch aus, dass zu den erwarteten Kosten dieses Portfolios das zugehörige Risiko minimal ist.

Mit dem vorgestellten Optimierungsmodell kann die Zusammensetzung effizienter Kraftwerksportfolios aus gesamtwirtschaftlicher Sicht für einen vorgegebenen Zeitraum ermittelt werden. Entsprechend der Definition in diesem Beitrag tritt ein Risiko dann ein, wenn die szenarioabhängigen Kosten des Kraftwerksportfolios höher liegen als im Erwartungswert. Für die Quantifizierung dieses Risikos, von den angestrebten (erwarteten) Portfoliokosten abzuweichen, wird der Conditional Value at Risk (α CVaR) des Portfolios in der Zielfunktion des Modells minimiert. Als uneingeschränkt kohärentes Risikomaß innerhalb der Portfolioauswahl misst dieser die erwartete Abweichung, die über den Value at Risk (α VaR) hinausgeht. Der α VaR ist das α -Quantil einer Verteilung aus den Kostendifferenzen zum Erwartungswert der Kosten und bestimmt diejenige Abweichung, die zu einem festgelegten Konfidenzniveau α nicht überschritten wird. Entscheidend für das Risiko höherer Kosten sind volatile Energieträger- und CO₂-Zertifikatepreise. Für Preisprojektionen werden unterschiedliche ökonometrische Modelle und stochastische Prozesse erstellt, so dass die Auswirkungen auf die Portfoliostruktur analysiert werden können. Das CVaR-Portfoliomodell bedarf als Modellinput einer Verteilung der Stromgestehungskosten in Abhängigkeit kombinierter Brennstoff- und CO₂-Preisszenarien. Diese Kostenverteilung wird mithilfe szenarioabhängiger Modellrechnungen in einem fundamentalen Elektrizitätsmarktmodell bestimmt.

In Abhängigkeit von der verwendeten Methode zur Beschreibung der zukünftigen Energieträger- und CO₂-Zertifikatepreise werden anschließend im Portfoliomodell effiziente Portfolios in mehreren Optimierungsschritten für jeweils unterschiedliche Kostenniveaus ermittelt. In jedem Optimierungsschritt findet das Modell ausgehend vom aktuellen Kraftwerkspark den effizienten Technologiemitmix für Zubaukraftwerke, der das gesetzte erwartete Kostenniveau des gesamten Kraftwerksparks nicht überschreitet und das daran angeschlossene Risiko in der Zielfunktion minimiert. Jeder Optimierungsschritt liefert einen Punkt auf der Effizienzlinie. Sie ist die Verbindungslinie aller effizienten Kraftwerksportfolios und beschreibt unabhängig von einer individuellen Risikopräferenz der Entscheidungsträger das Kosten-Risikoprofil der effizienten Portfolios. Alle Kraftwerksportfolios oberhalb dieser Linie sind ineffizient, da niedrigere Kosten im Erwartungswert möglich wären, ohne dabei ein zusätzliches Risiko eingehen zu müssen. Ein Zubau ist grundsätzlich erforderlich, da eine Elektrizitätsnachfrage gedeckt werden muss und durch altersbedingte Stilllegungen die installierte Kapazität der Bestandskraftwerke im Zeitverlauf sinkt.

Das Strommarktmodell und das Portfoliomodell werden nachfolgend für Deutschland im Zeitraum 2014-2030 angewendet. Als Zubaukraftwerke stehen moderne Braunkohle-, Steinkohle-, Gaskombi-, und Gasturbinenkraftwerke zur Verfügung.

¹ Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, Heßbrühlstr. 49a, Tel.: +49(0)711 68587833, +49(0)711 68587873, johann.gottschling@ier.uni-stuttgart.de, www.ier.uni-stuttgart.de

Für die Projektionen der Energieträgerpreise von Erdgas und Steinkohle wurde ein Vektor-Autoregressives Modell eingesetzt, das mit einem externen Trend des World Energy Outlook (WEO) kombiniert wurde. Die Projektionen für die CO₂-Preise beruhen auf einem Mean Reversion Modell, das ebenfalls mit einem Trend aus der gleichen Szenariofamilie des WEO kombiniert wurde. Für Braunkohle wird die Annahme getroffen, dass kein Energieträgerpreisrisiko vorliegt. Der Anteil der erneuerbaren Energien wird modellexogen vorgegeben und entspricht dem Ausbauziel der Bundesregierung.

Ein vorläufiges Ergebnis des Portfoliomodells ist in Abbildung 1 dargestellt. In der Abbildung ist die Effizienzlinie für den gesamten thermischen Kraftwerkspark und die Erzeugungsstruktur der Zubauportfolios als Tortendiagramm dargestellt. Auf der Ordinate sind die durchschnittlichen erwarteten Stromgestehungskosten des gesamten thermischen Erzeugungsparks im modellierten Zeitraum abgetragen. Die Abszisse zeigt das zugehörige Risiko des Kraftwerksportfolios als höhere durchschnittliche Kosten, mit denen in den ungünstigsten fünf Prozent zu rechnen ist.

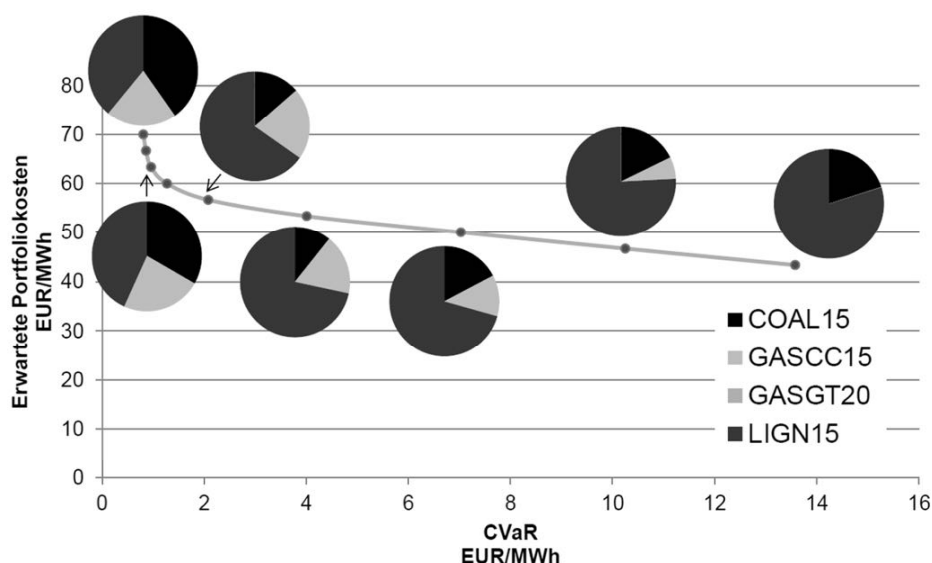


Abbildung 1: Effiziente Kraftwerksportfolios bis 2030

Das Zubauportfolio mit den geringsten Kosten im Erwartungswert ist kohledominant, wobei Braunkohlekraftwerke den höheren Anteil besitzen. Dieses Portfolio weist aber auch das höchste Risiko auf. Durch eine stärkere Streuung der CO₂-Preise im Zeitverlauf als Ergebnis der Preisprojektionen verbunden mit einem hohen CO₂-Faktor – vor allem von Braunkohlekraftwerken – können die durchschnittlichen Stromgestehungskosten für dieses Portfolio bei einem Konfidenzniveau von 95 Prozent durchschnittlich 14 EUR/MWh höher liegen als erwartet. Werden höhere Stromgestehungskosten im Erwartungswert toleriert, sinkt der Anteil von Braunkohle an der Erzeugung zugunsten von Erdgaskombikraftwerken. Das Risiko, dass bei diesem Technologiemit höherer Kosten eintreten als erwartet, ist dadurch aber geringer. Dies ist damit zu begründen, dass das zusätzliche Energieträgerpreisrisiko für Erdgaskraftwerke sich nicht so stark auswirkt wie das CO₂-Preisrisiko, dem Braunkohlekraftwerke stärker als Erdgaskraftwerke unterliegen. Das Portfolio mit den höchsten Stromgestehungskosten im Erwartungswert ist ein Technologiemit aus Kohle- und Erdgaskombikraftwerken. Die erwarteten Stromgestehungskosten dieses Portfolios liegen im Durchschnitt bei 70 EUR/MWh. Das Risiko, dass mit diesem Portfolio die erwarteten Kosten übertroffen werden, ist dagegen sehr gering.

5.4.5 Internationale Kooperationen zur Verschränkung der Regelenenergiemärkte

Christian TODEM¹, Jean-Yves BEAUDEAU(*)¹, Julia GSELLMANN¹

Inhalt

Nach der vollständigen Öffnung des nationalen Regelenenergiemarktes im Jahr 2012 werden von APG im Jahr 2013 Netzregelungsleistungen in der Höhe von geschätzten 165-170 MEUR beschafft. Eine Gesamterhöhung der Kosten für diese Beschaffung von ca. 5-8 % gegenüber dem Vorjahr wird erwartet. Um den Trend der Kostenerhöhungen entgegenzuwirken werden von APG derzeit zahlreiche Maßnahmen auf nationaler und auch auf internationaler Ebene gesetzt. Dadurch wird eine transparente und diskriminierungsfreie Vertiefung der Marktintegration zur Erhöhung der Marktliquidität und des freien Wettbewerbs weiterhin angestrebt. Die im Rahmen des unter Leitung APG mitgestalteten europäischen Network Codes entwickelten Modelle und Methoden werden in diesem Beitrag vorgestellt.

Regelenenergiemarktöffnung Österreichs

Im Jahr 2012 wurde das Segment Regelenenergie in Österreich entsprechend den Vorgaben EIWOG 2010 vollständig liberalisiert. Seit diesem Zeitpunkt beschafft die APG auf Basis regelmäßiger Ausschreibungen die benötigten Produkte zur Netzregelung. Parallel arbeitet APG aktuell an der Einführung eines elektronischen Abrufs der Tertiärregelleistung (ähnlich dem Merit-Order-List-Server in Deutschland) um die Mindestgebotsgröße in den Ausschreibungen zur Tertiärregelungsbeschaffung auf 5 MW zu reduzieren (aktuell mindestens 10 MW für das erste Angebot und mindestens 25 MW für jedes weitere). Die Umsetzung der oben genannten Maßnahmen wird in der ersten Jahreshälfte von 2014 angestrebt.

Internationale Regelenenergiemarktöffnung zu benachbarten Übertragungsnetzbetreibern

Auf internationaler Basis arbeitet APG derzeit an regelzonenüberschreitenden Kooperationen zur Vergrößerung des Regelenenergiemarktes und zur Nutzung von Synergieeffekten bei Regelenenergieabrufen.

Die erste regelzonenüberschreitende Kooperation wurde am Mitte Mai 2013 durch die Imbalance Netting Cooperation (INC) mit ELES, dem Übertragungsnetzbetreiber aus Slowenien, erfolgreich in Betrieb genommen. Dabei handelt es sich um die Vermeidung und den Ausgleich von gegenläufigen Abrufen von Sekundärregelenenergie in Kooperation mit den benachbarten Regelzonen. Energetische realisierte Einsparpotenziale bewegen sich in einem Bereich von 15-20%. Im Rahmen dieses Projekts wird jährlich eine Gesamtersparnis der Kosten in der Höhe von ca. 6-7 MEUR erwartet. Grundlegend limitierendes Element sind die verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazitäten nach Gate-Closure des Intraday-Marktes.

Parallel dazu wurde Anfang Juli 2013 die gemeinsame Ausschreibung für Primärregelung (PRL) auf Basis eines TSO-TSO Modells mit Swissgrid, dem Übertragungsnetzbetreiber aus der Schweiz, erfolgreich gestartet. Dabei handelt es sich um eine zentral geregelte Berechnung des finanziellen Optimums anhand aller PRL-Gebote beider Regelzonen durch ein Central Clearing System. Im Rahmen dieses Projekts wird eine jährliche Gesamtersparnis in der Höhe von ca. 4-6 MEUR erwartet.

Zusätzlich werden aktuell weitere intensive Verhandlungen mit den Übertragungsnetzbetreibern aus der Schweiz, Slowenien, Deutschland und Tschechien zur Kooperation im Bereich Regelenenergie geführt.

Eine Erweiterung des Modells INC wird mit der Schweiz und Deutschland (IGCC) angestrebt und ist aktuell in der Vorphase der Implementierung.

¹ APG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien,
{Tel.: +43 (0) 50 320 56112, Fax.: +43 (0) 50 320 156112, christian.todem@apg.at},
{Tel.: +43 (0) 50 320 56150, Fax.: +43 (0) 50 320 156150, jean-yves.beauudeau@apg.at},
{Tel.: +43 (0) 50 320 56147, Fax.: +43 (0) 50 320 1 56147, julia.gsellmann@apg.at},
www.apg.at

Die Ausweitung der zwischen APG und Swissgrid bestehenden Primärregelungsk Kooperation auf Deutschland wird auch untersucht. Generell fassen die potenziellen Kooperationen der APG mit den deutschen Übertragungsnetzbetreibern die gemeinsame Beschaffung der Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung auf Basis eines TSO-TSO-Modells sowie die regelzonenüberschreitende Optimierung des Sekundärregelleistungsabrufs durch Zusammenschluss des österreichischen Restanteils am INC mit der deutschen „International Grid Control Cooperation“ (IGCC) um.

Europäische Regelwerke (Network Codes)

Im Rahmen der 3. EU-Binnenmarkttrichtlinie zur Liberalisierung des europäischen Energiemarkts ist die Ausarbeitung EU-weit einheitlicher Regelungen für den Elektrizitätsbinnenmarkt vorgesehen. Diese europaweit gültigen Marktregeln sind gemeinhin als Network Codes (NC) bekannt und werden von der Vereinigung der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) erarbeitet. Die EU-Regulierungsbehörde ACER gibt mit den Framework Guidelines die Prinzipien zur Erstellung der jeweiligen Network Codes vor. Insgesamt sind neun prioritäre Network Codes aus den Bereichen Markt, Betrieb und Netze vorgesehen. APG war in die wesentlichen Drafting-Teams für die Network Codes eingebunden. Bei zwei Codes („Electricity Balancing“ und „Operational Security“) stellte sie sogar den jeweiligen Leiter des Drafting-Teams.

Der Network Code on Electricity Balancing (NC EB) soll die Implementierung und den Betrieb eines europaweiten Regelenergiemarktes forcieren um die Kosten für die Netzregelung in Europa zu senken. Nach den Vorgaben der von ACER erstellten Framework Guidelines für den NC EB soll dies durch koordinierte Leistungsvorhaltungsausschreibung, Harmonisierung von Regelenergieprodukten und der optimierten Aktivierung von Regelenergie erreicht werden. Der NC EB legt den Zeitraum fest in welchen die derzeit einzelnen nationalen Regelenergiemärkte in grenzüberschreitende regionale und später in einen gesamteuropäischen Regelenergiemarkt integriert werden sollen. Die Übertragungsnetzbetreiber sind in den nächsten Jahren gefordert ihre Kooperationen zu verstärken um die diesbezüglichen im NC EB enthaltenen Vorgaben zu erfüllen.

Von Seiten ENTSO-E muss der NC EB mit 1. Jänner 2014 zur Prüfung an ACER übermittelt werden. Um als geltendes Recht in jedem Mitgliedstat direkt wirksam zu werden, muss der NC EB anschließend noch ein Komitologieverfahren durchlaufen. APG bereitet sich intern bereits intensiv auf die Umsetzung des NC EB vor.

5.5 ÖKOSTROMREGULIERUNG (SESSION C6)

5.5.1 Entwicklung der EEG-Zahlung der Bestandsanlagen über 2018 hinaus

David BIERE¹, Oliver MERL¹

Motivation und zentrale Fragestellung

Signifikant steigende EEG²-Zahlungen in Deutschland, insbesondere in den letzten Jahren von 2010 bis 2013 (Zuwachs um 158%³), haben der deutschen Energiewende viel Rückhalt in der Bevölkerung und der Industrie gekostet. Mittelfristprognosen bezüglich der Entwicklung der EEG-Abgaben haben sich in der Vergangenheit aufgrund der gesunkenen Börsenstrompreise, der schnelleren Ausbaugeschwindigkeit und der gestiegenen Anzahl freigestellter Unternehmen fast immer als zu niedrig herausgestellt.

Insbesondere die Industrie beklagt die zunehmende Planungsunsicherheit, da sie bereits heute Investitionsentscheidungen für Anlagen treffen muss, die auch noch in den nächsten zwei bis drei Dekaden Jahren kosteneffizient produzieren müssen, und warnt deshalb offen vor Abwanderung ins Ausland. Zwar profitieren freigestellte Unternehmen vom derzeit niedrigen Börsenstrompreis, der auch auf die Einspeisung von Erneuerbaren Energien zurückzuführen ist. Doch die EU stellt die generellen Rabatte für energieintensive Industrie in Frage, da sie einen Verstoß gegen europäisches Wettbewerbsrecht sieht. Zudem steht die komplette Befreiung von „Selbstversorgern“ bei den derzeitigen Koalitionsverhandlungen der großen Koalition in Diskussion. Diese Faktoren sorgen für zunehmende Unsicherheit in der Industrie, die zu Aufschüben oder auch Streichungen von Investitionen führen, und dadurch mittel- bis langfristig Arbeitsplätze gefährden.

Mittelfristprognosen gehen momentan nur bis zum Jahr 2018 und prognostizieren Zahlungen von 26,7 Milliarden Euro im Jahr 2018 an die Anlagenbetreiber⁴. Dies ist verglichen zu 20,1 Milliarden Euro im Jahr 2012⁵ eine weitere signifikante Kostensteigerung, welche die Endverbraucher beunruhigt und nichts Gutes für die Zukunft über das Jahr 2018 hinaus ahnen lässt. Aus diesem Grund ist es unabdingbar längerfristige Prognosen zu erstellen. Zwar sind Langfristprognosen immer zu einem gewissen Grad mit Unsicherheit behaftet, doch die bekannten langfristigen Förderzusagen für den bestehenden Anlagenpark, welche einen großen Anteil der Auszahlungen auch in Zukunft determinieren wird, macht diese für den gewählten Modellansatz vertretbar. Zudem wird es insbesondere ab 2021 zu ersten signifikanten Reduktion der Auszahlungen an die Anlagenbetreiber (nicht zu verwechseln mit der EEG-Abgabenhöhe) kommen, da dann zum ersten Mal Anlagen aus der EEG-Förderung fallen. Zudem führen der Leistungsabfall bei PV-Modulen und das zweistufige Fördersatzmodell für Windenergie zu einer leichten kontinuierlichen Senkung der Zahlungen an den derzeitig bestehenden Anlagebestand.

Um den Erfolg der Energiewende zu gewährleisten, darf der Kostenaspekt der Erneuerbaren Energien nicht aus den Augen verloren werden, um einerseits Endverbraucher nicht zu überfordern und andererseits um weltweit möglichst viele Nachahmer zu gewinnen. Um diese Kostenaspekte und deren zukünftige Entwicklung transparent und kohärent betrachten zu können, ist ein Prognosemodell notwendig, dass es ermöglicht die langfristigen Effekte der heutigen, meist politischen, Entscheidungen (z.B. langfristige Förderzusagen, etc.), zu berücksichtigen.

¹ Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Breslauer Straße 48 76139 Karlsruhe, {Tel.:+49 721 6809-412., david.biere@isi.fraunhofer.de}, oliver.merl@isi.fraunhofer.de
www.isi.fraunhofer.de/isi-de

² EEG: ErneuerbareEnergieGesetz

³ Von 2,047 ct/kWh auf 5,277 ct/kWh

⁴ Pressemitteilung der Übertragungsnetzbetreiber zur Veröffentlichung der Mittelfristprognosen bis 2018, www.eeg-kwk.net/de/Jahres-Mittelfristprognosen.htm

⁵ Die letzte Umlage wird determiniert durch den Eigenverbrauch, den Strombörsenpreis, den Strombedarf der nicht privilegierten Letztverbraucher und die Anzahl der privilegierten Letztverbraucher

Da zukünftiger Ausbau, Fördersätze, Börsenstrompreis ungewiss sind, fokussiert sich diese Arbeit auf die Vorhersage der Gesamtauszahlung aller bis einschließlich 2012 installierten Anlagen. Diese Anlagen werden auch in Zukunft den größten Teil der EEG-Auszahlungen auf sich vereinen und aufgrund der Bestandsgarantie mit hoher Wahrscheinlichkeit von weiteren Eingriffen in das EEG unberührt bleiben.

Methodische Vorgehensweise

Um die Vergütung für Deutschland bis 2035 möglichst präzise abschätzen zu können, wurde ein Stockmodell aufgebaut basierend auf den freiverfügbaren Daten der Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber¹. Die Datenbasis des Modells enthält die Anlagestammdaten aller über das EEG-geförderten Anlagen hinsichtlich des Standorts, der installierten Leistung, der Technologie und dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme.

Es wurden Fördersätze nach Technologie, installierter Leistung und Zeitpunkt der Inbetriebnahme zusammengetragen und den einzelnen Anlagen individuell zugewiesen. Eine Unterscheidung zwischen Freiflächen- und Dachanlage erfolgt auf einer angenommenen Leistungsgrenze.

Volllaststunden werden für Wind- und Solarenergie auf PLZ-Zahlen-Ebene basierend auf Strahlung (GHI-Daten) und durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten (Durchschnittsgeschwindigkeit auf 90m Höhe) spezifisch ermittelt. Für Solaranlagen wird ein jährlicher prozentualer Leistungsabfall in Abhängigkeit des Anlagealters berücksichtigt, sowie ein Eigenverbrauch für installierte Anlagen nach 2009 mit einbezogen. Für Windkraftanlagen wird basierend auf Annahmen zu einer Referenzanlage jeweils anlagenspezifisch der Zeitpunkt des Wechsels in die Endvergütung anhand der allgemeinen Formel berechnet.

Da trotz Direktvermarktung das EEG sicherstellt, dass dem Vermarkter die Differenz zwischen durchschnittlichem monatlichen Börsenpreis und der anvisierten EEG-Vergütung gewährt wird – wird der Betreiber dieses Modell nur wählen, wenn er dadurch zusätzliche Gewinne realisieren kann. Daher wird bei der bottom-up Rechnung keine Unterscheidung zwischen Direktvermarktung und regulärer EEG-Vergütung gemacht. Annahmen über Anteil der Direktvermarktung erlauben aber im Nachgang die Berechnung der zusätzlichen Marktprämie. Zudem wird bei unterjähriger Inbetriebnahme vereinfacht eine anteilige Jahresproduktion angenommen.

Im Anschluss werden für jede Anlage die jährliche Erzeugung und der entsprechende Zahlungsstrom bis 2035 ermittelt. Eine Aggregation dieser Daten führt zum Gesamtergebnis für die Vergütung und die Erzeugung. Diese Bottom-up-Berechnung erlaubt weitere sehr detaillierte Analysen.

Voraussichtlichen Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse erlauben eine Zerlegung der EEG-Zahlungen nach Installationsjahr der verschiedenen Anlagenkategorien, und erlauben somit die Vorhersage von Zahlungsreduktionen aufgrund von solarem Leistungsabfall, Sinken der Wind-Fördersätze und letztlich aufgrund des Herausfallens von kompletten Anlagen.

Diese Ergebnisse bieten eine Grundlage für mögliche weitere Szenario-basierte Prognosemodelle, die zusätzlich dazu noch den zukünftigen Zubau, die Entwicklung der zukünftigen Vergütung für Neuanlagen, die Gesamtstromnachfrage, den Börsenstrompreis, den Eigenverbrauch und den privilegierten Stromverbrauch prognostizieren. Eine größere Kostentransparenz könnte die Steuerung der Energiewende verbessern und die Investitionsentscheidung von Unternehmen vereinfachen.

¹ www.eeg-kwk.net

5.5.2 Das Ökostromgesetz 2016

Michael SORGER¹

Zentrale Fragestellung des Beitrags

Die effiziente Förderung von Ökostromanlagen wird spätestens beim Erlass der jährlichen Ökostromförderbeitragsverordnung intensiv diskutiert. Betrachtet man gleichzeitig Entwicklungen auf europäischer Ebene so steht außer Frage, dass beim Mitte 2012 in Kraft getretenen Ökostromgesetz Handlungsbedarf besteht. Unter Berücksichtigung der Entwicklungen auf nationaler aber auch europäischer Ebene sollen Optimierungspotential und mögliche Lösungsvorschläge aufgezeigt werden. Das Ziel ist es einen alternativen Vorschlag für ein Ökostromfördersystem auszuarbeiten.

Methodische Vorgangsweise

Zu Beginn werden Probleme aufgezeigt welche sich aufgrund des Ökostromgesetzes 2012 und dessen Vorgänger ergeben wie zum Beispiel:

- Dem Netzparitätstarifs für PV-Anlagen
- Fixe Einspeisetarife
- Ausschaltung jeglicher Marktsignale für Erzeuger Erneuerbarer Energie
- Aufspaltung des Strommarktes

In der Folge wird auf diverse Veröffentlichungen der Kommission zu Erneuerbaren näher eingegangen und der sich daraus ergebende Änderungsbedarf. Ein Hauptaugenmerk wird dabei auf folgende Punkte gelegt:

- Mittel zum effizienten Mitteleinsatz
- Möglichkeiten zur Marktintegration
- Europäische Harmonisierung

Schlussfolgerungen

Das Ökostromgesetz 2012 brachte eine bedeutende Veränderung im Bereich des Aufbringungsmechanismus mit sich. Im Bereich des Fördersystems an sich kam es jedoch zu keinen Veränderungen. Der Ausbau im Bereich der Erneuerbaren wurde allein durch die Aufstockung der Mittel herbeigeführt. Einzig und allein im Bereich der Kleinwasserkraft wurde neben Investitionszuschüssen auch die Möglichkeit von Einspeisetarifen eingeführt. Um eine möglichst effiziente Nutzung der zur Verfügung stehenden Mittel gewährleisten zu können, bedarf es jedoch tiefgreifender Anpassungen. Es bedarf eines Systems in welchem die Vor- und Nachteile sowohl konventioneller als auch fluktuierender Erzeugungsanlagen entsprechend bewertet werden. Es ist dringendst notwendig diesen Diskussionsprozess so bald wie möglich zu starten. Wie die Erfahrung zeigt hat allein die Genehmigung des ÖSG 2012 durch die Kommission ein Jahr in Anspruch genommen.

¹ E-Control Austria, Rudolfsplatz 13a, Tel.: 01 24724 805, 01 24724 900, michael.sorger@e-control.at, www.e-control.at

5.5.3 Die Festlegung des Ökostromförderbeitrags

Michael SORGER¹

Zentrale Fragestellung des Beitrags

Im Zuge des Ökostromgesetzes 2012 wurde der Aufbringungsmechanismus für das Fördersystem umgestellt. Die wichtigste Änderung dabei war die Umstellung von fixen Verrechnungspreisen für den geförderten Ökostrom auf einen prozentuellen Aufschlag auf das Netznutzungs- und Netzverlustentgelt – den Ökostromförderbeitrag. Im Zuge des Erlasses der Ökostromförderbeitragsverordnung durch das Wirtschaftsministerium kommt es immer wieder zu Anfragen wie diese Beiträge festgelegt werden. Der Beitrag soll ein breiteres Verständnis dafür schaffen und vor allem Unternehmen die Möglichkeit bieten zukünftige Entwicklungen besser abschätzen zu können. Unter der Betrachtung, dass die Ökostrompauschale im Jahr 2015 neu festzulegen ist soll eine Prognose angestellt werden, welche Auswirkungen dies auf die einzelnen Endverbrauchergruppen haben wird.

Methodische Vorgangsweise

Zu Beginn wird näher auf die Zusammensetzung der Entgelte und die Auswirkungen eines prozentuellen Aufschlages auf diese eingegangen. Es wird erörtert wie trotz unterschiedlicher Entgelte für die einzelnen Netzgebiete ein einheitlicher Förderbeitrag errechnet wird. Anhand des Gutachtens zum Ökostromförderbeitrag für das Jahr 2014 sollen die wichtigsten Punkte die zur Festlegung der Förderbeiträge auf den einzelnen Netzebenen notwendig sind angeführt werden. Dazu zählen unter anderem:

- Die Entwicklung der geförderten Ökostrommengen und das dafür notwendige Vergütungsvolumen
- Die Entwicklung des Marktpreises
- Die Entwicklung der Einnahmen aus der Ökostrompauschale
- Die Entwicklung der Kosten der OeMAG
- Die Verteilung der Einnahmen aus dem Netznutzungs- und Netzverlustentgelt über die Netzebenen

Neben dem Jahr 2014 wird ein kurzer Ausblick für das Jahr 2015 gegeben. Für das Jahr 2015 ist mit einer Änderung zu rechnen da die Ökostrompauschale ebenfalls neu festzulegen ist. Dadurch kann es zu einer Veränderung der Verteilung der aufzubringenden Mittel kommen.

Schlussfolgerungen

Die Umsetzung des Ökostromgesetzes stellt Firmen bei der Budgetplanung oftmals vor eine äußerst schwierig zu bestimmende Variable. Mit einfachen Abschätzungen ist es jedoch möglich eine relativ genaue Abschätzung für das darauffolgende Jahr treffen zu können. Das Jahr 2015 stellt aufgrund der Anpassung der Ökostrompauschale einen Sonderfall dar, der einer genaueren Betrachtung bedarf.

¹ E-Control Austria, Rudolfsplatz 13a, Tel.: 01 24724 805, 01 24724 900, michael.sorger@e-control.at, www.e-control.at

5.5.4 Die Wertigkeit von erneuerbaren Energien am Beispiel Windkraft in Deutschland

Andreas SCHÜPPEL(*)¹, Heinz STIGLER¹

Problemstellung

Zur Gewährleistung des Erreichens der politischen Klimaziele der EU und deren Mitgliedsstaaten werden die Erzeugungskapazitäten erneuerbarer Energieträger stetig ausgebaut. In Deutschland haben die fluktuierenden Einspeiser Windkraft und Photovoltaik jeweils die 30 GW-Marke deutlich überschritten. Dies bleibt nicht ohne Folgen für das Gesamtsystem der Elektrizitätsversorgung und auch die Endkunden spüren diesen massiven Ausbau bereits deutlich.

Dieser Beitrag beschäftigt sich anhand des Beispiels Windkraft mit verschiedenen Aspekten der fluktuierenden erneuerbaren Energieträger, um in einer möglichst gesamtsystemischen Betrachtung die Wertigkeit des Energieträgers Wind bestimmen zu können.

Methodische Vorgehensweise

Im ersten Teil des Beitrags werden bestehende Ansätze zur Wertbestimmung (Bewertung) der Windkraft diskutiert. Diese berücksichtigen typischerweise die Umweltfolgen (Emissionen, Landschaftsbild...), Förderungen und deren Wirtschaftlichkeit oder die volkswirtschaftlichen Effekte des Windkraftausbaus.

Der zweite Teil fokussiert auf eine Analyse einiger Gesamtsystemrückwirkungen der Windkraft in Deutschland. Die Untersuchung wird unter Zuhilfenahme des Modells ATLANTIS durchgeführt. Basierend auf den Annahmen des Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan (NEP) 2012 sowie der Berücksichtigung aktueller Kraftwerksprojekte in allen Ländern des Beobachtungsgebietes (ENTSOE-CE) wird der Kraftwerkspark in Deutschland variiert.

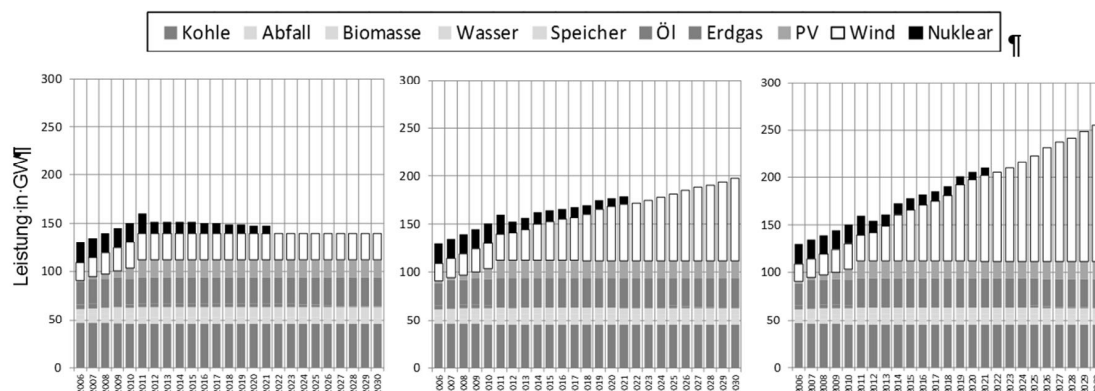


Abbildung 1: Kraftwerkspark des Referenzszenarios (links), Ausbaustufe 1 (mittig) und Ausbaustufe 2 (rechts) mit konstant gehaltenem, thermischen Kraftwerkspark

Bis Ende 2011 ist die reale Entwicklung des Elektrizitätssystems im Modell abgebildet. Ab diesem Jahr wird für den ersten Schritt der Untersuchung der thermische Kraftwerkspark „festgehalten“, das bedeutet, dass außer Betrieb gehende Einheiten durch neue Einheiten am selben Standort und mit den selben Eigenschaften (Brennstoff, Engpassleistung...) ersetzt werden. Die Ausnahme bildet die Kernkraft, die entsprechend der politischen Vorgaben bis 2022 stufenweise außer Betrieb gestellt wird, sowie der Brennstoff Heizöl, welcher im Modell sukzessive durch Erdgas ersetzt wird. Zusätzliche neue Einheiten werden nicht zugebaut.

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Österreich, Tel.: +43 316 873 7902, Fax: DW 7910, andreas.schueppel@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

Dieser Pfad (Abbildung 1 links) gilt als Referenz für die Auswertung der Simulationen. In zwei weiteren Simulationen werden Windkraftanlagen (a) im Ausmaß des Szenariorahmens zum NEP 2012 (Abbildung 1 Mitte) und (b) im doppelten Ausmaß des Szenariorahmens zum NEP 2012 zugebaut (Abbildung 1 rechts). Dies entspricht einer installierten Leistung 2030 von etwa 58 GW (a) bzw. 116 GW (b).

Für das Übertragungsnetz wird im ersten Schritt das „Startnetz“ aus dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans zugrunde gelegt, inklusive einer HGÜ-Variante mit drei Korridoren, da ansonsten eine Rechnung bis 2030 nicht möglich wäre.

Um die Untersuchung der betriebswirtschaftlichen Parameter auch räumlich differenziert zu ermöglichen, werden die ab 2012 im Modell zugebauten Windkraftanlagen zu eigenen „Windunternehmen“ zugeordnet. Diese insgesamt fünf Unternehmen sind speziellen Windzonen mit unterschiedlicher Erzeugungscharakteristik (Nischler, 2014) nachempfunden.

Erste Ergebnisse

Die ersten Simulationen zeigen, dass vor allem in der zweiten Ausbaustufe (116 GW) die theoretisch nutzbare Windenergie unter den getroffenen Annahmen nicht vollständig in das System integriert werden kann. Die Verdoppelung der Kapazität von Stufe 1 auf Stufe 2 führt zu einem fast viermal höheren negativen Redispatch (netzengpassbedingte Nicht-Integration von vorhandenem Windangebot) von Windenergie (Abbildung 2).

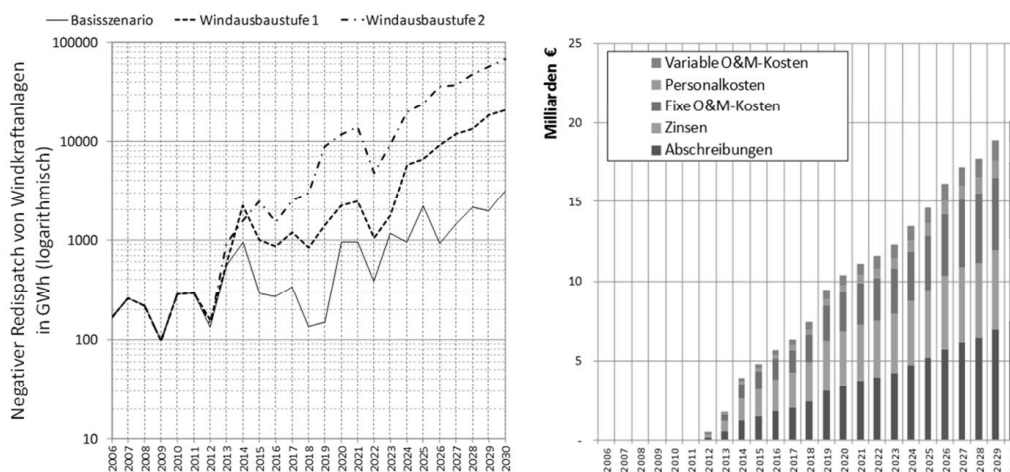


Abbildung 2: Simulationsergebnis für den gesteigerten Bedarf an negativem Redispatch von deutschen Windkraftanlagen im europäischen Verbundbetrieb (links); jährlich anfallende Kosten des Windkraftausbaus Stufe 2 (rechts)

Auf der rechten Seite der Abbildung 2 ist das Simulationsergebnis der jährlich anfallenden Kosten für den Ausbau der Windenergie auf Stufe 2 dargestellt. Den überwiegenden Anteil stellen naturgemäß die fixen Kosten dar. Abschreibungen und Zinsen leiten sich aus den Investitionskosten ab, zu deren Berechnung auch Lernkurveneffekte hinterlegt sind.

Um eine vollständige Aussage über die Wertigkeit der Windkraft treffen zu können, muss einerseits eine Reduktion des Zubaus jener thermischen Einheiten erfolgen, welche durch den Ausbau der Windkraft unnötig bzw. unwirtschaftlich geworden sind, sowie ein weiterer Netzausbau angelehnt an den deutschen Netzentwicklungsplan (NEP). Der notwendige Netzausbau unterstützt die vollständige Integration der Windkraft in das Gesamtsystem, wodurch der tatsächliche Wert der Windkraft im System erst aufzeigbar wird.

5.5.5 Stromkennzeichnung im internationalen Kontext – Vergleich der Systeme in Deutschland und Österreich

Mathias REINERT(*)¹

Motivation

Am 3. Juni 2013 wurde die Novelle des Elektrizitätswirtschafts und Organisationsgesetz im Nationalrat beschlossen. Die Gesetzesnovelle bringt einige Neuerungen im Bereich der Stromkennzeichnung in Österreich mit sich. So darf ab dem Jahr 2015 kein Graustrom mehr an Endkunden geliefert werden. Dieses Verbot von „Strom unbekannter Herkunft“ beinhaltet auch die Kennzeichnungspflicht von Strom der an Pumpspeichieranlagen geliefert wird.²

Parallel dazu nahm das Deutsche Umweltbundesamt den Betrieb des Deutschen Herkunftsnachweisregisters auf.³ Über dieses Register soll zukünftig, ähnlich wie in Österreich, die Stromkennzeichnung abgewickelt werden.

Die Prinzipien der Stromkennzeichnung in Deutschland und Österreich weisen zwar einige Gemeinsamkeiten auf, unterscheiden sich in anderen Bereichen jedoch erheblich. Diese Unterschiede sind speziell für Stromlieferanten, die international tätig sind, aber auch für Konsumenten und Konsumentenvertreter von Bedeutung.

Durch den Start des Herkunftsnachweisregisters könnte Deutschland zukünftig auch einen großen Einfluss auf den Markt für Herkunftsnachweise (HKN) haben.

Da Deutschland traditionell ein wichtiger Handelspartner für Österreich ist liegt es nahe speziell das deutsche System genauer zu betrachten.

Im Rahmen der Studie wird eine detaillierte Analyse und Evaluierung der einzelnen Systeme durchgeführt. Die Ergebnisse befassen sich insbesondere mit den Vor- und Nachteilen die sich für Konsumenten ergeben und die Möglichkeiten die Lieferanten in den unterschiedlichen Systemen haben. Die Arbeit liefert konkrete Vorschläge zur Verbesserung der Stromkennzeichnung aus Sicht von Lieferanten und Konsumenten. Auch soll eine erste Abschätzung gegeben werden wie sich der Handel von Herkunftsnachweisen zwischen Deutschland und Österreich entwickeln könnte.

Methodik

Zu Beginn der Arbeit stand eine Analyse der aktuellen Gesetzesmaterie der drei betrachteten Länder. Hierzu wurden die europäischen Vorgaben sowie die nationalen Regelungen herangezogen. Da die gesetzlichen Rahmenbedingungen zum Großteil sehr komplex sind wurden zusätzlich Gespräche mit den zuständigen nationalen Stellen der einzelnen Länder geführt. In einigen Fällen wurden von Verbänden und Regulatoren Leitfäden zur Erstellung der Stromkennzeichnung veröffentlicht. Diese Leitfäden flossen ebenfalls in die Recherchen mit ein. Anschließend wurden die Systeme aus Lieferanten Sicht sowie aus Sicht von Konsumenten evaluiert und die entsprechenden Vor- und Nachteile der Systeme herausgearbeitet. Zur Einschätzung der zukünftigen Entwicklung des Handels mit HKN zwischen Österreich und Deutschland wurden Gespräche mit Branchenvertretern beider Länder geführt. Auch wurden die Marktdaten für HKN der deutschen Strombörse „European Energy Exchange“ (EEX) analysiert und eine Prognose abgegeben.

Ergebnisse

Die Systeme der Stromkennzeichnung unterscheiden sich zum Teil deutlich. In Österreich werden ausschließlich HKN als Grundlage zur Stromkennzeichnung eingesetzt. In Deutschland wird der Anteil des geförderten Strom aus erneuerbaren Quellen nicht per HKN belegt, sondern an Hand des EEG Quotienten berechnet. In Österreich existieren auch für die von der Ökostromabwicklungsstelle zugewiesenen Strommengen Herkunftsnachweise.

¹ Energie Control Austria, Rudolfsplatz 13a 1010 Wien, Tel.: 0124724716, mathias.reinert@e-control.at

² ELWOG 2010 § 79a. Abs.1

³ Verordnung über Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien § 1. Abs. 1

Diese müssen entwertet werden um in die Stromkennzeichnung des Lieferanten einzufließen. Daraus ergibt die Möglichkeit mit den HKN national Handel zu betreiben. In Österreich werden auch für fossile Primärenergieträger HKN ausgestellt, obwohl dafür keine Europäische Vorgabe existiert. Fossile Energieträger dürfen daher in Österreich nur im Versorgungsmix ausgewiesen werden, wenn die entsprechende Anzahl an HKN entwertet wurde. In Deutschland werden keine fossilen HKN im Register des Umweltbundesamtes ausgestellt. Um entsprechende Mengen im Versorgungsmix auszuweisen müssen Lieferverträge als Grundlage herangezogen werden. Existieren Lieferverträge, beispielsweise für den Direktbezug von einem entsprechenden Kraftwerksbetreiber, so darf diese Menge im Versorgungsmix ausgewiesen werden. Ähnlich kann für Strommengen aus eigenen Kraftwerken vorgegangen werden.

Auch auf der Stromkennzeichnung an sich, die auf Stromrechnungen und Werbematerial abgebildet werden muss, sind erhebliche Unterschiede festzustellen. So kann in Deutschland zusätzlich zum Versorgungsmix auch ein Produktmix ausgewiesen werden. Des Weiteren wird der tatsächliche, physikalische Erzeugungsmix Deutschlands auf der Stromrechnung dargestellt. In Österreich hingegen darf nur der Versorgungsmix des Lieferanten ausgewiesen werden. Ein weiterer Unterschied ist, dass Lieferanten in Deutschland nicht verpflichtet sind die erneuerbaren Energien getrennt nach dem Primärenergieträger aufzuschlüsseln.

Die Studie kommt zu dem Ergebnis dass die österreichische Stromkennzeichnung für den Konsumenten deutlich nachvollziehbarer und transparenter ist als das deutsche Modell. Für den Konsumenten wird es in Deutschland deutlich schwieriger die für ihn geltenden Informationen auf Rechnungen und Werbematerialien zu finden. Für Lieferanten gestaltet sich das Erstellen der Kennzeichnung in Deutschland als sehr kompliziert da das System nicht zur Gänze auf Herkunftsnachweisen beruht. Dies führt zu einem höheren Aufwand bei der Erstellung der Kennzeichnung. Als Grundregel für ein nachvollziehbares System zur Stromkennzeichnung werden folgende Punkte angesehen:

- Die Stromkennzeichnung muss komplett auf HKN basieren
- Es sollen nur die absolut notwendigen Informationen dargestellt werden
- HKN sollen nicht nur für erneuerbare Energien sondern auch für fossile Energien ausgestellt werden
- Eine Unterscheidung des Versorgungsmix nach Primärenergieträgern und nicht nur nach „fossil“ und „erneuerbar“ ist notwendig

Ein Stromkennzeichnungssystem, das diese Grundregeln erfüllt, stellt für Kunden und Lieferanten die beste Lösung dar.

Bezüglich der Entwicklung des Handels von HKN zwischen Deutschland und Österreich kommt die Studie zu dem Schluss dass sich der Handel deutlich intensivieren könnte. Dies liegt zum einen am großen Interesse Deutschlands an österreichischen HKN aus Wasserkraft und zum anderen an der Einrichtung eines zentralen Marktplatzes für Herkunftsnachweise an der deutschen Strombörse EEX. Durch den zentralen Marktplatz können HKN nun deutlich transparenter und einfacher gehandelt werden.

6 STREAM D: LASTANPASSUNG

6.1 LASTVERSCHIEBUNG IM HAUSHALT (SESSION D1)

6.1.1 Detaillierte Modellierung des Haushaltsstromverbrauchs zur Untersuchung von Demand Side Management

Franz ZEILINGER¹, Christoph GROISS(*)¹, Andreas SCHUSTER¹

Fragestellung

Um das Potential eines "aktiven" Demand Side Management (DSM) Systems zu untersuchen, das auf Haushaltsebene eingesetzt wird und Wettervorhersagen berücksichtigt, wurde im Projekt „aDSM“ eine Modellsiedlung mit 300 Einwohnern in 126 Haushalten und 60 Gebäuden mit hohem Detailgrad erstellt [1]. Diese Modellsiedlung spiegelt die Situation in Österreich auf einer kleineren Skala wieder (siehe Abbildung 1).

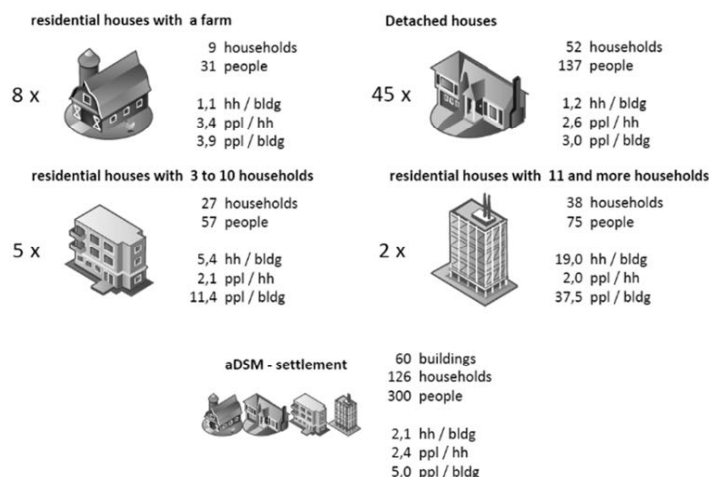


Abbildung 1: Wohnverhältnisse in Österreich skaliert auf eine Siedlung mit 300 Einwohnern [1]

Neben dem elektrischen Verteilnetz und der geographischen Verteilung der Gebäude sollte auch der elektrische Energieverbrauch der einzelnen Haushalte definiert werden. Um ein möglichst flexibles DSM System einsetzen zu können, sollte diese Definition bis auf die Einzelgeräteebene reichen.

Methodik

Um diese Geräteprofile erstellen zu können, wurde ein Modell entwickelt, das die Simulation der Leistungsaufnahme von Haushalten in einem hohen Detailgrad erlaubt (siehe Abbildung 2). Im Beitrag werden die Anforderungen an so ein Modell erarbeitet und die Struktur der Simulation dargestellt.

Zunächst wurde das Modell durch eine tiefgreifende Datenanalyse und Datenerhebung in einem iterativen Verfahren parametrisiert (siehe Abbildung 2 links). Dazu werden charakteristische Eigenschaften verschiedener Gerätegruppen definiert (z.B. mittlere Anschlussleistung und Stand-By-Verbrauch, Streuung dieser Daten, Einschaltwahrscheinlichkeiten, typische Laufzeiten usw.). Im zweiten Schritt wurden die Haushalte der Modell-Siedlung mit Geräten ausgestattet. Dabei werden aus den stochastischen Parametern konkrete Geräteinstanzen (z.B. mit konkreter Anschlussleistung und Stand-By-Verbrauch) erzeugt und diese den einzelnen Haushalten zugeordnet. Im finalen Schritt werden für jeden Tag die Einsätze der Geräte aus den zeitlichen Parametern generiert (z.B. aus der Startwahrscheinlichkeit werden konkrete Startzeiten erzeugt) und für die Bildung der Tagesgeräteprofile verwendet (Abbildung 2 rechts).

¹ Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25 / 370-1, Tel.: +43 1 58801 370 127, Fax: +43 1 58801 370 199, {zeilinger@ea.tuwien.ac.at, groiss@ea.tuwien.ac.at, schuster@ea.tuwien.ac.at}, www.ea.tuwien.ac.at

Mit Hilfe dieses Modells wurde die Leistungsaufnahme der Modellsiedlung auf Geräteebene in Minutenauflösung für ein ganzes Jahr simuliert. Diese Profile wurden dann in weiterer Folge für die Untersuchung von DSM Systemen eingesetzt (z.B. [2]).

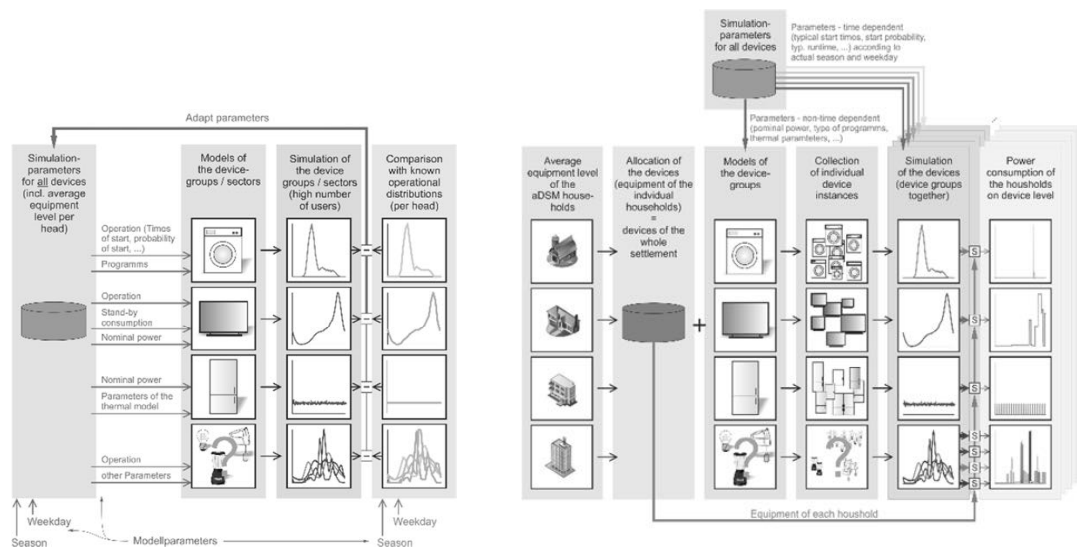


Abbildung 2: (links) Ablauf Parametrisierung Modell, (rechts) Erstellen der Geräteprofile

Ergebnisse

Die erstellte Gerätezusammensetzung für die Modellsiedlung wird dargestellt und mit den Anforderungen verglichen. Auch wird noch auf die erzeugten Profile eingegangen sowie den Energieverbrauch auf Haushaltsebene untersucht. Die Ergebnisse der Simulation werden präsentiert.

Hinweis

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



Literatur

- [1] C. Groß, C. Maier, W. Gawlik, "Active and Anticipatory Demand-Side-Management in Households," 22nd International Conference on Electricity Distribution CIRED 2013, Stockholm, Sweden, Jun. 2013.
- [2] C. Maier, C. Groß, M. Litzlbauer, A. Schuster, F. Zeilinger, "Eigenverbrauchssteigerung in Haushalten durch Demand-Side-Management," 13. Symposium Energieinnovation, Graz, Austria, Feb. 2014 (eingereicht)

6.1.2 Untersuchung von Optimierungsansätzen zur Nutzung von Lastverschiebepotenzialen

Benjamin HAASE(*)¹

Thema

Dezentrale Energieanlagen in Gebäuden bieten große Potenziale, um zur Integration fluktuierender erneuerbarer Einspeiser beizutragen. Insbesondere Anlagen zur Wärmeversorgung in Kombination mit der Erzeugung oder dem Verbrauch elektrischer Energie, wie Blockheizkraftwerke (BHKW), Wärmepumpen oder elektrische Boiler, bieten durch angeschlossene Wärmespeicher nutzbare Potenziale [1]. Auch Batterien, welche vermehrt zur Optimierung des PV-Eigenverbrauchs in Gebäuden installiert werden, können hier einen zusätzlichen Beitrag leisten. Hierzu ist jedoch eine koordinierte Fahrweise dieser verteilten und heterogenen Anlagen notwendig, wobei jedoch stets gewährleistet sein muss, dass die eigentliche Versorgungsaufgabe der Anlagen erfüllt werden kann. Abbildung 1 zeigt beispielhaft eine Wohnsiedlung mit dem hier beschriebenen heterogenen Anlagenpool.

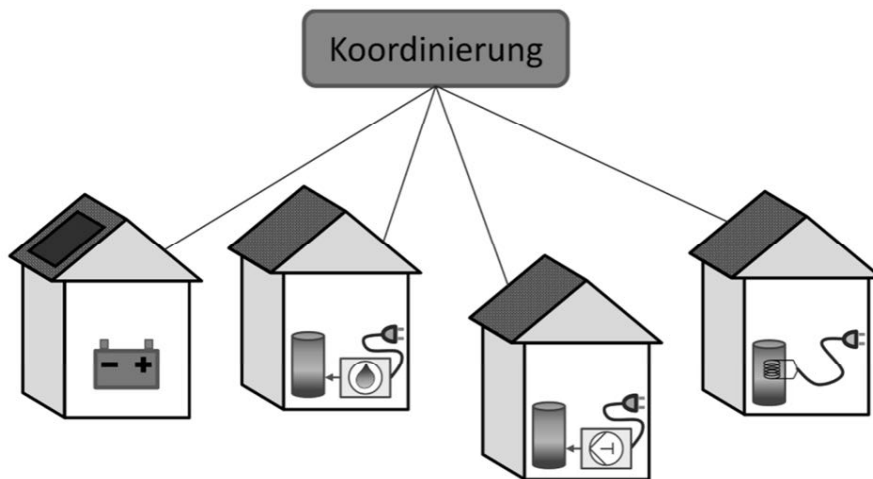


Abbildung 1: Beispielhafte Wohnsiedlung mit heterogenem Anlagenpool (elektrischer Boiler, Wärmepumpe, BHKW und Batterie)

Eine rein marktorientierte Fahrweise der Anlagen ist zwar für die Umsetzung kurzfristig am interessantesten, für längerfristige Betrachtungen jedoch nicht geeignet, da das aktuelle Strommarktdesign aufgrund des steigenden Anteils an EE-Strom nicht dauerhaft bestehen bleiben kann [2]. Daher soll im Rahmen der hier vorgestellten Forschungsarbeit ein Einsatzoptimierungssystem entwickelt werden, welches von aktuellen Marktbedingungen losgelöst funktioniert. Als Gütekriterium der Optimierung gilt hier vor allem das nutzbar gemachte Leistungsverschiebepotenzial des Anlagenpools. Dabei wird insbesondere der Einfluss verschiedener Randbedingungen der Optimierung auf dieses Kriterium untersucht.

Methodik und Ergebnisse

Die koordinierte Fahrweise der Anlagen, wie sie hier betrachtet wird, soll Leistungsverschiebepotenziale auf Niederspannungsebene als virtuellen Speicher für übergeordnete Ebenen verfügbar machen. Wird also eine Leistungsänderung für den virtuellen Gesamtspeicher angefordert, so muss diese durch die Einsatzplanung auf die teilnehmenden Einzelanlagen aufgeteilt werden.

Als Referenz für die bestmögliche Aufteilung kann hier ein virtuelles Kraftwerk mit absoluter Kenntnis über und direktem Zugriff auf die Einzelanlagen dienen. Solche Systeme gehören bereits heute zum Stand der Technik [3].

¹ Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, Osterfelder Straße 3, 46047 Oberhausen, Deutschland; Tel.: +49 208 8598 -1301, Fax: -1423, benjamin.haase@umsicht.fraunhofer.de, www.umsicht.fraunhofer.de

Da diese direkte Art der Steuerung jedoch durch den Verbraucher nicht unbedingt gewollt ist und die zentrale Datenverarbeitung und Optimierung bei steigender Anlagenzahl sehr aufwendig wird, werden hier andere Lösungen angestrebt. Eine dezentrale Optimierung kann jedoch aufgrund unvollständiger Informationen nicht mehr das globale Optimum erreichen. In der hier vorgestellten Arbeit wird also untersucht, wie sehr sich die optimierte Einsatzplanung bei steigender Dezentralität der Steuerung verschlechtert, d.h. welche Einbußen in Kauf genommen werden, um die Autonomie der hausinternen Anlagen und den Datenschutz zu stärken. Der Beitrag stellt erste Untersuchungen zur Optimierung der Einsatzplanung im Spannungsfeld zwischen globalem Optimum und dezentraler Kontrolle der Anlagen vor.

Ein weiterer zu untersuchender Punkt bei der Nutzung von Leistungsverchiebepotenzialen ist die hierdurch entstehende Erhöhung der Takthäufigkeit. Zur Verbesserung der Lebensdauer und Minimierung der Wartungskosten sollten Anlagen, wie Wärmepumpen oder BHKWs, so selten wie möglich takten. Abbildung 2 zeigt hier am Beispiel eines BHKWs das veränderte Taktverhalten und den daraus resultierenden Füllstand im Wärmespeicher bei der Nutzung in einem virtuellen Speicherverbund im Vergleich zu einer üblichen Zweipunktregelung. In der vorgestellten Arbeit wird auch die Auswirkung der Reduktion von Takthäufigkeiten auf das nutzbare Leistungsverchiebepotenzial untersucht. Hierzu werden im Rahmen des Beitrags auch erste Ergebnisse vorgestellt.

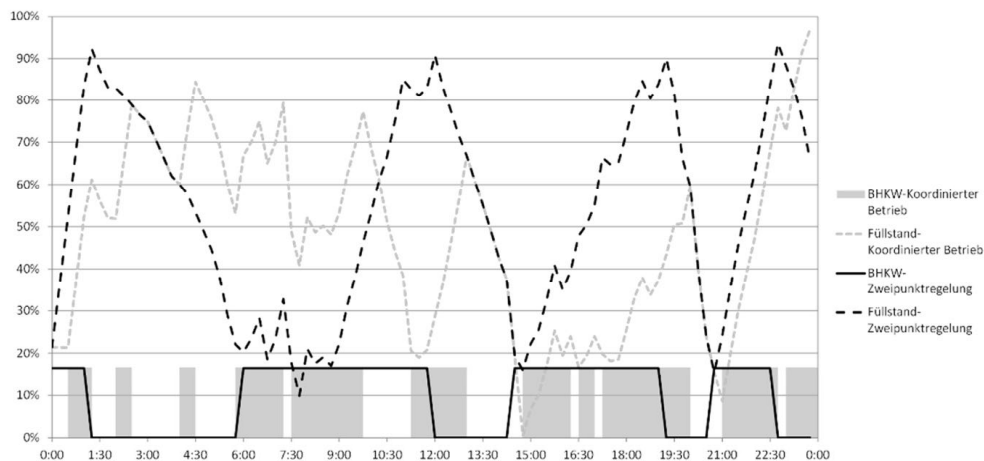


Abbildung 2: Verändertes Taktverhalten eines BHKWs bei der Nutzung in einem virtuellen Speicherverbund im Vergleich zu einer üblichen Zweipunktregelung

Literatur

- [1] Nabe, C.; Hasche, B.; Offermann, M.; Papaefthymiou, G.; Seefeldt, F.; Thämling, N.; Dziomba, H.: Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien 2011.
- [2] Ehlers, N.: Strommarktdesign angesichts des Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung, Dissertation, Als Ms. gedr. Berlin 2011.
- [3] Buchholz, B.; Styczynski, Z. (Hrsg.): Smart Distribution 2020 - Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen. Technische, regulatorische und kommerzielle Rahmenbedingungen. Frankfurt am Main 2008.

6.1.3 Maßnahmen zur Integration erneuerbarer Energien in das deutsche Stromnetz

Stefan SAATMANN¹, Sebastian GERHARD(*)², Sören TRÜMPER(*)³

Inhalt

Die Energiewende in Deutschland kommt nach der Bundestagswahl 2013 in eine neue Phase. Auf der Erzeugungssseite gibt es weiterhin einen dynamischen Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE), der aber in Zukunft geregelt einem festgelegten Ausbaukorridor folgen soll. Das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (EEG) bleibt vorerst Grundlage für den veränderten Erzeugungsmix, soll aber ab 2018 durch ein noch zu definierendes Ausschreibungsverfahren abgelöst werden. Insbesondere die Energieträger Solar und Wind haben bereits heute einen gewichtigen Anteil an der Stromerzeugung und werden zunehmend zu systembestimmenden Faktoren. Diese müssen jedoch in ein laufendes und historisch gewachsenes Energiesystem integriert werden, dessen Planungsgrundlage auf Großkraftwerken und einer vertikalen Verteilungstopologie im Stromnetz ausgerichtet war. Insbesondere im regulierten Bereich Stromnetz als natürliches Monopol entsteht Bedarf, Energie aus Sonne und Wind aufzunehmen und deren systemischen Auswirkungen technisch, wirtschaftlich und regulatorisch abzubilden - das gilt sowohl für die Übertragungs- als auch für die Verteilnetze.

Die Maßnahmen zur Integration Erneuerbarer Energien in das Stromnetz umfassen die komplette Wertschöpfungskette wie z. B. flexible Erzeugungsmöglichkeiten konventioneller Kraftwerke oder der Einsatz von Energiespeichern durch die Endverbraucher. Letztendlich dienen die Maßnahmen dazu, die Systemstabilität unter Aufnahme großer Mengen Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen zu erhalten. In dieser Arbeit sollen die beiden Gestaltungsoptionen Speichertechnologien und Lastmanagement erörtert werden. Weitere Integrationsmaßnahmen wie z.B. Netzausbau oder netztechnische Ertüchtigungen durch Informations- und Kommunikationstechnologien (Smart Grid) werden nicht betrachtet. Ausgangspunkt ist hierbei eine Extrapolation der zukünftigen Einspeisung Erneuerbarer Energiequellen auf Basis des Ausbaupfades der deutschen Bundesregierung. Den Abschluss bildet eine Einordnung der Betrachtungen in die regulatorische Diskussion um Förderelemente und das zukünftige Marktdesign.⁴

Methodik

- Literatur- und Dokumentenauswertung über die Maßnahmen zur Integration Erneuerbarer Energien in das deutsche Stromnetz
- Bearbeitung sekundär-statistischen Materials und eigene Berechnungen zur Weiterentwicklung der Erneuerbaren Stromeinspeisung und der Integrationsmaßnahmen
- Deduktive Ausführungen zum regulatorischen System

Ergebnisse

(derzeit „work in progress“ – abschließende Ergebnisse liegen im Januar vor)

- Aussagen zum Integrationsbedarf der EE in das deutsche Stromnetz
- Einordnung zum Stand der Speicherforschung und -förderung in Deutschland
- Aussagen zum Weiterentwicklungsbedarf des regulatorischen Umfelds

¹ Stromnetz Hamburg GmbH, Bramfelder Chaussee 130, 22177 Hamburg, Tel.: 040/ 49202 8594, stefan.saatzmann@stromnetz-hamburg.de, www.stromnetz-hamburg.de

² Vattenfall Europe Innovation GmbH, 22297 Hamburg, sebastian.gerhard@vattenfall.de

³ Technische Universität Hamburg-Harburg, Institut für Verkehrsplanung und Logistik, 21073 Hamburg, Tel.: 040/ 42878-3805, 040/42878-2728, truemper@tu-harburg.de, www.vsl.tu-harburg.de

⁴ Der Inhalt der Arbeit entspricht ausschließlich der Meinung der Autoren und ist nicht mit Unternehmenspositionen gleichzusetzen

6.1.4 Verhaltensänderung im Rahmen von DSM – Internationale Beispiele für die Praxis

Gerhard LANG¹

Die Änderung des Energiesystems: eine Frage rein von Technologien?

Der Klimawandel und die sich daraus ergebenden, absehbaren und teils noch unbekanntes Folgen sind eine immense Herausforderung für unsere Gesellschaften. „Smarte“ – also nahezu emissionsfreie – Energiesysteme werden eine wichtige Rolle einnehmen, um die aktuell gültigen und künftigen Klimaschutzziele der Staaten und Staatenbünde zu erreichen. Neben der Notwendigkeit technologischer und systemtechnischer Innovationen zeigt sich aber auch, dass für eine erfolgreiche Transition des bestehenden, ressourcenintensiven und klimaschädlichen Energiesystems in ein smartes Energiesystem der Faktor Mensch eine entscheidende Rolle spielt.

Nutzerverhalten als Schlüssel zur Energiewende

Das Energieverhalten unserer Gesellschaft verfügt über ein enormes Verbesserungspotenzial, das besonders kostengünstig und relativ einfach gehoben werden kann. Ergebnisse von erfolgreichen Programmen zur Änderung des Energieverhaltens zeigen Energieeinsparquoten von bis zu 30 %. Diese Einsparpotenziale resultieren aus vier spezifischen Verhaltensformen:

- Das Verhalten beim Kauf von und bei der Investition in (neue) Technologien
- Der Umgang mit (neuen) Technologien in der alltäglichen Nutzung
- Persönliche Angewohnheiten und Routinen
- Die gesellschaftliche Akzeptanz / soziale Normen

Eine allgemeingültige Herangehensweise oder Formel zur Veränderung der vier Verhaltensformen existiert nicht. Vielmehr besteht derzeit noch nicht einmal ein solider Überblick über erfolgsversprechende Programme zur Verhaltensänderung. Und geht man der Frage nach den (langfristigen) Wirkungen dieser Programme nach, erkennt man rasch, dass Bewertungsmethoden mit belastbaren Ergebnissen hierfür noch völlig fehlen. Ein besseres Verständnis darüber, was unsere Verhaltensänderungen auslöst, hilft beim Schließen dieser „Energieeffizienzlücke“.

IEA DSM Task 24:

Verhaltensänderung im Rahmen von DSM - von der Theorie zur Praxis

Demand Side Management (DSM) beschäftigt sich mit der Nachfrageseite unseres Energiesystems, der IEA DSM Task 24 geht speziell auf die Änderung unseres Energieverhaltens in vier Themenbereichen ein:

- Mobilität
- Gebäudesanierung
- KMUs
- Smart Meter

Im IEA DSM Task 24 wird daher untersucht, welche neuen Ansätze zur Änderung unseres Energieverhaltens in Österreich in den vier Themenbereichen erfolgsversprechend sind. Methodisch setzt der Task auf „Lernen voneinander“: so dient das bereits bestehende und laufend sich erweiternde internationale Expertennetzwerk als Wissensfundus. Für Österreich ergeben sich neue Ansätze für erfolgreiche und messbare DSM-Programme.

¹ Grazer Energieagentur, Kaiserfeldgasse 13/I, 8010 Graz, Tel.: +43 316 / 811 848 - 21, Fax: DW 9, lang@grazer-ea.at, www.grazer-ea.at

Gründe für die Energieeffizienzlücke

Die Energieeffizienzlücke zwischen technologischen und systemtechnischen Innovationen einerseits und den ungenutzten Effizienzpotenzialen andererseits ist im Wesentlichen auf folgende vier Faktoren zurückzuführen:

- Homo sapiens sapiens ≠ homo oeconomicus
Wir treffen unsere Entscheidungen zumeist nicht auf rationalen Grundlagen. Von Interesse dabei ist, warum Menschen auch „ökonomisch irrationale“ Entscheidungen bei der Änderung des Energieverhaltens treffen
- Technokratische Ansätze
Bisherige Versuche das Energieverhalten zu ändern, zielen zumeist auf einzelne Personen ab. Es zeigt sich zunehmend, dass entsprechende Aktivitäten auf die gesellschaftliche Ebene und soziale Aspekte abzielen sollen. Partizipative Prozesse, soziale Netzwerke, gegenseitiger Informationsaustausch können hierfür passende Ansätze sein
- Geringer Informationsaustausch
Von guten Beispielen und Forschungsarbeiten: dies betrifft den Informationsaustausch unter Forschern genauso wie zwischen unterschiedlichen Disziplinen, zwischen Forschungsinstitutionen und zwischen den Bundesländern. Zusätzlich finden Best Practice Beispiele und Forschungsarbeiten nicht den Weg zu Policy-Makern und anderen relevanten Stakeholdern. Effekt davon ist unter anderem, ein schwach ausgeprägter Forschungsbereich zum Thema der Änderung des Energieverhaltens
- Das Fehlen von aussagekräftigen Monitoring- und Evaluierungstools
DSM-Projekte weisen eine große Bandbreite unterschiedlicher Ziele, Betätigungsfelder, TeilnehmerInnen, Ressourcen etc. auf, für welche ein allgemein gültiger Rahmen zur Evaluierung und zum Monitoring schwer definierbar ist. Es besteht jedoch großer Bedarf an geeigneten und effektiven Methoden zum Monitoring, zur Evaluierung und zum Lernen von erfolgreich umgesetzten DSM-Projekten als Grundlage für deren zielgerichtete Weiterentwicklung

Erfahrungen internationaler Beispiele

Bis dato hat das IEA DSM Task 24 Team rund 40 internationale Beispiele von DSM-Programmen systematisch analysiert, die auf unterschiedlichen Verhaltenstheorien oder Umsetzungsmodellen basieren. Es treten dabei „horror stories“ mit ganz gegenteiligen Effekten zum ursprünglich beabsichtigten Ziel auf, aber auch „hero stories“, „learning stories“ und „love stories“. Die Analysen der exemplarischen Programme bestätigen die grundlegende Annahme, dass eine langfristig wirksame Verhaltensänderung durch eine Veränderung des Lebensstils hervorgerufen wird. Hierfür braucht es:

- einen Mix von Interventionen auf allen gesellschaftspolitischen Ebenen (Staat, Region, Gemeinde, Betriebe, Haushalte ...);
- zielgerichtet Maßnahmenbündel, die Einzelne oder die Gesellschaft (oder Gruppen davon) ansprechen und Einfluss nehmen auf situationsabhängige Investitionsentscheidungen und auf alltägliche Gewohnheiten;
- mehrere, unterschiedliche Motivationsgründe (weg von reinen ökonomischen Vernunftentscheidungen basierend auf rationalen Informationen / Beratungen).

Weitere Informationen

Nähere Informationen sowie Internationale und nationale Dokumente zum IEA DSM Task 24 (u.a. mit den untersuchten DSM-Programmen und wissenschaftlichen Studien zum Thema) sind auf www.grazer-ea.at verfügbar.

6.1.5 Flexible Tarife für das Smart Grid

Simon MOSER¹, Christina FRIEDL¹

Ziel: Lastverschiebung

Derzeit werden die meisten StromkundInnen pauschal tarifiert, d.h. es wird unabhängig von den tatsächlich verfügbaren Erzeugungs- und Netzkapazitäten ein bestimmter Strompreis pro verbrauchte kWh eingehoben. Durch eine Flexibilisierung der Netztarif-Komponente könnte die Höhe des eingehobenen Betrags die aktuelle Auslastung des Stromnetzes deutlicher widerspiegeln; durch eine Flexibilisierung der Energiepreis-Komponente wiederum kann die aktuelle Auslastung der zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten widerspiegelt werden.

Durch die Flexibilisierung der Tarife kann die Entscheidung der KundInnen beeinflusst werden, zu welchen Zeitpunkten elektrische Energie verstärkt/vermindert konsumiert wird. Ausgehend davon, dass EndkundInnen mit ihrem Stromkonsum ihre Bedürfnisse abdecken, impliziert die Flexibilisierung des Tarifs den Ansatz eines Lieferanten bzw. Netzbetreibers, elektrische Lasten zu verschieben. Das heißt: Die Flexibilisierung der Strompreiskomponenten zielt auf eine Realisierung des Lastverschiebungspotenzials ab.

Die fortschreitende Umsetzung intelligenter Netze, die einfachere Erfassung des tageszeitabhängigen Verbrauchs durch Smart Meter und die verstärkte Ausstattung auch von KleinkundInnen mit Geräten, auf die IKT-basiert zugegriffen werden kann (Smart Home/Building/Office), erlauben eine kostengünstige, weniger zeitaufwändige und mitunter automatisierte Verschiebung elektrischer Lasten. Die EndkundInnen als AnbieterInnen der Lastverschiebung sowie Netzbetreiber oder Vertriebe als Nachfrager der Lastverschiebung sind die wichtigsten Marktteilnehmer. Eine Lastverschiebung wird dann realisiert, wenn sich für beide Marktteilnehmer eine Win-Win-Situation ergibt und die Benefits die Kosten der Lastverschiebung (z.B. Automatisierungskosten) übersteigen.

Methode

Die Arbeitshypothese ist, dass durch flexible Tarife eine Steuerung der Lastflüsse im Stromnetz möglich ist. Durch Einbeziehung einschlägiger nationaler und internationaler Studien werden flexible Tarifmodelle („der“ flexible Tarif existiert so nicht) zusammengefasst und deren Anreize auf die AkteurInnen werden in mikroökonomischen Analysen abgeleitet. Experteninterviews dienen zur Ergebnis-Verifikation. Die Zielsetzung der Arbeit ist die Feststellung, wie sich flexible Energie- oder Netzkomponenten des Strompreises auf übergeordnete Zielsetzungen (z.B. Vermeidung Netzausbau, Netzstabilität, Effizienz, oder Integration Erneuerbare) auswirken und wie sie diese beeinflussen. Als logische Konsequenz werden Empfehlungen zu flexiblen Preisen und Entgelten abgeleitet.

Ergebnisse

In einem ersten Schritt wurden 15 innovative bzw. Benchmark-Tarifmodelle definiert, die nunmehr hinsichtlich ihrer Eignung, die übergeordneten Zielsetzungen eines Smart Grids zu unterstützen, analysiert werden. Die mikroökonomische bzw. qualitative Analyse zeigt, dass manche der vorgeschlagenen Tarifmodelle hinsichtlich der übergeordneten Zielsetzungen unwirksam sein müssen. Teils konterkarieren Tarifmodelle mit bestimmten Zielsetzungen, wenngleich sie auch andere erfüllen.

Das Projekt „Flex-Tarif“

Das Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „e!MISSION.at“ durchgeführt. Projektpartner sind das Energieinstitut an der JKU Linz und das Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz. Das Projekt wird im September 2014 abgeschlossen.

¹ Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, Altenbergerstraße 69 A-4040 Linz, Tel.:0732-2468-5660, {moser@energieinstitut-linz.at, friedl@energieinstitut-linz.at}, www.energieinstitut-linz.at

6.1.6 Fundamentalmodell und Potenzial zeitlich verschiebbarer Lasten in Österreich

Jürgen HÜRNER¹, Wolfgang WOYKE¹

Einleitung

Lastverschiebung wird als eine der zentralen Methoden von Smart Grids kontrovers diskutiert. Mit einem Fundamentalmodell gelingt es, einfache Methoden der Lastverschiebung im gegenwärtigen Energiemarkt zu testen und zu bewerten. Beispielhaft zeigt eine Untersuchung, dass es möglich ist, durch gesteuerte Lastverschiebung von Verbrauchern mit einem Verlagerungspotenzial von 5,9 GW die Jahreslastspitze um ca. 257 MW zu senken.

Methodik

Das technische Potenzial elektrischer Verbraucher zur Lastverschiebung ist von vielen Faktoren abhängig. Dazu zählen die Tageszeit, die Jahreszeit und insbesondere die Akzeptanz der Anwender. Das Potenzial von Heizungs- und Klimatisierungssystemen ist jahreszeitlich wechselnd. Das Potenzial der E-Mobilität wird wohl in erster Linie von der Akzeptanz seiner Nutzer bestimmt werden, aber auf bestimmte Tageszeiten beschränkt sein. Im Detail wird dies noch lange im Unklaren liegen. Man wird dieser Sachlage deshalb am ehesten durch eine sehr grobe Modellierung gerecht.

Stellvertretend für eine große Anzahl möglicher Anwendungen werden hier Wärmepumpen, Weiße Ware (Geschirrspülmaschinen, Waschmaschinen und Trockner), Kühlhäuser, Gefriergeräte und E-Mobilität modelliert. In Summe stellen sie in Österreich ein maximales Verlagerungspotenzial von ca. 5,9 GW dar, das in einem Zeitraum von 2, 4 und 5 Stunden in seiner Nutzung verzögert werden kann.

Diese Potenziale werden durch „Bottom-up“ und „Top-down“-Analyse ermittelt. Die Potenziale werden dann in einem zweiten Schritt in Abhängigkeit der typischen Lastprofile dieser Anwendungen über die Zeit gewichtet. Dadurch kann die tageszeitliche und jahreszeitliche Abhängigkeit des Potenzials berücksichtigt werden.

Für einen ersten Ansatz wird eine feste Regel installiert, nach der die Lastverschiebung erfolgt. Bei einer möglichen Lastverschiebung von zwei Stunden wird die in der ersten Stunde vermiedene Last gleichmäßig in den darauf folgenden zwei Stunden nachgeholt. Bei einem Potenzial von vier Stunden wird angenommen, dass die ursprüngliche Last über zwei Stunden hinweg abgerufen wird. Im verschobenen Zustand wird diese dann über einen Zeitraum von vier Stunden nachgeholt. Ähnlich verhält sich die Situation bei fünf Stunden Lastverschiebung.

Die Lastverschiebung wird in der Simulation des Strommarkts in zwei Varianten einmal täglich nach zwei unterschiedlichen Kriterien ausgelöst:

- Variante A: rechtzeitig vor der Lastspitze.
- Variante B: rechtzeitig vor dem Auftreten des maximalen Spotpreis an der EXAA.

Dabei steht Variante A stellvertretend für die Anwendung des Verfahrens in der Netzführung, während Variante B einen Einsatz zur Optimierung im Energiemarkt darstellt

Ergebnisse

Wird das Verfahren der Lastverschiebung für jeden dritten Mittwoch im Monat des Jahres 2011 in Variante A und Variante B durchgeführt, so stellt man fest, dass der energiemarktorientierte Einsatz der Lastverschiebung (Variante B) bezüglich der Reduktion von Lastspitzen sich sogar negativ auswirken kann (siehe Abbildung 1, April 2011). Während Variante B wie gezeigt am Beispieltag im Monat November diesbezüglich neutral war, führt Variante B am 3. Mittwoch im Monat April zu einem signifikanten Anstieg der Spitzenlast.

¹ Fachhochschule Kufstein, Andreas Hoferstraße 7, 6330 Kufstein,
{Tel.: +43 6606512518, juergen.huerner@gmx.net},
{Tel.: +43 537271819120, wolfgang.woyke@fh-kufstein.ac.at}

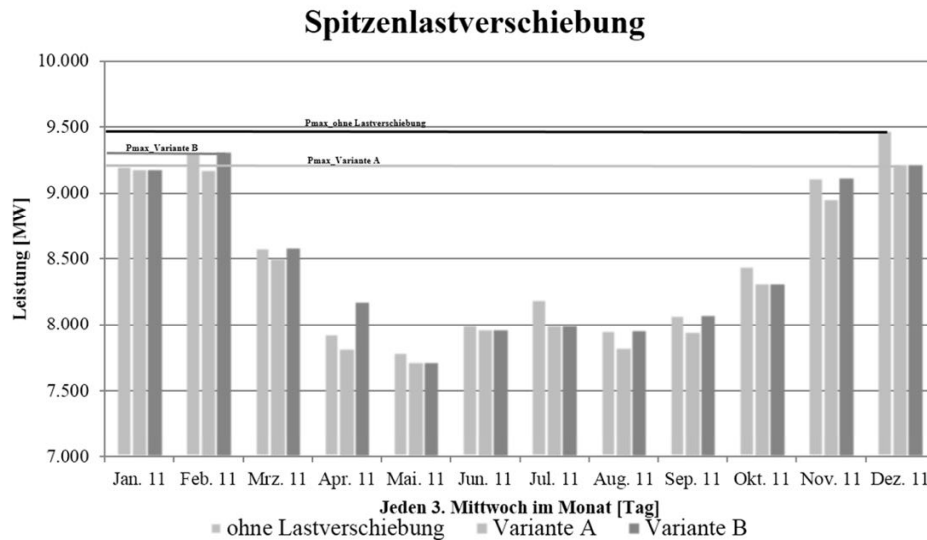


Abbildung 1: Monatliche Spitzenlast (ohne Lastverschiebung, mit Lastverschiebung gemäß Variante A und gemäß Variante B)

Ziel der Masterarbeit „Fundamentalmodell für Smart Grids im gegenwärtigen Erzeugungsmarkt“ war es, die Auswirkungen von Lastverschiebung auf die Jahreshöchstlast zu quantifizieren. Abbildung 1 zeigt deutlich, dass eine durch Leistungsspitzen ausgelöste Lastverschiebung diese Leistungsspitzen in ihrem Betrag reduzieren kann. Die höchste Last jeweils am 3. Mittwoch eines Monats im Jahre 2011 an elektrischem Verbrauch fand im Dezember 2011 um 17:00 Uhr mit einem Wert von 9.478 MW statt. Da auch der EXAA-Preis an diesem Tag um 17:00 Uhr mit 63,33 Euro am höchsten war, ist das Ergebnis der Lastverschiebung für die Variante A und Variante B gleich. Nach dem Lastverschiebungsmodell konnte an diesem Tag die Spitzenlast um 257 MW reduziert werden, was einem Minus von 2,72 Prozent zur ursprünglichen Last entspricht.

Allerdings würde sich bei einer energiemarktgeführten Lastverschiebung dieser Wert auf 168 MW reduzieren, weil in diesem Falle im Monat Februar ein höherer Wert der Lastspitze den Spitzenwert im Monat Dezember ablöst.

Zusammenfassung

In einer bewusst einfach ausgeführten Simulationsumgebung können die prinzipiellen Effekte der Lastverschiebung gezeigt und quantifiziert werden. Da Lastverschiebung heute noch keine wesentliche kommerzielle Rolle im Energiemarkt spielt und in ihrer Ausprägung in einem regenerativen Energiekonzept der Zukunft noch nicht erkennbar ist, wird hier ein heuristisch plausibler Auslöse- und Steuerungsalgorithmus vorgeschlagen und in der Simulation implementiert. Als technisches Potenzial der Lastverschiebung kann man mit Hilfe der Simulation einen Wert von 257 MW zur Reduktion der Jahreshöchstlast abschätzen. Dies geht davon aus, dass sich elektrische Anwendungen mit einem Verlagerungspotenzial von 5,9 GW diesem Regime der Lastverschiebung unterwerfen. Das Potenzial der Lastverschiebung ausgewählter Verbraucher liegt also im einstelligen Prozentbereich des Verlagerungspotenzials.

6.2 POWER-TO-GAS (SESSION D3)

6.2.1 Energetische und wirtschaftliche Betrachtung einer dezentralen Methanolsynthese zur Speicherung von erneuerbarer Energie

Johannes MEYER¹, Michael JAKUTTIS¹, Samir BINDER¹,
Andreas HORNING^{1,2}

Inhalt

Zum Gelingen der Energiewende in Deutschland müssen das bestehende Stromnetz ausgebaut und neue Speichertechnologien, u.a. neue Langzeitspeicher, entwickelt werden. Großtechnische Langzeitspeicher für elektrische Energie sind heute vor allem Pumpspeicherkraftwerke, die wegen des hohen Platzbedarfs und dem Fehlen von geeigneten Standorten nur begrenzt installiert werden können. Neue Ansätze zur Speicherung von elektrischer Energie über lange Zeiträume sind chemische Konversionsspeicher. Diesbezüglich wird sehr intensiv an Power-to-Gas geforscht. Eine Alternative dazu bietet die Methanolsynthese, da Produkte mit einer höheren Wertschöpfung erzeugt werden können. Methanol hat den Vorteil, dass es als flüssiges Produkt mit einer ROZ von über 100 als Benzinersatz in Fahrzeugen eingesetzt werden bzw. als Ausgangsstoff und Basischemikalie in der chemischen Industrie genutzt werden kann. In dieser Arbeit wurde eine dezentrale Power-to-Methanol-Anlage energetisch und wirtschaftlich betrachtet, die mit Überschussstrom aus erneuerbaren Energien betrieben wird.

Methodik

Zunächst wurde ein Verfahrensschema für die Methanolsynthese als chemischer Langzeitspeicher entwickelt. Die Hauptkomponenten sind dabei in Abbildung 1 zu sehen. Zur Erzeugung von Wasserstoff wird eine PEM-Elektrolyse genutzt, die mit Überschussstrom aus Windkraftanlagen und Solarkraftwerken betrieben wird. Der Strom wird zu einem marktüblichen Preis von rund 40 €/MWh_{el} an der Stromhandelsbörse beschafft. Die Elektrolyse verbraucht 4,5 kWh/m³_{Wasserstoff} [Diwald 2012]. Als kohlenstoffhaltige Synthesegaskomponente wird CO₂ verwendet, das mittels einer Diethanolamin(DEA)-Wäsche aus Biogas gewonnen wird. Für die Aufbereitung des Biogases mit einem CO₂:CH₄-Verhältnis von 1:1 wird von einem elektrischen Energieverbrauch von 0,07 kWh/m³_{Biogas} und einem Wärmeverbrauch von 0,6 kWh/m³_{Biogas} ausgegangen [Frank 2011].

Das Synthesegas wird anschließend in einem Kompressor verdichtet und in einem Druckbehälter bei 50 bar zwischengespeichert. Nach der Speicherung werden der Wasserstoff und das Kohlendioxid zusammen mit nicht umgesetzten Edukten in einem weiteren Kompressor auf Reaktionsdruck verdichtet. Die Methanolsynthese findet in einem Festbettreaktor bei 220 °C und 50 bar statt. Bei diesen Bedingungen ist der Umsatz zu Methanol thermodynamisch auf ca. 30 % limitiert [Mahajan 2003]. Deshalb wird vereinfacht ein Umsatz von 25 % angenommen. Als Nebenprodukt entsteht dabei hauptsächlich Wasser. Nach der Abtrennung der Produkte durch Kondensation an einem Wärmetauscher werden die nicht verbrauchten Edukte in den Verdichter rückgeführt und wieder zur Synthese eingesetzt. Das Methanol-Wasser-Gemisch wird destillativ getrennt.

Zu dem beschriebenen Verfahren wurde eine Energie- und Massenbilanz erstellt. Als potentieller Standort für eine dezentrale Methanolsynthese dient eine Biogasanlage. Als Auslegungskriterium wurde eine Menge von 245 kg_{CO₂}/h gewählt, was etwa der mittels DEA-Wäsche abtrennbaren CO₂-Menge einer Biogasanlage mit einer Leistung von 450 kW_{el} entspricht. Die verschiedenen Anlagenteile wurden für die energetische Betrachtung vereinfacht.

¹ Fraunhofer UMSICHT, Institutteil Sulzbach-Rosenberg, An der Maxhütte 1, D-92237 Sulzbach-Rosenberg, johannes.meyer@umsicht.fraunhofer.de, www.umsicht-suro.de

² European Bioenergy Research Institute - EBRI, School of Engineering & Applied Science, Aston University, Birmingham B4 7ET, England UK, www.ebri.org.uk

Für den 3-stufigen Verdichter wurden die Verdichterleistung und die abzuführende Wärme berechnet. Bei der Kondensation und Destillation wurde die abzuführende bzw. zuzuführende Wärmemenge ermittelt.

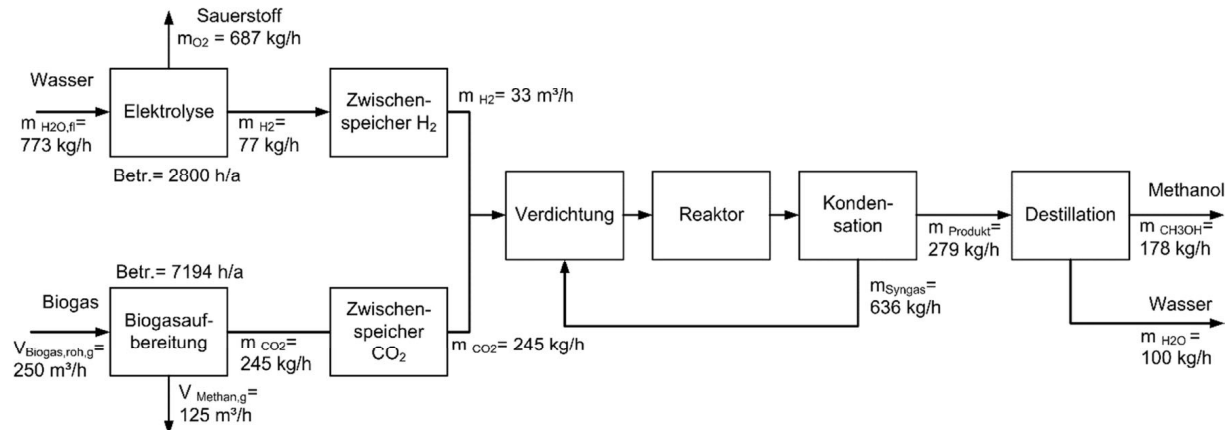


Abbildung 1: Vereinfachtes Verfahrensschema und Massenbilanz der Methanolsynthese als Konversionsspeicher

Als Betriebszeit für die Elektrolyse werden 2800 h im Jahr angenommen. Dies entspricht der Zeit in der im Jahr 2020 Überschussstrom aus erneuerbaren Energien anfällt [Doetsch 2013]. Die Betriebszeit für die Abtrennung von CO₂ und für die Methanolsynthese wird auf 7194 h festgelegt, was der durchschnittlichen Betriebsdauer von Biogasanlagen entspricht [LFL-Bayern 2013]. Die Versorgung mit Wasserstoff erfolgt während die Elektrolyse außer Betrieb ist über den Zwischenspeicher. Anhand der Massen- und Energiebilanz wurden die Betriebskosten abgeschätzt.

Ergebnisse

Die bilanzierte Anlage ist für eine Jahresproduktion von 1284 t ausgelegt und verbraucht 15 GWh elektrische Energie. Je Tonne Methanol entspricht dies einem spezifischen Verbrauch von 12 MWh_{el}/t. Bei einem Strompreis für elektrische Energie von ca. 40 €/MWh [EEX 2013] ergeben sich je Tonne Methanol spezifische Stromkosten von 480 €. Da in dieser Anlage nicht netzintegrierbarer Strom verbraucht wird, können die Stromkosten, wenn Betreiber von beispielsweise Windkraftanlagen Stromüberschüsse nicht abregeln müssen auch deutlich geringer sein. Werden die Investitionskosten und die sonstige Betriebskosten berücksichtigt ergeben sich Methanolgestehungskosten von 950 bis 1300 €/t, die deutlich über den Weltmarktpreisen für Methanol liegen [Methanex 2013].

Die Methanolgestehungskosten lassen sich durch Optimierung der Teilprozesse und durch Lernkurven, vor allem im Bereich der Elektrolyse, deutlich senken. Die Marktdurchdringung von grünem Methanol als klimaneutraler Brennstoff sollte durch Subventionen unterstützt werden. Dadurch kann einen wirtschaftlichen Betrieb von Power-to-Methanol-Anlage erreicht werden.

Quellen

- W. Diewald, ENERTRAG AG, OTTI Forum Power to Gas am 08. Oktober 2012, Regensburg.
- European Energy Exchange AG, Europäische Strombörse, www.eex.com abgerufen am 10.07.2013.
- C. Doetsch, Future Electric Energy Storage/Balancing Demand, Fraunhofer UMSICHT, 2013.
- G. Frank, S. Bajohr (Hg.), Biogas. Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung, München Oldenbourg Industrieverlag 2011.
- Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft www.lfl.bayern.de/ abgerufen Juli 2013.
- D. Mahajan, Catalysis Today 84, S. 71-81, 2003.
- Methanex Methanolpreis Mai 2013, <http://www.methanex.com/> aufgerufen am 7. Juli 2013.

6.2.2 Power to Gas – Netzzugangsmodelle und Marktdesign

Martin ROBINIUS(*)¹, Michael KÜSTER², Detlef STOLTEN¹

Inhalt

Das zukünftige Energiesystem ist durch einen hohen Anteil an erneuerbaren Energien (EE) geprägt, welche sowohl positive als auch negative Residuallasten nach sich ziehen. Unter dem Begriff „Power to gas“ versteht man die Wandlung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff mittels Elektrolyse und unter Einsatz insbesondere regenerativ erzeugten Stroms. Dieser Wasserstoff kann beispielsweise im Verkehrssektor oder der chemischen Industrie direkt genutzt bzw. methanisiert werden. Der Nutzungspfad des Wasserstoffes bestimmt somit das zukünftig notwendige Marktdesign. Als methanisierter Wasserstoff ist der bestehende Erdgasmarkt zu adressieren. Dieser Markt wird beschrieben und es wird auf weiterführende Literatur verwiesen. Für die Nutzung des Wasserstoffs im Verkehrssektor ist ein neues Marktdesign, welches sich an den bestehenden Netzzugangsmodellen orientiert, zu entwickeln. Die möglichen Modelle werden daher anhand ihrer Vor- und Nachteile miteinander verglichen und die Modelle je nach Entwicklungsphase der Wasserstoffinfrastruktur ausgewählt.

Methodik

Aufgrund der steigenden installierten Leistung der erneuerbaren Energien (EE) ist in dem zukünftigen Energiesystem von einem zunehmenden Umfang sowohl positiver (Unterdeckung) als auch negativer (Überschussenergie) Residuallasten³ auszugehen. Das Konzept Power to gas nutzt Stromüberschüsse, um aus Wasser per Elektrolyse Wasserstoff und Sauerstoff herzustellen. Diese Stromüberschüsse werden durch den hohen Anteil der EE im zukünftigen Energiemix hervorgerufen. Für den so erzeugten Wasserstoff existieren zurzeit drei Nutzungspfade (siehe Abbildung 1) [1]:

- Einspeisung des Wasserstoff in *begrenzter*⁴ Menge direkt in das Erdgasnetz
- Methanisierung des Wasserstoffs und Einspeisung des so entstandenen Methans in *unbegrenzter*⁵ Menge in das Erdgasnetz
- Direkte Nutzung des Wasserstoffs beispielsweise durch den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur für die Nutzung des Wasserstoffs im Verkehrssektor bzw. dessen industrieorientierte Verwendung

Aufgrund dieser Entwicklungen werden zukünftig die Energiemärkte Strom und Gas weiter zunehmend Interdependenzen entwickeln⁶. Unter Gasmarkt kann dabei sowohl der Erdgasmarkt als auch beispielsweise ein zukünftiger Wasserstoffmarkt zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit regenerativem Wasserstoff verstanden werden. [2] zeigt die Wirtschaftlichkeit und die möglichen CO₂-Einsparpotentiale einer solchen Wasserstoffinfrastruktur. Die reinen Material-Anforderungen eines Wasserstoffpipelinenetzes und die dadurch entstehenden Investitionskosten analysiert [3].

Da das zukünftige Marktdesign weitreichend von dem Ist-Zustand abhängt, wird der bestehende Erdgasmarkt in Deutschland beschrieben. Der zukünftige Wasserstoffmarkt wird wie der Erdgasmarkt ab einer steigenden Menge nur noch wirtschaftlich über ein Pipelinenetz betrieben werden können. Daher werden die möglichen Netzzugangsmodelle eines solchen Netzes erläutert. Ferner werden die möglichen Entwicklungen der Netzzugangsmodelle einer Wasserstoffinfrastruktur zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs sowie die zu erwartenden Marktentwicklungen beschrieben.

¹ Forschungszentrum Jülich IEK-3, Wilhelm-Johnen-Straße, 52428 Jülich, {Tel.: +49 2461 61-3077, m.robinius@fz-juelich.de},

{Tel.: +49 2461 61-3076, d.stolten@fz-juelich.de}, www.fz-juelich.de/iek/iek-3

² Creos Deutschland GmbH, Am Halberg 4, 66121 Saarbrücken, +49 681 2106-130, michael.kuester@creos.net, www.creos.net

³ Last abzüglich fluktuierender und nicht steuerbarer Kraftwerke

⁴ Anteil des Wasserstoffs angepasst an die Endanwendung bzw. den Wobbe-Index

⁵ Weiterhin netztechnische Restriktionen

⁶ Der Strom- und Erdgasmarkt haben bereits Interdependenzen beispielsweise aufgrund des Bezugs von Erdgas für Gaskraftwerke

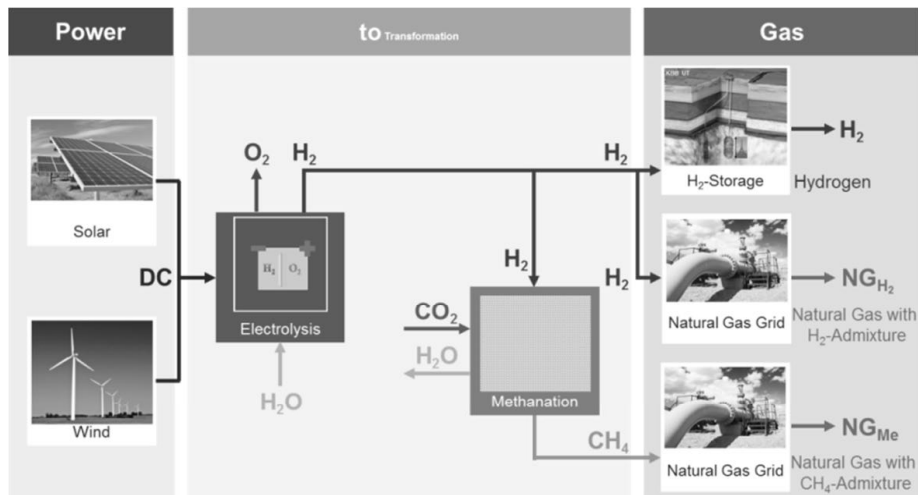


Abbildung 2: Das Power to Gas Konzept [4]

Ergebnisse

Da ähnlich wie bei Erdgas aus den Wasserstoffnetzen eine Ausspeisung an Letztverbraucher (Tankstellen, Abfüllanlagen) sowie punktuelle Überspeisungen zu Gasnetzen an Kopplungspunkten und eine Ein-/Auspeicherung an physischen Speicheranlagen zu erwarten sind, sind parallele Anforderungen zu Prognose- und Allokationsverfahren des Erdgasmarkts auch für die Wasserstoffversorgung voraussehbar. ENTRY- und EXIT-Zeitreihen an Speicher- und Überspeisepunkten sind bereits heute für Wasserstoff in den Abwicklungsregeln vorgesehen und auf die Zukunft übertragbar [5]. Für Ausspeisestellen zu Letztverbrauchern erscheinen nach Installation marktfähiger Messsysteme RLM-Zeitreihentypen (vorzugsweise RLMmT) als prognostizierbar und geeignet. Demzufolge sind nach gegenwärtiger Einschätzung bereits heute etablierte Regelungen und Prozesse des Prognose- und Bilanzkreismanagements Gas nach GABi Gas gut auf die zukünftige leitungsgebundene Wasserstoffversorgung übertragbar [6].

Wie nach Etablierung des Zweivertragsmodells im Erdgasversorgungsbereich seit Oktober 2008 ist auch für den Wasserstoffmarkt die Entwicklung eines volumetrisch zwar kleineren, in seinem Wettbewerbsverhalten bei ähnlichen Marktregeln jedoch vergleichbaren Preisverhaltens zu erwarten. Abhängig von den Bezugsquellen des Energieträgers Strom werden sich insbesondere in Zeiten hoher Überschussmengen voraussichtlich stark rückläufige Wasserstoffpreise infolge zeitgleicher Produktion aller Anbieter einstellen, denen höhere Preise für dieses Gas in Zeiten niedriger negativer Residuallast entgegenstehen.

Diese aus den Erfahrungen des Erdgasmarkts abzuleitenden hohen Preisamplituden wären durch Möglichkeiten der Zwischenspeicherung der leitungsgebundenen Wasserstoffversorgung sowie mittels Verzahnung zu artverwandten Netzsystemen (z. B. mittels Wasserstoffdirekteinspeisung in das Deutsche Erdgasnetz bzw. Überspeisung mittels Methanisierung) abdämpfbar. Hierzu kämen nach heutigem Ermessen auch kommunalen Speicher- und Optimierungsanlagen, die infolge des geänderten Marktregimes im Erdgasbereich ihren ursprünglichen Einsatzzweck weitestgehend verloren haben [7], neue Einsatzmöglichkeiten zu, deren Umsetzbarkeit es im Detail noch zu erforschen gilt.

Literatur

- [1] Schiebahn, S., Grube, T., Robinius, M., Zhao, L., Otto, A., Kumar, B., Weber, M., Stolten, D., *Power to Gas*, in *Transition to Renewable Energy Systems*, D. Stolten and V. Scherer, Editors. 2013, Wiley-VCH. p. 813-849.
- [2] Stolten, D., T. Grube, and J. Mergel, *Beitrag elektrochemischer Energietechnik zur Energiewende*. VDI- Berichte, 2012. 2183.
- [3] Krieg, D., *Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Strassenverkehrs mit Wasserstoff / Dennis Krieg*. Schriften des Forschungszentrums Jülich. Reihe Energie und Umwelt / energy and environment ; 1442012, Jülich: Forschungszentrum, Zentralbibliothek. 228 S.

-
- [4] Stolten, D., Grube, T., Schiebahn, S., Tietze, V., Weber, M., *Wirtschaftliche und technologische Chancen und Restriktionen in der Energiewende*, in *DPG-Frühjahrstagung 2013*: Dresden.
- [5] BDEW, VKU, and GEODE. *Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas*. 2013; Available from: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/C8D4102AA5347BE0C12578300046BCE6/\\$file/13-06-28_LF-Bilanzkreismanagement-Gas_KOV-VI_final.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/C8D4102AA5347BE0C12578300046BCE6/$file/13-06-28_LF-Bilanzkreismanagement-Gas_KOV-VI_final.pdf).
- [6] Bundesnetzagentur. *Geschäftsprozesse zum Ausgleichs- und Regelenergiesystem Gas*. 2008; Available from: http://www.gaspool.de/fileadmin/download/allgemein/Beschluss_GABi_Gas_Anlagen.pdf.
- [7] Langner, T., M. Küster, and J. Müller-Kirchenbauer, *Lokale Erdgasspeicheranlagen in Deutschland Teil 1 und 2*. *Energie wasser-praxis* 2013. Sonderdruck aus den Heften 2/2013 und 9/2013.

6.2.3 Energiespeicher Windgas – Eine Untersuchung der Unsicherheit als Herausforderung für die Unternehmensstrategie am Beispiel der Chemieindustrie und der Energiewirtschaft

Dorothea SCHOSTOK(*)¹, Manfred FISCHEDICK²

Inhalt

Um die von der Bundesregierung angestrebten ambitionierten Klimaschutzziele gemäß Energiekonzept 2010 in Deutschland zu erreichen, besteht u.a. die Notwendigkeit, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien signifikant zu erhöhen und den Stromverbrauch zu senken. Die Energiewende kann zur Erreichung der ambitionierten Ziele zu einer Innovationsdynamik beitragen. Ferner ist sie selbst ein systemischer Innovationsprozess. Um die notwendigen Maßnahmen der Energiewende umzusetzen und damit nicht zuletzt die Klimaschutzziele zu erreichen, erwartet die Bundesregierung einen Investitionsanstieg von 20 Mrd. € pro Jahr, welcher eine positive Auswirkung auf Wachstum und Beschäftigung haben (soll). Den mit der Energiewende einhergehenden Potenzialen stehen jedoch ebenso vielfältige Herausforderungen und Unsicherheiten gegenüber, die einen erheblichen Einfluss auf die strategische Planung und damit auf Geschäftsmodelle von Unternehmen haben. Unsicherheit ist hierbei im engeren Sinn als Ungewissheit zu verstehen, bei der im Gegensatz zum Begriff Risiko keine Annahmen über Wahrscheinlichkeitsverteilungen über die Zukunft getroffen werden können.

Die Energiewirtschaft verfügt über eine starke Systemrelevanz und die anstehenden Veränderungsprozesse werden auch auf andere Branchen übertragen. Auch außerhalb der energetischen Wertschöpfungskette wirken regulatorische, technologische, marktwirtschaftliche und gesellschaftliche Unsicherheiten. Demnach ist eine differenzierte Betrachtung sowie die Kombination mit einzelnen Schlüsselbranchen unabdingbar, um die branchenabhängigen und -übergreifenden Unsicherheiten und Herausforderungen, aber auch die Chancen und Potenziale zu untersuchen. Die chemische Industrie ist als eine der energieintensivsten Industrien stark von der Energiewende betroffen. Dies gilt einerseits für sie als Verbraucher, durch ihr vielfältiges Produktportfolio trägt sie allerdings ebenfalls zur positiven Umsetzung der Energiewende bei.

Im Rahmen einer umfassenden Arbeit werden die Schnittmengen zwischen Energiewirtschaft und Chemieindustrie systematisch analysiert. Als eine besonders interessante Fallstudie kann die Erzeugung und Nutzung von Windgas gelten. Unter dem Oberbegriff Power-to-Gas wird Windgas als Umwandlung von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energieüberschüssen (in diesem Fall Windstrom) in einen Energieträger mit gasförmigen Aggregatzustand (z.B. Wasserstoff oder Methan) verstanden. Windgas gilt dabei auch als eine Option, um die notwendige Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Energien voranzutreiben. Die Fallstudienuntersuchung trägt dazu bei, geschäftsfeldspezifisch Unternehmensstrategien der Energie- und Chemiewirtschaft im Rahmen der Energiewende am realen Beispiel Windgas als innovatives Technologiefeld künftiger Energiespeicherung aufzudecken und den gemeinschaftlichen Handlungsbedarf beider Branchen aufzuzeigen.

Entsprechend des Forschungsdesigns wird in der Fallstudie Windgas zunächst auf aggregierter Ebene untersucht, welche Unsicherheiten für die Energiewirtschaft und die Chemieindustrie entlang der Wertschöpfungskette im Zuge der Umsetzung der Energiewende auftreten und wie diese durch Verbesserung strategischer Planung und innovativer Geschäftsmodelle bewältigt werden können.

¹ Diplom Ökonomin, Doktorandin Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Döppersberg 19, 42103 Wuppertal, Tel.: 0202 - 2492 227, Fax: 0202 - 2492 108, dorothea.schostok@wupperinst.org, www.wupperinst.org

² Vizepräsident Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Professor am Fachbereich Wirtschaftswissenschaft (Schumpeter School of Business and Economics) an der Bergischen Universität Wuppertal, Döppersberg 19, 42103 Wuppertal, Tel.: 0202 - 2492 121, Fax: 0202 - 2492 108 manfred.fischedick@wupperinst.org, www.wupperinst.org

Die methodische Herangehensweise zur Identifikation der Unsicherheiten fundiert auf der Analyse von (Energie-) Szenarien und der systematischen Untersuchung der ihnen zugrundeliegenden Annahmen wobei versucht wird eine Bandbreite möglicher Zukunftsentwicklungen abzudecken. Zur Analyse der strategischen Unternehmensentscheidungsstruktur, speziell im Hinblick auf die Wahl zukünftiger Geschäftsmodelle, ist eine qualitativ empirische Analyse der Multiplikatoren- und Unternehmenslandschaft notwendig. Mit Hilfe von Experteninterviews explorativer Art werden die bisherigen Erkenntnisse aus Literatur- und Branchenstrukturanalyse weiter entwickelt und neue Geschäftsmodelle für die Fallstudie Windgas abgebildet.

Die erste Phase der Experteninterviews basiert auf Institutionen deren Hintergrundwissen aus einer übergeordneten Perspektive Aufschluss über aktuelle Geschäftsmodelle gibt und Veränderungen im Innovationsprozess Windgas mit Unsicherheiten und Potenzialen verknüpft. In der zweiten Phase der Experteninterviews sind die Erkenntnisse der institutionellen Experteninterviews um die unternehmensspezifische Perspektive zu erweitern, mit dem Ziel Instrumente zur Unsicherheitsreduktion bei der strategischen Unternehmensplanung entlang des Technologieentwicklungspfades weiter zu entwickeln.

Bisherige Erkenntnisse lassen darauf schließen, dass Unsicherheiten, die das Technologiefeld Windgas tangieren, nicht nur technischer Art sind. Maßgeblich kann für die Technologie- und Marktentwicklung insbesondere auch die Ausgestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen sein. Dabei zeigt sich, dass wenn Akteure durch einen aktiven, transparenten und konsensfähigen Partizipationsprozess früh in die Ausarbeitung einer Entscheidungsgrundlage für die regulatorischen Rahmenbedingungen eingebunden werden, die Chance gesehen wird, durch passgenaue Regelungen im erheblichen Umfang selber zur Unsicherheitsreduktion beitragen zu können. Mit partizipativen Verfahren können Unternehmen und insbesondere KMU nicht nur pro-aktiv an der (regulatorischen) Zukunftsgestaltung im Bereich Power-to-Gas mitwirken und dadurch Unsicherheiten mildern, sondern damit auch zielgerichtet Beiträge zur Marktentwicklung leisten.

Zur Bewältigung von technischen Unsicherheiten zeigt sich, dass Erkenntnisse aus dem Anwendungsfall Windgas verwandten Technologiepfaden nützlich sein können. Wenn die chemische Energiespeicherung auf Basis von Windstromüberschüssen spätestens im Jahr 2050 einen wesentlichen Baustein unseres Energiesystems bilden soll, ist es nicht zuletzt aufgrund der starken Wechselwirkungen im System zudem notwendig, bereits heute die infrastrukturellen Grundlagen dafür zu legen und Marktstrukturen sowie Erzeuger-/Verbraucherbeziehungen vorzudenken. Dabei sind mit Blick auf die chemische Industrie als zukünftiger Verbraucher auch die Entwicklung alternativer Anwendungsfälle wie Power-to-Fuels und Power-to-Chemicals zu untersuchen.

6.2.4 Modellierung und kombinierte Simulation eines Power-to-Gas Prozesses

Andreas FLEISCHHACKER(*)¹

Inhalt

Diese Kurzfassung behandelt die Methodik und Ergebnisse, welche im Rahmen einer Diplomarbeit (Fleischhacker, 2013) unter der Leitung von Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik und Dipl. Ing. Sabina Begluk erstellt wurde.

In der heutigen elektrischen Energieversorgung werden regenerative Energiequellen stetig ausgebaut. Diese sind typischerweise durch eine sehr hohe Volatilität und schlechte Steuerbarkeit gekennzeichnet. Dadurch steigt der Bedarf an elektrischen Energiespeichern an. Eine Möglichkeit der Speicherung von elektrischer Energie, neben den bestehenden Pumpspeicher- und Speicherkraftwerken, bietet das Power-to-Gas (P2G) Konzept. Hiermit ist die Einspeicherung von elektrischer Energie, durch Umwandlung in Wasserstoff oder Methan, in das Gasnetz möglich.

Vorgehensweise und Methodik

Da es bisher nur sehr wenig Aufschluss über das dynamische Verhalten einer P2G Anlage gibt, besteht der erste Teil der Diplomarbeit in der mathematischen Modellierung dieser Anlage. Die Dynamik zum elektrischen Netz wird in erster Linie durch den Elektrolyseur charakterisiert, welcher in der Lage sein muss den Gradienten der erneuerbarer Energiequellen zu folgen. Das mathematische Modell, wie in Abbildung 1 dargestellt, wird in Matlab/Simulink® implementiert und identifiziert neben der Dynamik, kritische Parameter wie Standby Leistung und die interne Temperatur des Elektrolyseurs. Die Skalierbarkeit des Modells ermöglicht die Variation auf beliebige Leistungsgrößen.

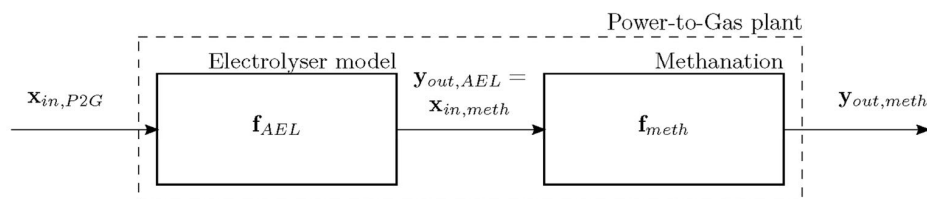


Abbildung 1: Strukturbild des P2G Modells mit Eingangs-, Zustands- und Ausgangsgrößen

In weiterer Folge wird das Modell in zwei typische Mittelspannungsnetze eingebunden und über den Zeitraum von einem Jahr simuliert. Die beiden Netze beinhalten sowohl Verbraucher als auch regenerative Erzeuger wie Windkraftwerke und/oder Photovoltaikanlagen auf den Dächern der Verbraucher. Überschüssige regenerative Energie, welche von den Verbrauchern nicht konsumiert wird, wird durch die P2G Anlage umgewandelt und gespeichert. Ein weiteres Objekt ist die Validierung unterschiedlicher Einsatzstrategien für den Betrieb der P2G Anlage. Die Betriebsarten unterscheiden sich durch die Höhe der Standbyleistung auf welcher die Anlage betrieben wird.

¹ TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25-29/370-3, Tel.: +43 1 58801 370 361, Fax: +43 1 58801 370397, fleischhacker@eeg.tuwien.ac.at, eeg.tuwien.ac.at

Ergebnisse

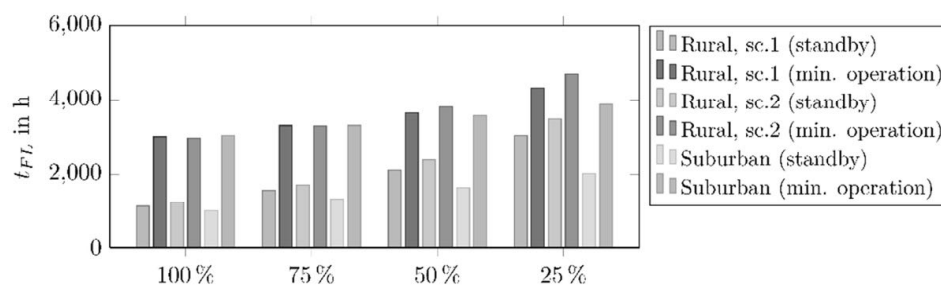


Abbildung 2: Volllaststunden der P2G Anlage in den beiden Szenarios bei einer Nennleistung der P2G Anlage von 100, 75, 50 und 25% der auftretenden regenerativen Spitzenleistung.

Da in dieser Arbeit ein alkalischer Elektrolyseur modelliert ist, stellt das schlechte Teillastverhalten des Elektrolyseurs ein Problem dar, weil der Elektrolyseur und somit die P2G Anlage nie zu Gänze heruntergefahren werden kann, denn andernfalls wird die hohe Dynamik des Elektrolyseurs drastisch vermindert.

Die Auslastung der Anlage wird erheblich verbessert, wenn die Anlagengröße auf 50 bzw. 25% der Spitzenleistung reduziert wird und resultiert auch in höheren jährlichen Volllaststunden, wie Abbildung 2 zeigt. Ein zusätzliches Speichersystem, wie beispielsweise eine Batterie kann durch Einspeichern von Überschussenergie, jene Energie, welche für den Standbybetrieb notwendig ist, erheblich reduzieren. Durch gezieltes Herunterfahren der P2G Anlage in Zeiten von geringer regenerativer Erzeugung, ist es möglich den Standbyenergiebedarf zu verringern.

Eine weitere Empfehlung ist den chemischen Energieträger (Wasserstoff, Methan) nicht wieder zu verstromen, weil der resultierende Gesamtwirkungsgrad sehr gering ist. Als Alternative bietet sich beispielsweise eine Verwendung im Verkehr an.

Literatur

Fleischhacker, A. (2013). Modelling and Combined Simulation of a Power-to-Gas Process. Diplomarbeit. Technische Universität Wien

6.2.5 Wasserstoffwirtschaft

Karl-Heinz TETZLAFF¹

Einleitung

Die derzeitige historisch gewachsene Energiewirtschaft ist auf stets verfügbare fossile Energieträger aufgebaut. Eine wetterabhängige Stromerzeugung ist daher nicht systemkonform. Statt nun zu versuchen, die erneuerbaren Energien mit einem Reparatur-Kit mehr schlecht als recht in das alte System hineinzuzwängen, wird vorgeschlagen, das Gasnetz stärker durch Kraft-Wärmekopplung (KWK) in die Stromerzeugung zu integrieren. Damit lässt sich eine fluktuierende Energieproduktion leichter einbinden. Mit Wasserstoff als Gas ist eine kostengünstige KWK mit Brennstoffzellen möglich. Das Erdgasnetz ist nahezu ohne Einschränkung auch für Wasserstoff nutzbar.

Methodik

Der Sekundärenergieträger Wasserstoff lässt sich, wie Strom, aus allen Energieformen herstellen. Industriell erprobt ist die Herstellung aus kohlenstoffhaltigen Energieträgern und Strom. Mittel- bis langfristig kommen nur die thermochemische Herstellung von Wasserstoff aus Biomasse und die Elektrolyse von EE-Strom in Frage. Der Wasserstoff wird sodann mit dem vorhandenen Rohrnetz zum Endkunden geliefert, der mittels einfacher Brennstoffzellen Strom und Wärme erzeugt. Da etwa die Hälfte des Wasserstoffs zu Strom konvertiert wird, entsteht ein systembedingter Stromüberschuss, der zu einer wärmegeführten Energiewirtschaft führt, die prinzipiell keine Verluste kennt.

Ergebnisse

Eine Wasserstoffwirtschaft führt im Vergleich zu einer atomar/fossilen Energiewirtschaft zur Einsparung von 60-80% der Primärenergie. Das liegt zum größten Teil daran, dass thermodynamische Verluste bei Kraftwerken und im Verkehr nicht mehr vorhanden sind. Überdies lässt sich der im Überschuss vorhandene billige Brennstoffzellenstrom zur Effizienzsteigerung nutzen. Die genannte Einsparung von Primärenergie führt auch zur Einsparung von Energiekosten in gleicher Höhe. Darüber hinaus ist der Service zur Verteilung von Gas an die Haushalte in Deutschland mit ca. 1 ct/kWh erheblich billiger als der Service zur Verteilung von Strom, der ca. 11 ct/kWh kostet. Wasserstoff aus Biomasse lässt sich je nach Art der Biomasse und Größe der Wasserstoff-Fabrik für 1-4 ct/kWh herstellen. Damit ist Haushaltsstrom für 2-5 ct/kWh zu haben. Wasserstoff aus Wind- und PV-Strom ist etwas teurer. Das ist aber im Vergleich zur historischen Energiewirtschaft unerheblich. Voraussichtlich wird man 20-40% der benötigten Energie als EE-Strom gewinnen. Wie lange dieser Strom über das Stromnetz verteilt wird, muss die Zukunft zeigen. An sich können die Endverbraucher das Stromnetz verlustfrei und ohne zusätzliche Investitionskosten stabilisieren, indem sie Strom bei Strommangel in das Netz einspeisen und bei Stromüberschuss aus dem Netz zum sofortigen Verbrauch ziehen. Das funktioniert auch bei Totalausfall von Sonne, Wind und Wasser, weil die vorhandenen Speicher im Gasnetz Monate und die Biomasse vor der Wasserstoff-Fabrik Jahre überbrücken können.

Die hohe Effizienz einer Wasserstoffwirtschaft macht die Beschaffung von Biomasse einfacher. So ließe sich in Deutschland für eine 100% nachhaltige Energiewirtschaft die erforderliche Biomasse aus dem Aufwuchs des Waldes und den Reststoffen vom Acker gewinnen, wenn EE-Strom einen Anteil von 30% hätte. Das Konzept ist klimaneutral und enthält zwei Optionen den Treibhauseffekt rückgängig zu machen: a) die Speicherung von CO₂ im Untergrund und b) die Speicherung von Biokoks im Acker. Der hochporöse Biokoks aus der Vergasung erhöht überdies die Bodenfruchtbarkeit.

Eine nachhaltige Wasserstoffwirtschaft ist leicht durchzuführen, senkt die Kosten für Energie, macht unabhängig und Klimaschutzverhandlungen überflüssig.

¹ Kelkheim, Germany, Tel. +496195960813, tetzlaff@bio-wasserstoff.de, www.bio-wasserstoff.de

Technische Erläuterungen

Schlüsselement einer Wasserstoffwirtschaft ist die Nutzung von einfachen Membranbrennstoffzellen (PEMFC) als dezentrale KWK-Anlagen. Die PEMFC ist bei Massenproduktion mit ca. 30 €/kW sehr billig und hochdynamisch, so dass diese KWK-Anlagen, anders als Motor-KWK-Anlagen und Reformier-Brennstoffzellen, nicht auf ein Stromnetz angewiesen sind.

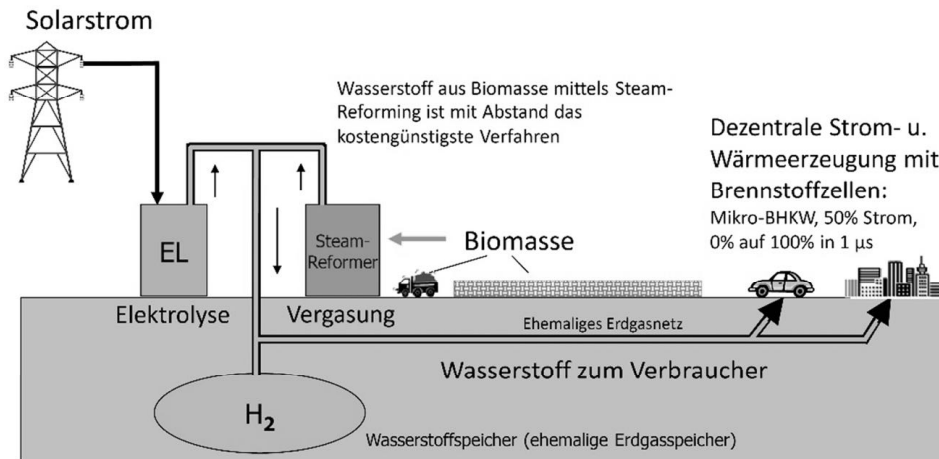


Abbildung 1: Nachhaltige Wasserstoffwirtschaft

Für die Versorgung von Tankstellen ist kein separates Wasserstoffnetz erforderlich. Für die Gesamteffizienz einer Wasserstoffwirtschaft ist es unerheblich, ob Autos mit Wasserstoff oder Batterien unterwegs sind. Das ehemalige Erdgasnetz transportiert zugleich Strom, Wärme und Mobilität.

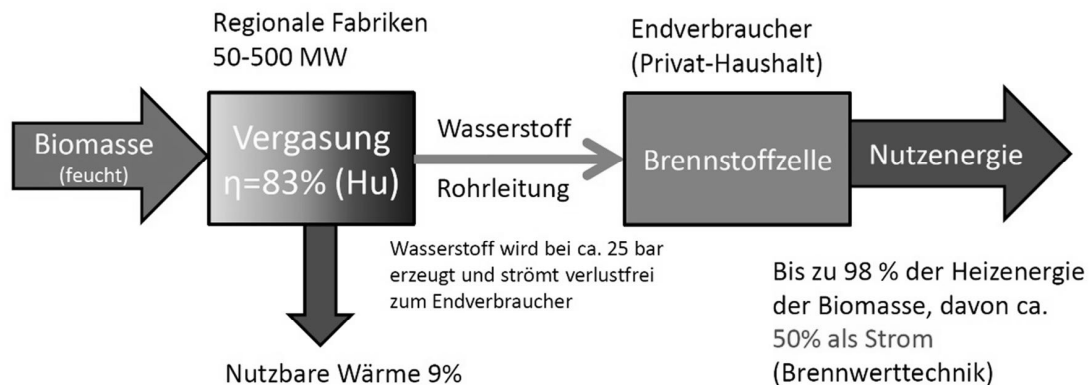


Abbildung 2: Energiekette zur Nutzung von Wasserstoff bei autothermer Vergasung von Biomasse

Die thermochemische Vergasung von Biomasse ist ein endothermer Prozess, bei dem in einer wärmegeführten Energiewirtschaft keine Energie verloren geht. Das trifft insbesondere dann zu, wenn Niedertemperaturwärme genutzt werden kann.

Die Energiekette für die Elektrolyse sieht ähnlich aus. Auch hier fällt 5-10% der Energie bei der primären Konversion am Elektrolyseur an, die aber in der Regel genutzt werden kann.

Die Wasserstoffwirtschaft ist also ein Konzept zur nachhaltigen Lösung der Energie- und Klimafrage bei gleichzeitiger Reduzierung der Energiekosten. Fluktuierende Energien werden verlustlos und ohne nennenswerte Investitionskosten integriert.

6.3 POWER-TO-HEAT (SESSION D4)

6.3.1 Neuartiges Konzept zur Auslegung von Strom- sowie Warmwasserspeichern in Haushalten beim Einsatz fluktuierender Erzeugungsanlagen

Thomas WIELAND(*)¹, Ernst SCHMAUTZER¹, Domenik BUCHAUER(*)¹,
Lothar FICKERT¹

Motivation

Die stetig steigende Anzahl fluktuierender Erzeugungsanlagen, insbesondere von Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) und bedarfsgerechten Blockheizkraftwerken (BHKWs), die in der Niederspannungsebene einspeisen, stellt Verteilernetzbetreiber vor neue Herausforderungen [1]. Das örtliche und zeitliche Zusammenfallen von bestehenden Stromverbrauchern und zukünftigen dezentralen Stromerzeugern bedarf zusätzlicher Einschätzungen über das Verhalten der Netzkunden bzw. dessen Auswirkungen auf den Betrieb des Verteilernetzes und der Kundenanlagen. Damit kann eine einfache Integration in das bestehende elektrische Energiesystem bei möglichst effektivem Einsatz der erneuerbaren Energien gewährleistet werden.

Die Aufteilung des Stromverbrauchs im Haushaltsbereich zeigt einen erheblichen Anteil von 28 % (2012) für die Aufbringung von Warmwasser bzw. Raumwärme. Die restlichen 72 % werden für elektrische Verbraucher (Haushaltsgeräte, Unterhaltungselektronik, usw.) verwendet [2]. Die neuartige Kombination, bestehend aus einer dezentralen PV-Anlage mit einem dezentralen Strom- sowie Warmwasserspeicher, kann den Eigenverbrauchsgrad im Haushaltsbereich entscheidend erhöhen. Die zeitliche Wechselwirkung zwischen der dezentralen Stromerzeugungsanlage, dem dezentralen Strom- sowie Warmwasserspeicher, aber vor allem deren Abstimmung auf den Stromverbrauch können einen essentiellen Beitrag zu einem CO₂-neutralen Energiesystem der Zukunft leisten [3].

Methode

Die optimale Auslegung der einzelnen Speichersysteme wird unter Beachtung der zeitlichen Erzeugungs- sowie Verbrauchslastgängen und unter der Zuhilfenahme der Definition des Eigenverbrauchsgrades sowie des Autonomiegrades durchgeführt. Der Eigenverbrauchsgrad zeigt an, wie viel der lokal umgewandelten Energie aus der PV-Anlage selbst verbraucht wird. Der Autonomiegrad beschreibt über einen definierten Zeitbereich t_B (tages-, monats- bzw. jahresweise) die Leistungs- bzw. Energieautonomie von der vorgelagerten Netzebene.

Die herkömmliche Auslegung von Stromspeichern sowie thermischen Warmwasserspeichern in autarken Inselnetzsystemen (ohne Verbindung zum öffentlichen Verteilernetz) unterscheidet sich erheblich von der neuartigen Auslegung bestehend aus der Kombination des elektrischen sowie thermischen Speichersystems für Brauchwasser im Netzparallelbetrieb.

Das örtliche Zusammenfallen der Erzeugung und des Verbrauchs auf Konsumentenebene und die resultierende Erhöhung des Eigenverbrauchs- sowie Autonomiegrades mittels Speichersystemen werden unter ökonomischen und technischen Gesichtspunkten analysiert und gegenübergestellt.

¹ Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, Inffeldgasse 18/I, 8010 Graz,
{Tel.: +43 (0)316 873 7564, Fax: +43 (0)316 873 7553, t.wieland@tugraz.at},
{Tel.: +43 (0)316 873 7555, Fax: +43 (0)316 873 7553, schmautzer@tugraz.at}
{Tel.: +43 (0)316 873 7551, Fax: +43 (0)316 873 7553, d.buchauer@tugraz.at}
{Tel.: +43 (0)316 873 7550, Fax: +43 (0)316 873 7553, lothar.fickert@tugraz.at},
www.ifea.tugraz.at

Konzept

Die neuartige Methode zur optimalen Auslegung des Speichersystems in Kombination mit einer dezentralen PV-Anlage wird mittels eines beispielhaften Haushaltslastgangs unter wirtschaftlichen sowie technischen Bedingungen dargestellt. Einerseits wird bei Überproduktion seitens der PV-Anlage der nichtbenötigte Strom in einem Stromspeicher gespeichert bzw. alternativ dazu die elektrische Energie einem Warmwasserspeicher zugeführt. Andererseits wird zu Zeiten der Unterproduktion der zwischengespeicherte Strom des Stromspeichers genutzt, um die kurzzeitigen, täglichen und saisonalen Lastschwankungen auszugleichen.

Ausblick und Schlussfolgerungen

Im vorliegenden Beitrag wird gezeigt, dass die Möglichkeiten der effizienten Nutzung des regenerativ erzeugten Stroms noch lange nicht vollständig umgesetzt sind. Erst durch das Wechselspiel von elektrischen sowie thermischen Speichern kommt es sowohl zu einer Erhöhung des Eigenverbrauchsgrades als auch zu einer wesentlichen Steigerung des Autonomiegrades. Die Dimensionierung der optimalen Speichergröße für Strom und Warmwasser (zukünftig auch für Raumwärme in Niedrigenergiehäusern) sowie der Einsatz von Wärmepumpen werden Gegenstand der zukünftigen Forschung sein.

Quellen

- [1] T. Wieland, F. Otto, L. Fickert: „Analyse, Bewertung und Steigerung möglicher Einspeisekapazität dezentraler Energieerzeugungsanlagen in der Verteilnetzebene“, 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 2013, Wien
- [2] Statistik Austria, Strom- und Gastagebuch 2012 - Strom- und Gaseinsatz sowie Energieeffizienz österreichischer Haushalte, 2013, Wien
- [3] T. Wieland, E. Schmutzner, M. Aigner, E. Friedl: „Konzepte zum Einsatz von Stromspeichern und Laststeuerungen zur Glättung fluktuierender erneuerbarer Energiequellen im Niederspannungsbereich“, 12. Symposium Energieinnovation, 15.-17.2.2012, Graz

6.3.2 Mobile und stationäre Latentwärmespeicher – Technik, Wirtschaftlichkeit und Marktreife

Marco DECKERT¹, Stefanie REIL¹, Samir BINDER¹,
Andreas HORNING^{1,2}

Hintergrund

Die bedarfsorientierte Verwertung von Abwärme aus Biomassekonversions- oder Industrieprozessen durch Thermische Speicherung kann einen wichtigen Beitrag zur Einsparung von Primärenergie leisten. Anwendungen zur Abwärmenutzung sind bislang kaum verbreitet. Beispielsweise gehen in Biogasanlagen ohne Wärmenutzungskonzept rund 60 % der eingesetzten Primärenergie ungenutzt als Abwärme an die Umgebung verloren. Zukünftig können Latentwärmespeicher eine Option sein, um Abwärmepotenziale zu erschließen und die Energieeffizienz zu steigern. Doch nicht nur der zeitlich diskontinuierliche Wärmebedarf, auch die Entfernung zwischen Wärmequelle und Wärmesenke, stellen häufig ein Hindernis für die Nutzung der Abwärme dar. Für diese Anwendungsfälle kann ein Distributionssystem auf Basis von mobilen Speichereinheiten sinnvoll sein. Durch die Speicherung ungenutzter Wärme erfolgt eine zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch. Bei mobilen Anwendungen gelingt zusätzlich eine räumliche Trennung zwischen Erzeugeranlage und dem Ort des Energiebedarfs.

Methodik

Da für den Transport thermischer Energie in mobilen Speichern eine hohe Speicherkapazität des Speichermaterials entscheidend ist, finden vor allem Latentspeichermaterialien (engl.: Phase Change Materials, PCM) Anwendung. Diese nutzen die Aufnahme und Abgabe von Wärme auf einem konstanten Temperaturniveau während des Phasenwechsels von fest zu flüssig und umgekehrt. Im Vergleich zu sensiblen Wärmespeichern ist die Energiedichte von Latentwärmespeichern um ein Vielfaches höher. Ausgehend von am Markt bestehenden Systemen, wurde ein mobiler Latentwärmespeicher im Pilotmaßstab von Fraunhofer UMSICHT optimiert, angefertigt und erprobt.

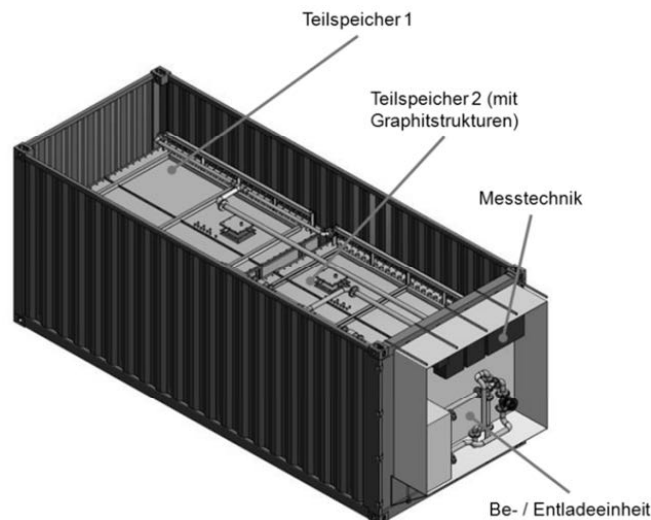


Abbildung 1: Aufbau des Pilotspeichers mit zwei Teilspeichern

Der Pilotspeicher, in Abbildung 1 dargestellt, besteht aus zwei parallel verschalteten Teilspeichern, die in einem isolierten 20-Fuß-Container eingebaut sind und verfügt insgesamt über einen Latentwärmeanteil von ca. 1,3 MWh sowie einer Speicherkapazität von maximal 2 MWh.

¹ Fraunhofer UMSICHT, Institutsteil Sulzbach-Rosenberg, An der Maxhütte 1, D-92237 Sulzbach-Rosenberg, Tel.: +49 (0) 9661 908-490, FAX: +49 (0) 9661 908-469, marco.deckert@umsicht.fraunhofer.de, www.umsicht-suro.de

² European Bioenergy Research Institute - EBRI, School of Engineering & Applied Science, Aston University, Birmingham B4 7ET, England UK, Tel.: +44 (0) 121 204 3391, www.ebri.org.uk

Die Teilspeicher wurden mit jeweils 24 innen liegenden Rohrregistern, welche als Rohrwärmeübertrager dienen, ausgestattet.

Zusätzlich wurde der Rohrwärmeübertrager eines Teilspeichers mit Graphitstrukturen erweitert, um eine verbesserte Ein- und Ausspeicherung der Wärme zu erzielen. Beide Teilspeicher verfügen über eine umfangreiche Messtechnik, um das Verhalten des Latentspeichermaterials bei den Be- und Entladevorgängen zu untersuchen. Als Speichermaterial dient ein Salzhydrat, welches bei der Entladung die freiwerdende Kristallisationsenthalpie abgibt. Das verwendete Natriumacetat-Trihydrat garantiert über einen definierten Zeitraum eine gleichbleibende Temperatur von ca. 58 °C.

Ergebnisse

Die Untersuchungen des Pilotspeichers bei Fraunhofer UMSICHT, Institutsteil Sulzbach Rosenberg, ergaben richtungsweisende Ergebnisse für die Entwicklung zukünftiger Generationen mobiler Latentwärmespeicher. Hierzu konnten im Feuerungstechnikum des Instituts Erkenntnisse zur Speicherkapazität, zur Be- und Entladeleistung sowie zur maximalen Be- und Entladezeit ermittelt werden. Weiterhin wurden essentielle Erfahrungen zum Wärmetransport im PCM gewonnen. An einem Funktionsmuster des Pilotspeichers konnten durch Modifikation der Vorlauftemperatur, des Volumenstroms, des Energieeinsatzes und der Geometrie des Wärmeübertragers die Ladezyklen optimiert werden. Während eines fünfmonatigen Praxiseinsatzes wurde der Pilotspeicher hinsichtlich Anwenderverhalten, Zyklenstabilität sowie logistischer und wirtschaftlicher Machbarkeit analysiert. Vor allem Speicherkapazität und Zyklenzahl nehmen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit dieser Speichersysteme. Die Forschungsergebnisse zur mobilen Latentwärmespeicherung sowie der Vergleich mit stationären Latentwärmespeichern sollen im Rahmen des 13. Symposiums Energieinnovation dem Fachpublikum präsentiert werden.

Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen der Erprobung des Pilotspeichers konnte die technische und wirtschaftliche Machbarkeit mobiler Latentwärmespeicher unter Beweis gestellt werden. Die Wirtschaftlichkeit dieser Systeme ist gegeben, wenn Abwärme ungenutzt und kostenfrei zur Verfügung steht und die Zyklenzahl im Jahresverlauf groß ist. Zukünftige Forschungsschwerpunkte liegen in der Untersuchung der Zyklenstabilität sowie in der Identifikation alternativer Phasenwechselmaterialien. Weitere Arbeiten konzentrieren sich auf die Wärmeübertragung im Speicher, die Anpassung auf alternative logistische Systeme sowie auf die Abstimmung mit dem Anwenderverhalten.

6.3.3 Modellierung und Potenzialbestimmung kombinierter Lastmanagementoptionen thermischer Versorgungssysteme in Wohnsiedlungen

Michael WINKEL(*)¹

Thema

Die kombinierte Anwendung von Lastmanagementoptionen ist ein vielversprechender Ansatz zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energieerzeuger in die Stromversorgung. Insbesondere die Nutzung thermischer Versorgungssysteme mit Elektrizitätsbezug oder -erzeugung, wie beispielsweise Wärmepumpen, KWK-Anlagen, Nachspeicherheizungen oder Elektroboiler, bietet mehrere Vorteile. So sind thermische Speicher kostengünstiger als Batterien und bereits in vielen privaten Haushalten installiert. Zudem haben die einzelnen Systeme ein hohes theoretisches Ausgleichs- und Speicherpotenzial [1] und lassen sich zu verschiedenen, der Ausgleichssituation angepassten Systemkombinationen zusammenschließen. Nichtsdestotrotz liegt eine Schwierigkeit in der Berechnung des tatsächlichen Speicher- oder Ausgleichspotenzials dieser Lastmanagementoptionen, z.B. durch die Vielzahl der systemischen Randbedingungen. In dem geplanten Vortrag soll ein zu diesem Zweck entwickeltes Simulationsmodell vorgestellt werden.

Methodik und Ergebnisse

Das entwickelte Modell berechnet das Anwendungspotenzial thermischer Versorgungssysteme zur Integration erneuerbarer Energiequellen mit Hilfe von Optimierungsalgorithmen. Dabei wird als erstes ein repräsentatives Siedlungs- und Energieversorgungsszenario, z.B. in Anlehnung an [2], erstellt, beispielsweise charakterisiert durch mehrere, d.h. ca. 10 bis 15 verschiedene Gebäude [3] und eine entsprechend dimensionierte Menge fluktuierender Energieerzeuger. Der Energiebedarf der Haushalte für Strom, Wärme und Brauchwarmwasser wird dabei über objektspezifische Lastzeitreihen in viertelstündlicher Auflösung abgebildet.

In einem zweiten Schritt werden allen Häusern passende Versorgungssysteme für Wärme und Warmwasser zugeordnet.

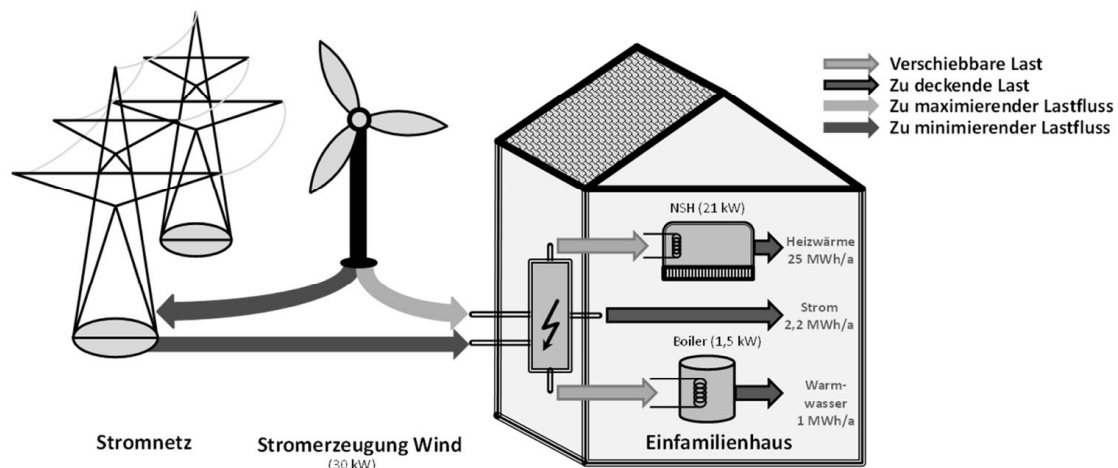


Abbildung 1: Exemplarisches Lastmanagement Szenario (EFH mit NSH und Boiler neben Windkraftanlage)

Zur kurzen Darstellung der Vorgehensweise zeigt ein kleines, exemplarisches Szenario, in diesem Fall ein einzelnes Einfamilienhaus, welches mit einer Nachspeicherheizung (NSH) und einem Elektroboiler ausgestattet ist und von einer nahen Windkraftanlage versorgt werden kann.

¹ Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, Osterfelder Straße 3, 46047 Oberhausen, Deutschland; Tel.: +49 208 8598 -1178, Fax: -1423, michael.winkel@umsicht.fraunhofer.de, www.umsicht.fraunhofer.de

In diesem Beispiel soll der jährliche Windenergiebezug des Gebäudes [grüner Pfeil] maximiert werden, während der Netzbezug des Hauses und die Netzeinspeisung der Windkraftanlage [rote Pfeile] minimiert werden sollen.

Bei allen folgenden Simulationen und Optimierungen müssen dabei mehrere Randbedingungen berücksichtigt werden, wie z.B. begrenzte Voraussicht bzw. Prognosemöglichkeiten für Winderzeugung und Verbrauchslasten, Systemrestriktionen wie die diskrete Regelbarkeit der Heizsysteme oder die Einhaltung der verfügbaren Speicherkapazitäten inklusive thermischer Verluste. Zudem muss die Versorgungssicherheit, d.h. die Deckung aller Bedarfszeitreihen für Strom, Wärme und Warmwasser [blaue Pfeile], gewährleistet bleiben.

Im dritten Schritt der Modellierung wird als Referenz- oder Vergleichsszenario die nicht optimierte, standardmäßige Fahrweise der Heizungssysteme mit vereinfachten MSR-Algorithmen und Parametern berechnet. Um letztendlich das entsprechende Lastmanagementpotenzial zu bestimmen, wird dem gegenüber eine mathematische Optimierung mittels quadratischer Kurvenanpassung angewendet, welche unter Berücksichtigung der genannten Randbedingungen den Stromverbrauch von NSH und Boiler dem zeitlichen Verlauf der Winderzeugung anpasst (siehe Abbildung 2).

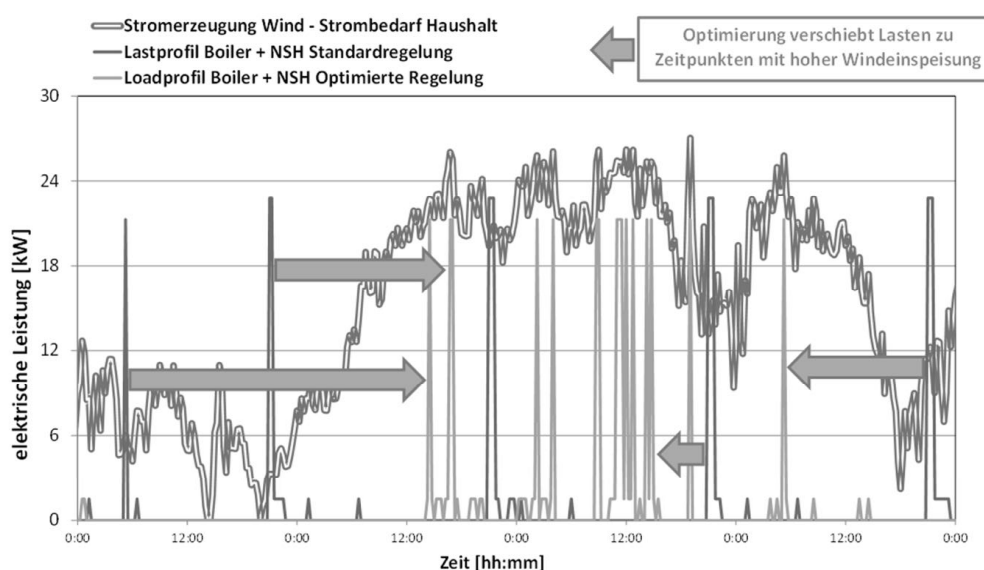


Abbildung 2: Verschiebung der Boiler- und NSH-Verbrauchslastgänge mittels Optimierung für vier Tage

Im gewählten Beispielszenario wird mit dieser Methodik der jährliche Anteil der Windkraftherzeugung am Gesamtstromverbrauch des Haushalts von 38% im berechneten Referenzfall auf 67% gesteigert und somit entsprechend weniger fluktuierend erzeugter Windstrom ins Netz eingespeist.

Fazit und Ausblick

Lastmanagement mit thermischen Versorgungssystemen hat ein großes Potenzial zur Integration erneuerbarer Energien in dezentrale Versorgungssysteme. Ein Algorithmus mit Nutzung einer quadratischen Kurvenanpassung ist u.a. ein passender Ansatz zur Berechnung dieses Potenzials.

Der Vortrag stellt eine entsprechende Modellierung eines größeren, heterogeneren Siedlungssystems mit verschiedenen Häuser- und Anlagentypen sowie Ausgleichszielen vor und zeigt erste Ergebnisse.

Literatur

- [1] Stadler, I.: „Demand Response – Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien“. Habilitation, Kassel, Oktober 2005
- [2] Jank, R. et al.: „Energetische Quartiersplanung in Deutschland - Wissenschaftliche Begleitung der Förderaktivität Energieeffiziente Stadt - Schlussbericht Phase 1“. Stuttgart, Juli 2010
- [3] Loga, T. et al.: „Deutsche Gebäudetypologie- Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden“. Darmstadt, November 2011

6.3.4 Energiespeicherung und Stromnetzregelung mit hocheffizienten Gebäuden

Michael POMMER(*)¹, Stephan LEITSCHUH¹, Martin BAUER²,
Michael SEDLMEIER², Josef HOCHHUBER³

Konzept und Ziele

Das Projekt dient der Integration der fluktuierenden, erneuerbaren Energien (EE) in das Energiesystem und der Entwicklung eines kostengünstigen Heizsystems für hocheffiziente Gebäude. Das gewählte Power-to-Heat-Konzept (P2H) ermöglicht die Erhöhung deren Anteile im Wärmemarkt. Die Integration des Konzepts in hocheffiziente Gebäude mit minimiertem Wärmebedarf sowie der Nutzbarmachung solarer Strahlung und interner Wärmelasten, bietet eine besonders kostengünstige und umweltfreundliche Alternative zu herkömmlicher Beheizung. Die Fluktuation von Wind- und Sonnenenergie wird durch eine intelligente Steuerungs- und Regelungstechnik ausgeglichen. Hohe Leistungsspitzen, z. B. bei Starkwindzeiten, werden aus dem Stromsystem in Form von direkter Wärmeeinlagerung ausgekoppelt. Dafür werden die Gebäudemassen als Wärmespeicher eingesetzt. Durch eine Pufferwirkung des Gebäudes wird Strom außerhalb von Engpasszeiten bezogen. Der flexibilisierte Energiebezug sowie die Verwendung von verschiedenen Steuersignalen wirken ausgleichend auf alle Netzebenen. Diese kostengünstige Lösung zur Netzentlastung unterstützt die Maximierung des Ausbaus der EE. Außerdem wird die flexible, bedarfs- und angebotsabhängige Ansteuerung von Verbrauchern erprobt, passende Steuerungssignale untersucht sowie die Entwicklung neuer Markt- und Strompreismodelle forciert. Das Projekt soll mit seinem starken Fokus auf Energieeffizienz als Leitprojekt für P2H-Projekte etabliert werden. Die Leitlinie des Projektes ist die Betrachtung der gesamten Versorgungskette unter hohen Effizienzkriterien, von der Energiebereitstellung bis hin zum Verbrauch. Dabei soll der Zeitraum zwischen den Zeitpunkten der Stromabnahme maximiert werden. Damit kann es gelingen, hocheffiziente Gebäude vorwiegend mit Überschussstrom aus EE zu beheizen. Im Vergleich zu herkömmlichen Elektrospeicherheizungen zeigt das Projekt eine systemverträgliche Heizungs- und besonders kostengünstige Speichermöglichkeit für ein Energiesystem auf Basis EE auf.

Durchführung

Versuchsaufbau 1 - Wohngebäude

Das Versuchsbauwerk, ein Einfamilienhaus im Passivhausstandard, besitzt eine besondere Heiz- und Speichertechnik, mit welcher bisher durch Solarthermie und einen wasserführenden Scheitholzofen der minimierte Wärmebedarf gedeckt wurde. Beide Erzeuger speisen in einen sehr großen Warmwasserspeicher (2,5 m³) ein. Von diesem aus wird die Brauchwassererwärmung durchgeführt. Zur Beheizung des Gebäudes wird die erzeugte Wärme in ein Betonkerntemperierungs-System (BKT) in den Decken des Gebäudes überführt. Die im Inneren der dicken Decken verlegten Heizrohre übertragen die Wärme auf den Beton. Dieser hat eine hohe Wärmespeicherkapazität und gibt die Wärme stark verzögert an den Raum ab. In das Gebäude wurde die P2H-Technik integriert. Das Herz des Systems ist ein Durchlauferhitzer mit einer eigenen Steuerung zur optimalen Ausnutzung des Schichtungsverhaltens und der Temperaturspreizung im Pufferspeicher. Die Steuerungs- und Regelungstechnik besteht aus zwei Systemen. Die Powerline-Kommunikations-Technik überträgt die in der Netzleitwarte des Stromversorgers generierten Signale von der Ortsnetzstation (ONS) über das Stromkabel in das Gebäude.

¹ Bayerisches Landesamt für Umwelt, Bürgermeister-Ulrich-Str. 160, 86179 Augsburg,
Tel.: 0821/9071-5731, -5345, Fax: 0821/9071-5553,

{michael.pommer@lfu.bayern.de, stephan.leitschuh@lfu.bayern.de}, www.lfu.bayern.de/oeib

² Hochschule Augsburg, An der Hochschule 1, 86161 Augsburg, Tel.: 0821-5586-3102, Tel.: 0821-5586-3110,
{martin.bauer@hs-augsburg.de, michael.sedlmeier@hs-augsburg.de},
www.hs-augsburg.de/fakultaet/ab/person/professor/bauer_martin/forschung/index.html

³ Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie, Prinzregentenstr. 28,
80538 München, Tel.: 089/2162-0, josef.hochhuber@stmwi.bayern.de

Zwei angeschlossene Regler stimmen die Beladungssignale des Stromversorgers mit der Einlagerung der Wärme in den Pufferspeicher und die Betonkerntemperierung ab. Neben der reinen technischen Optimierung müssen auch die Nutzeransprüche und Komfortbedingungen eingehalten werden.

Versuchsaufbau 2 – Nicht-Wohngebäude

Zur Übertragung der ausgereiften Regelungstechnik wird künftig ein Nicht-Wohngebäude als unterschiedlicher Gebäudetyp mit veränderten Nutzungsbedingungen und Komfortansprüchen auf dessen Eignung untersucht. Dafür werden die technischen Voraussetzungen des Gebäudes für die Übertragung der P2H-Technik analysiert. Es soll untersucht werden, welche Anteile der Wärmeversorgung durch überschüssigen Strom aus EE gedeckt werden können. Zum Abschluss ist ein umfangreiches Monitoring im Gebäude in Planung.

Ergebnisse und Ausblick

In verschiedenen Aufheiz- und Auskühlversuchen im untersuchten Wohngebäude wurde bereits demonstriert, dass es als wöchentlicher Wärmepuffer (5 - 6 Tage) dienen kann. Dabei kann der Betrieb in vier Phasen eingeteilt werden: Speicherbetrieb: Einlagern von Strom fluktuierender EE. Damit wird die Raumtemperatur um etwa 2 K erhöht. Der Speichereffekt wird durch das Einlagern der Wärme in der Baukonstruktion erzielt. Entladebetrieb: Aufgrund der Trägheit beim Wärmetransport im Bauteil wird die Wärme den Räumen zeitverzögert zur Verfügung gestellt. Ein Teil der Wärme wird von den massiven Wänden aufgenommen. Nach Temperaturüberhöhung „kühlt“ das Gebäude auf die Ausgangstemperatur „aus“. Heizbetrieb: Wenn keine Energie aus EE zur Verfügung steht, wird das Gebäude konventionell beheizt. Gleichgewichtszustand - Moderne energetisch optimierte Gebäude können an sonnigen Tagen auch bei sehr kalten Temperaturen (-15 °C) ohne Heizenergie auskommen. Der Wärmebedarf ist bei diesen Gebäuden so gering, dass er aus der Globalstrahlung (Sonne) gedeckt werden kann. Eine weitere wichtige Erkenntnis ist die Nutzerakzeptanz: Der Nutzer muss direkten Einfluss auf die Raumtemperatur haben und damit die Grundtemperatur sowie den Temperaturkorridor für den Speicherbetrieb selbst bestimmen können. Neben der Steuerungs- und Regelungstechnik wurde ein Daten-Fernauslesesystem entwickelt. Dieses dient der Optimierung der Regelung sowie dem Monitoring während der Heizperiode. Als Steuerungssignale werden die gemessene Leistungskennlinie einer Windkraftanlage sowie ein vorgegebenes 3-stufiges Marktsignal verwendet. Für die Übertragung des Konzeptes werden die Signale differenzierter hinsichtlich Netz-, Markt-, Erzeugungs- und Wetterbezug sowie deren Vorranglogik weiterentwickelt. Als Weiterentwicklung soll die Steuerungs- und Regelungstechnik und das Fernauslesesystem zu einem Baukastensystem zusammengeführt werden. Das Konzept soll in Zukunft weitere Anwendungen, wie die Wärmespeicherung in sanierten Bestandsbauwerke und die Speicherung von überschüssigem Photovoltaikstrom in Form von Kälte in hocheffizienten Gebäuden oder Kühlhäusern, ermöglichen.

Projektpartner

- Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie
- Hochschule Augsburg Fakultät für Architektur und Bauwesen
- Bayerisches Landesamt für Umwelt
- Tekmar Regelsysteme GmbH
- Lechwerke AG

Weitere Beteiligte

- Power Plus Communications AG
- Klimatechnik Wagner GmbH
- Fa. Frisch Elektrobau
- Landkreis Augsburg, IDS GmbH

Projektlaufzeit

2012 – 2014, Verlängerung geplant

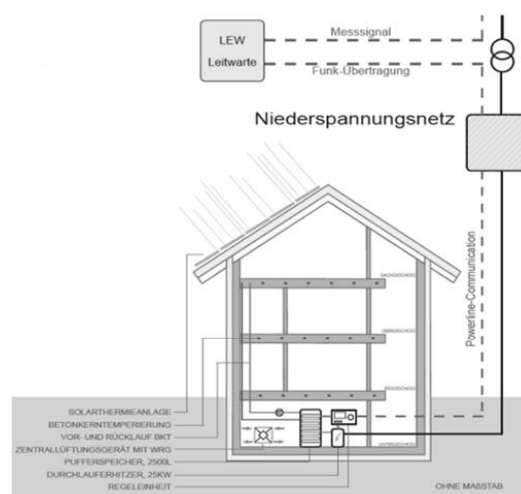


Abbildung 1: Schematische Darstellung der P2H-Technik im Passivgebäude

6.3.5 Simulation der Bedeutung von Power-to-Heat, Pumpspeicherausbau und thermischer Kraftwerke für ein nahezu 100% erneuerbares Stromsystem in Österreich und Deutschland 2050

Gerhard TOTSCHNIG¹, André ORTNER(*)¹, Richard HIRNER(*)¹

Inhalt

In diesem Paper wird mittels hochauflösender Simulation des Strom- und Wärmesystems von Österreich und Deutschland, die Bedeutung und die technisch/ökonomischen Potentiale von „Power to Heat“, Pumpspeicherausbau und thermischer Kraftwerke für ein nahezu 100% erneuerbares Stromsystem ermittelt. Weiters werden die Kosten für die Bereitstellung der, für die Versorgungssicherheit notwendigen, gesicherten Leistung und die dafür nötige Kapazitätsprämie ermittelt.

Methodik

Für dieses Paper wurden Simulationen mit dem erweiterten HiREPS Modell des Strom- und Wärmesystems von Österreich und Deutschland durchgeführt. HiREPS beinhaltet die detaillierte Modellierung aller 400 Wasserkraftwerke(> 5-10 MW) und Speicherseen, von Optionen des Pumpspeicherausbau, der Solar- und Windstromerzeugung, der thermischen Kraftwerke (inklusive Startkosten und Effizienzverlust bei Teillastbetrieb), der KWK Anlagen, der Wärmeversorgung und Wärmespeicher, verschiedener „Power to Heat“ Optionen und alternativer Speichertechnologien wie Power to Gas und Druckluftspeicher.

Ergebnisse

In den Simulationsergebnissen zeigt sich, dass Optionen der flexiblen Stromnachfrage wie „Power to Heat“ einen bedeuten Einfluss auf die Integrierbarkeit einen hohen erneuerbaren Anteils haben. Im 90% Dekarbonisierungsszenario ergibt sich aus der HiREPS Simulation für Österreich und Deutschland ein ökonomisches Potential zur Leistungserhöhung bestehender (Pump-) Speicher in der Höhe von 12 GW. Im Szenario K, wo auch Neubauten von zusätzlichen Speicherseen möglich sind, ergibt die HiREPS Simulation ein ökonomisches Pumpspeicherausbaupotential von 23 GW. Trotz dieses doch beträchtlichen ökonomischen Pumpspeicherausbaupotentials, sind die Auswirkungen des Pumpspeicherausbau auf die Integrierbarkeit einen hohen erneuerbaren Anteils gering im Vergleich zur Nutzung von „Power to Heat“. Im 90% Dekarbonisierungsszenario betragen die Kosten für die gesicherte Leistung 9% der mittleren Stromgestehungskosten.

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

6.4 E-MOBILITY UND DSM (SESSION D5)

6.4.1 Nutzung von elektromobilen Flotten zur Lastverschiebung

Katrin SEDDIG(*)^{1,2}, Patrick JOCHEM², Wolf FICHTNER²

Inhalt

Mit der zunehmenden Bedeutung von Elektromobilität wird in diesem Beitrag untersucht, inwieweit Flotten von Elektrofahrzeugen die Möglichkeit bieten, als gesteuerte Last genutzt zu werden. Dabei soll sowohl der zeitliche als auch mengenmäßige Energieverbrauch als flexible Größe untersucht werden. Nähere Betrachtung finden bei dem Lastverschiebepotenzial von Elektrofahrzeugen die verschiedenen Kunden sowie Flotten und die Auswirkungen von fünf verschiedenen Ladestrategien. Zur Analyse wird ein agentenbasiertes Modell genutzt, welches die betrachteten Flotten mit den technischen und zeitlichen Restriktionen abbildet.

Einhergehend mit der Energiewende in Deutschland sind die herausgegebenen Ziele, wie die Reduktion der CO₂-Emissionen durch die erhöhte Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien, vorgegeben. Hierbei sollen die Ziele nicht nur durch Effizienzsteigerungen in der Industrie und dem Zubau von Wind- oder Photovoltaikanlagen in der Energiewirtschaft umgesetzt werden, sondern auch im Transportsektor durch den höheren Anteil an Elektrofahrzeugen und alternativen Kraftstoffen.

Elektrofahrzeuge überzeugen insbesondere hinsichtlich ihrer deutlich höheren Energieeffizienz gegenüber konventioneller Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor, verminderter lokalen Emissionen sowie ihrer höheren Flexibilität hinsichtlich der verwendbaren Ressourcen.

Mit zunehmendem Eintritt der Elektrofahrzeuge in den Markt muss eine zusätzliche Last im Energiesystem Berücksichtigung finden, insbesondere im Niederspannungsnetz. Beispielsweise verdoppelt sich der Energieverbrauch annähernd bei einem durchschnittlichen privaten Haushalt, wo hingegen sich die nationale Energienachfrage nur geringfügig ändert. (Vgl. [1] und [2]). Durch Demand Side Management (DSM) können Elektrofahrzeuge als flexible Last integriert werden. Dieses Lastverschiebepotenzial kann genutzt werden, um die fluktuierende Einspeisung durch erneuerbare Energien erheblich zu verbessern und so deren Integration in das Stromnetz zu erleichtern. Dieses führt zu einem stabileren und sicheren Energienetz.

Methodik

Für die Flotten von Elektrofahrzeugen werden verschiedene Ladestrategien analysiert. Die elektromobilen Flotten werden von einem Flottenmanagementsystem gesteuert und somit liegt ein Verteilungsproblem vor. Einschränkungen treten sowohl aufgrund einer begrenzten Energiemenge für das Laden der Elektrofahrzeuge auf oder durch technische Netzrestriktionen. Ist beispielsweise eine heute übliche Ladestrategie implementiert („ungesteuertes Laden“), werden die Autos sofort an der Ladesäule laden, wenn die folgenden Bedingungen erfüllt sind: das Fahrzeug muss einerseits komplett, inklusive Autorisierungsprozess angemeldet und über ein Kabel verbunden sein. Andererseits muss ausreichend elektrische Energie zum laden anliegen (unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen des Energiesystems). Falls die benötigte Energie nicht ausreicht, muss der Ladeprozess verschoben werden [3]. Für diesen Fall wird der Einfluss von fünf verschiedenen Ladestrategien näher untersucht: die erste ist ungesteuertes laden, also first come first serve unter Berücksichtigung der Netzlast (erstes Fahrzeug, welches nicht mehr laden kann fängt erst an zu laden, wenn seine gewünschte Leistung durch ein oder mehrere andere Fahrzeuge wieder verfügbar ist). Die zweite Strategie ist indirekt proportional zu dem Batteriestand (d. h. die Fahrzeuge mit einem geringeren Batteriestand haben eine höhere Priorität).

¹ Energy Solution Center e.V. (EnSoC), Haid-und-Neu-Str. 7, D-76131 Karlsruhe, Deutschland, www.ensoc.de, k.seddig@ensoc.de, Tel.: +49 721 7540 3314, Fax: +49 721 7540 3310

² Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Hertzstr. 16, D-76187 Karlsruhe, Deutschland, www.iip.kit.edu und Karlsruher Service Research Institute (KSRI), Kaiserstr. 12, D-76131 Karlsruhe, Deutschland, www.ksri.kit.edu

Bei der dritten und vierten Strategie werden die Elektrofahrzeuge nach dem Batteriestand sortiert, einmal haben die Fahrzeuge mit niedrigerem Batteriestand eine höhere Priorität und als gegenläufiges Szenario werden die Fahrzeuge mit hohem Batteriestand bevorzugt geladen. Die fünfte Ladestrategie ist ein gewichtetes Mittel von der vorhandenen elektrischen Energie zum laden (d. h. alle Elektrofahrzeuge die in dem Zeitfenster laden müssen, laden mit der gleichen Leistung). Zwei unterschiedliche Lademodi werden betrachtet, zum einen Mode 2¹ (3,7kW) und zum anderen Mode 3 (22kW). Es wird zunächst angenommen, dass die Fahrzeuge diese Lastbeschränkung voll ausnutzen und jedes Fahrzeug einem Mode zugeordnet wird, aber innerhalb dieser mit variabler Ladeleistung laden kann.

Es wird ein multiagentenbasiertes Simulationsmodell auf der Simulationsplattform Repast eingesetzt. Diese Plattform findet bereits u. a. bei PowerACE [4] und COMIT [5] Anwendung. Dieses ermöglicht die Interaktion der verschiedenen Agenten miteinander darzustellen. Verschiedene Agenten sind dabei abgebildet, z. B. Elektrofahrzeuge, Fahrzeugnutzer mit verschiedenen Fahrtenprofilen, etc. Definierte Szenarien untersuchen mit statistischen Methoden die Auswirkungen auf die zugrunde gelegten Rahmenbedingungen (insb. Verteilnetz, E-Pkw-Verfügbarkeit, ...).

Zusammenfassung und Ergebnisse

Dieser Beitrag zeigt mögliche Lastverschiebepotenziale von elektromobilen Flotten unter verschiedenen Szenarien auf. Ersichtlich wird bei der Fahrzeugverfügbarkeit, dass fast alle der fünf untersuchten Ladestrategien jeweils bestimmte Bereiche besitzen, die zu einer besseren Auslastung der elektromobilen Flotten führen. Hierbei wird ein multiagentenbasiertes Simulationsmodell angewendet, um die Fragestellungen zu analysieren, konkrete Parameterbereiche zu identifizieren, sowie deren Einfluss auf die Ergebnisse zu quantifizieren.

Angelehnt an das Elektromobilitätsprojekt im Schaufenster Baden-Württemberg „LivingLab BW_e mobil“ „Integriertes Flottenladen“ werden auch Themen wie der Aufbau von einer fehlenden Ladeinfrastruktur und zu implementierende Geschäftsmodelle aufgegriffen.

Referenzen

- [1] Jochem, P.; Kaschub, T.; Paetz, A.-G. und Fichtner, W. (2012): Integrating Electric Vehicles into the German Electricity Grid – an interdisciplinary Analysis, in proceedings of the Electric Vehicle Symposium 26 (EVS26), Los Angeles, CA.
- [2] Jochem, P.; Babrowski, S. und Fichtner, W. (2013): Electric Vehicle Market Penetration and Corresponding CO₂ Emissions: A German Case Study For 2030, IAEE-Konferenz-Proceedings, Düsseldorf.
- [3] Hahn, T.; Schönfelder, M.; Jochem, P.; Heuveline, V. und Fichtner, W. (2013): Model-based Quantification of Load Shift Potentials and Optimized Charging of Electric Vehicles, Smart Grid and Renewable Energy, 4 (5), pp. 398-408.
- [4] Genoese, M. (2010): Energiewirtschaftliche Analysen des deutschen Strommarkts mit agentenbasierter Simulation. Nomos Verlag, Baden-Baden.
- [5] Jochem, P. (2009): A CO₂-Emission Trading Scheme for German Road Transport – assessing the impacts using a meso economic model with multi-agent attributes, Nomos Verlag, Baden-Baden.

¹ Diese sind gemäß der Norm für Lademodi von Elektrofahrzeuge, der IEC 61851-1

6.4.2 Betrachtung der Netzanschlussleistung eines Parkhauses bei kontrollierter Ladung von Elektrofahrzeugen

Matthias STIFTER¹, Andreas PACHER(*)², Benoît BLETTERIE²,
Stefan ÜBERMASSER²

Motivation

Der Elektromobilität, im speziellen der Anwendung von Elektroautos, wird vor allem im Bereich der Berufspendler eine positive Zukunft vorausgesagt: Eine Untersuchung ergab, dass 95 % der täglichen Fahrten mit einem PKW weniger als 50 Kilometer betragen. Dies kommt der derzeit noch begrenzten Reichweite von Elektroautos entgegen. Wenn zukünftig mehr Elektrofahrzeuge gleichzeitig die Batterie aufladen, werden immer größere Lastspitzen erwartet.

Besonders das typische Pendlerprofil stellt einen potentiellen Betreiber von Elektro-Ladestationen in Parkhäusern vor Herausforderungen. Eine hohe benötigte Spitzenladeleistung, jedoch eine schlechte Auslastung über den Tag verteilt, führt unter anderem zu hohen Netzbereitstellungskosten, welche der Betreiber zu tragen hat.

Hier stellt sich nun die Frage, in welchem Ausmaß der Betreiber durch Verwendung einer intelligenten Ladesteuerung die Lastspitzen und demnach die Anschlusskosten gegenüber einer unkontrollierten Ladestrategie reduzieren kann ohne dass der Endkunde in seiner Mobilität eingeschränkt wird.

Methode

Diese Arbeit untersucht einerseits das Einsparpotenzial der Netzanschlussleistung bei der Park & Ride Anlage in Leopoldau bei kontrollierten Ladevorgängen von Elektroautos für das Jahr 2013 und vor allem für das Jahr 2020. Des Weiteren werden die Auswirkungen der Limitierung der Ladeleistung auf die Reichweite der Elektrofahrzeuge dargestellt.

Mithilfe einer multi-agenten basierten Simulation der einzelnen Fahrzeuge (EVSIM) wurden die entworfenen Szenarien (Best Case im Sommer und Worst Case im Winter) mit den unterschiedlichen Ladestrategien simuliert und eingehend im Hinblick auf die Auswirkung auf die Netzanschlussleistung der Park & Ride Anlage Leopoldau mittels Sensitivitätsanalyse untersucht.

Als Input für die Simulation werden reale Parkdaten aus dem Jahr 2010 verwendet. Diese wurden von der Technischen Universität Wien im Zuge einer Pendlererhebung im Parkhaus Leopoldau erhoben.

In der Simulation wird die Temperaturabhängigkeit der Reichweiten der Elektroautos berücksichtigt.

Ergebnisse

Auswirkung der Begrenzung der Anschlussleistung

Am kältesten Wintertag im Jahr 2020 wird bei unkontrollierter Ladung von 147 Elektroautos eine maximale Gesamtladeleistung von rund 770 kW benötigt. Die Untersuchung zeigt, dass diese Leistung bei einer kontrollierten Ladung auf 90 kW limitiert werden kann, und dennoch nur unter ein Prozent der 147 Fahrzeuge mit zu wenig Energie für die Heimfahrt geladen werden.

¹ AIT Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 2, Tel.: +43 664 8157944, matthias.stifter@ait.ac.at

² FH-Technikum Wien - Urbane Erneuerbare Energiesysteme, Giefinggasse 4, ENERGYbase

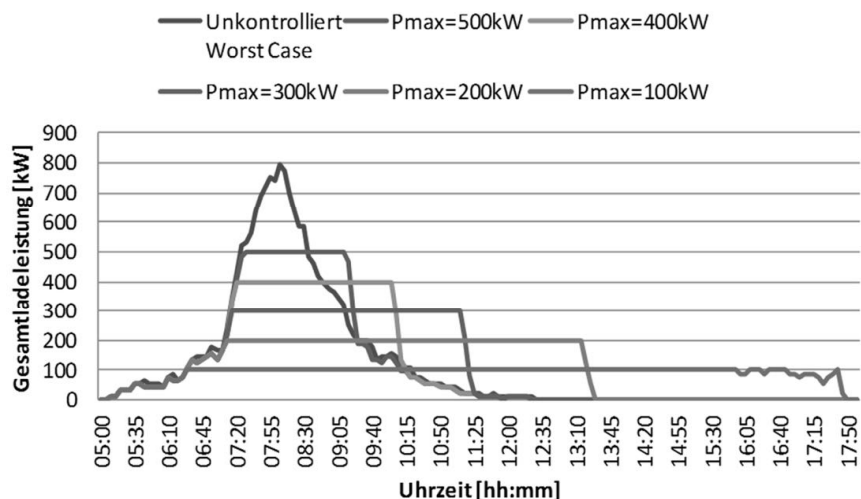


Abbildung 1: Auswirkungen auf die Gesamtladeleistung bei kontrollierter Ladung von 147 Elektroautos am kältesten Wintertag im Szenario 2020 (Worst Case)

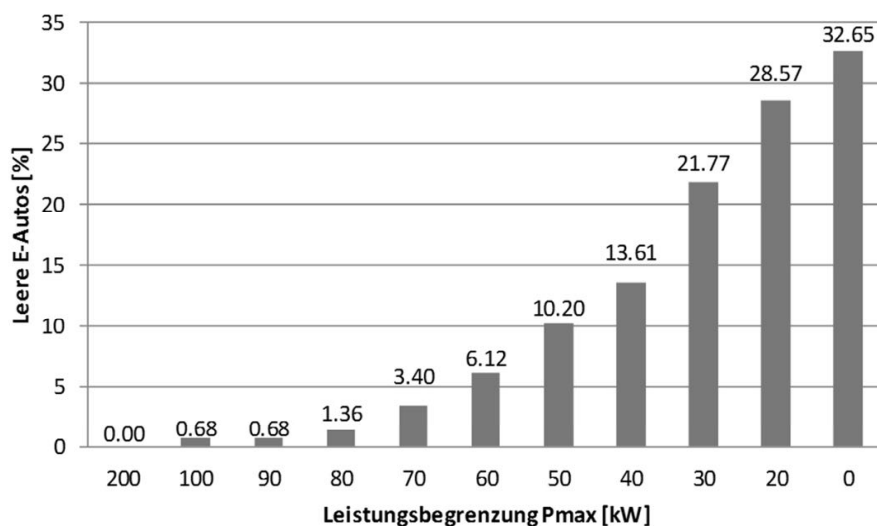


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse: Anteil an leeren Elektroautos bei stufenweiser Begrenzung der Netzanschlussleistung (von P_{MAX}=200 kW bis P_{MAX}=0 kW) im Jahr 2020 (Worst Case)

Abschätzung der laufenden Kosten

Die laufenden Kosten bei unkontrollierter Ladung im Jahr 2020 betragen rund 94.000 Euro. Die Kostenabschätzung einer kontrollierten Ladestrategie legt dar, dass die Einsparungen bei den laufenden Kosten im Vergleich zur unkontrollierten Ladung rund 60 % betragen und sich jährlich auf ca. 56.000 Euro belaufen.

Jahr	Szenarien - kumulierte Kosten	
	Unkontrolliertes Laden P _{max} = 800 kW	Kontrolliertes Laden P _{max} = 90 kW
1	131.673	48.086
2	225.939	85.929
3	320.205	123.771
4	414.471	161.614
5	508.737	199.457

Tabelle 1: Kostenvergleich für den Stromverbrauch über die ersten 5 Betriebsjahre

6.4.3 Präferenzen, Geschäftsmodelle und Marktpotential der V2G-Technologie

Joachim GESKE¹

Inhalt

Die V2G-Technologie erlaubt es elektrisch betriebenen Fahrzeugen einen Mehrwert zu verleihen, in dem während Standzeiten die Batterien genutzt werden, um Netzdienstleistungen zu erbringen oder Preisarbitrage zu betreiben und damit die Effizienz des Systems zu erhöhen. Die Technologie ist vielfach auf ihr technisches Potential untersucht worden und so weit entwickelt, dass sie als massenmarkttauglich bezeichnet werden kann. Wenig bekannt ist dagegen über die Präferenzen der Kunden und deshalb auch über mögliche Geschäftsmodelle und das Marktpotential. Alle drei Aspekte werden in diesem Beitrag aufbauend auf einem Auswahlexperiment (Choiceexperiment) untersucht. Ein Auswahlexperiment ist eine Standardmethode der Bewertung nichtetablierter Produkte über offenbarte Präferenzen. Die Auswertung des Experiments erlaubt es den Beitrag von V2G Vertragskomponenten - wie den Einfluss des Vergütungsschemas, der Einschränkungen der Mindestreichweite und der zeitlichen Verfügbarkeit - für den Vertragsabschluss in Konkurrenz zu alternativen Spezifikationen aber auch gegenüber der „Nichtabschluss“-Alternative zu quantifizieren. Damit werden V2G-Verträge in Konkurrenz vergleichbar und implizit die Frage nach einem Vertragsabschluss beantwortet.

Methodik

Von einem Marktforschungsinstitut wurde eine von uns entwickelte repräsentative webbasiert Umfrage mit 611 Individuen durchgeführt. Dabei wurden Fragen zu allgemeinen Motiven, zum Mobilitätsverhalten und demographischen Parametern gestellt und ein Choiceexperiment durchgeführt. In diesem Choiceexperiment wurden jedem Individuum drei V2G-Vertragsvarianten vorgelegt, zwischen denen es eine oder keine wählen konnte. Die Vertragsvarianten charakterisieren sich hinsichtlich 6 Vertragskomponenten, die aus einer Literaturübersicht der wichtigsten technischen und ökonomischen Vertragsparameter zusammengestellt worden waren. Die Vertragskomponenten umfassen 1. die Mindestreichweite, 2. die Ausstattung mit einem Bordcomputer, der die Angabe von Fahrtwünschen erlaubt, 3. die Mindestanschlusszeit je Werktag, 4. die Mindestanschlusszeit je Woche, 5. eine monatlichen Prämie und 6. eine Einmalzahlung. Aus den Ausprägungen der Komponenten wurden drei Vertragsalternativen zufällig ausgewählt. Jedem Individuum wurden jeweils 8 dieser Auswahl-situationen vorgelegt, so dass insgesamt $611 \times 8 = 4888$ Entscheidungen vorlagen. Mit diesen Daten wurde ein Multinomiales Logit Model (MNL) ökonometrisch geschätzt. Dazu werden Präferenzparameter für demographische- und Vertragskomponenten so bestimmt, dass die Wahrscheinlichkeit die beobachteten Entscheidungen zu beobachten, möglichst groß wird.

Ergebnisse

Die Schätzung der Parameter für die im Experiment vorgelegten Verträge und beobachteten Entscheidungen ergab (Tabelle 1), dass alle Vertragsparameter bis auf die Mindestanschlusstage pro Woche hochsignifikant sind und plausible Vorzeichen haben. Die Qualität des geschätzten Modells lässt sich daran bemessen, dass (je nach Maß) zwischen 36% und 48% der Entscheidungen richtig vorhergesagt werden können. Die Auswertungen allgemeinerer Modellspezifikationen zusätzlich mit demographischen Parametern zeigen, dass demographische Parameter keinen signifikanten Einfluss auf das Entscheidungsverhalten haben.

¹ Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung (IEK), Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE), Wilhelm-Johnen-Straße, 52428 Jülich, Tel.: 0049 (0)2461 61 1722, Fax: 0049 (0)2461 61-2540, j.geske@fz-juelich.de, www.fz-juelich.de/iek/iek-ste

Parameter	Symbol	Wert	Zahlungsbereitschaft
Mindestreichweite	$\beta_{MR,1}^{***}$	0.043	3.30 €/Km
Bordcomputer	$\beta_{BC,1}^{***}$	0.346	26 €/BC
Mindesttage	$\beta_{Tg,1}$	0.021	
Mindeststunden	$\beta_{Hr,1}^{***}$	-0.053	-4.07 €/h
Monatliche Prämie	$\beta_{mPr,1}^{***}$	0.013	
Einmal Prämie	$\beta_{Pr,1}^{***}$	0.000202	
Reservation Utility	$\beta_{ASC4,1}^{***}$	1.93	-148€/U

Tabelle 1: Schätzergebnisse

Im Einzelnen:

- Vergütungsschema

Ein monatliches Auszahlungsmodell wird einer Einmalzahlung zum Vertragsabschluss stark bevorzugt. Möglicherweise steht dies in Beziehung mit der Bevorzugung befristeter Verträge, die eine größere zukünftige Entscheidungsfreiheit zulassen.

- Bordcomputer

Auch wenn die Funktion eines Bordcomputers im Experiment nicht bis ins Detail beschrieben werden könnte, misst der Parameter doch einen Zuwachs an Freiheit der durch eine differenzierte Zeitangabe möglich ist. Dieser Betrag müsste die Kosten der Erstellung einer Hard- und Software Lösung übersteigen.

- Reservationsnutzen

Der Modellansatz beinhaltet einen Ansatz zur Bestimmung des Vertragsabschlusses. Demnach wird ein V2G-Vertrag abgeschlossen, sobald der Reservationsnutzen von 148€ durch den Nutzen, der aus dem Vertrag durch garantierte Mindestreichweite, Verfügbarkeit (Mindestladestunden) und Vergütung entsteht, überschritten wird. Der Beitrag der Einzelkomponenten beträgt 3.30 € für jeden Kilometer Mindestreichweite, -4 € je zusätzlicher Mindestanschlussstunde, 26 € für die Möglichkeit mit einem Bordcomputer die Nutzungswünsche anzugeben und der Kompensation in €.

Das bedeutet, dass 10 km zusätzliche Mindestreichweite einen Nutzenverlust durch 7 Mindestanschlussstunden je Tag kompensieren. Wenn man davon ausgeht, dass die Batteriekapazität in Bezug

auf den durchschnittlichen Tagesverbrauch hochdimensioniert ist, kann man davon sprechen dass, unter den Vertragsparametern die Mindestreichweite dominiert. Das impliziert, dass das Marktpotential der V2G-Technologie signifikant ausfallen kann, selbst wenn eine finanzielle Kompensation dies nicht ist. Weiter kann man schlussfolgern, dass V2G nicht zwingend auf Grund fehlender finanzieller Anreize für die Fahrzeughalter - seien es private oder öffentliche – scheitern muss. Die Ergebnisse erlauben es weiter, technische Potentiale in Optimierungsansätzen um die Nebenbedingung zu ergänzen und so ad hoc Annahmen über die anzusetzende Mindestreichweite quantitativ zu begründen. Man kann davon ausgehen, dass die als nächstes geplanten Verfeinerungen der Modellspezifikationen durch die Berücksichtigung fehlender Angaben zum Einkommen, Nichtlinearitäten (u.a. durch kategorische Variablen) und Nestingstrukturen den Erklärungswert des Modells weiter erhöhen. Außerdem sind die im Fragebogen enthaltenen Angaben über Motivation und Mobilitätsverhalten bislang nicht in die Analyse miteinbezogen. Wir erwarten aber, dass sie dazu beitragen potentielle Kundengruppen zu identifizieren und so das Geschäftsmodell zu präzisieren.

Acknowledgements

Die Arbeit ist entstanden im Rahmen des Projekts „Netzintegration mobiler Energiespeicher: Testbasierte Evaluierung, technische Potentiale und Bereitschaft von Fahrzeughaltern (NET-INES)“ gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi).

6.4.4 Rahmenbedingungen für die Einführung von E-Taxi aus Sicht eines Verteilernetzbetreibers

Annemarie JUNG(*)¹, Mario LEITNER(*)¹, Thomas Karl SCHUSTER¹

Ausgangssituation

Die Energiewende und dessen Umsetzung ist nicht nur eine Herausforderung für die Energieaufbringung sowie deren Umwandlung, sondern auch zukünftige Stromnetze werden mit neuen Herausforderungen konfrontiert und müssen sich dementsprechend positionieren. Verantwortlich dafür sind unter anderem die zusätzlichen volatilen Verbraucher, zu denen auch elektrisch betriebene Fahrzeuge gehören. Um die Auswirkungen einer hohen Durchdringung von Elektrofahrzeugen auf das Stromnetz zu beschreiben, ist eine Untersuchung der Rahmenbedingungen für die Einführung von E-Taxis aus Sicht eines Verteilernetzbetreibers durchgeführt worden. In der Elektromobilität sind Taxis insofern ein Spezialfall, da sie sich durch eine hohe Konzentration an den Standplätzen auszeichnen und bei hohen Durchdringungsraten große Leistungsdichten verursachen.

Ziele

Das Hauptziel, die Auswirkungen einer hohen Durchdringung von E-Taxis auf das Stromnetz aus Sicht eines Verteilernetzbetreibers, zu bestimmen, ist eine genaue Analyse von Auswirkungen der E-Taxi-Flotte zu untersuchen. Da sich nicht an allen Netzabschnitten Taxistandplätze befinden, sind ausgewählte reale Verteilernetzabschnitte mit realen Taxistandplätzen auszuwählen. Des Weiteren sind mögliche Maßnahmen zur Integration einer E-Taxi-Flotte in das bestehende Stromnetz zu erarbeiten. Daraus ergeben sich strategische Ansätze zur Ausbaustrategie der Verteilernetze.

Ergebnisse

Derzeitige Situation des Netzes

Eine vierwöchige Leistungsmessung in fünf ausgewählten Wiener Niederspannungsnetze ergab, zu keinem Zeitpunkt eine thermische Überlastung der vorhandenen Netzkomponenten in diesem Beobachtungszeitraum. Die max. Auslastungen der Transformatoren betrug 65 % und max. Auslastungen der Netzkabel 50 %. Dies entspricht auch im Wesentlichen den internen Vorgaben des Netzbetreibers.

Integration von E-Taxis

Unter der Annahme, dass das Laden der Batterie nur am Taxistandplatz während der Standzeiten stattfinden werden, und der Annahme, dass die vorhandenen Netzreserven (bis zum thermischen Grenzstrom, entspricht einer Belastung von 100 %) für das Laden der Elektrotaxis herangezogen werden können, sind folgende Ergebnisse zu erwarten:

Auswirkungen:

- Unterspannungen und Überspannungen der Transformatoren nicht relevant, da die konzentrierten Ladevorgängen an Taxistandplätzen ortsnah zu den Trafostationen erfolgt
- Durch ungesteuertes Laden temporäre Überlast bis zu 200 %
- Netzausbau bzw. -erweiterung unbedingt notwendig

Maßnahmen:

- Begrenzung der Leistungsspitzen an den Ladestationen auf einen fixen Wert (z.B 100 kW) bei Einbindung in das bestehende Netz um der Einhaltung der Rechtsnormen zu genügen (n-1 Struktur)
- Dezentrale und bedarfsgerechte Ladessteuerung ohne nennenswerte Mobilitätseinbußen (<1 %)
- durch minimalen Ausbau Ausnutzung der vollen möglichen Leistung der E-Lade-Trafostationen und Leitungen

¹ Wiener Netze, Mariannengasse 4-6, 1090 Wien, {annemarie.jung@wienernetze.at, mario.leitner@wienernetze.at, thomas.schuster@wienernetze.at}, www.wienernetze.at

6.4.5 Innovative und effektive Integration von Elektrofahrzeugen ins Niederspannungsnetz

Andreas GÖTZ¹

Inhalt

Mit Hilfe des Beitrages soll ein Teil der Forschungsarbeit des Lehrstuhls für Energie- und Hochspannungstechnik der TU Chemnitz dargestellt werden. Dabei geht es um die Erarbeitung einer langfristig optimalen Netzplanung vorrangig für das Niederspannungsnetz. Um die Netzplanung nachhaltig zu gestalten wurden im Rahmen einer Industriepromotion drei Bereiche – die Säulen der Netzplanung – untersucht.

Methodik und Ergebnisse

Die technisch relevante Säule bezieht sich dabei auf Aspekte wie zukünftige Verbraucher- und Einspeiserstrukturen charakterisiert werden können. Dazu zählen dezentrale Einspeiser, Neuerungen im Verbrauchersektor (Smart Home incl. Smart Meter) sowie Einflüsse durch zukünftige Elektrofahrzeuge als Verbraucher und Einspeiser. Dabei wurden die Entwicklungen des Elektrifizierungsgrades prognostiziert, Verbrauchergruppen bzgl. Deren Verbrauchsverlagerungspotential klassifiziert und die entsprechenden Potentiale quantitativ ermittelt. Hieraus ließ sich ein sehr hohes Potential einer Verbrauchssteuerung für die elektrische Beheizung bzw. Kühlung erkennen. Dabei ist zu beachten, dass sich dieses hohe Potential auf einen sehr eingegrenzten Nutzerkreis bezieht, was für eine hohe Wirtschaftlichkeit eines möglichen zentralen Lastmanagements spricht.

Bzgl. der Auswirkungen der Elektromobilität hat sich allerdings gezeigt, dass eine aktive zentrale Steuerung von Ladevorgängen nicht grundsätzlich zwingend notwendig ist. So verringert sich mit einer passiven dezentralen Intelligenz (Pat.-Nr.: DE 10 2012 110 091.8 vom 23.10.2012) die Notwendigkeit einer zentralen Steuerung bzw. verzögert den Zeitpunkt deren Unabdingbarkeit stark. Hierbei wurden zahlreiche Simulationen zur Netzbelastung bei unterschiedlichen Durchdringungen von Elektrofahrzeugen in ausgewählten, realen Niederspannungsnetzen durchgeführt. Als Ergebnis der Forschung liegen nun quantitative Angaben vor, welche Aussagen zu den maximalen Durchdringungen von Elektrofahrzeugen in ausgewählten Niederspannungsnetzen treffen. In Abbildung 1 ist die prinzipielle Klassifizierung einer Ladeinfrastruktur und in Abbildung 2 die qualitative Gegenüberstellung der unterschiedlichen Energiemanagementvarianten dargestellt.

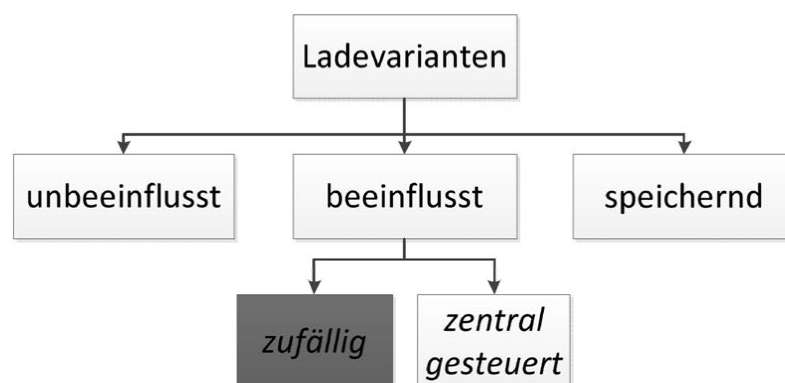


Abbildung 1: Klassifizierung Ladeinfrastrukturvarianten

¹ TU Chemnitz, Fakultät Elektrotechnik/Informationstechnik, Professur Energie- und Hochspannungstechnik, 09107 Chemnitz, andreas.goetz@etit.tu-chemnitz.de, www.tu-chemnitz.de/etit/eneho/

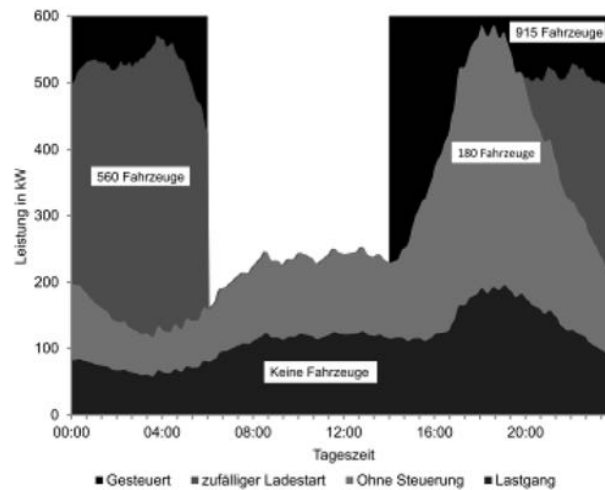


Abbildung 2: Mögliche Durchdringung von Elektrofahrzeugen in einem realen Niederspannungsnetz [Schmidt; Götz]

So lässt sich sicherstellen, dass ein effizienter Ressourceneinsatz bei der Bildung einer Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge erreicht werden kann, da es nicht zwingend erforderlich ist, ein zentral gesteuertes Informations- und Kommunikations-Managementsystem für die nächtliche Aufladung am privaten Standort aufzubauen und zu betreiben. Die durch Simulationen an realen Niederspannungsnetzen gewonnenen Erkenntnisse wurden anschließend zur Anwendbarkeit auf beliebige andere Niederspannungsnetze verallgemeinert.

6.5 POWER-DSM IN DER INDUSTRIE (SESSION D6)

6.5.1 Zum Speicherproblem: Energiedienstleistungs-Speicherung vs. Just-in-Time-Produktion

Heinz STIGLER¹, Udo BACHHIESL¹

Problemstellung

Die Energiewende bedingt den Übergang von einer (räumlich und zeitlich) bedarfsgerechten Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern hin zu einer (räumlich und zeitlich) dargebotsabhängigen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Da Strom nicht gespeichert werden kann, muss er in dem Augenblick erzeugt werden, in dem er verbraucht wird. Bei einer vorrangig bedarfsgerechten Stromerzeugung übernehmen die fossilen Energieträger die Speicherproblematik. Diese stehen ja bereits als Energiespeicher in Form von Kohlenwasserstoffen zur Verfügung.

Bei der nunmehr angestrebten überwiegenden Nutzung dargebotsabhängiger, erneuerbarer Energien ergibt sich damit ein Speicherproblem: Der Anfall der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien fällt regelmäßig nicht mit dem Zeitpunkt des Stromverbrauchs zusammen.

Das Speicherproblem lässt sich angesichts der Gegebenheit, dass die erneuerbaren Energien Wind, PV und Wasserkraft bereits als Exergie (= Strom) vorliegen, wie folgt charakterisieren:

Exergie Strom → mechanischer Energiespeicher (= Exergiespeicher) → Exergie Strom

Exergie Strom → elektrochemischer Speicher (= Batterien, BrStZelle) → Exergie Strom

Exergie Strom → chemischer Speicher (P2G, P2H, Latentspeicher) → Exergie Strom

Inbesondere die letztere Speicherungsform erfordert für die wieder erwünschte Umsetzung in die Exergieform Strom die Anwendung des von Sadi Carnot gefundenen Prinzips der „bewegenden Kraft des Feuers“ und die damit verbundenen Wirkungsgrade und Verluste.

Eine zielführende Problemlösung

Bei just-in-time-Produktionen entfällt die Lagerung von Zwischen- und Endprodukten und der Betrieb erspart sich sowohl die Kosten für Lagerräume als auch die anfallenden Zinsen für das in den gelagerten Produkten gebundene Kapital.

In der Prozesskette „Primärenergie → Sekundärenergie → Endenergie → Nutzenergie → EDL-Zw.-Produkt → EDL-Produkt“ kann man nun an unterschiedlichen Stellen „Speicherung“ vorsehen, sodass für den Stromversorger insbesondere keine Spitzenbelastungen – und damit erforderliche teure Spitzenkapazitäten – entstehen. Dieses Prinzip ist auch bei immer stärker werdenden Anteilen von dargebotsabhängiger Erzeugung anwendbar.

Besonders bei stromintensiv erzeugten Produkten bedingt eine zeitliche Verlagerung des Strombezugs eine deutliche Entlastung. Durch die Produktion von Zwischen- und Endprodukten „auf Lager“ ist es den Produzenten möglich, für kurze Zeiträume den Strombezug deutlich zu reduzieren. Die Einsparung von Jahres-Spitzenlast erspart dem Elektrizitätssystem entsprechende Spitzenkapazität und die entsprechenden Kosten: diese kommen dann den Stromerzeugern und –verbrauchern zu Gute. Eine wesentliche Voraussetzung dafür sind Märkte für Kapazität und Energie. Der Erstautor hat bereits vor 20 Jahren mehrere derartige Vereinbarungen mit Kunden zum Wohle beider geschlossen. Der überraschende gedankliche Auslöser für diese Vorgangsweise und die Inhalte sowie Umsetzung mittels Verträgen werden in der Langfassung und im Vortrag erläutert.

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 8042 Graz, Inffeldgasse 18, Tel.:+43 (0)316 873 7900, Fax: +43 (0)316 873 7910; stigler@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

6.5.2 Regionale Lastmanagement-Potenziale stromintensiver Prozesse

Anna GRUBER¹, Franziska BIEDERMANN¹, Serafin von ROON¹

Zusammenfassung

Um Stromerzeugung und –verbrauch in einem permanenten Gleichgewicht zu halten, wurden bisher überwiegend Anpassungen in der Erzeugung vorgenommen. Eine weitere Möglichkeit stellt die Anpassung des Bezugs an die Erzeugung dar. Dadurch kann beispielsweise auch mit schaltbaren Lasten ein Beitrag zur Versorgungssicherheit bzw. Netzstabilität geleistet werden. In verschiedenen Studien wurde bereits gezeigt, dass vor allem energieintensive Prozesse ein relativ hohes Lastmanagementpotenzial aufweisen. Neben der verfügbaren Leistung sind auch Dauer und Abrufhäufigkeit zur Bestimmung der verlagerbaren Energiemenge entscheidend. Die regionale Verteilung ist jedoch hinsichtlich des Engpassmanagements von Bedeutung. Für die energieintensiven Branchen werden die Potenziale für Österreich und Deutschland auf Landkreisebene ausgewiesen.

Motivation

Der durch die Energiewende wachsende Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung stellt Übertragungsnetzbetreiber vor neue Herausforderungen, da stets ein Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch an elektrischer Energie im Stromnetz gewährleistet werden muss. Zusätzlich wirkt sich die zunehmende, regional stark unterschiedlich hohe Einspeisung aus Erneuerbaren zu bestimmten Zeiten stärker auf die Lastflüsse aus, was zu Engpässen im Netz führen kann. Zur Stabilisierung des Stromnetzes können beispielsweise Redispatch-Maßnahmen angeordnet werden, auch Regelleistung kann zum Einsatz kommen. Beide Maßnahmen werden typischerweise durch Kraftwerke realisiert, allerdings können auch Verbraucher hierfür genutzt werden.

Verschiedene Studien haben gezeigt, dass gerade die energieintensive Industrie aufgrund einzelner stromintensiver und gleichzeitig flexibilisierbarer Prozesse für den Regelenergiemarkt geeignet ist. Durch Verschiebung dieser Prozesse können verhältnismäßig hohe Leistungen zur Verfügung gestellt werden. Entscheidend ist das gesamte verfügbare Potenzial, allerdings kommt auch der regionalen Verteilung dieser Lastmanagement-Potenziale Bedeutung zu. Diese Informationen können wiederum für lokale Redispatch-Maßnahmen als auch für die Regelleistungsbereitstellung genutzt werden. Übertragungsnetzbetreiber müssen einen Kernanteil an Regelleistung ausweisen, der auch tatsächlich in ihrer Regelzone liegt. Die einzelnen Lastmanagementpotenziale werden daher regional aggregiert ausgegeben.

Methodik

Im Rahmen einer Literaturrecherche wurden die unterschiedlichen energieintensiven Prozesse hinsichtlich ihrer Eignung für das Lastmanagement identifiziert und ausgewählt. Für die regionale Potenzialermittlung wurden folgende Prozesse der oben genannten Branchen ausgewählt:

- Aluminiumelektrolyse für Primäraluminiumherstellung
- Elektrolichtbogen-Öfen in der Stahlproduktion
- Holzschleifer und Refiner in der Papierindustrie
- Chlorelektrolyse in der Chemieindustrie
- Roh- und Zementmühlen in der Zementindustrie

Die regionalen Lastmanagement-Potenziale wurden standortscharf für die einzelnen Branchen bestimmt. Für die regionale Darstellung muss der Stromverbrauch der einzelnen Unternehmen für die jeweiligen Prozesse bestimmt werden. Dieser ergibt sich aus den Produktionsmengen und dem spezifischen Stromverbrauch, der pro Produkt aufgewendet werden muss.

¹ FfE Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, D-80995 München, Tel.: 0049-89-158121-62, Fax: 0049-89-158121-10, agruber@ffe.de, www.ffegmbh.de

Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Benutzungsstunden der Prozesse wird auf die mittlere Last der Produktionsanlagen zurückgeschlossen. Die meisten Anlagen können aufgrund von technischen Einschränkungen oder produktionsbedingt nicht zu 100 % flexibel betrieben werden, weshalb nur ein prozessspezifischer Anteil letztendlich als Lastmanagement-Potenzial zur Verfügung steht. Durch Kenntnis der mittleren Last je Prozess und Unternehmen sowie des flexibilisierbaren Anteils können die Potenziale regional ausgewiesen werden.

Ergebnisse

Die Ergebnisse werden am Beispiel der Elektro Stahlproduktion in Deutschland und Österreich abgebildet. Es ergibt sich eine nach Landkreisen bzw. Bezirken differenzierte regionale Aufteilung der Lastmanagementpotenziale (vgl. Abbildung 1).

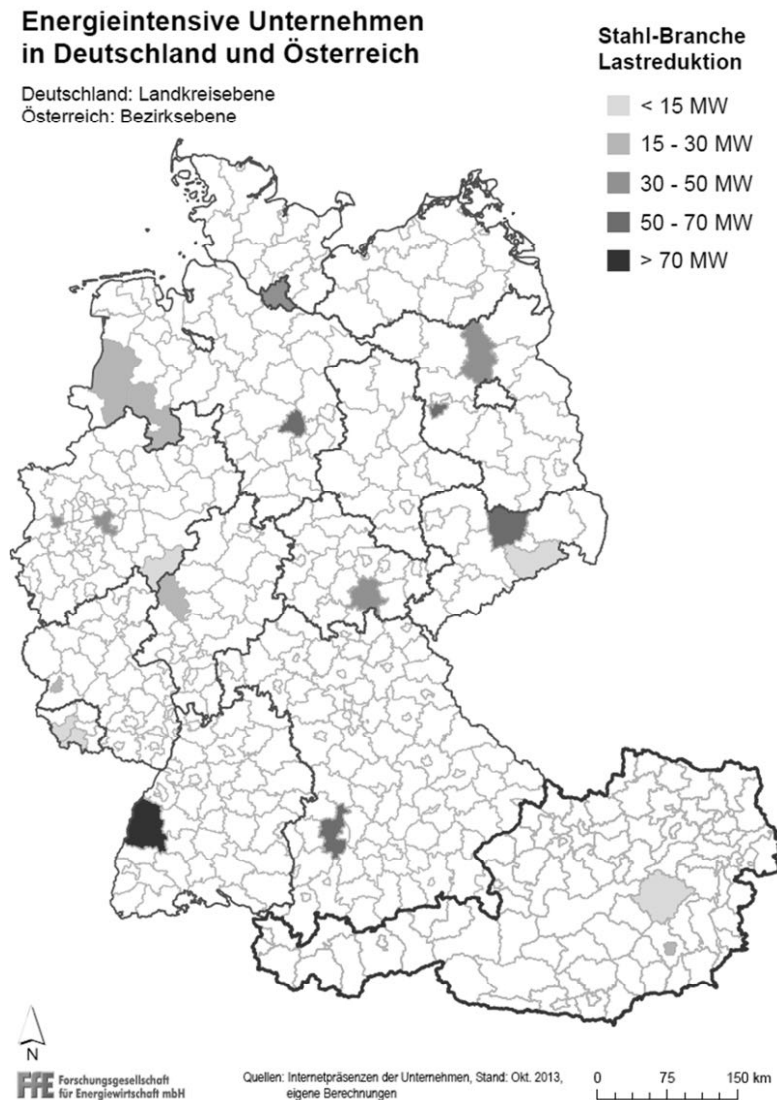


Abbildung 1: Regionales Lastmanagementpotenzial der Elektrolichtbogen-Öfen in der Stahlindustrie

Insgesamt ergibt sich ein Lastmanagementpotenzial durch die Flexibilisierung von Elektrolichtbogen-Öfen in der Stahlindustrie von ca. 680 MW (Deutschland) und ca. 32 MW (Österreich).

6.5.3 Lastverschiebung in der Industrie – Potenzial und Einfluss auf die Stromerzeugungskosten in Deutschland

Martin STEURER(*)¹, Ulrich FAHL¹, Alfred VOß¹

Inhalt

Für eine sichere und kosteneffiziente Integration erneuerbarer Energien in das deutsche Elektrizitätsversorgungssystem wird neben der Anbindung geeigneter Speichersysteme, dem Ausbau der Netze und dem verstärkten Einsatz von Erzeugungsmanagement auch die Nutzung von intelligentem Lastmanagement (demand side integration) diskutiert. Aktuelle Studien weisen in Deutschland ein technisches Lastmanagementpotenzial von mehreren Gigawatt aus (vgl. z. B. VDE-Studie „Demand Side Integration“, 2012), das zur Anpassung der Residuallastganglinie oder zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen eingesetzt werden kann. Zwar wird Lastmanagement in der deutschen Industrie schon seit vielen Jahren genutzt, jedoch steht bislang fast ausschließlich die betriebsinterne Spitzenlastreduktion und damit ein nicht notwendigerweise systemdienlicher Einsatz im Fokus. Unklarheit herrscht aktuell sowohl hinsichtlich der Kosten, die für solch einen systemdienlichen Einsatz von Lastmanagement auf Verbraucherseite anfallen und entsprechend kompensiert werden müssen, als auch hinsichtlich des kostensenkenden Effekts auf die Erzeugungs- und Netzseite.

Ziel des vorliegenden Beitrags ist die Untersuchung und Bewertung des möglichen erzeugungs-seitigen Nutzens durch den Einsatz eines systemdienlichen Lastmanagements sowie des Einflusses der für das Lastmanagement anfallenden Kosten darauf. Dazu wird im ersten Schritt eine Potenzialanalyse durchgeführt. Die Betrachtung wird dabei auf den Sektor Industrie begrenzt, da hier von einer kurzfristigen Verfügbarkeit der ermittelten Potenziale ausgegangen werden kann. Es wird zudem nur der Fall der Lastverschiebung berücksichtigt, da hier angenommen wird, dass keine wesentliche Beeinträchtigung der Wertschöpfung eines Industrieunternehmens, etwa durch Produktionsausfall, vorkommen sollte. Im zweiten Schritt wird Lastmanagement in ein fundamentales Optimierungsmodell des deutschen Elektrizitätsmarktes implementiert und der Einfluss von Lastverschiebung auf Einsatzplanung und Investitionen von Kraftwerken und Speichern und somit auf die Erzeugungskosten untersucht. Das bei der Potenzialanalyse ermittelte Lastverschiebungspotenzial fließt dabei als Input in das Modell ein und wird in unterschiedlichen Szenarien mit unterschiedlichen Kosten belegt. Auf diese Weise wird eine Sensibilitätsanalyse hinsichtlich der für Lastmanagement anfallenden Kosten durchgeführt.

Methodik

Zur Ermittlung des zur Verfügung stehenden Potenzials für Lastverschiebung in der deutschen Industrie werden im ersten Schritt vorhandene Studien ausgewertet, in denen auf das industrielle Lastmanagementpotenzial in Deutschland eingegangen wird. Darauf aufbauend wird eine detaillierte Befragung von ca. 100 Industrieunternehmen durchgeführt, um die Angaben aus der Literatur zu verifizieren und zu ergänzen. Analysiert werden dabei insbesondere Industriebranchen mit hohem Stromverbrauch, sowohl absolut als auch bezogen auf den erwirtschafteten Umsatz (Stromintensität). Die priorisierte Betrachtung dieser Wirtschaftszweige, z. B. Aluminium-, Stahl-, Zement- und Chlorindustrie, ist durch die hohen Lasten je Einzelstandort und durch die in der Regel vorhandene Ausstattung mit Lastmanagementsystemen an den entsprechenden Standorten begründet. Die Auswertung der vorhandenen Studien zum industriellen Lastmanagementpotenzial in Deutschland legt ebenfalls nahe, dass dieser Fokus sinnvoll ist. In den stromintensiven Industriebranchen kann näherungsweise von einem untertäglich, unterwöchig und unterjährig konstanten Betrieb ausgegangen werden. Neben der maximal zur Verfügung stehenden Leistung für Lastabschaltung und Lastzuschaltung wird für jede betrachtete Branche die maximal verschiebbare Energiemenge ermittelt.

¹ Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung an der Universität Stuttgart, Heßbrühlstr. 49a, D-70565 Stuttgart, Tel.: +49 711/685878-14, Fax: +49 711/685878-73, martin.steurer@ier.uni-stuttgart.de, www.ier.uni-stuttgart.de

Zudem werden vorhandene Prognosen zur Entwicklung von Produktionsmenge und Energieeffizienz in den jeweiligen Branchen herangezogen, um die Entwicklung der für Lastverschiebung zur Verfügung stehenden Leistung und Energiemenge in Zukunft abzuschätzen.

Die ermittelten Lastverschiebepotenziale dienen als Input für ein fundamentales Optimierungsmodell des deutschen Elektrizitätsmarktes. Die Zielfunktion des Modells ist die Minimierung der Stromerzeugungskosten unter Berücksichtigung der zu jedem Zeitpunkt zu deckenden Stromnachfrage und der Vorhaltung einer Reserve zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, insbesondere bei Prognosefehlern und ungeplanten Kraftwerksausfällen. Mit dem Elektrizitätsmarktmodell können sowohl Investitionen in den konventionellen Kraftwerkspark und in Speicher als auch deren Einsatzplanung und Betrieb optimiert werden. Die angenommene Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entspricht den Ausbauzielen der deutschen Bundesregierung.

Die Möglichkeit zur Lastverschiebung wird über „Lastspeicher“ mit negativem Vorzeichen abgebildet. Die Speicherkapazität entspricht dabei der verschiebbaren Leistung, das Speichervolumen der verschiebbaren Strommenge und der Speicherwirkungsgrad wird als eins angenommen. Dabei wird jeder definierten Klasse verschiebbarer Lasten eine maximal mögliche Verschiebedauer zugeordnet, die über entsprechende Energiebilanzen berücksichtigt wird. Hinsichtlich der für Lastverschiebung anfallenden Kosten werden unterschiedliche Szenarien gerechnet und deren Ergebnisse mit dem Ergebnis des Basisszenarios ohne Lastverschiebung verglichen.

Ergebnisse

Die für Lastverschiebung in der deutschen Industrie zur Verfügung stehende Leistung und Energiemenge wird nach Branchen gegliedert angegeben und eingeordnet. Den jeweiligen branchenspezifischen Lastverschiebepotenzialen werden regionale Schwerpunkte zugeordnet. Zudem wird die abgeschätzte Entwicklung dieser Potenziale im Laufe des Modellierungszeitraumes dargestellt.

In Abhängigkeit der je Modellszenario unterschiedlich angenommenen Kosten, die für Lastmanagement anfallen, sind geringe bis deutliche Effekte durch den Einsatz von Lastverschiebungen auf der Erzeugungsseite feststellbar. Die wesentlichen identifizierten Hebel zur Reduktion der Erzeugungskosten sind dabei:

- die Reservebereitstellung durch Lastverschiebung und somit vermiedene Investitionen, z. B. in Pumpspeicherwerke und Gaskraftwerke sowie
- die Gewährleistung eines effizienteren Betriebs des konventionellen Kraftwerksparks durch reduzierte Laufzeiten im Teillastbereich und entsprechende Wirkungsgradverbesserungen sowie durch die geringere Zahl an Anfahrvorgängen.

Daraus ergeben sich je nach Szenario moderate bis erhebliche Einsparungen bei den Systemgesamtkosten. Es kann somit festgehalten werden, dass Lastverschiebungen einen wesentlichen Beitrag zu einer sicheren und kosteneffizienten Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien in das deutsche Energieversorgungssystem leisten können. In der vorliegenden Untersuchung wird gezeigt, wie dieser Beitrag zukünftig aussehen kann und dass der durch Lastverschiebung generierte volkswirtschaftliche Nutzen eine hohe Robustheit gegenüber den dafür anfallenden Kosten hat.

6.5.4 Flexibilisierung des Stromverbrauchs in Fabriken

**Fabian KELLER(*)¹, Dennis ATABAY(*)², Rita DORNMAIR(*)²,
Thomas HAMACHER², Gunther REINHART¹**

Motivation

Die Erzeugung elektrischer Energie in Deutschland wandelt sich von der zentralen Erzeugung in Großkraftwerken hin zu vermehrter Erzeugung in kleinen dezentralen Anlagen, die ihre Energie aus erneuerbaren Quellen beziehen. Gründe dafür sind der beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie, die Verknappung von fossilen Energieträgern und international gesetzte Klimaschutzziele.

Die erneuerbare Stromerzeugung erfolgt in Deutschland besonders durch die Nutzung von Windenergie und Solarstrahlung und unterliegt damit einer starken Abhängigkeit von Wetterbedingungen und Tageszeiten. Da die Einspeisung sehr stark fluktuiert und elektrischer Strom in seiner Form nicht wirtschaftlich gespeichert werden kann, kommt es zu starken örtlichen und zeitlichen Diskrepanzen von Erzeugung und Verbrauch.

Eine Maßnahme zur örtlichen Entkopplung ist daher der Ausbau des Stromnetzes, damit der Transport des Stroms vom Ort der Erzeugung zum Ort des Bedarfs jederzeit gewährleistet werden kann. Die zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch ist durch Speicher realisierbar. Dies geschieht in großem Maßstab durch den Einsatz von Pumpspeicherwerken, welche den elektrischen Strom in Form von potenzieller Energie von Schwachlastzeiten in Spitzenlastzeiten verlagern. Obwohl der Einsatz von Pumpspeicherwerken derzeit kaum rentabel ist, wird der Bedarf an Speichern in Zukunft wieder aktuell werden, da die Nutzung erneuerbarer Energien und damit eine von der Last unabhängige Stromproduktion weiter zunehmen werden. Neben der Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch im Erzeugungssektor bietet das Lastmanagement eine weitere Möglichkeit zur Integration des erneuerbar erzeugten Stroms. Zusätzlich zur Anpassung der Nachfrage elektrischer Energie im Haushaltssektor an das vorhandene Angebot verspricht insbesondere das produzierende Gewerbe mit Lastverschiebung und möglicher Eigenerzeugung als Kleinerzeuger im Stromsystem Potenziale.

Der Forschungsverbund „FOREnergy – Die energieflexible Fabrik“ hat zum Ziel, technische Lösungen und Möglichkeiten darzulegen, den Strombedarf produzierender Unternehmen an das Angebot anzupassen und so die Integration erneuerbarer Energien in die Stromversorgung weiter zu fördern.

Flexible Tarifstruktur

Unternehmen werden eine flexible Produktion nur einführen, wenn sie daraus einen wirtschaftlichen Vorteil ziehen können. Dafür müssen allerdings durch den jeweiligen Energieversorger entsprechende Anreize zum Lastmanagement geschaffen werden. Hierzu bedarf es flexibler Stromtarife, die über die Grenzen des Terminmarktes, des Spotmarktes und der Regelleistungsmärkte hinausgehen. Eventuell müssen sogar Tarife geschaffen werden, die nur an bestimmten Orten gelten. Damit verbunden sind variable Preisstufen, welche abhängig vom Tag und der Tageszeit die Verbraucher zur Steuerung ihrer Stromabnahme motivieren soll. Dabei sollen mittel- bis kurzfristige Anpassungen der einzelnen Stufen ermöglichen, die Nutzung der erneuerbaren Energie möglichst effektiv zu gestalten. Falls dem Energieversorger im Rahmen des Versorgungsvertrags die Möglichkeit des direkten, kurzfristigen Eingriffs in den Strombezug von Fabriken und Betrieben in seinem Versorgungsgebiet gegeben wird, muss dies möglich sein, ohne den Produktionsablauf nachhaltig zu stören. Zur Entwicklung eines solchen Tarifs werden Hindernisse bei der Umsetzung durch gegebene Regularien überprüft und soweit möglich bewertet.

¹ Fraunhofer-Institut für Werkzeugmaschinen und Umformtechnik (IWU), Projektgruppe Ressourceneffiziente mechatronische Verarbeitungsmaschinen (RMV), Beim Glaspalast 5, 86153 Augsburg, Tel.:+49 821 56883 91, +49 821 56883 50, fabian.keller@iwu.fraunhofer.de, www.iwu.fraunhofer.de/rmv

² Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München, Arcisstr 21, 80333 München, Tel.:+49 89 289-28311 bzw. -28308, +49 89 289-28313, dennis.atabay@tum.de bzw. rita.dornmair@tum.de, www.ewk.ei.tum.de

Energieflexible Planung und Steuerung

Die Produktionsplanung und -steuerung nimmt eine zentrale Rolle bei der Abwicklung von Aufträgen in der Produktion ein und beeinflusst maßgeblich das Stromverbrauchsverhalten einer Fabrik. Ergebnisse der Planungsläufe werden meist in Form von Maschinenbelegungsplänen in die Produktion weitergegeben und dort umgesetzt. Dabei besitzt jede Maschine und jeder Auftrag ein individuelles Energiebedarfsprofil. Aktuell planen Betriebe jedoch ihren Bedarf an elektrischer Energie lediglich in Form eines Spitzenlastmanagements, also einer Glättung ihres Gesamtenergiebedarfs, ohne einer energieangebotsorientierten Lastverschiebung. Diese legt bewusst Spitzenlasten in geeignete Zeitpunkte, um einen Stromüberschuss am Markt zu nutzen bzw. Zeitpunkte von Stromknappheit zu meiden. Ein flexibles Lastmanagement optimiert daher Aufträge an den Maschinen nach ihrem Einfluss auf den Gesamtlastgang und nach einem prognostizierten Energieangebot des Energieversorgers. Die Basis dazu bildet ein Konzept zur Integration von Energiekennwerten in den Arbeitsplänen, welche in der Produktionsplanung und -steuerung hinterlegt sind. Darüber hinaus werden Strategien zur Beeinflussung des Lastgangs der Produktion in der Planungsperiode für die Optimierung angewandt. Damit wird erreicht, dass das Produktionsprogramm sowie die Termin- und Kapazitätsplanung im Rahmen der gegebenen Flexibilität derartig angepasst werden kann, dass sich der von der Produktion benötigte Strombedarf einer Lastgangprognose anpasst. Einen weiteren innerbetrieblichen Freiheitsgrad bilden die dezentrale Energieerzeugung sowie Energiespeichersysteme.

Fabrikeigene Energiespeicher

Der zukünftige Nutzen des Ausbaus von Speichern zum Erreichen des politischen Ziels, in Deutschland den Anteil der regenerativen Energien in der Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 auf 80% zu erhöhen, wurde bereits in mehreren Studien gezeigt. Hierbei können dezentrale Speicher auf Verteilnetzebene eingesetzt werden, um die derzeit nicht für die Rückspeisung des Stroms zum Übertragungsnetz ausgelegten Netze zu entlasten und so trotz höherer Kosten im Vergleich zu zentralen Großspeichern einen Beitrag zur Erreichung dieses Ziels leisten.

Im Gegensatz zu direkt am Netz betriebenen, dezentralen Energiespeichern, können Speicher innerhalb einer Fabrik zusätzlich zur Teilnahme am Strommarkt weitere Aufgaben erfüllen. So ist es möglich, diese parallel zur Reduktion von Lastspitzen im Betrieb einzusetzen, um die Leistungsbezugskosten zu reduzieren. Hier zeigen erste Ergebnisse eines Speichereinsatz Optimierungsmodells, dass die zu erzielende Kosteneinsparungen eines idealen Speichers innerhalb einer Fabrik mit flexiblem Stromtarif bei richtiger Dimensionierung deutlich größer sein können, als die erzielbaren Gewinne des allein am Strommarkt eingesetzten Speichers.

Werden Speicher zusammen mit eventuell vorhandenen dezentralen Erzeugern in die Produktionsplanung- und Steuerung integriert, kann deren Betrieb zusammen mit dem Produktionsablauf zur Anpassung des Lastverlaufs an ein vom Versorger vorgegebenes Signale (z.B. Strompreis) angepasst werden. Hier soll im weiteren Verlauf untersucht werden, ob durch den kombinierten Einsatz des Speichers in der Fabrik zur Lastspitzenreduktion, Eigenbedarfserhöhung und Lastverschiebung, eine Investition in dezentrale Speicher wirtschaftlich darstellbar ist.

Zusammenfassung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien stellt eine große Herausforderung für den Strommarkt dar. Konventionelle Tarifstrukturen sind mittelfristig zu überdenken, um die künftig volatile Bereitstellung von Strom effektiv zu vermarkten. Als ein Lösungsbaustein bietet die Energieflexible Fabrik eine Möglichkeit auf Verbraucherseite den Bedarf zu steuern, um damit der wachsenden Schwankungen im Stromnetz zu begegnen.

6.5.5 Lastverschiebung in der österreichischen Zementindustrie

Alois KRAUSSLER¹

Einleitung und Zielsetzung

Allgemein müssen zur Ausschöpfung der Lastverschiebungspotenziale schaltbare Verbraucher identifiziert werden (für Zu- oder Abschaltungen sowie Leistungssteigerungen oder -reduktionen). Bei industriellen Prozessen stellt dies eine große Herausforderung dar, da die Leistungsfähigkeit des Produktionsbetriebes nicht darunter leiden darf oder einer finanziellen Kompensation bedarf (z. B. für die Produktionsunterbrechung oder -verschiebung).

Da Österreichs Zementindustrie mit ca. 490 GWh/a [1] insgesamt 0,8% des elektrischen Energiebedarfes Österreichs konsumiert, könnte dieser Industriezweig ein geeignetes Lastverschiebungspotential aufweisen. Im Vergleich zu anderen europäischen Ländern besteht in Österreich geringes Wissen über dieses Potenzial und mögliche Nutzungsmöglichkeiten. [2], [3] Es bedarf daher einer näheren Betrachtung, damit das Österreichische Lastverschiebungspotenzial in der Zementindustrie festgestellt werden kann.

Auf Basis der dargestellten Problemstellung soll in dieser Arbeit eine Abschätzung des technisch nutzbaren Lastverschiebungspotenzials der österreichischen Zementindustrie erfolgen. Davon abgeleitet sollen die Rahmenbedingungen identifiziert werden, welche auch für eine wirtschaftliche Nutzung dieses Potenzials notwendig sind.

Methodik

Auf Basis einer umfassenden Recherche zur Zementindustrie in Österreich (ExpertInnengespräche / Interviews, Workshops, statistische Daten, Literaturrecherchen, Vergleichsstudien und -projekte sowie Analyse von bestehenden Fallstudien auf internationaler Ebene) wurde das Lastverschiebungspotenzial analysiert und Rahmenbedingungen der möglichen Nutzung abgeleitet. So wurden allgemeine Werte zum elektrischen Energieeinsatz, durchschnittliche Leistungsangaben verschiedener Verbraucher und der Energieverbrauch einzelner Prozesse in der Zementherstellung erarbeitet und für die weitere Abschätzung verwendet.

Ergebnisse

Folgende Verbraucher konnten in der Zementindustrie zur Lastverschiebung identifiziert werden:

- Brecher zur Rohmaterialaufbereitung im Steinbruch
- Rohmühlen zur Mischbettzerkleinerung im Zementwerk
- Zementmühlen für produzierten Klinker
- Abluftventilatoren der Mühlen

Für die Feststellung des theoretisch durchschnittlich verfügbaren technischen Lastverschiebungspotenzials der österreichischen Zementindustrie wurde folgende Formel verwendet [3]:

$$\frac{\text{jährliche Produktion} * \text{spez. elektr. Energiebedarf} * \text{Anteil Roh – und Zementmühlen}}{\text{jährliche Produktionsdauer}} = 36 \text{ MW}$$

Die saisonalen Produktions-Schwankungen in der Zementindustrie belaufen sich von 50 % bis 130 %, wodurch sich letztendlich ein theoretisches Potential zwischen ca. 18 MW und ca. 47 MW ergibt.

¹ 4ward Energy Research GmbH, Zweigstelle Voralpe, Impulszentrum 1, A-8250 Voralpe, Tel.: +43 664 88500339, alois.kraussler@4wardenergy.at, www.4wardenergy.at

Für die Feststellung des tatsächlich / wirtschaftlich nutzbaren Potential zur Verschiebung der Elektrizitätsnachfrage in der österreichischen Zementindustrie sind jedoch verschiedene Limitierungen und Rahmenbedingungen zu berücksichtigen, damit entweder die Leistungsfähigkeit auf gleichem Niveau bleibt oder durch den etwaigen entgangenen Gewinn Kompensationsleistungen erfolgen (sofern nicht andere regulatorische Maßnahmen vorgegeben werden).

Conclusio

Simulationen und Berechnungen des Lastverschiebungspotentials in Zementwerken ergeben ein technisches / theoretisches Lastverschiebungspotenzial. Obwohl abgeschätzt wird, dass die Zementindustrie einen zukünftigen Beitrag in der Merit-Order der Lastverschiebungspotenziale leisten könnte, bestehen viele noch zu lösende Einschränkungen, welche das wirtschaftlich nutzbare Potenzial begrenzen:

- Direkte Mehrkosten der Lastverschiebung (z. B. höherer Personalkostenaufwand für Wochenendarbeiten)
- Indirekte Mehrkosten (z. B. Risikoaufschläge für höhere Maschinenbeanspruchung durch häufigeres Abschalten, Verkürzung der Nutzungsdauer)
- Marktbedingte Probleme: (1) Kein Lastverschiebungspotenzial bei hoher Nachfrage (durch 100 %ige Auslastung in der Produktion), (2) Zu geringe finanzielle Anreize
- Prozesstechnische Probleme: (1) Kapazitäten der Mühlen, (2) Auslastung der Materialzwischenlager, (3) Benötigte Temperaturen zur Trocknung des Materials

Diese Erfahrungen decken sich mit nationalen und internationalen Praxiserkenntnissen zur Implementierung von Lastverschiebungs-Maßnahmen in der Zementindustrie. Die aktuellen Rahmenbedingungen lassen daher eine wirtschaftliche Nutzung des vorhandenen technischen Lastverschiebungspotenzials nur dann zu, wenn die Mehraufwendungen der österreichischen Zementindustrie finanziell kompensiert werden können.

Für konkrete Aussagen zum Lastverschiebungspotenzial der österreichischen Zementindustrie sind Untersuchungen notwendig, indem sämtliche Einflussfaktoren (Lastgänge, Lastspitzen und -täler, Auslastungen der Mühlen, Füllstände der Materialzwischenlager, Kosten und Preise, usw.) in eine konkrete Berechnungen der notwendigen wirtschaftlichen Kompensation einfließen. Dies erfordert stets eine individuelle Betrachtung der österreichischen Zementwerke zumal sich die Produktionsstätten voneinander wesentlich unterscheiden (z. B. Unterschiede in den Kapazitätsverhältnismäßigkeiten zwischen Rohmehlmühlen und Drehrohröfen).

Die aktuellen finanziellen Vorteile, welcher der Netzbetreiber weiter geben kann, sind aktuell in Österreich nicht / kaum ausreichend, damit das technische Lastverschiebungspotenzial der österreichischen Zementindustrie ausgeschöpft werden kann. Dies erfordert die Schaffung eines geeigneten institutionellen Rahmens. Letztlich ist es vom politischen Willen abhängig, ob die Rahmenbedingungen für Lastverschiebung entsprechen geschaffen werden.

Literatur

- [1] VÖZ - Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie, "Zement – Fundament der Zukunft. Nachhaltigkeits-Update 2011/2012 der österreichischen Zementindustrie," Mai 2012.
- [2] Robert Hinterberger and Sascha Polak, "Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe in Österreich Chancen und Potentiale in zukünftigen Smart Grids," 2011.
- [3] M. Klobasa, "Kurz- bis Mittelfristig realisierbare Marktpotenziale für die Anwendung von Demand Response im gewerblichen Sektor," Karlsruhe, Mai 2011.

Hinweis

Das zugrunde liegende Projekt „Loadshift“ wird im Rahmen der 5. Ausschreibung Neue Energien 2020 vom Klima- und Energiefonds gefördert.



6.5.6 Lastverschiebungspotenziale in kleinen und mittleren Unternehmen und Erfolgsfaktoren zur Hebung dieser Potenziale

Michael WEDLER¹, Ludwig KARG¹, Alexander VON JAGWITZ¹,
Kerstin KLEINE-HEGERMANN¹, Georg BAUMGARTNER¹

Keyfacts

- Erkenntnis
Gewerbebetriebe haben ein hohes nutzbares Potenzial zur Lastverschiebung: Ein Drittel der tägl. max. Last ist einmalig viertelstündig verschiebbar (Ergebnis aus Feldtests dieser Studie aus 30 untersuchten Fokus-Betrieben). Insbesondere thermische Flexibilitäten (Kälte, Wärme) sind von Bedeutung. Mehrere MW sind aus technischer Sicht in unterschiedlicher Qualität (Ort, Zeit, Zuverlässigkeit) hebbar. Dies ist abhängig von der Kommunikationsinfrastruktur (Flächenabdeckung, Standards, Geschwindigkeit).
- Erfolgsfaktor
Zur Erschließung seitens Energielieferanten, Netzvertrieb oder Aggregatoren sollte auf bestehende Kommunikationswege und vorhandene Energiemanagementsysteme aufgesetzt werden ohne Produktionsprozesse zu stören (leichte Integration durch Plug&Play-Lösungen, ggf. Prosumermanagement oder Bündelung von Filialen).
- Nutzen
Gewerbliche Flexibilitäten sind flächendeckend verfügbar und somit geeignet für Netzdienstleistungen auf lokaler Ebene und generelle Marktaktivitäten (mit wenigen energieintensiven ubiquitären Betrieben, Kläranlagen, Lebensmittelkühlung, Pumpen, KWK lassen sich netzdienliche Effekte knotenscharf organisieren/Ausbaukosten sparen).
- Voraussetzung
Zur Markteinführung sind entsprechende Rahmenbedingungen zu schaffen, die vor allem auch netzseitig orts- & zeitflexible Vergütungsmodelle ermöglichen (Preisgestaltung für Schalloptionen, Fahrpläne, dynamische Tarife, Marktzugang für kleine Mengen).
- Forschungsbedarf
Es fehlen Kosten-Nutzen-Analysen (Integrationskosten, Systemnutzen, Systembedarf „Preisschilder“ nodal, temporär), folglich ist die ökonomische Bewertung der Netzentlastungs- und EE-Integrationeffekte (Merit Order unterschiedlicher Flexibilitäts-Optionen von Netzausbau über Last- und Erzeugungsmanagement und Speichern in einem Raum-Zeitmuster → Ampelphasen) künftig z.B. in Pilotprojekten zu fokussieren.

Hinweis

Dieser Bericht wurde im Rahmen eines Auftrags des Österreichischen Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit), Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien, erstellt. Für den Inhalt sind ausschließlich die Auftragnehmer verantwortlich. Diese Publikation spiegelt nicht zwangsläufig die Meinung des bmvit wider.

¹ B.A.U.M. Consult GmbH in Zusammenarbeit mit der Salzburg AG, Gotzinger Str. 48-50, 81371 München, Tel.: +49 89 18935-0, l.karg@baumgroup.de, www.baumgroup.de

7 STREAM E: VERTEILNETZE UND SMART GRIDS

7.1 AUSBAUPLANUNG (SESSION E1)

7.1.1 Smart Planning für Verteilnetze

**Christoph ENGELS¹, Lars JENDERNALIK², Marc OSTHUES³,
Sebastian SCHIMMEYER(*)⁴, Heiko SPITZER⁵**

Inhalt

Die Planung von elektrischen Verteilnetzen ist durch vielschichtige Herausforderungen geprägt, die den folgenden Bereichen zuzuordnen sind:

Betriebsmittelkapazität

- Der Anteil dezentraler erneuerbarer Energieerzeuger innerhalb des Versorgungsgebiets nimmt weiter zu, was zu einer teilweisen Umkehr der Leistungsflüsse führt.
- Die mittel- bis langfristigen Vorhersagen bezüglich des Zubaus von erneuerbaren Energieerzeugern streuen insbesondere aufgrund unsicherer Rahmenbedingungen stark.

Betriebsmittelzustand

- Große Teile des Betriebsmittelbestandes erreichen das Ende ihrer technischen Nutzungsdauer.

Betriebswirtschaft

- Die Investitionsbudgets der Netzbetreiber sinken.

Eine isolierte Betrachtung der einzelnen Anforderungen führt zu Lösungen, die im Widerspruch mit den verbleibenden Herausforderungen stehen können. In diesem Beitrag wird daher detailliert ein integrierter Ansatz beschrieben, der alle Aspekte gleichzeitig optimiert und bestehende Synergien nutzt. Die prinzipielle Methodik wurde bereits in [1] skizziert und in [2,3] weiterentwickelt.

Methodik

Die einzelnen Anforderungen werden durch die Zielfunktion eines Evolutionären Optimierungsverfahrens in Form eines regelgestützten Genetischen Algorithmus [4] integriert. Aufgrund der kombinatorischen Problemkomplexität, die durch die Anzahl der Betriebsmittel, die Anzahl der Betrachtungsjahre und die Anzahl der Szenarien aufgespannt wird, greift der Ansatz auf das netzplanerische Fachwissen in Form von Planungsregeln zurück.

¹ Projektleitung, FB Informatik, FH Dortmund, Emil-Figge-Str. 42, 44227 Dortmund, Tel.:+49.231.755.6777, christoph.engels@fh-dortmund.de, www.fh-dortmund.de/engels

² Operatives Asset Management, Westnetz GmbH, Florianstr. 15-21, 44139 Dortmund, Tel.:+49.231.438.2848, lars.jendernalik@westnetz.de, www.westnetz.de

³ wiss. Mitarbeiter, ie3, TU Dortmund, Emil-Figge-Str. 70, 44227 Dortmund, Tel.:+49.231.755.3022, marc.osthues@tu-dortmund.de, www.ie3.tu-dortmund.de

⁴ Consultant, Intulion Solutions GmbH, Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20, 44227 Dortmund, Tel.:+49.231.9700.360, sebastian.schimmeyer@intulion.de, www.intulion.de, www.io-netz.net

⁵ Geschäftsführer, Entellgenio GmbH, Lamontstr. 8, 81679 München, Tel.:+49.89.414243980, heiko.spitzer@entellgenio.com, www.entellgenio.com

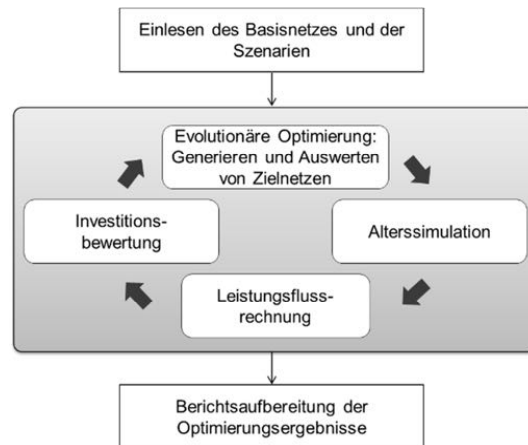


Abbildung 1: Prinzipieller Ablauf der Berechnung

Zum einen werden aus Langfristprognosen über die erwartete regionale Einspeisung und Last und einer angenommenen Wahrscheinlichkeitsverteilung Szenarien generiert. Zum anderen wird der Status quo durch ein bestehendes Basisnetz repräsentiert. Beide Beschreibungen fließen als Eingabe in das Berechnungsmodell ein. Der Genetische Algorithmus variiert aufgrund des netzplanerischen Regelwerks und der stochastischen Mutation und Rekombination das Basisnetz und leitet hieraus einen Zielnetz Kandidaten ab. Die Teilmodule Alterssimulation und Leistungsflussrechnung überprüfen diesen Zielnetzvorschlag auf gültige Alterszustände und ausreichende Kapazität bezüglich der gegebenen Szenarien. Valide Zielnetz Kandidaten werden einer kosten- oder ergebnisbasierten Investitionsrechnung bewertet. Die Kennzahlen und Maßnahmen des Zielnetz Kandidaten mit den minimierten Kosten (bzw. maximierten Erlösen) finden eine berichtsmäßige Aufbereitung für den Planer.

Ergebnisse

Ein Prototyp des Ansatzes ist implementiert und liefert erste Ergebnisse bezüglich eines exemplarischen Testfalls, bei dem im Jahr $t_0 = 2013$ ein Betriebsmittel (Leitung Waltrup-Roxel) aufgrund seines kritischen Zustands ersetzt werden muss (Zustandstrigger) während im Jahr $t_1 = t_0 + \Delta t$ die Kapazität des ersetzenden Betriebsmittels überschritten wird (Funktionstrigger). Statt im Jahr t_1 ein neues Betriebsmittel hinzuzufügen, sollte durch den Optimierer ein ausreichend dimensioniertes Betriebsmittel bereits im Jahr t_0 vorgeschlagen werden.

Die Tabelle 1 zeigt eine Lösung für den beschriebenen Testfall mit 190 Betriebsmitteln über einen Planungszeitraum von 20 Jahren und einen Berechnungszeitraum von 40 Jahren. Der genetische Algorithmus erzeugt 750.000 Individuen mit der Populationsgröße 100. Die unoptimierte „naive“ Strategie zeigt das Leitungssegment Waltrup - Roxel, welches in 2007 seinen kritischen Zustand erreicht und in 2013 ersetzt wird. Hierbei fällt ein diskontierter TOTEX in Höhe von 2.271 TEUR an. In 2013 wird ein neues Leitungssegment mit identischer Kapazität errichtet und bis 2015 abgeschrieben. In 2015 findet aufgrund der kapazitiven Erweiterung eine Sonderabschreibung statt. Im Gegensatz dazu liefert die optimierte Strategie in 2013 bereits eine Ersetzung des Leitungssegments, die der erforderlichen Kapazität in 2015 genügt. Der Vergleich zwischen beiden Strategien zeigt eine Differenz von 803 TEUR.

Betriebsmittel / TOTEX	Gesamt (diskontiert) TEUR	Jahre										
		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Naive Strategie												
segment/Waltrup-Roxel	2.271	52										
segment/Waltrup-Roxel/agebased	1.138							69	65	1.003		
segment/Waltrup-Roxel/capacitybased	2.041									59	58	
Optimale Strategie												
segment/Waltrup-Roxel	2.271	52										
segment/Waltrup-Roxel/opt-replace	2.376							71	68	67	66	

Differenz Naive / Optimale Strategie	803
---	------------

Tabelle 1: Testfall mit 190 Betriebsmitteln, Planungszeitraum 20 Jahre und Berechnungszeitraum 40 Jahre

Referenzen

- [1] Jendernalik, L., Rehtanz, Ch.: „Integration dezentraler Energien: mehr als eine Frage der Technik“, 12. Symposium Energieinnovation, 15.-17. Februar 2012, Graz
- [2] Engels, C., Jendernalik, L., Osthues, M., Spitzer, H.: “Smart Planning – An integrated Approach for Distribution System Planning to cope with its Future Requirements”, CIRED, Stockholm, 2013.
- [3] Jendernalik, L., Mensmann, C., Wohlfarth, C.: “Target planning of electrical distribution grids as a fundamental module for a successful asset management”, CIRED Workshop 2009, Prague, 2009.
- [4] Weicker, K. “Evolutionäre Algorithmen“, Leitfäden der Informatik, 2nd ed., Teubner, 2007.

Hinweis

Diese Arbeit wird unterstützt durch das F&E Projekt “IO.Netz” gefördert durch das BMWi, Projektnummer: 03ET1071

7.1.2 Potentiale und Risiken bei der Verwendung innovativer Netzplanungsansätze

André SEACK¹, Jan KAYS(*)¹, Lars JENDERNALIK²,
Dominique GIAVARRA²

Zusammenfassung

Der starke Zubau von regenerativen Erzeugungsanlagen hat die Verteilnetze an ihre betrieblichen Reserven gebracht und zieht in den kommenden Jahren einen hohen Netzausbau nach sich. Bislang werden bei der dazu erforderlichen Netzplanung nur Extremszenarien betrachtet, für die die Netze ausgelegt werden. Die Auftrittswahrscheinlichkeiten dieser Szenarien werden bei dieser konventionellen Netzplanung jedoch nicht betrachtet. Mit Hilfe eines entwickelten Simulationssystems wird ermöglicht, dass auf Basis von Zeitreihen die tatsächlich auftretenden Betriebsmittelbelastungen ermittelt werden können. Die Netze können durch die abgeleiteten Auftrittswahrscheinlichkeiten der Belastungsszenarien effizienter und näher an ihrer Betriebsgrenze geplant werden. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass diese Methode neben Chancen auch Risiken birgt. In diesem Beitrag wird die Verwendung probabilistischer Szenarien analysiert und bewertet.

Alternative Ansätze in der Planung

Die Verteilnetzbetreiber stehen aktuell vor der Herausforderung, ihre Netze für die hohen installierten Leistungen von dezentralen und regenerativen Erzeugungsanlagen (DEA) ausulegen. Durch den weiterhin hohen Zubau in den nächsten Jahren, müssen viele Betriebsmittel umgerüstet oder erweitert werden [1]. Vor dem Hintergrund der Anreizregulierung und der geringen Akzeptanz in der Bevölkerung gegenüber Netzausbaumaßnahmen, ist die derzeitige Planungspraxis mit ihrer langen Umsetzungsdauer und den hohen Betriebsreserven zu überdenken.

Die derzeitige Planungspraxis geht auf allen Spannungsebenen von den im betrachteten Netzgebiet anzunehmenden Extremszenarien aus. Ortsnetze sind mit ihrer jeweiligen Höchstlast (n-1)-sicher zu versorgen. Ebenso muss die mögliche, zur Verfügung gestellte Einspeiseleistung von erneuerbaren DEA-Einspeisern zu 100% abgeführt werden. Diese Planungspraxis berücksichtigt jedoch die Verteilung zeitgleicher Einspeisungen und Lasten nur sehr unzureichend. Im praktischen Betrieb treten Extremszenarien nur sehr selten auf. Hier kann durch eine neue Bewertungsmethodik Netzausbau verzögert oder sogar vermieden werden. Durch eine Nachbildung der Einspeiseprofile der installierten dezentralen Erzeugungsanlagen sowie Nachbildung des Verhaltens der Lastkunden im betrachteten Netzgebiet können Ganglinien für die Netzknoten in dieser Region ermittelt werden. Mit Hilfe dieser Ganglinien kann eine Bewertung der Auftrittswahrscheinlichkeit der unterschiedlichen Netzsituationen erfolgen.

Die Jahresdauerlinien für die einzelnen Netzknoten ergeben aller Voraussicht nach Spitzenwerte in der Einspeisung und der Lastabnahme, die einerseits unter den absoluten Summennennleistungen der kumulierten Einspeiser sowie andererseits unter der Summenlast der Kunden im betrachteten Bereich liegen. Mit Hilfe von Eintrittswahrscheinlichkeiten der einzelnen Einspeise- und Lastkurven kann eine Eintrittswahrscheinlichkeit für die jeweilige Versorgungssituation am Knoten und dem Netz angegeben werden.

Weiterhin kann durch Kenntnis der Netztopologie eine Aggregation mehrerer Knoten auf einen Knoten der nächsthöheren Spannungsebene erfolgen. Somit wird auch eine Netzplanung auf anderen Spannungsebenen unter gleichen Aspekten ermöglicht.

¹ Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, Technische Universität Dortmund, Emil-Figge-Straße 70, 44221 Dortmund, Tel.: +49 231 9700 985, Fax: +49 231 9700 990, {andre.seack@tu-dortmund.de, jan.kays@tu-dortmund.de}, www.ie3.tu-dortmund.de

² Westnetz GmbH, Operatives Assetmanagement Nord, Florianstraße 15-21, 44139 Dortmund, Deutschland, {Tel.: +49 231 438 2848, Fax: +49 201 1212 30920, lars.jendernalik@westnetz.de}, {Tel.: +49 231 438 2808, dominique.giavarra@westnetz.de}, www.westnetz.de

Somit kann letztlich die Auslegung des Gesamtnetzes effektiver und bedarfsorientierter erfolgen. Eine mögliche Pönale aufgrund nicht aufgenommenener Einspeiseenergie kann durch die Zeitreihensimulation mit Kosten für den Netzausbau verglichen und so eine wirtschaftliche Bewertung getroffen werden.

Des Weiteren können aufgrund der vorliegenden Daten einer Region und Prognosen des Ausbaus dezentraler Einspeiser die Jahresstunden der Energieautarkie der betrachteten Region ermittelt werden. Im Umkehrschluss ist somit für jede Region die voraussichtliche Zeit der Unterdeckung an Leistung bekannt, was in die Planung der Grundversorgung einfließen kann.

Simulationssystem zur Erzeugung von Belastungszeitreihen

Für die Erzeugung von Zeitreihen wird ein an der TU Dortmund entwickeltes Simulationsprogramm auf Basis eines Multiagentensystems verwendet [2, 3]. Darin werden alle Netzteilnehmer als selbstständige Agenten mit eigenen Zielvorgaben modelliert. Somit kann sichergestellt werden, dass die Agenten das reale Verhalten von beispielsweise Lasten oder DEA korrekt darstellen. Die Belastungszeitreihen sämtlicher Betriebsmittel sowie die Knotenspannungsprofile werden für die anschließende Bearbeitung in einer Datenbank abgespeichert. Mit dem System wird dem Verteilnetzbetreiber ermöglicht, eine Beobachterrolle der Verhaltensschemata seiner Kunden einzunehmen und danach das Netz auszulegen. Auf dieser Basis kann die anschließende Bewertung der Auftrittswahrscheinlichkeiten bestimmter Belastungsszenarien erfolgen. So kann ebenfalls analysiert werden, über welche Zeiträume hohe Betriebsmittelbelastungen auftreten und ob diese für den sicheren Betrieb geduldet werden können. Die Funktionsweise des Systems wird in einem ausgewählten Beispielnetz vorgestellt.

Entstehende Risiken

Die Abkehr von der herkömmlichen Planungspraxis birgt verschiedene Risiken. Der Netzbetrieb wird möglicherweise durch fehlende Netzreserven und Redundanzen eingeschränkt, Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten werden nur noch in eingeschränkten Zeitfenstern möglich sein. Diese Zeitfenster werden allerdings mit der vorgestellten Methode leichter bestimmbar. Als weiteres Risiko sind veränderliche politische Randbedingungen zu nennen. Prognoseungenauigkeiten können die Methode und den damit ermittelten notwendigen Netzausbau negativ beeinflussen. Zuletzt wird durch fehlende Netzreserven die Versorgungsqualität im betrachteten Netzgebiet sinken. Die genannten Risiken sind im Einzelfall gegen die Ersparnis beim Netzausbau abzuwägen.

Literatur

- [1] Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (kurz: dena-Verteilnetzstudie). Berlin 2012
- [2] Kays J., Seack A., Rehtanz C.: Analyse der Verteilnetzbelastung durch Simulation in einem Multiagentensystem. ETG-Kongress 2011, Würzburg 2011
- [3] Jendernalik L., Rehtanz C.: Integration dezentraler Energien: Mehr als eine Frage der Technik. 12. Symposium Energieinnovation 2012, Graz 2012

7.1.3 Methode zur automatisierten Bewertung des zukünftigen Ausbaubedarfs in der Niederspannungsebene unter Berücksichtigung verschiedener technischer Konzepte

Gerrit SCHLÖMER(*)¹, Constantin REESE¹, Lutz HOFMANN¹

Inhalt

Eine zunehmend dezentrale Energieversorgung und eine Veränderung der elektrischen Lasten stellt die Verteilnetzbetreiber vor große Herausforderungen in der Niederspannungsebene: Zum einen werden vorgegebene Spannungsbänder verletzt, zum anderen können Betriebsmittelüberlastungen entstehen. Zur Lösung der Spannungsbandprobleme stehen neben dem konventionellen Netzausbau neue technische Ansätze wie der regelbare Ortsnetztransformator zur Verfügung. Während die Vor- und Nachteile der einzelnen Konzepte an Referenznetzen leicht zu erklären sind, ist das Marktpotential und die Anzahl der Einsatzmöglichkeiten aufgrund der Vielzahl und Vielfalt der Niederspannungsnetze bisher kaum abschätzbar. In diesem Beitrag wird vorgestellt, wie reale Ortsnetze mithilfe synthetischer Niederspannungsstränge nachgebildet werden, um verschiedene Ausbauvarianten automatisiert untersuchen und bewerten sowie den Ausbaubedarf abschätzen zu können.

Vorgehen

In Zusammenarbeit mit einem großen deutschen Verteilnetzbetreiber wurden 704 Niederspannungsstränge aus 172 Ortsnetzen systematisch ausgewertet. Mit Hilfe der daraus erhaltenen relevanten Parameter werden Mengengerüste synthetischer Niederspannungsstränge gebildet und mit der realen Häufigkeit im Netz gewichtet [1]. Als Netzparameter werden unter anderem die Leistung der Ortsnetztransformatoren, die Kabellängen und -typen der Strang- und Hausanschlussleitungen sowie die Anzahl der Hausanschlüsse und der Kabelverteilerschränke berücksichtigt.

Der Vorteil dieses Verfahrens ist die vereinfachte Erfassung der Netze, die automatisierte Netzberechnung und dass häufig vorkommende Stränge nur einmal berechnet werden müssen. Somit steigt der Rechenaufwand nicht linear mit der Anzahl der Ortsnetze an. Um eine ausreichende Belastung des speisenden Transformators nachzubilden, werden parallele Netzstränge als Ersatzlast an der Niederspannungssammelschiene nachgebildet.

Auf Basis verschiedener Durchdringungsgrade wird die Belastung der Niederspannungsstränge neben der üblichen Haushaltslast durch Photovoltaikanlagen, Elektroautomobile und Wärmepumpen untersucht. Zu jedem Szenario wird mit einer Netzberechnung automatisiert geprüft, ob alle relevanten Grenzwerte eingehalten werden. Betriebsmittelüberlastungen erzwingen einen Leitungs- oder Transformatorausbau, während Spannungsbandprobleme durch Betriebsmittelverstärkung oder Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators bewältigt werden können.

Bild 1 zeigt beispielhaft die Knotenspannungen der drei Stränge eines Ortsnetzes bei einer durchschnittlichen Photovoltaikeinspeisung mit 3 kW_p pro Hausanschluss. In der ersten Netzberechnung tritt eine Spannungsbandverletzung in Strang 1 auf (links). Als Maßnahme ist hier der konventionelle Netzausbau dargestellt (rechts), der auf dem ersten Teil des Hauptstranges 1 eine Querschnittserhöhung vorsieht. Dadurch kann das Spannungsbandkriterium eingehalten werden. Im Anschluss an die Berechnung der Einzelstränge erfolgt deren Zusammensetzung Ortsnetzen [2], um den Netzausbaubedarf festzulegen.

¹ Leibniz Universität Hannover, Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Fachgebiet Elektrische Energieversorgung, Appelstr. 9a, 30167 Hannover, Deutschland, {Tel.: +49 511 762 2808, Fax: +49 511 762 2369, schloemer@iee.uni-hannover.de}, {reese@iee.uni-hannover.de, hofmann@iee.uni-hannover.de}, www.iee.uni-hannover.de

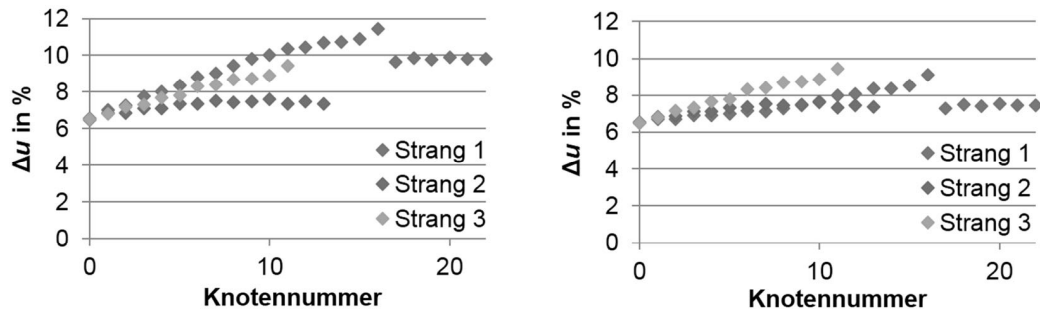


Abbildung 1: relative Abweichungen der Knotenspannungen vor (links) und nach (rechts) konventionellem Netzausbau

Ergebnisse

Die Ergebnisse der Untersuchung der 172 synthetischen Ortsnetze geben einen Überblick über den Ausbaubedarf für unterschiedliche Szenarien und Durchdringungen mit PV-Anlagen, Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen. Beispielhaft ist dieser in Bild 2 in Abhängigkeit von der Photovoltaikleistung dargestellt. So geht daraus hervor, dass 27 % des Netzbestandes ohne weitere Umbaumaßnahmen für die Aufnahme von 12 kW_p Photovoltaikleistung pro Hausanschluss oder mehr geeignet sind. Der rote, mit „Stationsneubau“ gekennzeichnete Bereich ist durch die getroffenen Randbedingungen begründet. Beispielsweise wurde vorausgesetzt, dass kein Ortsnetztransformator mit einer Bemessungsleistung größer 630 kVA eingesetzt werden sollte.

Der regelbare Ortsnetztransformator kann das vorhandene Leitungsnetz deutlich besser ausnutzen, Leitungsüberlastungen bei höheren Durchdringungen allerdings nicht verhindern. Wenn er jedoch eingesetzt wird, ist in entsprechenden Netzen fast kein weiterer spannungsbedingter Netzausbau mehr erforderlich, folglich ist ein möglicher Multisensorbetrieb von regelbaren Ortsnetztransformatoren nur in sehr wenigen Fällen erforderlich.

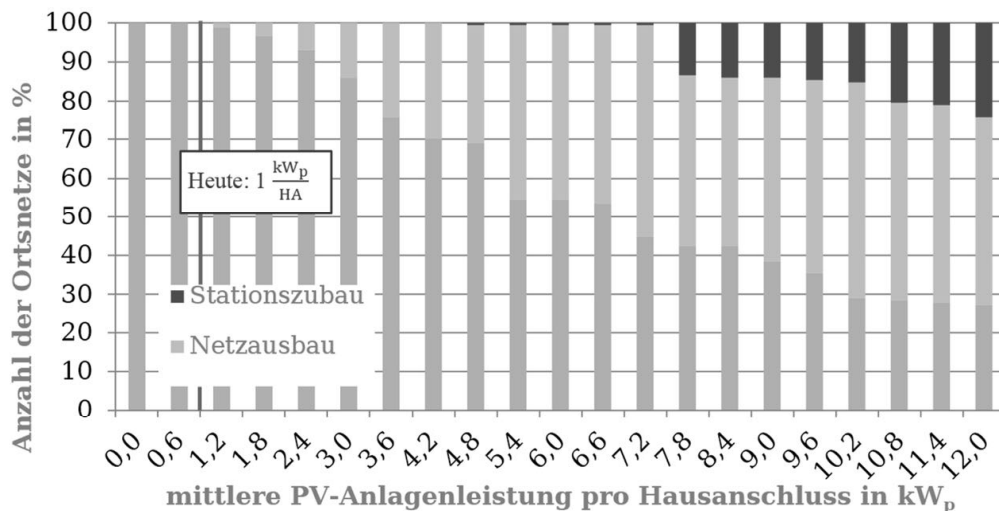


Abbildung 2: Kumulierter Netzausbaubedarf bei zunehmender PV-Anlagenleistung pro Hausanschluss

Literatur

- [1] Mohrmann, M.; Reese, C.; Hofmann, L.; Schmiesing, J.: Untersuchung von Niederspannungsverteilsnetzen anhand von synthetischen Netzstrukturen, VDE-Kongress, Stuttgart, Deutschland, 5.-6. November 2012.
- [2] Mohrmann, M.; Schlömer, G.; Hofmann, L.: Entwicklung und Anwendung einer Datenbank zur Bewertung des Ausbaubedarfs von Niederspannungsnetzen, Internationaler ETG-Kongress 2013: Energieversorgung auf dem Weg nach 2050, Berlin, Deutschland, 5.-6. November 2013.

7.1.4 Bewertung des Verteilungsnetzausbaus unter Berücksichtigung betrieblicher Maßnahmen

Lukas VERHEGGEN(*)¹, Sebastian DIERKES¹, Henning SCHUSTER¹,
Albert MOSER¹

Inhalt

Aufgrund der klimapolitischen Zielsetzung der deutschen Bundesregierung kommt es zu einem starken Anstieg installierter Leistung aus erneuerbaren Energien in Deutschland. Da erneuerbare Energien Anlagen in der Regel dezentral in Verteilungsnetzen angeschlossen sind, bedeutet dieses, dass die Verteilungsnetze vor neuen Herausforderungen stehen. Besonders für Mittel- und Niederspannungsnetze führt die steigende Anzahl dezentraler Einspeisungen zu Handlungsbedarf. Insbesondere gilt dieses für ländliche Netze. Die dena-Verteilernetzstudie prognostiziert einen Ausbaubedarf in den deutschen Mittel- und Niederspannungsnetzen in der Höhe von 16 Mrd. Euro [1].

Studien zeigen, dass insbesondere die Spannungshaltung zu Problemen bei der Integration dezentralen Anlagen führt. Zur Behebung dieser Probleme besteht neben dem konventionellen Netzausbau der Einsatz betriebliche Maßnahmen. Zu den betrieblichen Maßnahmen zählen beispielsweise das Wirk- und Blindleistungsmanagement von Anlagen. Durch eine geeignete Blindleistungseinspeisung durch dezentrale Anlagen ist es möglich die Netzspannung zu senken und konventionellen Ausbau zu verhindern. Dies wird bereits heute in vielen Anlagen mit Hilfe von leistungsabhängigen Kennlinien realisiert. Weitere Maßnahmen zur Beeinflussung der Netzspannung stellen regelbare Ortsnetztransformatoren dar. Hierbei handelt es sich um Ortsnetztransformatoren, welche mit Stufenstellern ausgestattet sind und somit das Spannungsniveau im unterlagerten Niederspannungsnetz anpassen können. Diese betrieblichen Maßnahmen sind teilweise aus den Übertragungsnetzen bekannt. Durch die Entwicklungen in der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) und den damit verbundenen Kostenreduktionen, wird es in Zukunft auch attraktiver diese Konzepte auch in Mittel- und Niederspannungsnetzen einzusetzen [2].

Das Ziel des Beitrages ist es eine Methodik zu entwickeln, welche den Nutzen der betrieblichen Maßnahmen quantifiziert.

Methodik

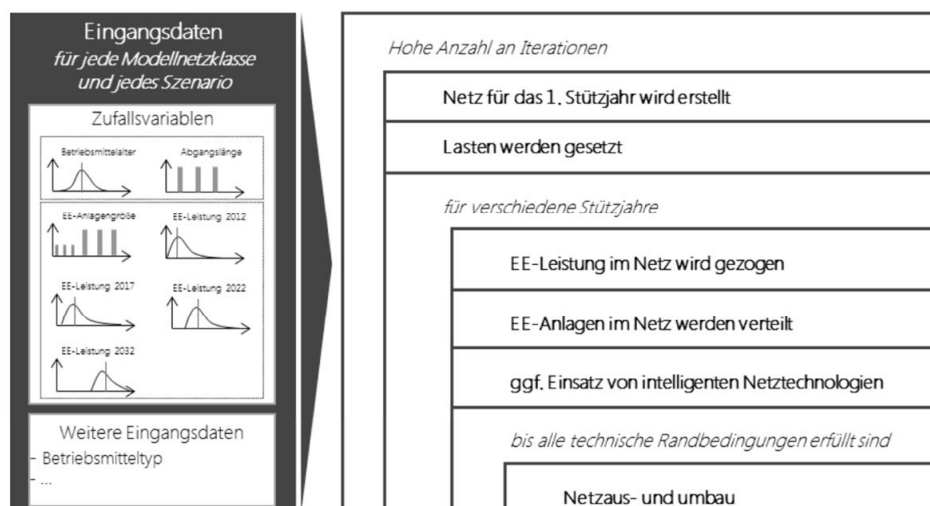


Abbildung 1: Prinzipieller Ablauf der Methodik

¹ Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, Tel.: +49 241 80 97652, Fax: +49 241 80 92197, info@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

Die in Abbildung 1 dargestellte Methodik erlaubt die Ermittlung des Verteilungsnetzausbaus, bspw. in Deutschland. Der Ansatz beruht auf Modellnetze, welche Regionen mit vergleichbarer Versorgungsaufgabe repräsentieren. Da sich die Netze jedoch innerhalb einer Region unterscheiden, werden die Eigenschaften wie Netznutzung, Netzlänge, Anzahl der Abgänge und Betriebsmitteltypen, variiert. Die Variation der Parameter wird dabei durch Verteilungsfunktionen beschrieben.

Für jede Ziehung des Modellnetzes wird der Netzausbaubedarf bestimmt. Hierzu wird zunächst eine komplexe Lastflussrechnung durchgeführt, um Verletzungen der Stromtragfähigkeit der Komponenten und Verletzungen des Spannungsbands zu ermitteln. Anschließend wird das Netz solange verstärkt, bis alle Verletzungen technischer Randbedingungen erfüllt sind. Um nun einen repräsentativen Netzausbau für eine Region zu ermitteln wird dieses im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation mehrfach angewendet.

Um den Nutzen von der betrieblichen Maßnahmen zu bewerten, wird Einsatz der Maßnahmen in den Modellnetzen simuliert. Anschließend wird die oben beschriebene Methodik für den Netzausbau angewendet und durch den Vergleich der verschiedenen Varianten, kann der Nutzen dieser Maßnahmen ermittelt werden.

Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen den Nutzen betriebliche Maßnahmen bei der Integration erneuerbarer Energien in Verteilungsnetzen auf. Der Nutzen wird anhand eines Kostenvergleichs quantifiziert. Eine Maßnahme stellt sich dann als wirksam heraus, wenn diese den Ausbaubedarf möglichst stark reduziert.

In Abbildung 2 sind exemplarische Ergebnisse für die Bewertung eines Erzeugungsmanagements dargestellt. Als Referenz wird eine Variante gewählt, in der weder eine Abregelung von Erzeugungsanlagen noch eine Blindleistungsregelung bzw. -steuerung durchgeführt wird.

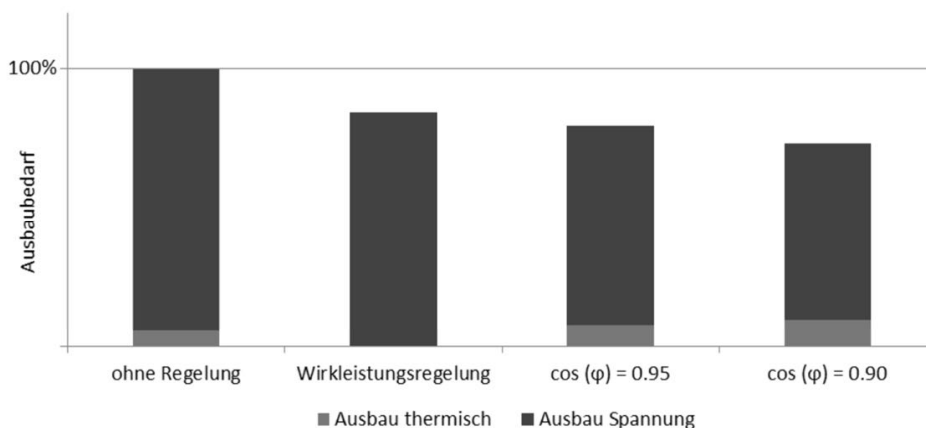


Abbildung 2: Exemplarische Ergebnisse für verschiedene Maßnahmen für ein Stützjahr

Im Beitrag wird auch der Einsatz von weiteren Maßnahmen, wie regelbaren Ortsnetztransformatoren, bewertet. Die Quantifizierung des Nutzens intelligenter Netztechnologien wird getrennt nach Spannungsebene und Art der Verletzungen der technischen Randbedingung unterschieden.

Referenzen

- [1] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Ausbau - und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in und,“ Berlin, 2012.
- [2] B. Gwisdorf, T. Hammerschmidt und C. Rehtanz, „Praxisgerechte Anwendung innovativer Netzkonzepte mittels Grenzkurvenanalyse zur Unterstützung von Netzplanungsvorgängen,“ in Internationaler ETG-Kongress, Würzburg, 2011.

7.1.5 Auswirkung der regionalen Verteilung erneuerbarer Energien auf den Netzausbaubedarf im Verteilungsnetz

Henning SCHUSTER(*)¹, Lukas VERHEGGEN¹, Sebastian DIERKES¹, Albert MOSER¹

Hintergrund und Fragestellung

Die Integration Erneuerbarer Energien macht umfangreiche Anpassungen des elektrischen Energieversorgungssystems notwendig. Die öffentliche Auseinandersetzung mit den Kosten der Energiewende erhöht die Notwendigkeit von Lösungsansätzen für eine effiziente Umsetzung. Ein möglicher Ansatz zur Verringerung der gesamtwirtschaftlichen Kosten und damit zur Steigerung der Effizienz der Energiewende ist die Berücksichtigung der Auswirkung der Einspeisungen auf Übertragungskosten bei der Standortentscheidung Erneuerbarer Energien. Dies kann durch sogenannte Allokationssignale erreicht werden. In der Neuausrichtung des ordnungspolitischen Rahmens für Erneuerbare Energien werden beispielsweise regionale Ausschreibungsmodelle diskutiert, welche eine Implementierung eines solchen Allokationssignals erlauben.

Das Ziel dieses Beitrages ist es, den Einfluss der geographischen Verteilung Erneuerbarer Energien auf den gesamten notwendigen Netzausbaubedarf in Verteilungsnetzen erstmalig zu quantifizieren, um damit einen Beitrag zur Diskussion der Weiterentwicklung des ordnungspolitischen Rahmens für Erneuerbare Energien zu leisten.

Methodisches Vorgehen

Im Rahmen des Beitrags werden zunächst alternative geographische Verteilungen Erneuerbarer Energien ermittelt, um deren Einfluss auf den notwendigen Netzausbaubedarf im Verteilungsnetz gegenüberzustellen. Aus Gründen der Vergleichbarkeit werden diese alternativen Allokationen auf eine vergleichbare energetische Jahreseinspeisung normiert (Netzentwicklungsplan Szenario B 2032).

- Fortschreibung der heutigen (dargebotsorientierten) Allokation Erneuerbarer Energien
- Allokation Erneuerbarer Energien auf Basis von Bundesländerprognosen und -zielen
- Lastnahe Allokation Erneuerbarer Energien

Die alternativen Allokationen unterscheiden sich hinsichtlich der installierten Leistung zur Erreichung der geforderten Jahreseinspeisung sowie der horizontalen Allokation (Verteilung auf Bundesländer) und der vertikalen Allokation (Verteilung auf Spannungsebenen).

Für jede Allokationen wird der Netzausbaubedarf in deutschen Verteilungsnetzen ermittelt und gegenübergestellt.

Verfahren zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs in Verteilungsnetzen

Der Netzausbaubedarf im Verteilungsnetz wird mit Hilfe eines probabilistischen Ansatzes ermittelt, dessen methodischer Ablauf in Abbildung 1 dargestellt ist. Zunächst wird die Versorgungsaufgabe analysiert und anschließend Modellnetzklassen definiert, die aus einer Menge von Verteilungsnetzbetreibern besteht, die in Bezug auf die Versorgungsaufgabe ähnliche Anforderungen aufweisen. Aus einer Verteilnetzbetreiberdatenbank, die veröffentlichte Daten der Verteilungsnetzbetreiber umfasst, werden für jede Modellnetzklasse Netzstrukturmerkmale abgeleitet und Modellnetze (Modellnetzset) erstellt, welche die Versorgungsaufgabe und Netzstrukturmerkmale der Modellnetzklasse widerspiegelt. Für jede Modellnetzklasse wird anschließend der Netzausbaubedarf quantifiziert und auf Gesamtdeutschland hochgerechnet.

Die Simulation des Netzausbaubedarfs erfolgt hier mit einem probabilistischen Ansatz, denn jede Modellnetzklasse umfasst eine Vielzahl von Netzbetreibern.

¹ Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Tel.: 0049/241-80-97689, Fax: 0049/80-92197, hs@iaew.rwth-aachen.de

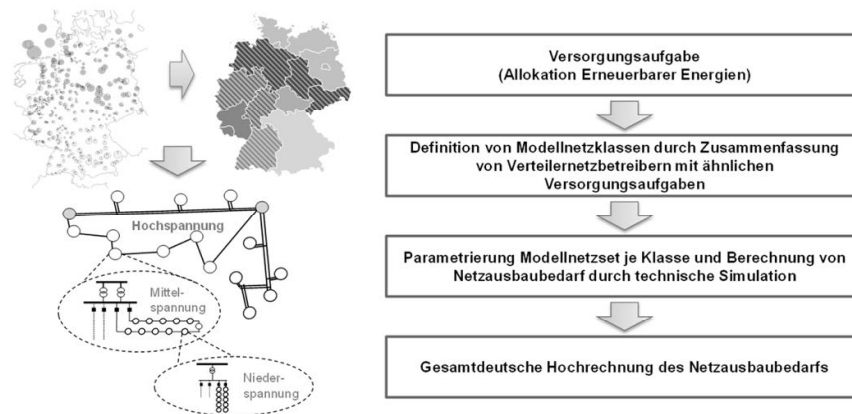


Abbildung 1: Methodisches Vorgehen zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs

Da lokale Konzentrationen Erneuerbarer Energien in einzelnen Netzen maßgeblich zur Verletzung technischer Randbedingungen beitragen und damit zu Netzausbaubedarf führen, wird im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation sowohl die Netzstruktur (Abgangslängen, Betriebsmittel) als auch die installierte Leistung Erneuerbarer Einspeisungen eines Netzes sowie deren Verteilung innerhalb eines Netzes stochastisch gezogen und für jede Ziehung der Netzausbaubedarf bestimmt.

Das Ergebnis der Simulation ist der Netzausbaubedarf je Spannungsebene, je betrachteten Stützjahr, je Modellnetzklasse und erlaubt weitreichende Analysen.

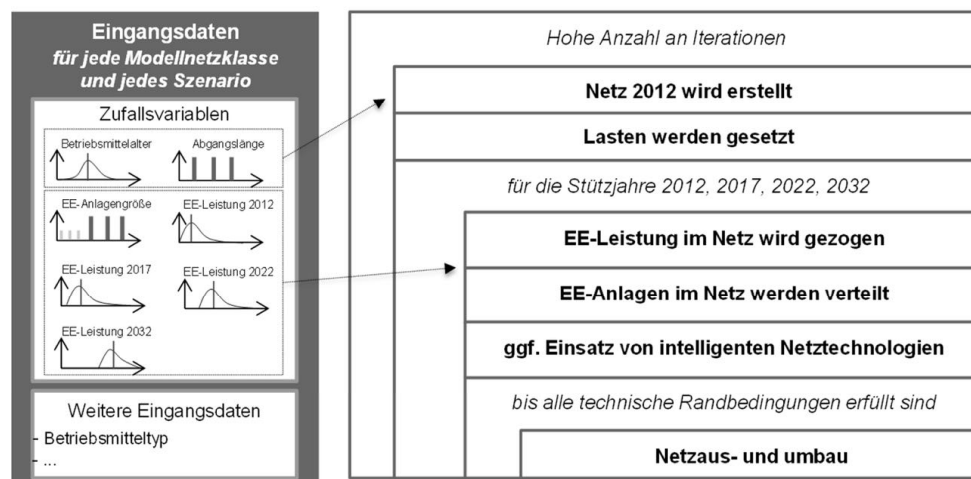


Abbildung 2: Probabilistische Simulation des Netzausbaus im Verteilungsnetz

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Für jede untersuchte Allokation Erneuerbarer Energien in Deutschland wird der notwendige Netzausbaubedarf in Verteilungsnetzen analysiert.

Die Simulation zeigen dabei deutlich, dass die Allokation Erneuerbarer Energien einen hohen Einfluss auf den Netzausbaubedarf im Verteilnetz aufweist.

Die Ergebnisse zeigen, dass eine regionale Steuerung des Ausbaus Erneuerbarer Energien durch Allokationssignale sinnvoll ist, allerdings zeigen weitere Simulationen [1], dass bei der Parametrierung der Allokationssignale die Auswirkung der regionalen Verteilung auf den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz berücksichtigt werden muss.

Quellen

- [1] Schuster, H.; Moser, A. Gesamtwirtschaftliche Bewertung von Standorten für erneuerbare Energien, Internationaler ETG-Kongress 2013, Berlin, Deutschland, 05.11.-06.11.2013

7.2 QUALITÄT (SESSION E2)

7.2.1 Optimierung des dynamischen Verhaltens netzstützender Anlagen am Beispiel der virtuellen Synchronmaschine

Timo DEWENTER^{(*)1,2}, Benjamin WERTHER^{3,4},
Alexander K. HARTMANN¹, Hans-Peter BECK³

Motivation

Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen ist heutzutage eine immer mehr an Bedeutung gewinnende Anforderung an die Verteilnetze. Der in einer VDE-Studie [1] formulierte Vorschlag hierfür ist die Organisation des Verteilnetzes in einer Zellenstruktur, sogenannten „Smart-Supply-Zellen“. Wenn Anlagen, die sich zu solchen Zellen zusammengeschlossen haben, nun Systemdienstleistungen, im Sinne von Frequenzstützung oder auch Kurzschlussleistung, bereitstellen sollen, hat dies zur Konsequenz, dass sie selbständig und ohne aufwendige Kommunikationseinrichtungen instantan auf Ereignisse im Netz (wie zum Beispiel eine Frequenzänderung) reagieren müssen. Diese Reaktion der Zelle muss planbar sein, sodass auf Grund der Einstellungen der Parameter der Einzelanlagen ein gewünschtes Gesamtverhalten entsteht. Eine Möglichkeit, dies zu realisieren, ist die Optimierung eines Gütefunktionalen bezüglich der Anlagenparameter, wobei das Gesamtsystem durch ein hochdimensionales nichtlineares Differentialgleichungssystem beschrieben wird. Hierzu betrachten wir exemplarisch die Optimierung einer Virtuellen Synchronmaschine [2] (VISMA). Die vorgestellte Methode ist jedoch für die Optimierung beliebiger Anlagentypen geeignet.

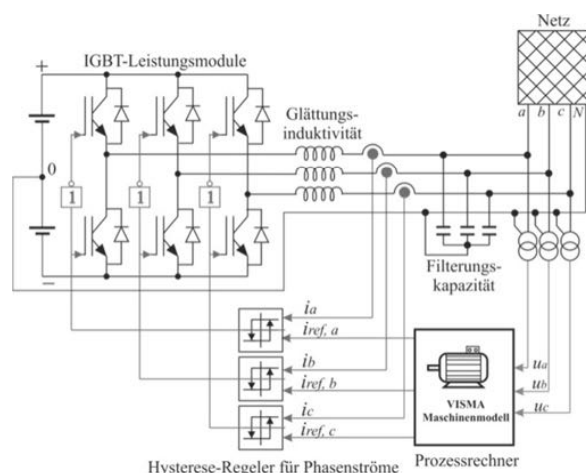


Abbildung 1: Technische Grundstruktur der VISMA mit Hysterese-/Phasenstromregler [2]

Methodik

Prinzip der VISMA

Die VISMA basiert auf einem 3-phasigen Wechselrichter, der ein fester Bestandteil der meisten dezentralen Energieerzeuger ist. Durch Hinzufügen eines Energiespeichers an den Zwischenkreis und unter Verwendung eines speziellen Regelalgorithmus kann sich eine dezentrale Erzeugungsanlage wie eine Synchronmaschine verhalten und somit die systemstabilitätsrelevanten Dienstleistungen selbständig und aktiv bereitstellen. Zudem besitzt dieses Anlagenkonzept eine hohe Anzahl an freien Parametern, welche die Dynamik der Anlage beeinflussen.

¹ Institut für Physik, AG Computerorientierte Theoretische Physik, Carl-von-Ossietzky Straße 9-11 Oldenburg, Tel.: +49-441-798 3993, Fax: +49-441-798 3080, www.compphys.uni-oldenburg.de

² timo.dewenter@uni-oldenburg.de

³ Institut für Elektrische Energietechnik und Energiesysteme, Leibnizstraße 28 Clausthal-Zellerfeld, Tel.: +49 5323-72-8101, Fax: +49 5323-72-2104, www.ieee.tu-clausthal.de

⁴ benjamin.werther@tu-clausthal.de

Optimierungsverfahren

Es soll eine VISMA hinsichtlich ihres Zeitverhaltens gegenüber Störungen optimiert werden. Dabei werden zwei Parameter, die einen direkten Einfluss auf das Dämpfungsverhalten der VISMA haben, systematisch variiert. Im Rahmen von Simulationen werden die Differentialgleichungen, die das dynamische Verhalten einer mit einem starren Netz verbundenen VISMA beschreiben, für verschiedene Parametersätze numerisch gelöst. Nach einer Einschwingphase (bis zum Zeitpunkt t_0) wird das virtuelle mechanische Moment der VISMA sprunghaft auf einen Sollwert erhöht. Das Gütefunktional, welches die Stabilität der VISMA beschreibt und dessen Minimum gesucht wird (mit Hilfe des Downhill-Simplex Algorithmus [3]), ist gegeben durch

$$E = \int_{t_0}^{t_0+T} \lambda(t) \cdot \|\bar{P} - P_{\text{Soll}}\|_2^2 dt,$$

wobei T die Messzeit, $\bar{P}(t)$ die Wirkleistung, $P_{\text{Soll}}(t) = P_0 + \Delta P \cdot e^{-(t-t_0)/\tau}$ der gewünschte exponentielle

Zeitverlauf von $\bar{P}(t)$ und $\lambda(t) = \begin{cases} 1, & t \leq (\frac{T}{2} + t_0) \\ 2, & t > (\frac{T}{2} + t_0) \end{cases}$ ein Wichtungsparameter ist. Zunächst ist $\tau = 0.4$ s,

jedoch wurden weitere Simulationen mit verschiedenen Werten für τ durchgeführt.

Ergebnisse

Vergleich zwischen Experiment und Simulation für ein Minimum des Gütefunktionals mit den angegebenen Werten der beiden (Dämpfungs-)Parameter T_d und k_d , sowie $\tau = 0.4$ s:

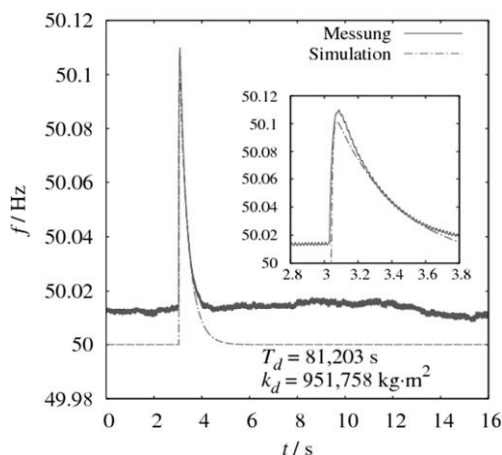


Abbildung 2: VISMA-Frequenz

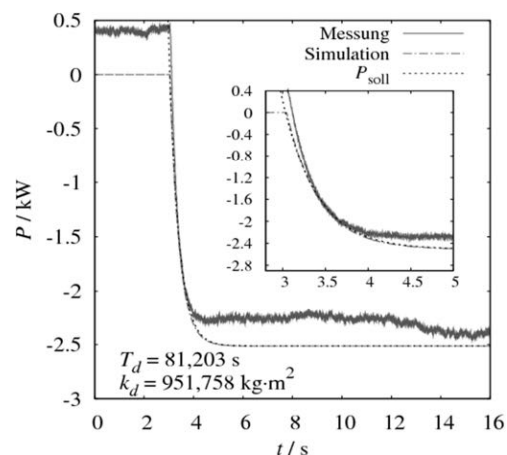


Abbildung 3: Wirkleistung der VISMA

Danksagung

Der Forschungsverbund "Smart Nord" dankt dem Niedersächsischen Ministerium für Wissenschaft und Kultur für die Förderung im Rahmen des Niedersächsischen Vorab (ZN 2764/ZN 2896).

Literaturverzeichnis

- [1] ETG-Task Force Aktive Energie-Netze: Aktive Energie-Netze im Kontext der Energie-wende. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG), Februar 2013
- [2] Beck, H.-P.; Hesse, R.: Virtual Synchronous Machine. IEEE 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU 2007). S. 1-6
- [3] Nelder, J.; Mead, R.: A Simplex method for function minimization. Computer Journal 7, 308 (1965)

7.2.2 Modellierung und Validierung von LVRT – Simulationsmodellen dezentraler Erzeugungseinheiten

Norbert ESSL¹(*), Herwig RENNER¹

Einleitung

Aufgrund der hohen (und aus Sicht des Netzbetriebes nicht mehr vernachlässigbaren) Anzahl an installierten dezentralen Erzeugungsanlagen wurden in zahlreichen Ländern weltweit Netzanschlussregeln für diese Anlagen beschlossen. Diese verlangen unter anderem, dass sich diese Erzeugungsanlagen im Falle eines Spannungseinbruches an der Netzstützung beteiligen und sich nur unter bestimmten Randbedingungen vom Netz trennen dürfen. Diese Eigenschaft wird über Grenzkurven beschrieben, die das „low voltage ride through (LVRT)“-Verhalten spezifizieren. In Abbildung 1 ist eine Übersicht von LVRT-Profilen einiger Länder dargestellt.

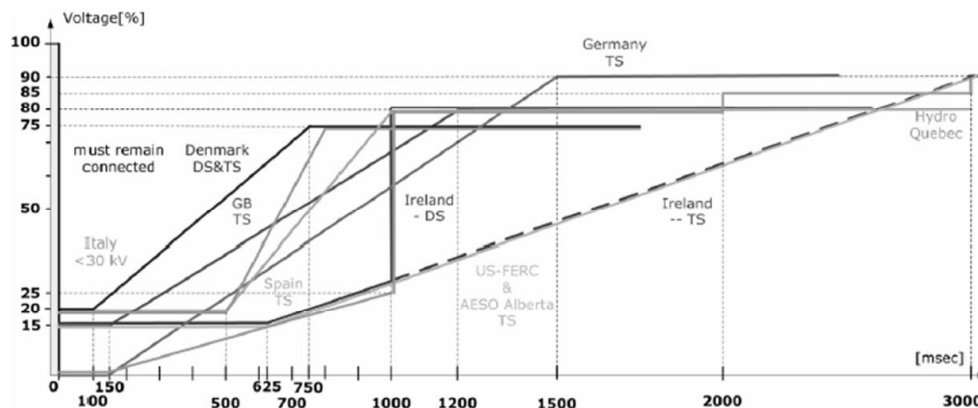


Abbildung 1: Vergleich unterschiedlicher LVRT-Profile aus den Gridcodes einiger ausgewählter Länder [1]

In Deutschland wurde hierfür die technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ durch den „Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft“ (BDEW) [2] herausgegeben. Erzeugungsanlagen, welche diese in den technischen Richtlinien definierten LVRT-Anforderungen erfüllen, können ein entsprechendes Zertifikat durch eine Zertifizierungsstelle beantragen. Dieses Zertifikat befähigt die Erzeugungsanlage zum Netzanschluss. In Deutschland gilt laut Richtlinie des BDEW ab 01.01.2014 Zertifizierungspflicht für Erzeugungsanlagen mit Verbrennungskraftmaschinen [3].

Methodik

Für den richtigen Messungsablauf von LVRT-Versuchen, deren Auswertung und Anforderungen an die Modellierung, Validierung und Zertifizierung wurden von der „Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien“ (FGW) technische Richtlinien herausgegeben. Der Erhalt eines Zertifikates für eine Erzeugungseinheit (Einheitenzertifikat) ist durch die Validierung von Messungen an der zu zertifizierenden Erzeugungseinheit oder durch Validierung eines Simulationsmodells möglich. Aus wirtschaftlichen Gründen ist die Zertifizierung mittels Validierung von Simulationsmodellen vorzuziehen. Dabei soll das Simulationsmodell die wesentlichsten elektrischen Größen der Erzeugungseinheit mit einer gewissen Genauigkeit abbilden können. Gemäß der Richtlinien werden Wirkleistung, Blindleistung und Blindstrom zur Validierung der Simulationsergebnisse herangezogen.

Die Simulation wird hierzu in mehrere Zeitabschnitte unterteilt, in welchen bestimmte Fehlertoleranzen eingehalten werden müssen.

¹ Institut für Elektrische Anlagen TU Graz, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz,
{Tel.: +43 (0)316/873-8066, Fax: +43 (0)316/873-7553, essl@tugraz.at},
{Tel.: +43 (0)316/873-7557, Fax: +43 (0)316/873-7553, herwig.renner@tugraz.at},
www.ifea.tugraz.at

Es sind je Erzeugungseinheit mehrere vordefinierte unterschiedliche Szenarien zu simulieren. Diese variieren in Restspannungshöhe am Anschlusspunkt und Betriebspunkt der Maschine (z.B. 5 % Restspannung für 150 ms bei Halblast). In dem vorliegenden Beitrag werden Erkenntnisse, die während eines derartigen Simulations-Validierungsprozesses gewonnen wurde, präsentiert. Für die Erstellung der Simulationsmodelle wurde die Netzberechnungssoftware DigSILENT PowerFactory verwendet.

Ergebnisse

Zu Beginn wurden Untersuchungen bzgl. der zu verwendenden Simulationsmethode (Momentanwerte vs. Effektivwerte) angestellt, besonders in Hinblick auf die korrekte Abbildung von Pendelungen. Speziell die Abbremsung des Rotors in den ersten 10-20 ms nach Fehlereintritt (sog. „Backswing“-Effekt) wurde näher betrachtet. Erste Simulationsergebnisse lieferten für die in den Richtlinien definierten Fehlertoleranzbereichen zu große Abweichungen zwischen Messung und Simulation. Es stellte sich heraus, dass der Regler für rotierende Erregersysteme IEEE AC8B aus dem IEEE Standard 421.5-2005 [4] unzureichend genau den realen Regler nachbildete. In enger Zusammenarbeit mit dem Reglerhersteller wurde in weiterer Folge das Reglermodell erweitert und verbessert, was den zeitintensivsten Teil des Validierungsprozesses darstellte. Ergebnis davon war ein Modell, welches gewünschte Simulationsergebnisse liefert und den Ansprüchen der technischen Richtlinie in Bezug auf Fehlertoleranzen gerecht wird.

In Abbildung 2 werden Verläufe für gemessene und simulierte Spannung und Blindleistung bei einer Restspannung am Netzanschlusspunkt während des Fehlers von $U_{PCC}=0.75$ pu, einer Fehlerdauer von 700 ms und Volllast dargestellt.

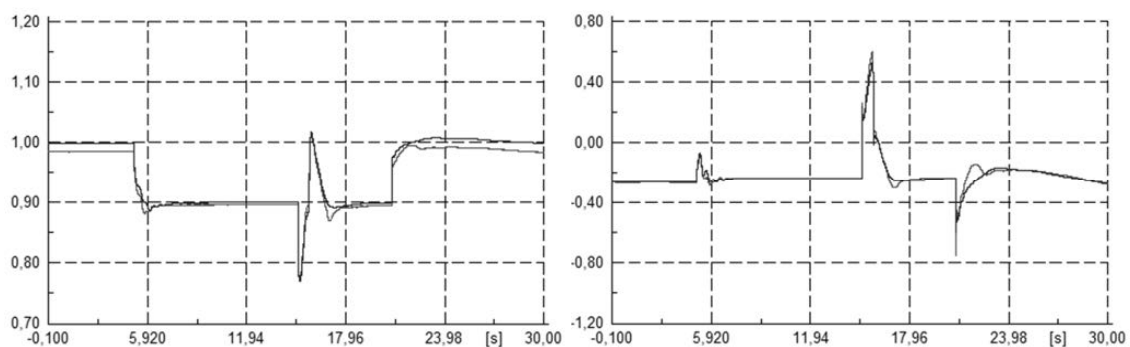


Abbildung 2: Spannung (links) und Blindleistung (rechts) bei $U_{PCC}=0.75$ pu für 700 ms und Volllast

Literatur

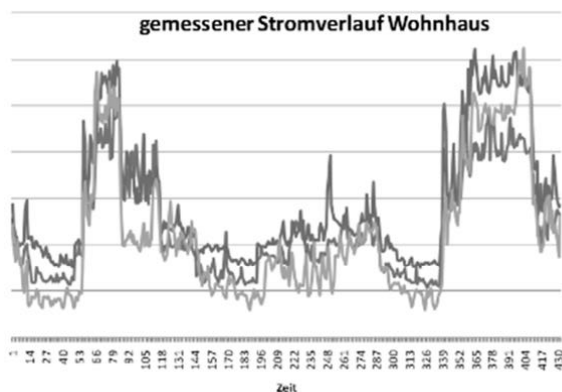
- [1] F. Iov, A. D. Hansen, P. Sørensen und N. A. Cutululis, „Mapping of grid faults and grid codes,“ Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, 2007.
- [2] BDEW, „Technische Richtlinie - Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz,“ BDEW, Berlin, 2008.
- [3] BDEW, „Regelungen und Übergangsfristen für bestimmte Anforderungen in Ergänzung zur technischen Richtlinie,“ BDEW, Berlin, 2013.
- [4] IEEE, „IEEE Std 421.5-2005 - Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies,“ IEEE Power Engineering Society, 2005.

7.2.4 Auswirkungen der unsymmetrischen Belastung im Niederspannungsnetz für dezentrale Energieeinspeiser

Thomas SCHUSTER¹

Die Forcierung von erneuerbaren Einspeisern durch Politik und gesteigertem Umweltbewusstsein der Bevölkerung stellt Verteilnetzbetreiber vor neue Herausforderungen. Nicht nur dass Energie- und Leistungsflüsse wesentlich volatiler werden, können diese auch stark in die umgekehrte Richtung gedreht werden. Diese bekannte Problematik ist schon oft und ausreichend für alle Spannungsebenen diskutiert worden. Auch Maßnahmen für den Umgang mit dieser Problematik sind umfassend vorhanden. Diese Betrachtungen beziehen sich aber fast immer auf den symmetrischen Zustand der drei Phasen L1, L2 und L3. In den technischen Normen und Vorschriften (z.B. Technische und Organisatorische Regeln, TOR, insbes. TOR D2, ÖVE/ÖNORM EN 50160) sind die zulässigen Grenzwerte beschrieben und definiert. Im Fokus der folgenden Diskussion steht das Niederspannungsnetz, da an diesem die meisten volatilen Einspeiser und volatilen Verbraucher (Kunden) angeschlossen werden:

- Haushaltskunden verursachen unbewusst unsymmetrische Phasenbelastungen durch Verwendung von Mehrfachsteckdosenleisten an denen TV-Geräte, Receiver, Heimkinoanlage und PC angeschlossen sind.
- Der einphasige Anschluss von dezentralen Erzeugern (Photovoltaik, Mini-BHKW, usw.) ist derzeit mit 3x4,6KVA an einem Netzanschlusspunkt beschränkt (maximalen Unsymmetrie von 4,6 kVA, TOR D4)
- Multiplikativer „Normierter Aufbau“ von Verteilerkästen in Wohngebäuden
- Multiplikativer „Normierter Aufbau“ von Verteilerkästen und von PV-Anagen in Reihenhäusern
- Ungesteuertes 1-phasiges Laden von Elektroautos in Parkhäusern auf der gleichen Phase



Das Verhalten von Lasten und Einspeisern sowie deren Auswirkungen auf das (un)symmetrische Gesamtsystem ist für den zukünftigen Netzbetrieb von hoher Relevanz. In Abbildung 1 ist der gemessene Stromverlauf eines typischen Wiener Wohnhauses innerhalb des Gürtels ersichtlich. Klar dargestellt ist der stärkere Lastzuwachs beim Strom I3 gegenüber des Stromes I1. Im Extremfall wäre es möglich in den vier Leitern (drei Phasen ein Neutralleiter) differente Stromflussrichtungen zu erhalten.

Abbildung 1: Gemessener Stromverlauf eines typischen Wiener Wohnhauses innerhalb des Gürtels

Es ergeben sich daraus die wesentlichen Fragestellungen:

- Sind die technische Regelungen und Normen ausreichend?
- Wie können Unsymmetrien von Beginn an eingedämmt werden?
- Welche Auswirkungen hat die Unsymmetrie auf Kunden und dem operativen Betrieb?
- Sind regelungstechnische Maßnahmen, ähnlich den Spannungsproblemen, ausreichend?
- Gibt es Auswirkungen auf die übergeordnete Spannungsebene bzw. dem Betriebsverhalten der Transformatoren?

Diese sind in nächster Zeit zu behandeln und mögliche Lösungsansätze zu erarbeiten.

¹ Wiener Netze, Mariannengasse 4-6, 1090 Wien, thomas.schuster@wienernetze.at, www.wienernetze.at

7.2.5 morePV2grid – Spannungsregelung von PV-Wechselrichtern – Ergebnisse aus einem Feldtest

Christoph WINTER¹, Martin HEIDL¹, Benoit BLETTERIE²,
Serdar KADAM², Andreas ABART³

Einleitung

Die Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsnetzen ist – speziell in einigen ländlichen bzw. vorstädtischen Gebieten – aufgrund der Spannungserhöhung durch PV-Anlagen teilweise ausgereizt [1][2]. Zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit mithilfe einer Begrenzung der Spannungserhöhung gibt es verschiedene Konzepte die in Forschungsarbeiten untersucht und teilweise in Anschlussbedingungen gefordert sind [1][2][3][4]. Bei einigen Konzepten fehlt es immer noch an Erfahrungen im Feld, weshalb diese von Verteilnetzbetreibern nicht oder nur zögerlich eingesetzt werden. In dem hier beschriebenen Projekt „morePV2grid“ wurden nicht nur detaillierte, zeitlich hochaufgelöste Simulationen mit Vierleitermodellen durchgeführt. Ausgewählte Wirk- und Blindleistungsregelungsfunktionen wurden auch in einem realen Niederspannungsnetz in Oberösterreich getestet. Es konnte gezeigt werden, wie durch lokale Wirk- und Blindleistungsregelung das Überschreiten einer Spannungsgrenze verhindert werden kann.

Zielsetzung

Das Projekt „morePV2grid“ hat das Ziel zu zeigen, wie eine höhere Dichte an PV-Anlagen in das Stromnetz integriert werden kann. Der Fokus liegt dabei auf der Ebene der Niederspannung. Eine weitere festgelegte Rahmenbedingung ist, dass von einer bestehenden Infrastruktur ausgegangen wird und dass sowohl der Netzausbau als auch die Implementierung einer aufwändigen Kommunikationsinfrastruktur vermieden werden sollen.

Herangehensweise

Um mehr PV integrieren zu können, werden in diesem Projekt bewusst ausschließlich Möglichkeiten untersucht, welche die PV-Wechselrichter autonom zur Verfügung stellen können. Der Vorteil dieser Herangehensweise ist, dass die Maßnahmen sofort eingesetzt werden können, unabhängig davon, ob in einer Region eine für Smart-Grid-Ansätze taugliche Kommunikationsinfrastruktur oder ob die Möglichkeit zum Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren besteht.

Da in Niederspannungsnetzen meist die Spannungsanhebung die erste Limitierung darstellt, gilt dieser die Aufmerksamkeit.

Die möglichen Eingangsgrößen für die untersuchten Regelungen sind daher ausschließlich lokal am Wechselrichter messbare Größen, speziell Spannung und Leistung. Die regelbaren Größen am Wechselrichterausgang sind Wirk- und Blindleistung.

Ergebnisse

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass mit Blindleistungsregelungen eine deutliche Reduzierung der Spannungserhöhung und damit mehr installierbare Leistung möglich sind. Dies kann mit unterschiedlichen Blindleistungsbetriebsarten erreicht werden. Der wesentlichere Unterschied der Blindleistungsmodi ergibt sich bei der Betrachtung des effizienten Austausches von Blindleistung. Anstelle eines festen Verschiebungsfaktors kann man diesen von der eingespeisten Leistung abhängig machen. Man folgt damit der Annahme, dass es nur in Zeiten hoher eingespeister Leistung zu einer kritischen Spannungserhöhung kommen kann. Einen Schritt weiter geht der spannungsabhängige Blindleistungsaustausch. Die Spannungen im Verteilnetz, sowohl was den Mittelwert als auch was die Unsymmetrie betrifft, hängen ebenso stark von den Lasten im Netz wie von den Erzeugern ab.

¹ Fronius International GmbH, Froniusplatz 1, 4600 Wels,
{winter.christoph@fronius.com, heidl.martin@fronius.com}, www.fronius.com

² Austrian Institute of Technology

³ Energie AG Oberösterreich Netz GmbH

Da sich in der gemessenen Spannung beides widerspiegelt, stellt die spannungsabhängige Blindleistungsregelung die am sparsamsten mit Blindleistung umgehende Regelungsstrategie dar. Die Labor- und Feldtests zeigen, wie die spannungsabhängige Blindleistungsregelung funktioniert, und welche Dynamik und Parameter gut geeignet sind.

Weiters wurde eine spannungsabhängige Leistungsregelung getestet. Die sinnvolle Kombination der Blindleistungsregelung mit der Leistungsregelung ermöglicht es, überspannungsbedingte Schutzabschaltungen im Niederspannungsnetz völlig zu verhindern. Zu hohe Spannungen im Netz stellen somit keinen beschränkenden Grund mehr für PV-Anlagenzubau dar. Der Verlust an eingespeister Energie ist vernachlässigbar bis klein, da – abgesehen von extremen Standorten – davon ausgegangen werden kann, dass nur zu wenigen Zeitpunkten ein Teil der Einspeiseleistung verloren geht.

Es wird gezeigt, dass in einem großen Bereich sinnvoller Einstellmöglichkeiten die spannungsabhängige Leistungsregelung sowie die Kombination mit der spannungsabhängigen Blindleistungsregelung sowohl im Labor als auch unter realen Bedingungen im Feldtest funktionieren. Die Ergebnisse des Endberichtes des Forschungsprojektes morePV2grid werden präsentiert.

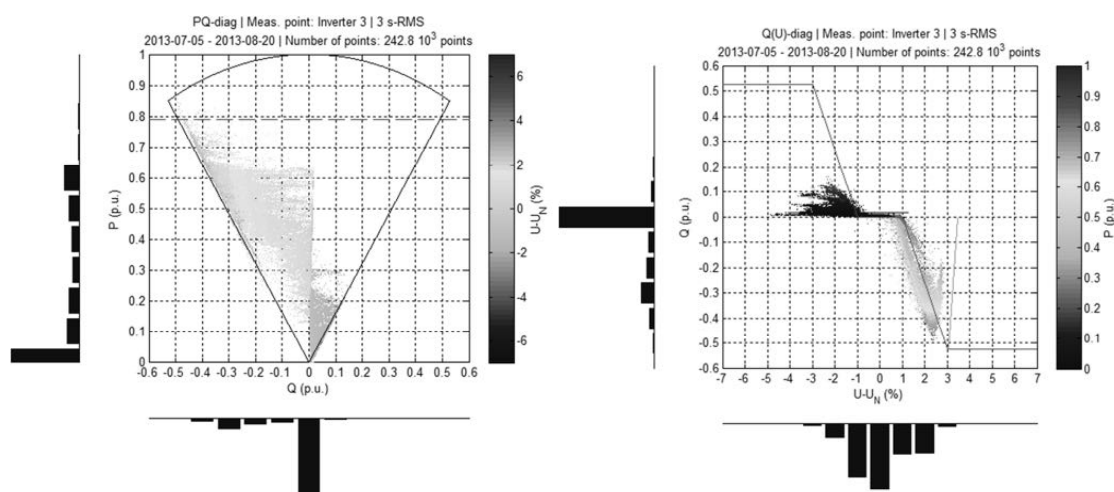


Abbildung 1: PQ-Diagramm (links) / Q(U)-Diagramm (rechts) / 3-s-RMS-Mittelwerte [Feldtest Q(U)&P(U)]

Ausblick

Die Ergebnisse der Tests der autonomen Spannungsregelung bilden eine Basis für den Einsatz dieser Funktionen im Forschungsprojekt „DG DemoNet – Smart LV Grid“ [5]. Dort findet die kommunikationstechnische Einbindung von Wechselrichtern mit autonomer Regelung in eine übergeordnete Smart Grid Regelstrategie statt. Es kann dabei ein Gesamtoptimum durch die vollautomatische dynamische Parametrierung der spannungsabhängigen Blind- und Wirkleistungskennlinien erreicht werden. In diesem Projekt sind außerdem regelbare Ortsnetztransformatoren und gesteuert aufladbare Elektroautos in das Gesamtkonzept integriert. Die Feldtests sind gerade im Gang und erste Ergebnisse werden beim Symposium präsentiert.

Referenzen

- [1] B. Bletterie, A. Gorsek, B. Uljanic, B. Blazic, A. Woyte, T. Vu Van, F. Tuyens, J. Jahn, Enhancement of the Network Hosting Capacity – Clearing Space for/with PV, 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 6-10 September 2010, Valencia, Spain. Pages 4828-4834, ISBN 3-936338-26-4, DOI 10.4229/25thEUPVSEC2010-5AO.7.3
- [2] T. Stetz, W. Yan, M. Braun, Voltage control in distribution systems with high level PV-penetration - Improving Absorption Capacity for PV Systems by Reactive Power Supply, 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 6-10 September 2010, Valencia, Spain. Pages 5000-5006, ISBN 3-936338-26-4, DOI 10.4229/25thEUPVSEC2010-5BV.4.17

- [3] B. Bletterie, A. Gorsek, A. Abart, M. Heidl, Understanding the Effects of Unsymmetrical Infeed on the Voltage Rise for the Design of Suitable Voltage Control Algorithms with PV Inverters, 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 5-9 September 2011, Hamburg, Germany. Pages 4469-4478, ISBN 3-936338-27-2, DOI 10.4229/26thEUPVSEC2011-6DO.13.6
- [4] VDE-AR-N 4105, Generators connected to the low-voltage distribution network – Technical requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks, August 2011, VDE.
- [5] A. Einfalt, A. Lugmaier, F. Kupzog, H. Brunner, Control strategies for smart low voltage grids – the project DG DemoNet – Smart LV Grid, proceedings and poster at CIRED Workshop, 29-30 May 2012, Lisbon, Portugal. Paper No. 0238

Hinweis

Das Projekt morePV2grid wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

7.2.6 Untersuchungen zur Oberschwingungsbelastung in Netzen mit hoher Photovoltaik-Durchdringung

Robert PARDATSCHER(*)¹, Rolf WITZMANN¹, Georg WIRTH²,
Andreas SPRING², Gerd BECKER², Sebastian SCHMIDT³,
Johannes BRANTL³

Hintergrund

Der rasante Anstieg der Nutzung regenerativer Energien hat in den letzten Jahren eine hohe Dynamik im Energieversorgungssystem hervorgerufen. In den Mittel- und Niederspannungsnetzen wurde eine Vielzahl von Photovoltaik(PV)-Anlagen mit jeweils vorwiegend geringer Anlagenleistung installiert, die mittels Leistungselektronik ihre Energie ins Netz einspeisen. Inwiefern diese hohe Anzahl an Wechselrichtern einen Einfluss auf die Oberschwingungsbelastung ausübt und ob daraus Handlungsbedarf entsteht, soll die folgende Untersuchung aufzeigen.

Datengrundlage und Methodik

Grundlage für die Analyse stellen Smart-Meter-Messdaten aus dem Untersuchungsgebiet Seebach des Forschungsprojekts „Netz der Zukunft“ dar. Das Untersuchungsgebiet Seebach befindet sich in Niederbayern und wird von der Bayernwerk AG versorgt. Es zeichnet sich durch eine bereits sehr hohe PV-Durchdringung mit einer mittleren Leistungsdichte von mehr als 5 kW_p je Hausanschluss aus. Bei der Messwerterfassung wird u.a. der Oberschwingungsgehalt der drei Phasenspannungen aufgezeichnet. Die THD-Werte (Total Harmonic Distortion) werden an mehreren hundert Niederspannungs-Hausanschlüssen gemessen, die auf mehrere Ortschaften des Untersuchungsgebietes verteilt sind. Neben einer statistischen Auswertung wird die Oberschwingungsbelastung diversen Aspekten gegenübergestellt und auf eine mögliche Abhängigkeit der PV-Einspeisung hin untersucht. Dazu wird der THD der Spannung folgenden Größen gegenübergestellt:

- der Jahres-/Tageszeit
- der Sonnenscheindauer am jeweiligen Tag der Messwertaufzeichnung
- der Höhe der Spannung zum Zeitpunkt der Messung
- der Einspeiseleistung der PV-Anlagen
- dem Leistungsfluss der Ortsnetztransformatoren

Ergebnisse

Die untersuchten Netze werden entsprechend der Siedlungsstruktur in Land-, Dorf- und Vorstadtnetze klassifiziert. Im Folgenden werden einige der Ergebnisse dargestellt und zwei der untersuchten Gegenüberstellungen am Beispiel eines der Dorfnetze vorgestellt. Die restlichen Aspekte sind im Full-Paper zu finden.

Statistische Auswertung

In Abbildung 1 sind die Mittelwerte und die 95 %-Quantile der gesamten Messwerte differenziert nach den untersuchten Ortschaften dargestellt. Die Mittelwerte zeigen eine Grundbelastung durch Oberschwingungen, die 95 %-Quantile des THD sind mit Werten unterhalb von 3 % deutlich von dem in der Norm EN 50160 definierten Grenzwert (8 %, berücksichtigt Oberschwingungen bis zur 40. Ordnung) entfernt. Während in ländlicheren Regionen mit hohem Dachflächenpotential und längeren Leitungsstrecken die Netze schneller an ihre Spannungs- und Belastungsgrenzen kommen als in dichter besiedelten Gebieten, zeigt sich bei der Oberschwingungsbelastung ein gegenläufiger Trend.

¹ Technische Universität München, Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, Arcisstr. 21, 80290 München, Tel.: +49 89 289 25098, robert.pardatscher@tum.de, www.een.ei.tum.de

² Hochschule München, Labor Solartechnik und Energietechnische Anlagen, www-lse.ee.hm.edu

³ Bayernwerk AG, Assetmanagement, ww.bayernwerk.de

In den Land-Netzen herrscht ein geringerer THD-Pegel vor als in den dörflichen Ortschaften bzw. dem Vorstadtnetz.

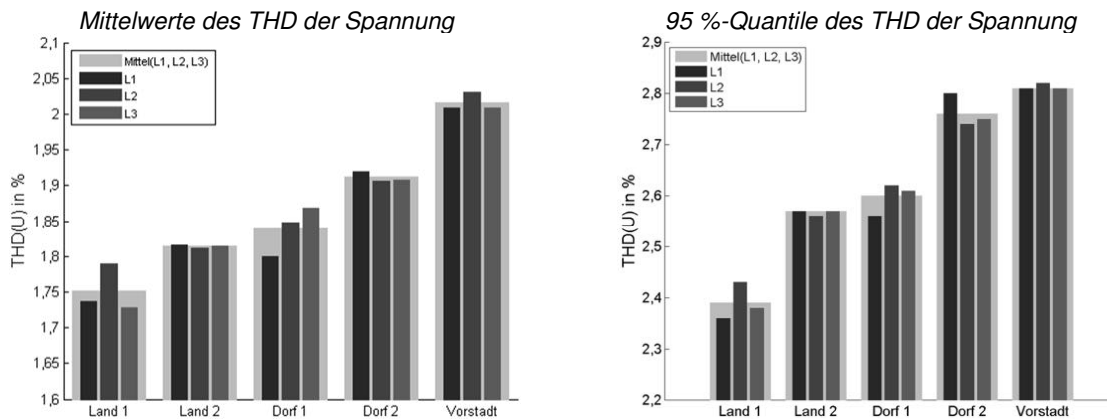


Abbildung 1: Statistische Größen des THD der Spannung

Gegenüberstellung: Oberschwingungsbelastung ↔ Jahreszeit

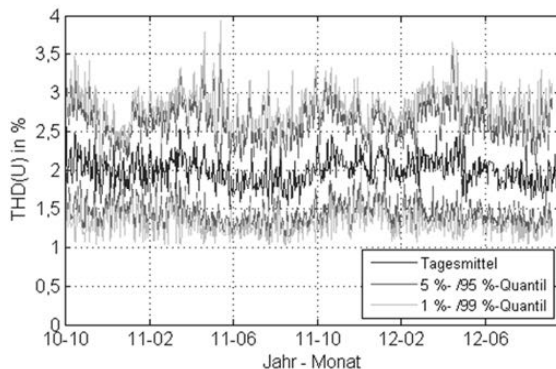


Abbildung 2: THD-Zeitverlauf für ein Dorf-Netz

In Abbildung 2 ist der zeitliche Verlauf der Oberschwingungsbelastung eines Dorf-Netzes über zwei Jahre dargestellt. Der Zeitverlauf zeigt keine nachvollziehbare jahreszeitliche Abhängigkeit, die der Photovoltaik zugeordnet werden könnte. Es ist weder eine Erhöhung des THD in einstrahlungsstarken Sommermonaten noch eine deutliche Absenkung während denselben ersichtlich. Aus dieser Betrachtungsweise lässt sich also keine Abhängigkeit des THD von der Jahreszeit und somit der PV-Einspeisung ermitteln.

Gegenüberstellung: Oberschwingungsbelastung ↔ Spannungshöhe

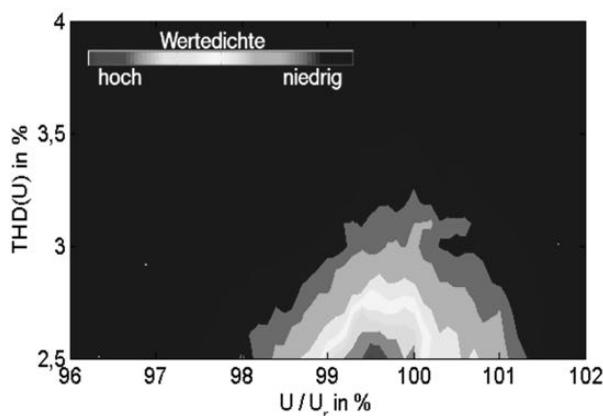


Abbildung 3: THD-Werte der Spannung zugeordnet

Werden die THD-Werte der Spannung zugeordnet, die zum Zeitpunkt der Messwertaufzeichnung an den entsprechenden Hausanschlüssen gemessen wurden, ergibt sich für die höchsten auftretenden Werte ($> 2,5\%$) eine Verteilung nach Abbildung 3. Dabei tritt die höchste Wertedichte bei Spannungen zwischen $99 - 100\% \cdot U_r$ auf. Wenige Werte liegen unterhalb von $97,5\%$ und oberhalb von $101,5\% \cdot U_r$ auf. Dieser Spannungsbereich deutet weder auf Situationen starker Einspeisung noch auf Zeitpunkte starker Last hin. Ein Anstieg der THD-Werte aufgrund von PV-Einspeisung ist bei Betrachtung dieses Aspekts nicht zu erkennen.

Fazit

Die Untersuchungen unterschiedlichster Aspekte zeigen unabhängig voneinander keine sichtbare Abhängigkeit der Oberschwingungsbelastung (bis zur 40. Ordnung) von hoher PV-Einspeisung. Es ist daher auch bei einem weiteren Zubau von PV und bei Beibehaltung der aktuellen Planungsprämissen in der Verteilnetzebene nicht von Oberschwingungsproblemen auszugehen.

7.3 NETZBETRIEB (SESSION E3)

7.3.1 Bewertung der Netzverstärkungsmaßnahmen zur Senkung der Nichtverfügbarkeit von Niederspannungsnetzen

Lan LIU¹, Reday SAHEBJAN¹(*), Gerd BALZER¹, Alois KESSLER²

Inhalt

In dieser Arbeit wird zuerst der aktuelle Zustand der betrachteten Niederspannungsnetze ermittelt. Zuvor muss die Anzahl der Haushalte pro Netzanschluss über Google Earth abgeschätzt und bei der weiteren Analyse mit berücksichtigt werden. Im zweiten Schritt wird die Zuverlässigkeit der Niederspannungsnetze überprüft, wenn die aktuelle Spitzenscheinleistung des Transformators auf Netzanschlüssen ungleichmäßig verteilt ist.

Danach werden die Netzverstärkungsmaßnahmen (NV-Maßnahmen) untersucht. Der Fokus liegt dabei auf die Verbesserung der Netz Zuverlässigkeit durch notwendige Netzverstärkungsmaßnahmen, wenn sich die Zuverlässigkeit bei Erhöhung der Spitzenscheinleistung durch Elektrofahrzeuge verschlechtert, wichtig ist hier die Nichtverfügbarkeit.

Dabei wird anhand zwei Szenarien die Belastung im Netz durch Elektrofahrzeuge gesteigert. Steigt die Nichtverfügbarkeit in einer der Niederspannungsnetze, wird dann die optimale Maßnahme auf Schwachstellen untersucht.

Im letzten Schritt wird auch in anderen Netzen die Netz Zuverlässigkeit durch Einsatz von Kabelverteilerschränken wirtschaftlich überprüft.

Methodik

- Ermittlung der Verteilung der Haushalte pro Netzanschluss
- Zuverlässigkeitsuntersuchung der NS-Netze mit Elektrofahrzeugen (EFZ)
- Analyse der Gründe für die Nichtverfügbarkeitserhöhung
- Festlegung der optimalen NV-Maßnahmen zur Senkung von Nichtverfügbarkeit

Ergebnisse

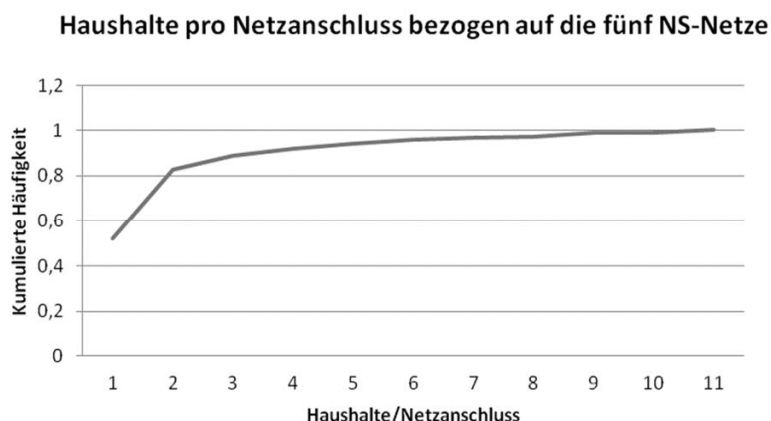


Abbildung 1: Kumulierte Häufigkeitsverteilung

¹ TU Darmstadt, FG Elektrische Energieversorgung, Landgraf-Georg-Str. 4, 64283 Darmstadt, Tel.: +49 (0) 6151 16 3252, lliu@eev.tu-darmstadt.de, www.eev.tu-darmstadt.de

² Forschung und Innovation EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Tel.: +49 (0) 721 63 17884, a.kessler@enbw.com

Aus dem oberen Diagramm wird ersichtlich, dass in dem betrachteten ländlichen Gebiet Ein- und Zweihushalte pro Netzanschluss überwiegend vorkommen.

Netz - BH.	Aktuell	10 % Szenario	20 % Szenario
Mittlere Nichtverfügbarkeit (aus MS+NS-Netz) in [min/a]	5,82	6,477	8,257
Mittlere Nichtverfügbarkeit aus MS-Netz in [min/a]	4,345	4,345	4,345
Mittlere Nichtverfügbarkeit aus NS-Netz in [min/a]	1,475	2,132	3,912

Abbildung 2: Erhöhung der mittleren Nichtverfügbarkeit im NS-Netz BH bei Integration der EFZs

Die Nichtverfügbarkeit ändert sich schon beim 10%-Szenario im Netz BH. Dabei steigt hier bei Erhöhung der Spitzenlast die mittlere Nichtverfügbarkeit für das Niederspannungsnetz um 0,657 min/a von 1,475 auf 2,132 min/a.

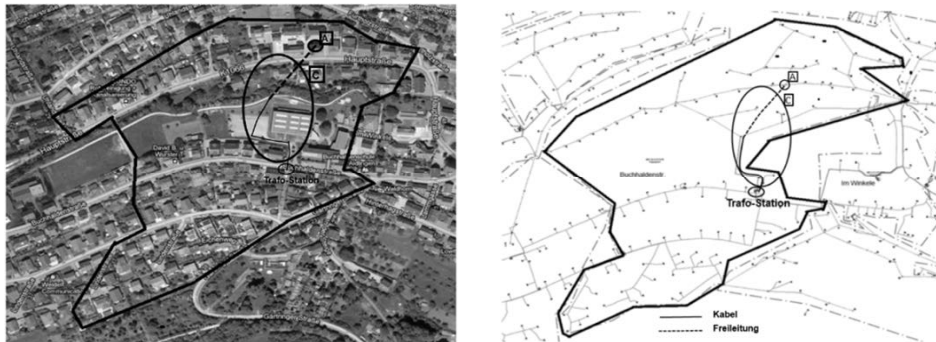


Abbildung 3: Genaue Darstellung der Netzverstärkungsmaßnahme C im NS-Netz BH

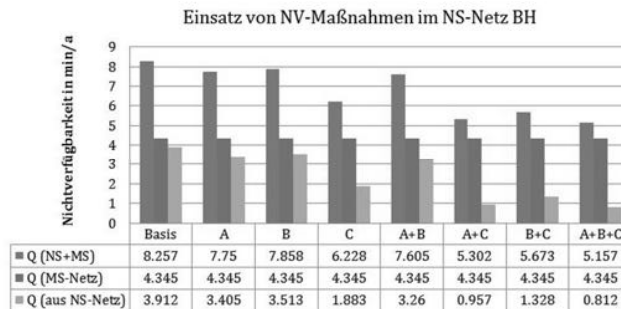


Abbildung 4: Änderung der mittleren Nichtverfügbarkeit beim Einsatz von NV-Maßnahmen im NS-Netz BH bei 20 %-Szenario

Maßnahmen	A	B	C	A+B	A+C	B+C	A+B+C
Investition in [€]	2.400	2.400	13.629	4.800	16.029	16.029	18.429
Annuität(A) in [€]	121,25	121,25	689	242,51	810	810	931
Bonus (B) in [€]	13,78	10,84	55,14	17,72	80,31	70,23	84,25
A-B in [€]	107,47	110,41	633,85	224,78	729,68	739,76	846,74
ΔQ in [min/a]	0,50	0,39	2,02	0,65	2,95	2,58	3,10
(A-B)/ ΔQ in [€/min/a]	212	276,71	312,38	344,76	246,93	286,28	273,14

Tabelle 1: Vergleich der Maßnahmenkosten und mittlere Nichtverfügbarkeitsabnahme im NS-Netz BH

Die kostenoptimale Lösung im Netz BH ist der Einbau von einem Kabelverteilerschranks im Abzweigpunkt, obwohl die mittlere Nichtverfügbarkeit bei Anwendung dieser Maßnahme nur um etwa 0,50 min/a sinkt.

7.3.2 Ermittlung von Transitflüssen im Hochspannungsnetz durch mehrere Verknüpfungspunkte mit dem Übertragungsnetz

Tobias VAN LEEUWEN(*)¹, Sebastian DIERKES¹, Lukas VERHEGGEN¹,
Henning SCHUSTER¹, Fabian KÖHNE¹, Albert MOSER¹

Inhalt

Aktuelle Herausforderungen an das deutsche Stromnetz infolge des rapiden Ausbaus von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien gehen direkt mit der Notwendigkeit einher, die aktuelle Netzstruktur erweitern zu müssen. Darüber hinaus führt die stark zunehmende Anzahl an dezentralen Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetzen zu einem veränderten Wirk- und Blindleistungshaushalt in der gesamten Verteilungsnetzebene [1]. So stellen aktuelle Studien einerseits Netzausbaumaßnahmen für das deutsche Übertragungsnetz fest [2] und andererseits müssen durch den Zubau der Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien auch die jeweiligen Verteilungsnetze ausgebaut werden [3].

Die Schnittstelle zwischen Übertragungsnetz und Verteilungsnetz bildet die 110 kV-Hochspannungsebene. Aufgrund des hohen Vermaschungsgrads entstehen elektrische Kopplungen in der Übertragungsnetzebene durch das unterlagerte Hochspannungsnetz – sogenannte 110 kV-Durchleitungen. Dadurch kommt es zu Transitflüssen in der Hochspannungsebene, die die Hochspannungsnetze zusätzlich belasten.

Um adäquate Untersuchungen durchführen zu können, bedarf es einer entsprechend guten Modellierung der Übertragungsnetzebene sowie der Hochspannungsebene. Entsprechende Höchstspannungsnetzmodelle sind bereits entwickelt und sind bereits vielfach in Industrieprojekten und öffentlich geförderten Projekten angewendet worden [4]. Die unterlagerte Hochspannungsnetzebene wird hier allerdings nur aggregiert abgebildet. Aus diesem Grund wird im Rahmen dieser Veröffentlichung ein integriertes Netzmodell entwickelt, welches Höchst- und Hochspannungsnetzebene zusammen abbildet.

Unter Berücksichtigung des Aufbaus und der Struktur von Hochspannungsnetzen kann aus öffentlichen Daten ein Hochspannungsnetzmodell extrahiert werden und anhand dessen erste Untersuchungen durchgeführt werden. Die durchgeführte Methodik wird im Folgenden kurz erläutert.

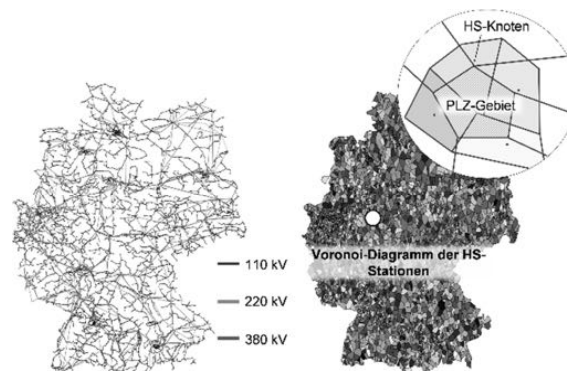


Abbildung 1: Ergebnis der Netzmodellierung (links) und Regionalisierung von Last und Einspeisung (rechts)

Methodik

Zunächst gilt es, ein deutschlandweites Modell der Hochspannungsebene auf Basis öffentlicher Daten zu entwickeln. Stromnetzbetreiber sind nach StromNEV §27 Abs. 2 verpflichtet, Informationen über Stromkreislängen von Kabel- und Freileitungen zu veröffentlichen. Hochspannungsnetzbetreiber sind darüber hinaus zur Veröffentlichung von Netzschemaplänen gemäß KraftNAV §3 Abs. 1 verpflichtet.

¹ Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, Tel.: +49 241 80 97652, Fax: +49 241 80 92197, tl@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

Aus diesen Informationen in Ergänzung zu Daten aus öffentlichen Geoinformationssystemen lassen sich gebietsspezifische, individuelle sowie gemittelte Kenngrößen für Hochspannungsnetze ableiten.

In Abbildung 1 ist links das Ergebnis der Netzmodellierung der 110 kV-Hochspannungsebene dargestellt. Das Modell umfasst 87.000 km Leitungen, 4.000 HS-Schaltanlagen sowie 2.400 Verzweigungen und bildet damit die Netztopologie der deutschen Hochspannungsebene nahezu vollständig ab. In Abbildung 1 ist rechts das Vorgehen zur Modellierung der Versorgungsaufgabe und Regionalisierung der Last und Einspeisung dargestellt. Haushalts- und Gewerbelasten werden über Bevölkerungszahlen je Postleitzahlgebiet des statischen Bundesamts, Industrielasten über das jeweilige Bruttoinlandsprodukt abgeschätzt. Darüber hinaus wird bei den Kundentypen nach ländlichem und städtischem Raum unterschieden. Die heutige installierte Leistung aus erneuerbaren Energien wird, geographisch und nach Spannungsebene ausgewertet, dem EEG-Anlagenregister entnommen. Auf Basis der geographischen Koordinaten der HS-Schaltanlagen wird mittels einer Voronoi-Zerlegung ein Versorgungsgebiet je Hochspannungsstation abgeschätzt. Mittels einer relativen flächenbezogenen Überlagerung werden auf Postleitzahlen basierende Auswertungsgrößen den Versorgungsgebieten zugeordnet

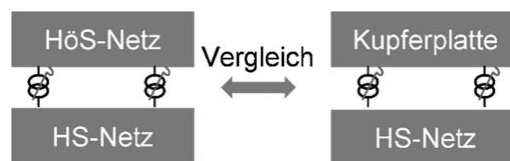


Abbildung 2: Methode zur Ermittlung der Transitflüsse

Die Methode zur Ermittlung der Transitflüsse ist in Abbildung 2 skizziert. Durch die Abbildung des HöS-Netzes als Kupferplatte ergibt sich ein Leistungsfluss ohne Transitflüsse, die implizit durch einen Vergleich mit dem realen Lastfluss abgeleitet werden können.

Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen explizit, welche Netzkonfigurationen hohe Transitflüsse aufweisen. Dies wird anhand von Jahressimulationen im Stundenraster statistisch ausgewertet und detailliert analysiert. Abbildung 3 zeigt ein exemplarisches Ergebnis. In blau dargestellt erkennt man die Leitungen, welche hohe Transitflüsse aufweisen

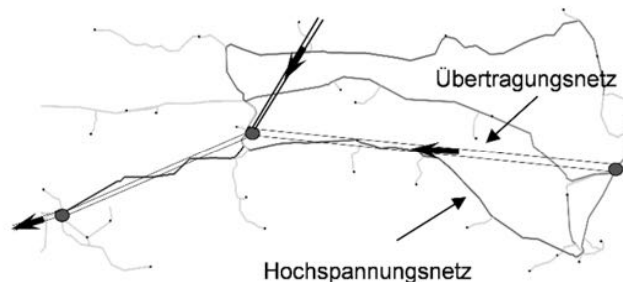


Abbildung 3: Quantifizierung der Transitflüsse

Referenzen

- [1] S. Dierkes, A. Wagner, J. Eickmann und A. Moser, „Wirk- und Blindleistungsverhalten von Verteilungsnetzen mit hoher Durchdringung dezentraler Erzeugung,“ Internationaler ETG-Kongress, Berlin, 2013.
- [2] German Transmission System Operators, „Netzentwicklungsplan Strom 2012,“ 2012.
- [3] D. E.-A. G. (dena), „dena-Verteilnetzstudie - Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetz in Deutschland bis 2030,“ Berlin, 2012.
- [4] R. Hermes, T. Ringelband, S. Prousch und H.-J. Haubrich, „Netzmodelle auf öffentlich zugänglicher Datenbasis,“ Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Band 59 (2009), Heft 1, S. 76-78, 2009.

7.3.3 Effizientes Erzeugungsmanagement regenerativer Erzeuger in Verteilnetzen bei Lastflussproblemen und Netzengpässen

Darlus France MENGAPCHE(*)¹, Dieter METZ¹,
Naveen SHIVAKUMARAI AH(*)¹

Inhalt

Schon heute entstehen in vielen Verteilnetzen der Nieder- und Mittelspannung wegen der massiven Integration regenerativer Erzeuger Lastfluss- und Spannungsprobleme verbunden mit Engpässen auf Netzbetriebsmitteln wie Leitungen und Transformatoren. Diese beeinträchtigen die Qualität der Versorgung und wirken negativ auch die Lebensdauer der Betriebsmittel aus. Diese Probleme entstehen zumeist durch witterungs- und lastbedingte Netzsituationen oft schon bei normalen Schaltzuständen im Netz, aber vermehrt -durch Wartungsarbeiten bedingt- bei geänderter Netztopologie. Der Gesetzgeber erlaubt in der Bundesrepublik Deutschland zur Sicherung der Versorgung und Schutz der Betriebsmittel ein Erzeugungsmanagement, das eine stufenweise Abregelung der Erzeuger größer 100 kW auf die Werte 100%, 60%, 30% und 0%. Das Erzeugungsmanagement soll laut Gesetz diskriminierungsfrei eingesetzt werden. Wie wird konkret gehandelt? Würden angenommen mehrere Anlagen in einen überlasteten Netzausläufer einspeisen, dann muss die Stufe der Leistungsreduzierung zur Entschärfung des Engpasses auf alle Anlagen hinter dem überlasteten Abschnitt eingesetzt werden oder ein rollierendes Verfahren der Beeinflussung durchgeführt werden. Dabei sollen „so wenig wie möglich und viel wie nötig“ Anlagen herangezogen werden. Hinzu kommt, dass der Investor der abgeregelten Anlage in eine Höhe entschädigt wird, als wäre die abgeregelte Energie nützlich eingespeist worden. Diese Kosten werden über die EE-Umlage auf alle teilnehmenden Stromkunden umgewälzt. Hier stellen sich gleich mehrere Fragen: Gibt es eine technisch und wirtschaftlich effizientere Lösung? Ist die grobe Stufung sinnvoll? Ist nicht eine feiner gestaltete Reduktion für genau die verantwortlichen Anlagen, angepasst an deren Beitrag zur Überlast sinnvoll? Wie kann der Beitrag betroffener Einspeiser auf den Engpass ermittelt werden? Wie erhält man Rechtssicherheit hinsichtlich der getroffenen Maßnahmen?

Vorgestellt werden ein Lösungsansatz und ein daraus abgeleitetes Werkzeug für ein genaues Erkennen der Beiträge der Einspeisungen an Lastflussproblemen in Verteilnetzen. Diese Netze zeichnen sich historisch bedingt dadurch aus, dass nur sehr wenige online Messwerte zur Verfügung stehen, so dass die klassische State Estimation, die eine Redundanz von Messwerten erfordert, nicht eingesetzt werden kann. Im neuen Verfahren wird zunächst eine Netzzustandsschätzung mit Hilfe der Netztopologie, von online Messwerten und von angepassten Ersatzwerten durchgeführt. Danach wird mit Hilfe einer Methode zur Lastflussaufteilung, die im Beitrag vorgestellt wird, erstens die Beteiligungsfaktoren von einzelnen Erzeugern und Lasten auf die Auslastung von allen Netzelementen (Leitungen, Transformatoren) berechnet. Dann werden die Erzeuger mit den höchsten Beteiligungsfaktoren auf einen Engpass gekennzeichnet. Danach durchlaufen die markierten Komponenten eine Sensitivitätsanalyse. Danach kennt man die Beiträge jeder einzelnen Komponente hinsichtlich des Engpasses. Schließlich findet eine feinstufige Bestimmung der notwendigen Anpassungen entsprechend der Beteiligungsfaktoren zur Beseitigung des Engpasses statt.

Die Anwendung des Verfahrens in der Simulation auf einige Netze zeigte, dass die Ausführung der generierten Anpassungsvorschläge eine erfolgreiche und effiziente Entschärfung des Engpasses erzielte. Nur die nötigen Anlagen mit dem größten Einfluss auf den Engpass wurden gezielt beeinflusst. Zusammenfassend lassen die Ergebnisse der gezielten und verursachungsgerechten Abregelung auf eine für die Stromkunden kostengünstigere und aus Sicht der Netzgesellschaft netzeffizientere Beseitigung von Engpässen hoffen.

¹ Hochschule Darmstadt, Fachbereich EIT, D 64295 Darmstadt, Birkenweg 8-10, Tel.: +49-6151-16-8231, {metz@eit.h-da.de, darlus-france.mengapche@h-da.de, naveen.shivkumaraiah@stud.h-da.de}, www.eit.h-da.de

7.3.4 Mittelspannungsnetzbetrieb und Gefährdung bei erhöhter dezentraler Stromerzeugung im Erdschlussfall

**Maria AIGNER¹, Christian RAUNIG¹, Lothar FICKERT¹,
Ernst SCHMAUTZER¹**

Inhalt

Der Einsatz von einer zentralen und mehreren dezentralen Petersen-Spulen in gelöscht betriebenen Mittelspannungsnetzen hängt in erster Linie von der Netzausbauplanung bzw. Netzausdehnung und dabei insbesondere von der Länge der Kabel und der damit in Verbindung stehenden Erdkapazitäten pro Leiter im Mittelspannungsnetz ab. Tritt aufgrund der Netzausdehnung ein Erdschlussreststrom $> 60 \text{ A}$ an der Fehlerstelle auf, wird üblicherweise zusätzlich zu einer zentralen, regelbaren Petersen-Spule eine weitere dezentrale Petersen-Spule – mit fix eingestellten Löschstrom – möglichst am Entstehungsort der Erdkapazitäten, in einer Schaltanlage im Mittelspannungsnetz installiert.

Im Zuge der Planung von Mittelspannungsnetzen muss unter Berücksichtigung des sicheren Netzbetriebs darauf geachtet werden, dass bei Auftritt eines Fehlers im Netzabschnitt zwischen zentraler und dezentraler Petersen-Spule und Trennung in Inselnetze der Fehlerstrompfad bei einem Phase-Erde-Fehler nicht mehr über alle Spulen geschlossen ist und somit die ursprünglich eingehaltene Löschbedingung (bzw. Netzverstimmung) nicht mehr gegeben ist. Schließen sich die Fehlerströme über die dezentrale Petersen-Spule, ist aufgrund der fix eingestellten Abstimmung diese nicht mehr in der Lage den Fehlerstrom geeignet zu kompensieren. Infolgedessen kann sich der Erdschlussreststrom erhöhen und bei Überschreitung der Löschgrenze von 60 A in Abhängigkeit der Auslegung der Erdungsanlage zu gefährlichen Fehler-, Schritt- und Berührspannungen $0, 0$ und 0 führen.

Im Falle eines gelöschten Mittelspannungsnetzes größerer Ausdehnung kann einerseits bei einem Fehler in einem Netzteil mit dezentraler Einspeisung und ohne dezentrale Petersen-Spulen das ursprünglich gelöschte Mittelspannungsnetz im Inselnetzbetrieb in ein isoliertes Netz kippen. Andererseits können bei Über- oder Unterkompensation bzw. kapazitiven Unsymmetrien des getrennten Netzteils Resonanzen im Netz auftreten und unzulässige Sternpunktverlagerungsspannungen die Folge sein.

Treten in diesem Fall Grenzwertüberschreitungen 0 auf, kann es auch hier zu einer Gefährdung von Personen kommen.

In der vorliegenden Publikation werden die Gefährdung der Personensicherheit in gelöschten Mittelspannungsnetzen und die Auswirkungen auf die Sternpunktbehandlung im Falle der unkontrollierbaren Inselnetzbildung dargestellt.

Literatur

- [1] ÖVE B1/1976: Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Wechselspannungsanlagen mit Nennspannungen über 1 kV
- [2] ÖVE/ÖNORM E 8383, Ausgabe: 2000-03-01: Starkstromanlagen mit Nennwechselspannung über 1 kV
- [3] EN 50522:2011-11, Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV , Deutsche Fassung EN 50522:2010
- [4] Aigner, M: Personen- und Sachgüterschutz in aktiven Verteilernetzen, laufende Dissertation, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz,
{Tel.: +43 (0)316 873-7567, maria.aigner@tugraz.at},
{Tel.: +43 (0)316 873-7552, christian.raunig@tugraz.at},
{Tel.: +43 (0)316 873-7550, lothar.fickert@tugraz.at},
{Tel.: +43 (0)316 873-7555, schmautzer@tugraz.at},
www.ifea.tugraz.at

7.4 NETZENTWICKLUNG (SESSION E4)

7.4.1 Serbia's Policy on Rural Electrification – Rural Electrification Policy and its Impact on Minorities

Sonja Maria PROTIC(*)¹, Ilija BATAS BJELIC²

Introduction

Based on an empirical and regulatory analysis and recognizing the importance of reducing energy poverty to empower minorities, this research aims to examine how and if Serbia's energy policy supports energy self-sufficiency of rural areas. Almost 43% of the Serbian population lives in rural areas [1] and one of the most potential serious problems in the country's EU accession negotiations is the existing gap between urban and rural areas.³ A lot of households in remote regions are not connected to the public grid. In Serbia, the electrification rate is higher in urban areas than in rural areas and lower in poorer households [2, 3].

In a first step, this study proposes a model that shows that from the perspective of welfare economics an isolated grid supply that primarily uses renewable energies proves to very often be a financially preferable option for small remote regions in Serbia even at short distances. Historic research data on the distribution of refugees indicate that the biggest part of minorities live in rural areas. In a second step, this paper emphasizes this view from the perspective of minorities⁴ in rural areas who are generally affected by several dimensions of poverty. Rural electrification can be subsumed under the Millennium goals [4] and the paper argues that energy self-sufficiency in remote regions in Serbia could empower minorities to facilitate their access to education, employment and eradicate poverty and improve health. As a consequence, the electrification of remote regions may be an essential step to increase social stability by narrowing the gap between urban and rural areas, which until today complicates national political decision making processes. Also, political interests may lead to a preference of development in urban areas, as the government in power is likely to support the areas that are politically more in favor. The third step of this paper is to investigate if and how the Serbian state supports the establishment of isolated grids and energy self-sufficient regions. It gives an insight into policy measures and regulations of the Serbian government in the field of energy self-sufficiency and screens EU legislation.

Methods

Extension of an existing model to compare alternatives of rural electrification

Extension of a model developed in 2012 to compare monetizable costs for supplying model regions with an isolated grid over a 30-year life-cycle and for extending the public grid in Croatia [5], using country specific factors (Serbia). The model distinguishes between various distances and includes different scenarios of line connection, inflation and price developments. The model uses empirically determined load profiles for model regions in Serbia.

Explorative analysis of the policy framework in Serbia and recommendations

The study investigates the topic through an explorative analysis. It argues why preference should be given to the establishment of isolated grid systems in rural areas of Serbia instead of to the extension of the existing electricity network. Emphasis is put on the topic of self-sufficiency of remote regions and their potential influence on living standards and the perspective of minorities. This includes an analysis of Serbia's energy policy framework over the last years. To give an outlook to Serbia's access to the European Union, EU legislation is screened. In particular the paper assesses if and how the European Union sets targets to supply households in remote regions with electricity.

¹ Vienna/Austria, sonjamariaprotic@gmail.com

² University of Belgrade, School for Electrical Engineering, Bulevar kralja Aleksandra 73, Tel.: +381/11/324 8464, Fax: 381/11/324 86 81, batas@etf.rs, www.etf.rs

³ This is illustrated by a household budget analysis on the availability of durables in households

⁴ Including marginal groups excluded for social, economic and/or political reasons

Results and discussion

Research shows that isolated grid solutions prove to be a preferable option for the electrification of remote regions in Serbia. This also applies to small distances. It is shown that a national support of isolated grid solutions could increase the quality of life of the rural population, endow the integration of minorities, help to implement the strategy for rural development in Serbia and foster an increase of RES towards the 2020 goals. Nevertheless, the current policy framework in Serbia neither supports rural electrification nor energy self-sufficient regions. Even though the latest amendments of legislation show that a mind change in Serbia is not expected, efforts have been taken to remove administrative and legislative obstacles (e.g. licenses) [6]. On the one hand a chance to the minorities should be given to build and operate a self-dependent network. On the other hand it should be incumbent on the government to take decisions in the field of network connection. At the end, a summary of recommendations for action for the Serbian state is given.

References

- [1] The World Bank, Percentage of urban population by countries using World Bank population estimates and urban ratios from the United Nations World Urbanization Prospects (15/11/2013): <http://data.worldbank.org/indicator/SP.URB.TOTL.IN.ZS/countries>.
- [2] Statistical Office of the Republic of Serbia, The World Bank, Department for International Development (DFID): Living Standards Measurement Study, Serbia 2002-2007; Statistical Office of the Republic of Serbia; (NY).
- [3] Vukmirovic, D.: Household budget survey 2011: Statistical Office of the Republic of Serbia; ISSN 0354-3641; Bulletin 5555; Belgrade; 2011.
- [4] United Nations, Millenium Goals, Factsheets (10/11/2013): <http://www.un.org/millenniumgoals>.
- [5] Protic, S., Pasicko, R. Carrington D.; Electrification of remote regions in Croatia – The potential of welfare improvement by isolated grids; SDEWES Conference, Dubrovnik, 2013.
- [6] The Energy Law, 2011 Serbia, Official Gazette of the Republic of Serbia No. 57/11, 80/11-amendment, 93/12 and 124/12.

7.4.2 Integration und Investitionskosten von unterschiedlichen Technologien im Verteilernetz und Kundenanlagen zur Erreichung energiepolitischer Ziele

**Maria AIGNER¹, Ernst SCHMAUTZER¹, Alfons HABER²,
Beate FRIEDL(*)³, Markus G. BLIEM³, Peter STEINBACHNER⁴**

Motivation und zentrale Fragestellung

In der aktuellen Diskussion über die Zukunft der elektrischen Energieversorgung nimmt die Debatte, ob ein Ausbau der Verteilernetze oder die Entwicklung von „Smart Grids“ zu bevorzugen sind, einen breiten Raum ein. Daher werden in der vorliegenden Publikation die unterschiedlichen Technologien dargestellt und Investitionskosten zur Erreichung festgelegter Ziele des Projekts ECONGRID 0 aufgelistet. Ausgehend von energiepolitischen Rahmenbedingungen werden die drei ECONGRID-Szenarien (Current Policy, Renewable⁺, Flexdemand) für den Betrachtungszeitraum 2014 bis 2030 definiert. Dabei wird der Einfluss unterschiedlicher Rahmenbedingungen der zukünftigen Entwicklung von Verteilernetzen untersucht. Das sind exogen festgelegte Parameter wie zum Beispiel die Erhöhung des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Möglichkeiten der Lastverschiebung und Stärkung des Energiebewusstseins sowie der Zuwachs an Elektromobilen auf den klassischen erprobten Netzausbau (Leitungsverstärkung, Zubau von Ortsnetzstationen, Netzerweiterung usw.) oder auf den großflächigen Einsatz smarterer Technologien inkl. IKT-Anbindung (steuerbare Endgeräte, steuerbare Stromkreise usw.).

Der bisher übliche Weg des Verteilernetzausbaus der ECONGRID-Szenarien wird durch den Migrationspfad „konventionell“ beschrieben, der großflächige Einsatz von smarten Technologien wird anhand der Migrationspfade „smart“ und „smart plus“ abgebildet.

Die zentrale Frage ist, welcher Migrationspfad (konventionell, smart bzw. smart plus) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht zu bevorzugen ist.

Methodische Vorgangsweise

Ausgehend von der technischen Analyse charakteristischer Verteilernetzstrukturen in Österreich werden erforderliche Funktionalitäten für Netze, Stromerzeuger, Kunden sowie Technologien und Netzum- und -ausbaumaßnahmen zur Erreichung der ECONGRID-Ziele spezifiziert. Basierend auf den erforderlichen Funktionalitäten werden Technologien erhoben sowie die Investitionskosten dieser - unter Berücksichtigung variierender Ausstattungsgrade - in den einzelnen Migrationspfaden (konventionell, smart und smart plus) der ECONGRID-Szenarien verglichen.

Wesentlicher Unterschied zwischen den Migrationspfaden des Verteilernetzausbaus, konventionell smart und smart plus, ist der Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT). Der konventionelle Migrationspfad berücksichtigt dabei lediglich einen situationsbedingten, regionalen Einsatz von IKT gemäß dem Stand der Technik, d.h. zwischen den Marktteilnehmern liegt nur eine eingeschränkte Kommunikation vor.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, {Tel.: +43 (0)316 873-7567, maria.aigner@tugraz.at}, {Tel.: +43 (0)316 873-7555, schmautzer@tugraz.at}, www.ifea.tugraz.at

² Allgemein beeideter und gerichtlich zertifizierter Sachverständiger, Mösslacherstraße 31/2/62, 9220 Velden am Wörthersee, Tel.: +43 (0)664 4145428, alfons@haber.co.at, www.haber.co.at

³ Institut für Höhere Studien Kärnten, Alter Platz 10, 9020 Klagenfurt, {Tel.: +43 (0)463 592150-21, friedl@carinthia.ihs.ac.at}, {Tel.: +43 (0)463 592150-18, bliem@carinthia.ihs.ac.at}, www.carinthia.ihs.ac.at

⁴ EKG-StromNetz (StN-G), St. Weiterstraße 31, 9020 Klagenfurt, Tel.: +43 (0)463 521-160, peter.steinbachner@energieklagenfurt.at, www.energieklagenfurt.at

Der smarte Migrationspfad sieht einen großflächigen, überregionalen Einsatz von IKT vor, der Migrationspfad smart plus beinhaltet ebenfalls einen großflächig, überregionalen Einsatz der IKT, darüber hinaus wird die Autonomie ausgewählter Kunden angestrebt. Dadurch wird der weiter verstärkte Einsatz smarterer Technologien gegenüber dem smarten Migrationspfad dargestellt. Zusätzlich kommt es durch eine angestrebte Autonomie der Kunden im Migrationspfad smart plus ggf. zu einer regionalen Entlastung der Verteilernetze. Diese Entlastung spiegelt sich in lokal verringerten Netzum- und -ausbaukosten wider. Die voranschreitende Entwicklung und Verbesserung der technischen Komponenten sowie Preisveränderungen werden in den Analysen berücksichtigt.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Der in ECONGRID entwickelte systemische Ansatz stellt eine effektive Methode zur Erhebung der erforderlichen Technologien in Verteilernetzen zur Erreichung energiepolitischer Rahmenbedingungen über konventionelle und smarte Migrationspfade dar. Auf Grundlage der notwendigen Funktionalitäten wie zum Beispiel Lastmanagement werden Technologien, d.h. steuerbare Endgeräte erhoben und die erforderlichen Maßnahmen im Verteilernetz sowie in Kundenanlagen (Aus- und Umbau, Erweiterung, Änderungen) inkl. der Investitionskosten der Migrationspfade (konventionell, smart und smart plus) in den ECONGRID-Szenarien dargestellt. Durch die Erhebung der Investitionskosten können die Treiber für die Kosten eruiert und den betroffenen Akteuren (Verteilernetzbetreiber, Elektrizitätsunternehmen, Kunde) zugeordnet werden.

Die vorliegende Publikation stellt die Basis für die weiterführende gesamtwirtschaftliche Bewertung (z.B. Kosten-Nutzen-Analyse) bereit. Die Publikation mit dem Titel: „Gesamtwirtschaftliche Bewertung von Smart-Grids-Lösungen anhand einer Kosten-Nutzen-Analyse 0“ präsentiert die zugrunde liegende Methodik und Ergebnisse der durchgeführten Kosten-Nutzen-Analyse und bildet damit wesentliche Ergebnisse des Projekts ECONGRID ab.

Literatur

- [1] Bliem, M., Friedl, B., Aigner, M., Schmutzger, E., Haber, A., Bitzan, G. (2013): Smart Grids und volkswirtschaftliche Effekte: Gesamtwirtschaftliche Bewertung von Smart-Grids-Lösungen. Projektbericht im Rahmen der 4. Ausschreibung des Programms „Neue Energien 2020“ des Klima- und Energiefonds.
- [2] Friedl, B., Bliem, M.G.; Aigner, M.; Haber, A., Schmutzger, E. (2014): Gesamtwirtschaftliche Bewertung von Smart-Grids-Lösungen anhand einer Kosten-Nutzen-Analyse, 13. Symposium Energieinnovation an der TU Graz. Graz.

Hinweis

Dieses Projekt wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.



7.4.3 Mittelspannungssystemoptimierung im urbanen Raum

Mario LEITNER(*)¹, Annemarie JUNG(*)¹, Thomas Karl SCHUSTER¹

Ausgangssituation

Ab den 1970er- Jahren stieg der Energiebedarf der Bundeshauptstadt Wien rasant an. Daher musste das Mittelspannungsnetz ausgebaut und erweitert werden. Die Wesentlichsten Rahmenbedingungen wurden vom Eigentümer vorgegeben:

- Deckung der Nachfrage von elektrischer Energie
- Hohe elektrische Versorgungssicherheit der Bundeshauptstadt
- Versorgung des öffentlichen Nahverkehrs (Straßenbahn, U-Bahn)
- Schnelle Wiederherstellung der Versorgung durch einfache Umschaltmaßnahmen (n-1-Struktur)

Grundsätzlich ist das Mittelspannungsnetz als offen betriebenes Ringnetz ausgeführt. Durch diesen offenen Ring ist im Störfall die Umschaltungsmöglichkeit auf ein benachbartes Mittelspannungskabel jederzeit gegeben. Wegen der inhomogenen Entwicklung der Lasten im Stadtgebiet kam es beim Ausbau zu einer hohen Anzahl an zusätzlichen Querverbindungen zu anderen Leitungen und somit zu überlangen Leitungszügen

Ziel

Die Mittelspannungsrestrukturierung hat das Ziel, jeden Mittelspannungsabzweig sowie alle Querverbindungen genauestens zu untersuchen und mit folgenden Maßnahmen das bestehende Netz zu optimieren:

- Mittelspannungsabzweige der untersuchten Umspannwerke reduzieren
- eine vordefinierte Anzahl von Trafostationen pro Mittelspannungsabzweig
- Reduzierung der Mittelspannungsmuffen und Kabellänge
- Untersuchung von neuen Verlegemethoden
- Errichtung von intelligenten Trafostationen zur Reduzierung von Ausfallzeiten

Methodik

Nach erster Ermittlung der Abzweige des jeweiligen Umspannwerks, wird das zugehörige Versorgungsgebiet in Sektoren eingeteilt. Jeder Sektor stellt einen Mittelspannungsabzweig dar. Oberste Prämisse ist dabei die Einbindung der ersten Trafostation innerhalb eines Umkreises von 300m. In weiterer Folge werden die bestehenden Trafostationen in direkter Linie und im jeweilig liegenden Sektor miteinander verbunden. Möglichst in der Mitte der Mittelspannungsleitung wird eine Station für eine mögliche Querverbindung zum nächstliegenden Mittelspannungsabzweig gesucht und am Ende des Abzweiges wiederum eine Querverbindung zum Nachbarabzweig. Anschließend wird die bestehende Kabelstruktur mit dem neu geplanten Netz verglichen, sowie der sich daraus ergebende optimale Trassenverlauf ermittelt.

Zusammenfassung

Durch die gewachsenen Strukturen des Mittelspannungsnetzes und der Notwendigkeit der Erneuerung der Assets sind optimierte Planungen und Ausführungen notwendig geworden. Darüber hinaus ist nur noch ein beschränktes Budget für die Erneuerung vorhanden.

Basierend auf diesen Einflussfaktoren ist eine Zielnetzplanung unbedingt notwendig. Hierzu wurde dieses Verfahren zur Mittelspannungssystemoptimierung im urbanen Raum entwickelt.

¹ Wiener Netze, Mariannengasse 4-6, 1090 Wien,
{mario.leitner@wienernetze.at, annemarie.jung@wienernetze.at, thomas.schuster@wienernetze.at},
www.wienernetze.at

7.4.4 Moderne Potenzialausgleichssysteme als integraler Gebäudebestandteil – Die Bedeutung eines integrierten Potenzialausgleichs als Basis für einen zuverlässigen Betrieb von Leittechnikgebäuden in modernen Hochspannungsnetzen

Stephan PACK¹, Ernst SCHMAUTZER²

Ausgangssituation

Während noch vor wenigen Jahren der Potenzialausgleich vorwiegend aufgrund normativer Vorgaben zum Personen- und Sachschutz bei elektrischen Systemen eingesetzt wurde, kommen moderne Gebäude ohne ein integriertes Potenzialausgleichssystem nicht mehr aus. Heute stehen neben dem Personenschutz auch ein zuverlässiger Betrieb und eine geringe Ausfallwahrscheinlichkeit der energietechnischen und informationstechnischen Anlagen und Betriebsmittel im Vordergrund, darüber hinaus ist auch der optimierte Einsatz von wirtschaftlichen Ressourcen zu berücksichtigen.

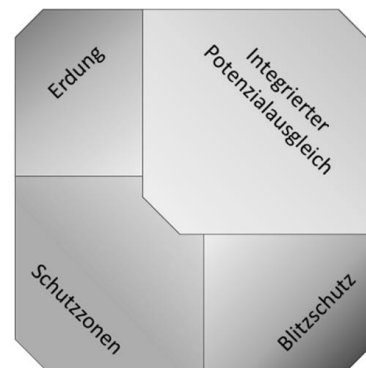


Abbildung 1: Funktionelle Zusammenhänge

Dabei dürfen die funktionellen Zusammenhänge zwischen Potenzialausgleich und Erdung, Schirmung, Überspannungsschutz, Blitzschutz, EMF und EMV nicht außer Acht gelassen werden. Dazu ist es notwendig, rechtzeitig Gesamtkonzepte zu erarbeiten, um alle anlagenspezifischen und baukörperspezifischen Maßnahmen hinsichtlich der speziellen Anforderungen an die Ausführung von Potenzialausgleichssystemen insbesondere in Leittechnikgebäuden berücksichtigen zu können.

Konventionell ausgeführter Potenzialausgleich

Sehr oft wird angenommen, dass bei einem konventionell ausgeführten Potenzialausgleich in allen Bereichen eines Gebäudes das gleiche Potenzial herrscht. Tatsächlich können aber in diesen Potenzialausgleichsleitungen aufgrund der vorkommenden unterschiedlichen Größen von betriebsfrequenten Strömen und den verschiedensten Arten von transienten Strömen beachtliche Potenzialdifferenzen (Spannungsabfälle, Längsspannungen) auftreten.

Ein konventionell ausgeführter Potenzialausgleich wird meist strahlenförmig oder grobmaschig errichtet, was traditionell auch seine Berechtigung hat. Selbst wenn die Dimensionierung normenkonform erfolgt, können die heute erforderlichen Ziele nicht erreicht werden.

Moderne Potenzialausgleichssysteme

Leittechnikgebäude stellen z.B. im Zuge einer zukunftsorientierten Netzentwicklung und der Modernisierung der Netze eine zentrale Komponente im Sinn der Netzsicherheit von Energiesystemen dar. Moderne Errichtungskonzepte sehen daher vor, das gesamte Leittechnikgebäude mit einem in den Baukörper integrierten oder an den Baukörper angebrachten Potenzialausgleichssystem auszustatten.

In solchen Konzepten können daher das gesamte Gebäude oder einzelne Gebäudeabschnitte mit ihren unterschiedlichen Raumnutzungen und Aufgaben im elektrischen Hochspannungsnetz individuell berücksichtigt werden.

¹ Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Österreich, pack@tugraz.at

² Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Österreich, schmautzer@tugraz.at

Das integrierte Potenzialausgleichssystem stellt dabei das elektrotechnische Rückgrat als Bezugspotenzial sicher, welches in der Lage ist, sowohl den betriebsfrequenten als auch den transienten Anforderungen gerecht zu werden.

Methodik

Aufgabe eines integrierten Potenzialausgleichssystems ist es, Potenzialunterschiede im gesamten Leittechnikgebäude auf möglichst geringe Werte zu reduzieren.

Unter einem in den Baukörper integrierten Potenzialausgleichssystem ist ein System zu verstehen, welches aufgrund seiner Ausführung und Anordnung einen hohen Vermaschungsgrad aufweist, und dadurch in der Lage ist, hohe betriebsfrequente Ströme und/oder höherfrequente transiente Ströme großflächig zu verteilen und die Auswirkungen (Potentialunterschiede, Längsspannungsabfälle, induzierte Spannungen, magnetische Felder usw.) auf das erforderliche Maß zu reduzieren. Dazu wird im gesamten Baukörper ein durchgängiges Potenzialausgleichssystem in Form eines 3-dimensionalen Netzwerkes in allen Geschossebenen in horizontaler und vertikaler Richtung ausgeführt.

In der praktischen Ausführung besteht dieses integrierte Potenzialausgleichssystem aus einem Grundgerüst mit einer vorgegebenen Basisvermaschung und einem darauf aufgesetzten vermaschten oder unvermaschten System, welches an die jeweiligen Anforderungen in Maschenweite, Ausdehnung und Querschnitten angepasst werden muss. Notwendig sind dabei auch die Berücksichtigung von dauerhaft gut leitenden Verbindungen und die Beachtung der Materialverträglichkeiten von Metallen.

Um möglichst kurze Anbindungsmöglichkeiten der elektrotechnischen und informationstechnischen Betriebsmittel an das integrierte Potenzialausgleichssystem zu gewährleisten, sind Anschlussstellen (Anschlussplatten, Fahnen) sowohl im Inneren des Gebäudes (z.B. Betonoberflächen, Zwischenwänden, Stützsäulen, Boden, Decken, usw.) als auch an den Außenseiten des Leittechnikgebäudes in regelmäßigen Abständen vorzusehen. Bestandteile des Baukörpers, wie z. B. die Bewehrung, Metallträger und metallene Stützpfiler, leitende Fassadenkonstruktionen usw. müssen dabei in das Gesamtkonzept für den Potenzialausgleich einbezogen werden.

Konsequenzen

Mit einem konventionell ausgeführten Potenzialausgleich können die Schutzmaßnahmen gegen gefährliche Körperströme abgedeckt werden und damit den Vorschriften genüge getan werden. Allerdings bedeutet dies in den meisten Fällen, dass der dauerhaft störungsfreie Betrieb der elektrischen und informationstechnischen Systeme in modernen Gebäudestrukturen nicht mehr garantiert ist. Sehr oft sind dann im Nachhinein technisch aufwendige und daher teure Ersatzmaßnahmen erforderlich, um den Zielen, die durch ein integriertes Potenzialausgleichssystem leicht erreicht werden, nahe zu kommen. In manchen Fällen können versäumte Planungsschritte und Umsetzungsmängel im Gesamtkonzept durch Ersatzmaßnahmen nicht wettgemacht werden.

Neben den technischen Nachteilen wie mangelnde Funktionalität oder geringere Zuverlässigkeit der Betriebsmittel, die durch einen Verzicht auf integrierte Potenzialausgleichssysteme in Leittechnikgebäuden verursacht werden, dürfen die wirtschaftlichen Konsequenzen infolge unberechenbarer Betriebsmittelstörungen und damit verbundener Netzstörungen nicht unberücksichtigt bleiben. Dabei werden zwar Errichtungskosten unter Annahme falscher technischer Randbedingungen minimiert, meist aber verursachen Folgewirkungen infolge der oben angeführten Nachteile unvorhersehbare und weit höhere Kosten.

Aus architektonischer Sicht kann die wunschgemäße Funktion eines Potenzialausgleichssystems durch die Integration in den Baukörper auch sehr gut in gestalterische Konzepte eingebunden werden, sofern dies rechtzeitig in der Planung Berücksichtigung findet. Nicht nur bei Ausführungen mit Stahlbeton oder Stahlkonstruktionen, metallenen Dächern und Metallfassaden oder -verkleidungen kann ein modernes Potenzialausgleichssystem unauffällig in den Baukörper integriert und somit ein sinnvoll angepasstes Schutzziel erreicht werden. Ebenso können innovative Details moderner Architektur, wie z.B. Metallfassaden oder Bewuchsgitter in das Schutzkonzept eingebunden werden, ohne dass dabei die architektonische Gestaltung oder die technische Funktion berührt oder gar abgeändert werden müssen.

7.5 SMART GRIDS (SESSION E5)

7.5.1 Bedeutung des Risikomanagements für die Sicherheit von Smart Grids

Christian MEURERS¹, Johannes GÖLLNER¹, Andreas PEER¹,
Lucie LANGER², Markus KAMMERSTETTER³

Einleitung

Die Energieversorgung der Zukunft wird sich fundamental auf den Einsatz von IKT-Systemen stützen. Die damit verbundenen Risiken wirken sich unmittelbar auf die Sicherheit der Energieversorgung aus und stellen neue Bedrohungsbilder in diesem Bereich dar. Im Rahmen des KIRAS-Sicherheitsforschungsprogramms beschäftigt sich das Projekt *Smart Grid Security Guidance (SG)*², basierend auf einer fundierten Bedrohungs- und Risikoanalyse aus einer gesamtstaatlichen Sicht sowie auf Sicherheitsanalysen von Smart-Grid-Komponenten, mit einer systematischen Untersuchung von Smart-Grid-Technologien in Bezug auf IKT-Aspekte und der Erforschung von entsprechenden Gegenmaßnahmen zur Erhöhung der Sicherheit von IKT-Systemen in der kritischen Infrastruktur „Energie“.

Existierende Ansätze

Als Basis für die Bedrohungs- und Risikoanalyse dienen zunächst State-of-the-Art-Risikomodelle wie die BSI-Standards und IT-Grundschutzkataloge des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik, die in den Bereichen der Informationstechnik und Risikoanalyse bereits ein weites Spektrum an Gefährdungen abdecken. Weiters werden Ergebnisse und Ansätze aus bereits durchgeführten Forschungsprojekten, wie beispielsweise das Doppelvektorenmodell [1], berücksichtigt. Dieses wurde im Rahmen des BMLVS-internen Forschungsprojektes „Szenarioplanung und Wissensmanagement im ÖBH“ in mehreren Anwendungsfällen erarbeitet, weiterentwickelt sowie getestet und stellt die Möglichkeit dar, ereignisrelevanten Inhalt zu dokumentieren und für weitere Analysen abrufbar zur Verfügung zu stellen. Die Kategorisierung basiert auf der Unterscheidung eines Ereignisses hinsichtlich:

- der Organisation,
- des Verursachers sowie
- der Art des Ereignisses.

Weiters erfolgt die Kategorisierung bezüglich:

- des Zeitrahmens,
- der räumlichen Ausdehnung/Einflussnahme sowie
- des erforderlichen Abstraktionslevels.

Dadurch lässt sich grundsätzlich jedes Ereignis entsprechend kategorisieren und dokumentieren. In Verbindung mit diversen Akteuren und Wissensrollen lassen sich daraus Zusammenhänge und Wechselwirkungen erkennen und ableiten. Ein zusätzlicher Mehrwert ergeht auch aus der Möglichkeit, Muster von Ereignissen in den diversen Kategorien zu erkennen. Dies dient nicht nur Analysten, sondern kann auch für die Beurteilung von zusätzlich erforderlichem Informationsbedarf zweckmäßig sein.

¹ Landesverteidigungsakademie Wien des Bundesministeriums für Landesverteidigung und Sport, Roßbauer Lände 1, 1090 Wien

² AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Donau-City-Straße 1, 1220 Wien

³ Technische Universität Wien, Institute of Computer Aided Automation, Treitlstraße 1-3, 1040 Wien

Der (SG)²-Risikokatalog

Im Rahmen des Projekts wurde ein Risikokatalog für Smart Grids in Österreich entwickelt, welcher Energieversorgungsunternehmen dabei unterstützen soll, eine Risikoanalyse für ihr System durchzuführen. Ausgehend von der durch CEN-CENELEC-ETSI entwickelten Referenzarchitektur (*Smart Grid Architecture Model*) [2] wurde zunächst ein IKT-Architekturmodell für österreichische Smart Grids definiert, welches als Grundlage für den Risikokatalog diente. Dazu wurden die im Architekturmodell dargestellten Komponenten und Kommunikationsverbindungen zu Domänen (z.B. Netzbetrieb, Metering, Erzeugungsanlagen) gebündelt. Anschließend wurden, ausgehend von den IT-Grundsicherheits-Bedrohungskatalogen [3] sowie ergänzenden Dokumenten wie z.B. den einschlägigen BSI-Sicherheitsprofilen [4,5], relevante Bedrohungen identifiziert. Auf diese Weise entstand eine Liste von etwa 250 Bedrohungen, die jedoch zum Teil unterschiedliche Detaillierungsgrade aufwiesen.

Um eine konsistente Darstellung zu erreichen, wurden diese Bedrohungen in weiteren Iterationen teils zusammengefasst und auf den Smart-Grid-spezifischen Kontext zugeschnitten. So entstand letztendlich ein Katalog von 31 Bedrohungen, welche verschiedenen Kategorien zugeordnet wurden. Diese Bedrohungen wurden anschließend im Rahmen des vorhandenen IKT-Architekturmodells evaluiert, d.h. es wurde untersucht, inwieweit die Bedrohungen auf die einzelnen Domänen zutreffen. Anschließend wurde das Risikopotential dieser Bedrohungen bewertet, indem die Eintrittswahrscheinlichkeit und die Auswirkungen eines erfolgreichen Angriffs geschätzt wurden. Die Einschätzung erfolgte jeweils auf einer Skala von 1 (sehr gering) bis 5 (sehr hoch). Durch Multiplikation der beiden Werte ergibt sich das zu der jeweiligen Gefährdung gehörige Risikopotential. Das Ergebnis, der (SG)²-Risikokatalog, zeigt in einer Matrix-Darstellung die für die Architekturkomponenten relevanten Risiken, und kann von Energieversorgern als Hilfestellung genutzt werden, um eine konkrete Risikoanalyse des bei ihnen implementierten Systems durchzuführen.

Auswertung & Ausblick

Vor allem durch die fortschreitende Transformation bestehender Energienetze zu Smart Grids und der damit verbundenen massiven Integration von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) stehen Netzbetreiber heute vor der Herausforderung, die dadurch entstehenden Risiken adäquat zu bewerten. Erst durch die Risikobewertung können kritische Bereiche identifiziert und in weiterer Folge besser geschützt werden. Diese Risikobewertung kann allerdings nur mittels Detailbetrachtung der bei den Netzbetreibern umgesetzten Systemlandschaft erfolgen. Eine auf die Gesamtarchitektur bezogene Risikobewertung fehlt jedoch häufig. Viele Netzbetreiber stehen daher heute vor dem Problem, zum einen auf keine geeigneten Risikomanagement-Methoden im Smart-Grid-Bereich zurückgreifen zu können, und zum anderen Risiken in der Smart Grid Gesamtarchitektur nicht erfassen zu können.

Im Gegensatz zu den im EURACOM FP7 Projekt analysierten bestehenden Methoden [6], verfolgt der im Projekt entstandene Risikokatalog einen durch die Gesamtarchitektur getriebenen Ansatz. Durch die architekturelle Bewertung in Bezug auf Risikopotential und Eintrittswahrscheinlichkeit erfolgt für die Netzbetreiber eine innerhalb des Smart Grids architekturbezogene Vorauswahl der bestehenden Risiken. Durch Kombination der Gesamtarchitektur-Risikobewertung mit der detailbezogenen individuellen Risikobewertung ermöglicht die Anwendung des (SG)² Risikokatalogs einen gesamtheitlichen Ansatz.

Referenzen

- [1] Göllner, Meurers, Peer, Povoden, paper-presentation: „Hybridisation of Social Network Analysis in Context with other Methods for a Scenario Based Risk Analysis-Case Study: Critical Infrastructure for Energy Security in Austria“, -accepted paper at the 7th Social Network Conference 07/2011, University of Greenwich, London, accepted: 13.05.2011 by Programme Committee und nach: Göllner, Vorlesungspräsentation an der Donau Universität Krems iRd LVA Risikomanagement des ULG Risk Management, 2009
- [2] CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group: Smart Grid Reference Architecture, Document for the M/490 Mandate, Version 3.0, 2012
- [3] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI-Standards 100-1 bis 100-4, 2008, aktuelle Version erhältlich unter <https://www.bsi.bund.de/>

- [4] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Schutzprofil für die Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems für Stoff- und Energiemengen (BSI-CC-PP-0073), Version 1.2, 2013
- [5] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Schutzprofil für das Sicherheitsmodul der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems für Stoff- und Energiemengen (BSI-CC-PP-0077), Version 1.0, 2013
- [6] FP7 project EURACOM, URL: <http://www.eos-eu.com/?Page=euracom>

7.5.2 Gesamtwirtschaftliche Bewertung von Smart-Grids-Lösungen anhand einer Kosten-Nutzen-Analyse

Beate FRIEDL(*)¹, Markus G. BLIEM¹, Maria AIGNER², Alfons HABER³, Ernst SCHMAUTZER²

Motivation und zentrale Fragestellung

Die zunehmende Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz erfordert mittelfristig einen umfassenden Transformationsprozess, welcher mit einem hohen Investitionsbedarf verbunden ist. „Intelligenter“ Verteilernetze (Stichwort „Smart Grids“) sollen die flächendeckende Integration einer hohen Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen erleichtern und über den Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien den künftig technischen Herausforderungen gewachsen sein. Im Rahmen des Projekts ECONGRID [1] wurden die volkswirtschaftlichen Effekte einer flächendeckenden Einführung von Smart-Grids-Lösungen in Österreich untersucht. Mit Hilfe der Kosten-Nutzen-Analyse wurden die Effekte unterschiedlicher Migrationspfade (smart und konventionell – weiter wie bisher) unter Festlegung von Rahmenbedingungen (Ausbau erneuerbarer Energien, Elektromobilität, etc.) im Detail untersucht. Ziel der Kosten-Nutzen-Analyse war es darzustellen, ob die gesamtwirtschaftlichen Effekte eines Smart-Grids, verglichen mit einem konventionellen Netzausbau, positiv sind und welche Gruppe (Elektrizitätsunternehmen, Kunde, Gesellschaft) von den Investitionen bzw. Nutzeneffekten primär betroffen bzw. begünstigt sind.

Methodische Vorgangsweise

Die Grundlage des Projekts ECONGRID bildete die technische Analyse der aktuellen Struktur typischer Verteilernetze in Österreich. Mit einem Netzberechnungsprogramm wurden ausgewählte Netzabschnitte nachgebildet. In einem weiteren Schritt wurden die ECONGRID-Szenarien (Current Policy, Renewable⁺ und Flexdemand) gebildet, welche sich hinsichtlich der festgelegten Rahmenbedingungen (z.B. Ausbau erneuerbarer Energien) unterscheiden. In allen drei Szenarien sollen die definierten Rahmenbedingungen und Zielsetzung mit unterschiedlichen Technologiepfaden – einem konventionellen sowie smarten Migrationspfad – erreicht werden (im Szenario Flexdemand wurde zusätzlich noch der Migrationspfad smart plus – mit einem sehr ambitionierten Einsatz smarter Technologien – berücksichtigt).

Die Abschätzung der Kosten- und Nutzeneffekte erfolgte dabei auf Basis der jeweils eingesetzten Technologien bzw. der notwendigen Adaptions- und Erweiterungsmaßnahmen unter Berücksichtigung der Zielvorgaben in den ECONGRID-Szenarien.[2][3] Für die Bewertung der Kosten- und Nutzeneffekte wurde der Differenzkosten bzw. -nutzenansatz herangezogen, d.h. es wurden nur die Differenzkosten und -nutzen im Gegensatz zur konventionellen Investitionsstrategie berücksichtigt. Damit konnte gezeigt werden, ob in den einzelnen Szenarien aus wirtschaftlicher Sicht der smarte Migrationspfad dem konventionellen zu bevorzugen ist. Zusätzlich zur Kosten-Nutzen-Analyse wurden, mit einem makroökonomischen Modell der Österreichischen Wirtschaft, die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte errechnet.[4]

¹ Institut für Höhere Studien Kärnten, Alter Platz 10, 9020 Klagenfurt,
{Tel.: +43 (0)463 592150-21, Fax: +43 (0) 463 592150-23, friedl@carinthia.ihs.ac.at},
{Tel.: +43 (0)463 592150-18, Fax: +43 (0) 463 592150-23, bliem@carinthia.ihs.ac.at},
www.carinthia.ihs.ac.at

² Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz,
{Tel.: +43 (0)316 873-7567, maria.aigner@tugraz.at},
{Tel.: +43 (0)316 873-7555, schmautzer@tugraz.at},
www.ifea.tugraz.at

³ Allgemein beeideter und gerichtlich zertifizierter Sachverständiger, Mösslacherstraße 31/2/62, 9220 Velden am Wörthersee, Tel.: +43 (0)664 4145428, alfons@haber.co.at, www.haber.co.at

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse zeigen, dass unabhängig von den vorausgesetzten Rahmenbedingungen und Zielsetzungen (somit in allen ECONGRID-Szenarien), der Investitionsbedarf im Verteilernetz bei Festhalten an konventionellen Netzausbaustrategien höher ausfällt, als bei einem angenommenen smarten Netzausbau. Für die Gruppe der Elektrizitätsunternehmen sind, unter den angenommenen Bedingungen, die smarten Migrationspfade den konventionellen zu bevorzugen. Für die Gruppe der Kunden hängt der volkswirtschaftliche Nutzen der Smart-Grids-Investitionen insbesondere von der Rentabilität der Speicher ab, denn die Kosten der großflächigen Speicherdurchdringung werden von den Kunden getragen. Im Projekt ECONGRID wurde die Annahme getroffen, dass über die Lebensdauer betrachtet, die Kosten für dezentrale Speicher über vermiedene Strombezugskosten kompensiert werden können.

Die höchsten positiven Gesamteffekte (Berücksichtigung sowohl der Kosten als auch Nutzeneffekte) treten im Szenario *Flexdemand*, bei Wahl des Migrationspfades smart plus auf. Das Szenario *Flexdemand* vereint dabei eine hohe Stromerzeugung aus volatilen, erneuerbaren Energien (Photovoltaik, Windkraft) sowie eine flexible Nachfrageseite (hohes Lastverschiebepotential sowie hohe Durchdringung von E-Mobilität). Der Migrationspfad smart plus berücksichtigt ein hohes Maß an Eigenautonomie beim Kunden, eine flächendeckende Durchdringung mit dezentralen Speichern sowie ein großflächiger Einsatz von smart-grid-fähigen Endgeräten.

Insgesamt konnte gezeigt werden, dass die volkswirtschaftlichen Effekte eines Smart-Grids, verglichen mit dem konventionellen Netzausbau, unter den berücksichtigten Rahmenbedingungen, immer positiv ausfallen. Die breite Einführung von Smart Grids bedarf jedoch entsprechender rechtlicher und regulatorischer Bedingungen, die es umzusetzen gilt. Des Weiteren besteht auch noch Unklarheit über die Verteilung der Rollen/Aufgaben in einem Smart Grid.

Literatur

- [1] Bliem, M., Friedl, B., Aigner, M., Schmutzner, E., Haber, A., Bitzan, G. (2013): Smart Grids und volkswirtschaftliche Effekte: Gesamtwirtschaftliche Bewertung von Smart-Grids-Lösungen. Projektbericht im Rahmen der 4. Ausschreibung des Programms „Neue Energien 2020“ des Klima- und Energiefonds.
- [2] Aigner, M., Schmutzner, E., Haber, A., Friedl, B., Bliem, M.G., Steinbachner, P. (2013): Integration und Investitionskosten von unterschiedlichen Technologien im Verteilernetz und Kundenanlagen zur Erreichung energiepolitischer Ziele. 13. Symposium Energieinnovation an der TU Graz. Graz.
- [3] European Commission (2012): Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of Smart Grids projects. Joint Research Centre.
- [4] Friedl, B., Bliem, M.G., Miess, M.G., Schmelzer, S., Aigner, M., Haber, A., Schmutzner, S. (2013): Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte von Smart-Grids-Lösungen. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Wien.

Hinweis

Dieses Projekt wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.



7.5.3 Netzausbau vs. Smart Grid Lösungen unter wirtschaftlichen und ökologischen Gesichtspunkten

Markus SCHWARZ¹, Andrea KOLLMANN²

Motivation und zentrale Fragestellung

Die zentral ausgerichtete Energieversorgung wandelt sich immer mehr zu einem komplexer werdenden System, was vor allem auf die zunehmende Integration dezentraler kleiner und mittlerer Erzeugungseinheiten auf Basis erneuerbarer Energien zurückzuführen ist. Diese Herausforderung kann abgesehen von einem Netzausbau durch intelligente Systemlösungen bzw. Smart Grids bewerkstelligt werden, indem eine wechselseitige Kommunikation zwischen den Erzeugern, dem Netz und den Verbrauchern ermöglicht wird. Smart Grids zeichnen sich jedoch durch ein hohes Potential an Steuer- und Regelbarkeit aus und bedingen dadurch die Konkurrenz zwischen unterschiedlichen Energietechnologien bzw. Systemlösungen. Dieser Beitrag widmet sich der wirtschaftlichen als auch ökologischen Evaluation konkurrierender Systemlösungen auf Basis einer verstärkten Integration von Photovoltaik (PV) unter Berücksichtigung der dafür jeweils erforderlichen Weiterentwicklung des Stromnetzes hin zu Smart Grids.

Methodische Vorgangsweise

Nach Festlegung repräsentativer Niederspannungsnetzstrukturen (Versorgungsgebiete) wurden in einem ersten Schritt konkurrierende Systemlösungsszenarien (Status quo, Netzausbau, intelligente Systemlösungen) entwickelt. Hinsichtlich Erzeugerstruktur wurden für die jeweiligen Systemlösungen unterschiedliche Einspeisekonstellationen (z.B. von Photovoltaik und KWK) berücksichtigt, sodass sich durch die technische Analyse (Lastflusssimulation) eine Reihe an Möglichkeiten und Potentiale der einzelnen Systemlösungen ergaben. Darauf aufbauend wurde für diese Szenarien eine Identifikation der benötigten Netzkomponenten und Infrastruktur durchgeführt um diese anschließend zusammen mit den Erzeugungstechnologien wirtschaftlich und ökologisch zu bewerten. In einem weiteren Schritt erfolgte die Entwicklung einer integrierten wirtschaftlichen und ökologischen Bewertungsmethodik, wobei die Evaluation aus Sicht des Versorgungsgebietes (top-down) als auch aus Sicht des jeweiligen Kunden bzw. Nutzers (bottom-up) durchgeführt wurde. Die betriebswirtschaftliche Analyse erfolgte dabei nach dem Vollkostenansatz sowie der Kapitalwertmethode auf Basis der Energieträgerkosten sowie typischer Investitions- und Betriebskosten für die Energieerzeugungstechnologien und die Netzinfrastruktur. Für die ökologische Analyse wurden hingegen Emissionsfaktoren herangezogen um die Emissionsminderungen (Global Warming Potential, GWP) aufgrund der dezentralen Energieerzeugung zu quantifizieren. Schließlich wurden aus der umfassenden Bewertung Indikatoren abgeleitet, die einen wirtschaftlich-ökologischen Vergleich der Systemlösungen ermöglichen (z.B. €/kg CO₂ eingespart) und zuletzt die Bewertungsergebnisse der untersuchten Versorgungsgebiete für das Gesamtsystem Österreich hochgerechnet.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Entsprechend der Bewertungsmethodik steht zunächst ein klar strukturierter Lösungskatalog mit Möglichkeiten und Potentialen der einzelnen Systemlösungen (Netzausbau und Smart Grid Lösungen) zur Verfügung. Zudem wurde ein integriertes wirtschaftlich-ökologisches Bewertungsmodell entwickelt um eine ganzheitliche Bewertung durchzuführen. Somit können umfassende Aussagen über konkurrierende Systemlösungen der dezentralen Energiebereitstellung durch PV-Integration vorgelegt werden, die sowohl die Wirtschaftlichkeit als auch die ökologischen Wirkungen zukünftiger Netzstrukturen bewerten. Die wirtschaftliche und ökologische Bewertung von Netzausbaumaßnahmen sowie Smart Grid Lösungen ist Teil des Forschungsprojekts SG-Essences (Elaborated Assessment of Competing Smart Grid Solutions) und wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

¹ Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, Altenbergerstraße 69, A-4040 Linz, {Tel.: 0732-2468-5664, schwarz@energieinstitut-linz.at}, {Tel.: 0732-2468-5660, kollmann@energieinstitut-linz.at}, www.energieinstitut-linz.at

7.5.4 Dynamische Modellierung eines Diesel-Aggregats im Zuge des SORGLOS-Projekts

Dominik FASTHUBER(*)¹, Michael CHOCHOLE¹, Rainer SCHLAGER¹

Synopsis

Die Erweiterung der Verteilnetze um Smart Grid-Technologien bietet die Chance, mit Hilfe von innovativen Regelstrategien für dezentrale Erzeugungsanlagen die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Im Forschungsprojekt SORGLOS werden daher Methoden und Algorithmen entwickelt, um in einzelnen Netzabschnitten (Microgrids) mittels vorhandener dezentraler Erzeuger und Speicher sowie installierter Smart Grid-Technologien Blackout-Festigkeit zu erreichen. Dabei werden Schwarzstartfähigkeit, sichere Netztrennung bei einem Blackout, Regelung von Erzeugung, Beeinflussung von Lasten sowie Speicherbewirtschaftung und Unterstützung beim Netzwiederaufbau untersucht. Der Aufwand mit konventionellen Methoden zur Erreichung der Versorgungssicherheit kann dabei möglicherweise reduziert werden, wodurch zusätzliche Systemkosten vermieden werden. Des Weiteren werden im Projekt SORGLOS auch die rechtlichen Grenzen und Rahmenbedingungen sowie die wirtschaftlichen Möglichkeiten dieser Betriebsmethoden betrachtet.

Modellierung der Komponenten

Das SORGLOS-Projekt untersucht die Gegebenheiten in zwei unterschiedlichen Spannungsbereichen. Zum einen wird ein ländliches Mittelspannungsnetz betrachtet und zum anderen ein kleinstädtisches Niederspannungsnetz. Diese beiden Netze unterscheiden sich vor allem durch die Möglichkeit der Eigenversorgung bei Ausfall des übergeordneten Netzabschnittes.

Für das ländliche Mittelspannungsnetz wird ein Pumpspeicherkraftwerk mit Francis-Turbine nachgebildet. Dieses Kraftwerk sorgt für die Versorgung bei einem Blackout. Für das kleinstädtische Niederspannungsnetz, welches keine zusätzlichen Kraftwerke besitzt, wurde ein Modell eines Notstrom-Diesel-Aggregates erstellt, welches die Versorgungssicherheit gewährleisten soll. Dies ist notwendig, da das Netz aufgrund der bereits installierten PV-Anlagen nicht alleine sicher betrieben werden kann. Die Modellierung dieses Diesel-Generators bildet das Kernstück dieser Abhandlung.



Abbildung 1: Logo des SORGLOS-Projekts

Methodik

Für die Versorgung des kleinstädtischen NS-Netzes (Eberstalzell / OÖE) stehen neben den PV-Anlagen und dem Verbundnetz keine weiteren Erzeugungsanlagen zur Verfügung. Für den Inselbetrieb muss deshalb eine regelbare Erzeugungseinheit in Form eines Bio-Diesel-Aggregates installiert werden, um eine ausgeglichene Wirk- und Blindleistungsbilanz im betrachteten Netzabschnitt erhalten zu können.

Um die Modellierung des Diesel-Generators zu verifizieren, wurde im Vorfeld in Zusammenarbeit mit der Energie AG (jetzt Netze OÖE) ein Messversuch an einem 620 kVA Diesel-Aggregat durchgeführt.

¹ TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25/370-1, 1040 Wien, {Tel.: +43(0)158801370112, Fax:+43(0)158801370199, fasthuber@ea.tuwien.ac.at}, {Tel.: +43(0)158801370140, Fax:+43(0)1588019370140, chochole@ea.tuwien.ac.at}, {schlager@ea.tuwien.ac.at}, www.ea.tuwien.ac.at

Zur Identifikation des dynamischen Verhaltens der Generator-Dieseleinheit wurden unterschiedliche Lastsprünge an das Notstromaggregat geschaltet und die Frequenz- und Spannungszeitverläufe aufgezeichnet. Hiermit konnten wichtige Parameter (wie Trägheitszeitkonstante des gesamten Maschinensatzes und dergleichen) ermittelt werden.

Für die Modellierung der Regelung (Drehzahlregler, Aktuator, Motor) des Dieselgenerators wird der Regler DEGOV aus der SINCAL Programmbibliothek verwendet. Dieser Regler baut auf Modellen auf, welche in einschlägigen Literaturrecherchen gefunden wurden.

Der bereits erwähnte Messversuch wird in PSS/SINCAL rekonstruiert. Diese Nachbildung soll der abschließenden Verifizierung dienen. Der Verlauf der gemessenen Leistung und der Frequenz ist in Abbildung 2 dargestellt. Wie zu erwarten ist, steigt mit höher werdender Laständerung auch die Frequenzänderung.

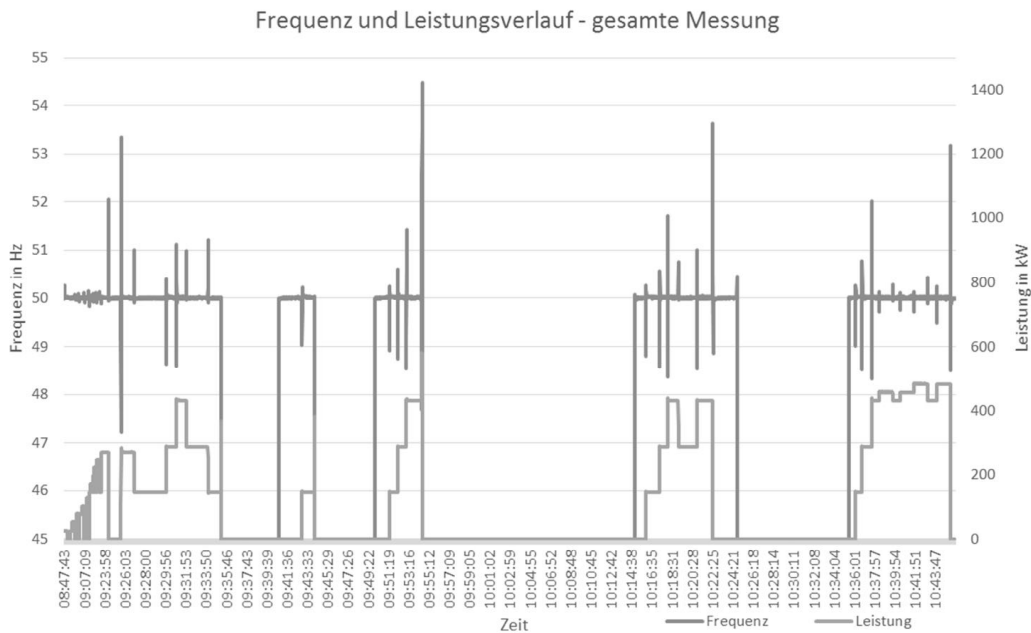


Abbildung 2: Frequenz und Leistungsverlauf der gesamten Messung (selbst erstellt)

Ergebnisse

Beispielhaft wurde eine Lasterhöhung der Messung ausgewählt, die das Verhalten des Regler-Modells exemplarisch nachbilden soll.

Bei einem Lastsprung von 135 kW - gegenüber der Vorbelastung von 270 kW - ist ein Frequenzverlauf zu beobachten, den man versucht, durch Anpassung der Parameter des Regelmodells so gut als möglich anzunähern. Durch Parametervariation sind nun zwei Konfigurationen gewonnen worden, die die Anpassung zeigen sollen. Die erste Frequenz Anpassung zeigt ein Verhalten, das der Dynamik der Messung im Wesentlichen entspricht. Die zweite Frequenz Anpassung ist dynamisch gesehen etwas langsamer, verhält sich aber bezüglich der Amplituden eher wie der Messverlauf.

Eine wirklich exakte Nachbildung ist auf Grund des hohen messtechnischen Aufwandes bezüglich der Parameteridentifikation nicht möglich. Dennoch wird eine qualitative Erfassung der Charakteristik des Diesel-Generators durch dieses Modell sichergestellt.

Die genauen Messergebnisse sowie die Vorgehensweise bei der Regler Modellierung und die Parameterfindung werden in der Langfassung dieser Arbeit vorgestellt.

7.5.5 Energiewende nur mit Netzen – Neue Rollen für Aggregatoren und die aktive Netzintegration

Alfons HABER¹, Hubert BAIER², Sibaprosad BANERJEE³

Motivation und zentrale Fragestellung

„Der Umbau der Energieversorgung hin zu einem überwiegenden Anteil erneuerbarer Energien und mehr Energieeffizienz“, so definiert das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) den Begriff der Energiewende. Diese Energiewende muss in den nächsten Jahrzehnten stattfinden, um die Lebensgrundlagen auf unserer Erde dauerhaft zu erhalten.

Wie diese Wende im Umfeld der Stromversorgung allerdings erfolgen kann, ist noch in vielen Punkten offen. So ist die Erzeugungsstruktur für Strom über viele Jahrzehnte gewachsen und war geprägt von zentraler Erzeugung sowie strahlenförmiger Verteilung über die Stromnetze. Als Betriebs- bzw. Netzstrategie wurde bisher außerdem stets eine lastgeführte Erzeugung und Verteilung verfolgt.

Mit vorrangig erneuerbaren und systembedingt fluktuierenden Erzeugungsanlagen wird sich dagegen der Verbrauch im Wesentlichen nach der (zeitlichen) Erzeugung richten müssen. Für Ausnahmen hiervon wird zum Beispiel der Einsatz von Speichern mit voraussichtlich höheren spezifischen Kosten als bei direktem Verbrauch notwendig werden. Diese Systemänderung bedingt einerseits die Schaffung neuer Rollen im Markt. Andererseits werden klassische aber auch innovative Aspekte der Netzintegration deutlich an Gewicht gewinnen. Es ist davon auszugehen, dass sich die Energiewende nur durch eine umfassende Integration der Stromnetze in den Markt und eine weitreichende Umstellung auf erzeugungsgeführten Verbrauch umsetzen lässt.

Der vorliegende Beitrag widmet sich der Beschreibung möglicher Ansätze solcher Szenarien für die Netze als auch für den Markt, insbesondere des sogenannten Aggregators, der eine wesentliche Rolle einnehmen kann.

Methodische Vorgehensweise

Aufbauend auf bestehende und neu zu schaffende Strukturen werden Möglichkeiten für die Integration von Marktteilnehmern und die Anpassung von bestehenden Marktstrukturen aufgezeigt.

Mögliche Ansätze im Hinblick auf einen erzeugungsgeführten Verbrauch sind z.B.:

- Aggregation von einzelnen Lastgängen und Fahrplänen zu jeweiligen zeitlichen Summen
- Erzeugungs- bzw. Einspeisemanagement Einzelfahrplänen zu Summenfahrplänen
- Lastmanagement
- Betreiber- und Managementmodelle zur Realisierung und zum Betrieb von Speichern (Speichermanagement)
- Einsatz innovativer Netzintegrations-Technologien zur Spannungshaltung im Verteilnetz bei hoher Netzauslastung (insbesondere auch bei Lastflussumkehr)

Die beispielhaft angeführten Ansätze bewirken aber nur dann messbare Erfolge, wenn sie koordiniert und systemorientiert durchgeführt werden.

Ein zielgerichteter Einsatz der oben genannten Ansätze bedingt allerdings zusätzliche zeitnahe Kenntnis der Last- und Erzeugungsseite.

¹ Hochschule Landshut, Am Lurzenhof 1, D-84036 Landshut,
Tel.: +49 (0)871 506 230, alfons.haber@haw-landshut.de, www.haw-landshut.de

² Technologiezentrum Energie - Hochschule Landshut, Wiesenweg 1, 94099 Ruhstorf an der Rott,
Tel.: +49 (0) 8531 914044 14, hubert.baier@haw-landshut.de, www.technologiezentrum-energie.de

³ Technische Universität München, Schulgasse 16, D-94315 Straubing,
Tel.: +49 (0)9421 187 172, s.banerjee@wz-straubing.de, www.wz-straubing.de, www.tum.de

So sind aktuelle und für folgende Zeitabschnitte erwartete Erzeugungsleistungen als Datenbasis von essentieller Bedeutung für einen erzeugungsgeführten Verbrauch. Ebenso ist für leistungsmäßig und zeitlich nicht steuerbare Lasten eine entsprechende Erzeugung vorzuhalten.

Insgesamt gilt es anzustreben, dass durch eine gleichzeitige Erfassung und Regelung von Lasten und Erzeugungsanlagen eine ausgewogene Netzsituation erreicht werden kann. Diese komplexe Regelaufgabe kann beispielsweise in der neuen Rolle des Aggregators im Markt vereint werden, da hierdurch ein koordinierter und systemorientierter (bezogen auf Markt und Netz) Einsatz erfolgen kann.

Ein klassisches Negativbeispiel, das in diesem Zusammenhang zu nennen ist, wäre der „nicht kooperativ“ betriebene PV-Strom-Speicher. Dieser wird nach nächtlicher Entladung in den Morgenstunden mit sämtlicher verfügbarer PV-Leistung aufgeladen. Gegen Mittag tritt aufgrund eines ungeeigneten Managements der Zeitpunkt ein, zu dem der Energiespeicher vollständig geladen ist und die PV-Leistung „schlagartig“ als Überschusseinspeisung ins Netz gelangt.

Um entsprechend negative Auswirkungen im komplexen System des Stromnetzes zu vermeiden, werden daher Anforderungen dargestellt, welche für eine umfassende und zielführende Änderung des Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicherportfolios hin zu einem deutlich höheren Anteil an regenerativen Energien notwendig sind. Alle Betrachtungen beziehen sich dabei auf gleichermaßen technische und marktbezogene Analysen.

Hier werden Modelle für die neuen Rollen, insbesondere der Aggregatoren, aufgezeigt und im Detail erläutert. Auch das Zusammenwirken von Aggregatoren und technischen Änderungen in den Systemen wird eingehend beschrieben. Außerdem wird detailliert auf die Zusammenführung von Aggregatoren und Smart Grid, also die aktive Netzintegration, eingegangen.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Ein wesentliches Ergebnis dieses Beitrages ist die Darstellung der Anforderungen an die Netzintegration und den Markt im voranschreitenden Energiewende-Prozess. Insbesondere wird dabei auf Details im Zusammenspiel der Marktteilnehmer Wert gelegt. So werden Möglichkeiten aufgezeigt, mit denen eine Energiewende unter Berücksichtigung der physikalischen Stromflüsse in den Netzen und marktwirtschaftlicher Kräfte möglich ist.

7.6 SMART METERING (SESSION E6)

7.6.1 Innovationsmotor unter Spannung – Smarte Netze in Österreich 2014 - 2020

Georg GLASER¹

Studienhintergrund

Arthur D. Little hat eine Studie zum Status der Smart Metering und Smart Grid-Projekte in Österreich durchgeführt.

Erhebungszeitraum: September - Dezember 2013

Datenquellen: ca. 30 Interviews mit Geschäftsführern der 8 größten Netzbetreiber in Österreich, Regulator, Interessensvertretern und Parteivertretern; Benchmark-Daten von internationalen Arthur D. Little-Studien

Kernergebnisse Smart Metering

Aufgrund der gesetzlichen Vorgaben läuft der Smart Meter Rollout bei den Verteilnetzbetreibern für das Jahr 2014/2015 auf Hochtouren. Die Investitionen dafür werden mit höheren Tarifen an die Kunden weitergegeben. Trotzdem werden nur sehr wenige Haushalte von ihrer Opt-Out Möglichkeit Gebrauch machen.

Der Nutzen der Umstellung wird sich wohl erst langfristig ergeben, da zum einen die Erwartungen bzgl. kurzfristigen Nutzens (effizientere Prozesse, Einsparung von Energie) überhöht erscheinen, und zum anderen die Vorteile variabler Tarife aufgrund der bekannt niedrigen Wechselbereitschaft der Kunden nicht ausgekostet werden.

Es bestehen derzeit Divergenzen zwischen Gesetzgeber, Regulator und Netzbetreibern. So wurde die Chance auf Zusammenarbeit der Verteilnetzbetreiber nicht genutzt.

Ein gemeinsames Vorgehen von Gesetzgeber, Regulator, Netzbetreibern und Interessenvertretern kann die Kosten-Nutzen-Relation verbessern. Eine Einigung auf gemeinsame Technologien, Implementierungen und Prozesse würde zudem die Zukunftssicherheit der Investitionen steigern.

Kernergebnisse Smart Grid:

Fokus der Studie sind Smart-Grid-Anwendungen auf der Niederspannungsebene. In Österreich werden hier vorwiegend Lösungen zur Steigerung der möglichen Einspeiseleistung von volatilen Energieformen (Solar, Wind, Kleinwasserkraft) sowie zur Steigerung der Versorgungsqualität (Sensorik, Aktorik vorwiegend für Verteilnetzautomatisierung, Stichwort „Selbsteilende Netze“) eingesetzt.

Oft dienen Smart Grids heute als Übergangslösung bevor große physische Investitionen in das Netz getätigt werden.

Smart Grid-Komponenten werden aufgrund der Kosten und der Robustheit noch nicht als konkurrenzfähig wahrgenommen. Eine Vielzahl von Pilotprojekten in Österreich, und die umfassende Zusammenarbeit von Netzbetreibern und Forschungseinrichtungen ermöglichen es durch „Lernkurven“ die Kosten zu senken und die Zuverlässigkeit zu heben.

¹ Arthur D. Little Austria GmbH, Schottengasse 1, 1010 Wien, Tel.: +43 1 515 41 30, glaser.georg@adlittle.com, www.adlittle.at

7.6.2 Energieeffiziente und synergetische Umsetzung von Smart Metering

Manfred BÜRGER¹

Einleitung

Durch „Maschine zu Maschine“(M2M)-Kommunikation ergeben sich immer weitere neue IKT-Anwendungen, die völlig neue Geschäftsmodelle ermöglichen. Auf die IKT-Branche kommen damit neue Herausforderungen zu, aber auch die Chancen auf langfristige und gewinnbringende Partnerschaften.

Besonders bei Smart Metering zeigt sich, welche Komponenten notwendig sind, um eine Lösung im M2M-Bereich erfolgreich umsetzen zu können, und welche Herausforderungen dabei gemeistert werden müssen. Ein zentraler Punkt ist – abgesehen von der reinen M2M-Datenübertragung – alle notwendigen Aspekte wie Sicherheit, Endgeräte, Einsatzplanung und Rollout zu bedenken, die entsprechenden Prozesse für Wartung und Betrieb zu beherrschen und die Umsetzung und den Betrieb möglichst Kosten- und Energieeffizient durchzuführen.

Energieeffizienz- und Wirtschaftlichkeitsaspekte

Da Smart Metering auch einer der Bausteine der Energiewende ist, kann Effektivität und Effizienz für die Energiewende nur gelingen, wenn auch in diesem Bereich ein Beitrag dazu geleistet wird.

Anhand von Studien und praktischen Beispielen werden wesentliche Energieeffizienz- und Wirtschaftlichkeitsaspekte von Smart Metering Lösungen verglichen und mögliche Stellgrößen und Einflussparameter dargestellt.

Im Speziellen werden die folgenden Punkte diskutiert:

- Zählersysteme – Welchen Einfluss hat die Technologie Auswahl auf die Energieeffizienz?
- Roll-Out – Welche Kriterien und Methoden sind für den effizienten Roll-Out notwendig?
- Datenübertragung – Welche Kriterien sind für die Planung der Datenübertragung heranzuziehen und wie kann ein volkswirtschaftliches Optimum erreicht werden?
- Meter Data Management – Wie können moderne IT Architekturen und SaaS Modelle zur Effizienz beitragen?

Abschließend wird an Hand einiger aktueller Smart Metering Projekte der Stand der Umsetzung in Österreich und im internationalen Umfeld gezeigt.

¹ Senior Sales Consultant Energy & Utilities, Telekom Austria Group M2M GmbH, Obere Donaustrasse 33, 1020 Wien, Tel.: +43/664/6639089, manfred.buerger@telekomaustria.com, m2m.telekomaustria.com/smart-metering

7.6.3 Der Beitrag eines Inhome-Displays zur Reduktion von CO₂-Emissionen

Franziska FUNCK(*)¹, Maximilian HORN(*)², Frank EGGERT²,
Bernd ENGEL¹

Einleitung und Zielsetzung

Die umweltpolitischen Ziele der Europäischen Union sehen eine Erhöhung der Anteile der erneuerbaren Energien um 20% bis zum Jahr 2020 vor. Zusätzlich soll im gleichen Zeitraum die Belastung durch CO₂-Emissionen um 20% reduziert werden. Erreicht werden soll dies unter anderem durch eine Veränderung des Energieverbrauchs in privaten Haushalten. Durch intelligente Zähler, auch Smart Meter genannt, ist es dem Kunden möglich, über ein Display den aktuellen und vergangenen Energieverbrauch zu veranschaulichen und zu vergleichen. Somit wird dem Verbraucher sein Energieverbrauch bewusst gemacht und ihm damit ein Feedback zu seinem Handeln gegeben.

Neben der Energieeinsparung steht auch der Ansatz der Verlagerung des Zeitpunkts des Energieverbrauchs im Fokus der Betrachtung. Erste Anreize dafür wurden in der Vergangenheit über Hoch- und Nebentarife gesetzt, die in der Regel nachts und am Wochenende den Strom zu geringeren Preisen anboten als tagsüber oder werktags. Damit sollte ein finanzieller Anreiz für das Verlagern des Stromverbrauchs in die Abend- und Nachtstunden bzw. ins Wochenende geschaffen werden. Für Energieversorgungsunternehmen ist dies vorteilhaft, weil die konventionellen Kraftwerke somit gleichmäßiger ausgelastet werden können. Zu Zeiten steigender Einspeisung aus Photovoltaik-Anlagen, die um die Mittagszeit ihr Einspeisemaximum erreichen und nachts gar nicht einspeisen, erscheint es aber fraglich, ob diese Anreize aus umweltpolitischer Sicht noch zielführend sind. Naheliegender hingegen scheint der Umkehrschluss zu sein, den Verbrauch schwerpunktmäßig in Zeiten hoher regenerativer Erzeugung zu verschieben. Hierdurch könnte der Verbrauch weniger CO₂-Emissionen verursachen, was den Zielen der Europäischen Kommission hinsichtlich einer CO₂-Reduktion entsprechen würde.

Inwieweit eine Verschiebung und Einsparung von Lasten einen Beitrag zur Minderung der CO₂-Emissionen leisten kann, soll Thema dieses Beitrages sein. Ziel dabei ist es, die tageszeitliche Abhängigkeit der CO₂-Reduktionen, die aus Verbrauchsreduktionen und Lastverschiebungen resultiert, zu untersuchen. Zudem werden über erste Ergebnisse eines Laborversuchs berichtet, der untersuchte, welche Verhaltensanreize gesetzt werden können, um eine potentielle Reduzierung und Verlagerung des Verbrauchsverhaltens beim Stromkunden zu erreichen. Der vorliegende Beitrag ist Bestandteil des Projektes EVE (Effiziente VerbraucherEinbindung)³.

Modell zur Bewertung von Verbrauchsreduktion und Lastverschiebung hinsichtlich des vermiedenen CO₂-Ausstoßes

Um die oben genannten Fragestellungen beantworten zu können, wird ein Modell zur Bewertung von Verbrauchsreduktion und Lastverschiebung hinsichtlich des vermiedenen CO₂-Ausstoßes entwickelt. Als Datenbasis für die Entwicklung des Bewertungsmodells dienen Daten der EEX-Transparency Plattform für die Erzeugung aus Wind-, Solar- und konventionellen Anlagen (≥ 100MW). Die spezifischen CO₂-Emissionen für diese Erzeugungsarten werden nach [IER 2000] ermittelt. Vereinfachend wird zunächst angenommen, dass der Verbrauch der Summe der Erzeugung entspricht und dafür die CO₂-Emissionen eines Beispieltages ermittelt.

¹ Technische Universität Braunschweig Institut für Hochspannungstechnik und elektrische Energieanlagen, Schleinitzstr. 23, 38106 Braunschweig, Tel.: +49 531 391 7756, +49 531 391 8106, f.funck@tu-braunschweig.de, www.tu-braunschweig.de/elenia

² Technische Universität Braunschweig Institut für Psychologie, Abteilung für Psychologische Methodenlehre und Biopsychologie, Spielmannstr. 19, 38106 Braunschweig, Tel.: +49 531 391 3142, +49 531 391 3144, m.horn@tu-braunschweig.de, www.tu-braunschweig.de/psychologie/abt/methoden

³ Gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Die Berechnungen mit mehreren manipulierten Verbrauchsverläufen, bei denen Verbrauch aus erzeugungsschwachen Zeiten in die Mittagszeit verlagert wurde, haben keine Reduktion der CO₂-Emissionen gezeigt. Erklärt werden kann das mit dem noch recht geringen Anteil erneuerbarer Erzeuger im gesamten Strommix, sodass der verschobene Verbrauch durch eine Erhöhung der konventionellen Erzeugung kompensiert werden muss und sich dadurch keine Reduktion der CO₂-Emissionen ergeben kann.

Anhand dieser Datengrundlage können zudem die tageszeitlich variierenden, erzeugungsabhängigen CO₂-Emissionen dargestellt werden. Damit lässt sich zeigen, dass die Reduktion einer kWh Verbrauch zu Zeiten hoher CO₂-Emissionen den höchsten Effekt bezüglich einer CO₂-Reduktion hat. In den untersuchten Fällen lag dieser Zeitpunkt vorwiegend in den frühen Abendstunden.

Verhaltensänderungsstrategien

Die Reduktion des Energieverbrauchsverhaltens zu spezifischen Zeitpunkten kann somit eine wirksame Maßnahme sein, um CO₂-Emissionen zu reduzieren. Doch wie kann der einzelne Verbraucher dazu bewegt werden, seine Handlungen den klimapolitischen Zielen anzupassen? Menschliches Verhalten, welches sich in täglichen Routinen, wie das Energieverbrauchsverhalten, etabliert hat, zu ändern, stellt eine große Herausforderung dar. Oft sind Informationskampagnen und Apelle nicht ausreichend, um eine nachhaltige Verhaltensmodifikation zu bewirken. Der kurzfristige Nutzen durch die Verwendung bestimmter Geräte im Alltag wird unmittelbarer wahrgenommen als die später zu begleichenden Energiekosten. Durch intelligente Stromzähler erhält der Verbraucher die Möglichkeit, einen transparenteren Einblick in seinen Verbrauch zu bekommen. Die im Rahmen des Projektes entworfene App bietet aufgrund dessen als eine Funktion die flexible Darstellung des Verbrauchs in drei Währungen an. Neben der klassischen Darstellung des Verbrauchs in kWh, der für die meisten Menschen zu abstrakt erscheint, kann die für den Kunden oft interessantere Anzeige der Kosten des Verbrauchs in Euro ausgewählt werden. Als Währung, die in Hinblick auf die 2020-Strategie der Europäischen Kommission vorwiegende Relevanz besitzt, bietet die App ebenso die Option, die Anzeige des Verbrauchs in CO₂-Emissionen zu betrachten. Ein erster empirischer Befund einer Laboruntersuchung zeigt jedoch, dass diese Währung lediglich von einem geringen Teil der Probanden als Wunschanzeige eingestellt wird. Dieses Ergebnis überrascht, da die Probanden in einem Fragebogen zur Umwelteinstellung durchaus ein hohes Umweltbewusstsein äußern. Eine mögliche Erklärung dieser Diskrepanz könnte darin liegen, dass die meisten Menschen sich unter CO₂ in der Einheit Kilogramm wenig vorstellen können. Somit wurde in einem weiteren Versuch der Fokus darauf gelegt, CO₂ in Kilogramm in verhaltensnahe und damit weniger abstrakte Maße umzurechnen, um die Wertigkeit der Währung CO₂ zu verdeutlichen. Um langfristige Verhaltenseffekte zu bewirken, können die Verbraucher im Rahmen der App individuelle „Stromsparziele“ setzen. Als Verhaltensanreize dienen hier sowohl die individuelle Einstellung der präferierten Währung als auch die Referenz hinsichtlich der Zielerreichung. Als Referenzmaße können sowohl der eigene historische, als auch der soziale Vergleich herangezogen werden.

Zusammenfassung und Ausblick

Das Bewertungsmodell konnte die Vermutung, dass eine Verlagerung von Verbrauch in Zeiten hoher regenerativer Erzeugung zu CO₂-Reduktionen führt, nicht bestätigen. Berücksichtigt werden muss dabei, dass die betrachteten Daten sich auf ganz Deutschland beziehen und somit lokale Effekte vernachlässigt wurden. Räumlich begrenzt kann es durchaus sinnvoll sein mit dem Verbrauch der Erzeugung zu folgen und somit Abregelungen zu vermeiden. Es konnte jedoch aufgezeigt werden, dass Verbrauchsreduktionen zu bestimmten Zeiten höhere CO₂-Reduktionen ermöglichen als zu anderen. Mit Hilfe der entwickelten Smart Meter-App können verschiedene Stimuli gesetzt werden, die den Verbraucher dazu motivieren, seinen Verbrauch insbesondere in diesen Zeiten zu reduzieren. Der vorliegende Beitrag zeigt die Chancen einer interdisziplinären Arbeit von Ingenieuren und Verhaltenswissenschaftlern auf und soll einen Anreiz dafür liefern, dieses für die Ziele der Energiewende zu nutzen.

7.6.4 Potentiale von Business Intelligence für innovative Zusatzdienste mit Daten aus dem Smart Metering

Tobias WEISS(*)¹

Inhalt

Informations- und Kommunikationstechnologien sind innerhalb der Energiewirtschaftsbranche bereits seit einigen Jahren auf dem Vormarsch. Die Einführung von Smart Metern, also fernauslesbare und digitale Stromzähler, sorgen in Zukunft für weitere Umbrüche. Große Datenmengen werden entstehen, welche gespeichert und verarbeitet werden müssen. Methoden der Business Intelligence stellen dabei eine ausgezeichnete Grundlage zur Weiterverarbeitung der entstehenden Daten zur Generierung von Mehrwerten für Endkunden und Versorger dar. Im Kontext des Smart Meterings wurden diese aber bislang nicht ausreichend betrachtet. Basierend auf einer strukturierten Literaturrecherche soll der vorliegende Beitrag diese Lücke schließen und Potentiale der Business Intelligence zur Entscheidungsunterstützung mit Fokus auf Daten aus dem Smart Metering mit dem Ziel der Entwicklung von neuen und innovativen Zusatz- und Mehrwertdiensten zeigen.

Motivation

Bereits seit mehreren Jahren befindet sich der deutsche Energiemarkt im Prozess eines grundlegenden Wandels. Die im Rahmen der Energiewende staatlich vorgegebenen Einsparziele erhöhen den Druck auf Themen wie Smart Metering und rücken sie zunehmend auch in den Mittelpunkt der Medienlandschaft. Die Einführung von Smart Metern, man spricht dabei von digitalen und fernauslesbaren Stromzählern, ist ebenfalls staatlich determiniert. Sie erfordert enorme Investitionen auf Seiten der Energieversorger, sowie geeignete Methoden des Umgangs mit entstehenden Datenmengen. Business Intelligence bietet, aufgrund des Methodenspektrums zur Nutzung von Daten zur Entscheidungsunterstützung, eine hervorragende Basis zur Entwicklung von innovativen, datengetriebenen Anwendungen und Geschäftsmodellen, um bestehende und zukünftige Anforderungen von Verbrauchern und vor allem Energieversorgern zu erfüllen.

Motivation und zugleich Potential der Anwendung für Energieversorger liegt bspw. in der Erhöhung der Kundenbindung, die aufgrund der aktuellen Entwicklungen des Energiemarktes (gesunkene Margen, zugenommener Wettbewerb, sowie rückläufige Nachfrage) von hoher Relevanz ist. Weiterhin können kundenfokussierte Geschäftsprozesse optimiert und zusätzliche Einnahmequellen durch Zusatzdienste und neue, datenbasierte Geschäftsmodelle generiert werden.

Kunden, im Sinne der privaten Endverbraucher, profitieren von innovativen Diensten, welche bspw. im Rahmen des Kundenportals eines Energieversorgers (welche zum aktuellen Stand eher rudimentär hinsichtlich der Informationsbereitstellung sind) individualisierte Energiesparempfehlungen, abgestimmt auf das tatsächliche Verbrauchsverhalten, präsentieren können. Kunden erhalten damit eine gesteigerte Transparenz des eigenen Verbrauchs, welche in der aktuellen Form einer jährlichen Abrechnung nicht gewährleistet ist.

Der vorgestellte Artikel soll einen Beitrag zur Erstellung eines systematischen Überblicks über den Status Quo der auf Business Intelligence basierenden bzw. dadurch unterstützten Zusatzdienste und Geschäftsmodelle liefern, mit dem Ziel aus dieser Basis Forschungslücken- und Potentiale abzuleiten. Dabei wird zunächst auf die genutzte Methodik eingegangen. Im Anschluss erfolgt eine kurze Abhandlung der Grundlagen des Smart Meterings, sowie der Business Intelligence und eine Auswertung und Systematisierung der durchgeführten Untersuchung. Nach einer inhaltlichen Analyse der identifizierten Publikationen erfolgt abschließend die Diskussion von Potentialen für Forschung und Praxis.

¹ Lehrstuhl für Wirtschaftsinformatik - Business Intelligence Research, Technische Universität Dresden, Münchner Platz 3, Tel.: +49 (0) 351 463-33262, Fax.: +49 (0) 351 463-32736, tobias.weiss@tu-dresden.de, wiid.wiwi.tu-dresden.de

Methodik

Im Rahmen einer Dissertation soll ein Ordnungsrahmen für ein analytisches Informationssystem zur Entscheidungsunterstützung mit Daten aus dem Smart Metering gestaltet werden, welches als Basis zur Entwicklung von neuen Diensten rund um Smart Metering dienen kann. Das Forschungsvorhaben umfasst dabei, ganzheitlich orientiert an Design Science Research nach Hevner et al., als Grundlage eine umfassende und systematische Literaturrecherche zur Erfassung des Status Quo der bisherigen Anwendungen von analytischen Informationssystemen im Umfeld der Energieversorger im Kontext des Smart Meterings, welche den Schwerpunkt der eingereichten Publikation darstellt.

Im Rahmen dieser Literaturrecherche ist das Forschungsziel die Untersuchung der Potentiale von Business Intelligence für innovative Zusatzdienste mit Daten aus dem Smart Metering. Ziel war die Erstellung eines systematischen Überblicks über Zusatzdienste und Geschäftsmodelle, welche mit Hilfe von Methoden und Konzepten der Business Intelligence, optimaler Weise in Kombination mit Daten aus dem Smart Metering, in der Literatur beschrieben werden.

Ergebnisse

Die Relevanz von Smart Metering wird in den Medien aktuell differenziert betrachtet. Während bei großen Industriekunden Energiemanagement auf der Tagesordnung steht, haben vor allem zahlreiche aktuelle Studien bei Privatkunden nur mangelndes Interesse aufgezeigt. Eine Argumentation der entstehenden Zusatzkosten rein auf Basis der möglicherweise zu erzielenden Stromeinsparungen ist strittig - in den meisten Fällen wird der Einspareffekt durch mögliche Lastverlagerungen auf Kundenseite nicht die entstehenden Zusatzkosten abfangen können. Sie werden daher tendenziell nur eine geringe Bereitschaft zeigen, die zusätzlichen Kosten eines Smart Meters zu tragen, wenn die Kommunikation des Mehrwert für den Kunden nicht über potentielle Einspareffekte hinausgeht.

Gesucht sind daher weitere Anreize und Leistungsversprechen für Stromkunden, um einen erhöhten Nutzen und eine Rechtfertigung für gestiegene Kosten zu bieten, sowie Möglichkeiten der Monetarisierung für Energieversorger verschiedenster Art. Denn nur die Kombination mehrerer Modelle wird einen Beitrag zur Amortisation der Investitionen leisten können.

Der als Teil einer Dissertation erstellte und im Artikel vorgestellte, systematische Überblick über die derzeit publizierten Ansätze zur Nutzung von Smart-Meter-Daten mit Konzepten der analytischen Entscheidungsunterstützung, bietet eine thematische Strukturierung und Einordnung in Fachgebiete sowie eine anschließende Verknüpfung mit Unterstützungsmöglichkeiten durch Business Intelligence.

Die analysierten Publikationen behandeln dabei Anforderungen und Bedürfnisse sowie Potentiale und Chancen von Energieversorgern und Kunden bezogen auf aktuelle Entwicklungen von Smart Metering und damit verbundenen Technologien. Geschäftsmodelle und Zusatzprodukte bzw. -leistungen wurden identifiziert, beschrieben und grafisch visualisiert. Einen Rahmen bildet dabei der Fokus auf den Privatkundenbereich sowie der Umstand, dass es sich um Anwendungen handeln soll, bei denen Methoden der Business Intelligence aktuell oder perspektivisch unterstützend wirken können.

Fazit der bisherigen Untersuchungen ist auch die Feststellung, dass sich Smart Metering in Deutschland hinsichtlich der Nutzung und Verarbeitung der entstehenden Daten noch in den Anfängen befindet. Dies hat unterschiedliche Ursachen, wie bspw. die aktuell noch nicht hinreichende Verbreitung von Smart Metern - von ausgewählten Pilotprojekten einmal abgesehen. Weitere Unsicherheiten existieren im Bereich des zu beachtenden Datenschutzes bei der Verarbeitung der Daten. Gleichzeitig bieten sich hierbei enorme Potentiale im Gebiet der Business Intelligence, wie auch die wachsende Anzahl an Publikationen zeigt. Der steigende Bedarf an neuen Zusatzdiensten um Smart Metering sowie generellen Geschäftsmodellen intensivieren die Motivation weiterer Forschungstätigkeiten, welche in Zukunft stärker durch Anforderungen der Praxis getrieben sein wird.

7.6.5 Quantifizierung des Nutzens von Smart Metern zur Zustandsschätzung in der Verteilnetzebene

David ECHTERNACHT(*)¹, Jonas EICKMANN(*)¹, Albert MOSER¹

Hintergrund und Motivation

In den letzten Jahren ist in Deutschland, getrieben durch Subventionen, ein deutlicher Anstieg der in der Verteilnetzebene installierten dezentralen Erzeugungskapazitäten zu beobachten. Im Jahr 2012 betrug die, nach EEG geförderte, installierte Leistung in den deutschen Mittel- und Niederspannungsnetzen bereits über 50 GW. Da die Netze ursprünglich nicht für die Integration von Erzeugungsanlagen in diesem Umfang ausgelegt wurden, droht in Netzen mit einer hohen Konzentration dezentraler Erzeugungsanlagen die Verletzung technischer Randbedingungen, wie zum Beispiel der thermischen Grenzströme oder aber auch des Spannungsbandes. Der resultierende erforderliche Netzausbaubedarf kann zukünftig, z.B. mittels gezielter operativer Beeinflussung von Last und Erzeugung, neuen Betriebsmitteln wie unter Last regelbaren Ortsnetztransformatoren oder Beeinflussung der Blindleistungsregelung, reduziert werden. Für einen koordinierten und optimierten Einsatz dieser neuen betrieblichen Freiheitsgrade ist die Kenntnis des aktuellen Netzzustandes sinnvoll. Eine solche Kenntnis würde sich neben dem operativen Netzbetrieb auch positiv auf die Netzplanung auswirken. Diese erfolgt historisch bedingt unter Berücksichtigung großer Sicherheitsmargen. Bei einer exakten Kenntnis des Netzzustandes im Netzbetrieb ist eine Reduktion dieser Margen denkbar, wodurch existierende Netze höher ausgelastet und neue Netze effizienter geplant werden könnten, was den erforderlichen Netzausbaubedarf reduzieren könnte.

Aktuell erfolgt in der Mittel- und Niederspannung zumeist jedoch keine Zustandsschätzung. Historisch bedingt beschränkt sich die verfügbare Messtechnik in diesen Spannungsebenen fast ausschließlich auf die HS/MS-Umspannwerke, wo Spannungsbetrag und Abgangsströme erfasst werden. Für eine Beobachtbarkeit des Netzes sind diese jedoch unzureichend. Es ist deshalb für die Durchführbarkeit einer Zustandsschätzung erforderlich, sogenannte Pseudo-Messwerte zu erzeugen. Dies sind geschätzte Werte für beispielsweise aktuelle Leistung von Lasten und Einspeisungen. Allerdings sind diese Pseudo-Messwerte von erheblichen Ungenauigkeiten, im Folgenden als Messfehler bezeichnet, überlagert.

Diese Messfehler führen bei der Zustandsschätzung zu einer Abweichung zwischen geschätztem und realem Netzzustand, dem sogenannten Schätzfehler. Wenn der Netzbetreiber die Ergebnisse der Zustandsschätzung im Netzbetrieb zur Steuerung seiner betrieblichen Freiheitsgrade verwendet, sollte der Schätzfehler der Spannungen und der Ströme innerhalb vorgegebener Grenzen liegen. Durch die Integration zusätzlicher realer Messtechnik im Netzgebiet, die nur einen sehr geringen Messfehler aufweist, ist es möglich, den Schätzfehler zu reduzieren. Da diese Messtechnik mit zusätzlichen Kosten verbunden ist, stellt sich die Frage nach der kostenoptimalen Anzahl zusätzlich notwendiger Messgeräte und deren Position im Netz.

Im Zusammenhang mit dem Nutzen eines zukünftigen Smart Meter Roll-Outs in Deutschland wird auch deren Nutzen zur Beobachtbarkeit betrachtet [1]. Vor diesem Hintergrund werden im Rahmen dieser Arbeit ein Verfahren zur Berechnung des Schätzfehlers bei gegebener Messtechnik sowie ein Verfahren zur optimierten Positionierung zusätzlicher Messtechnik zur Einhaltung eines vorgegebenen Schätzfehlers vorgestellt. Mit deren Hilfe soll an realen Verteilnetzen der Nutzen von zusätzlichen Echtzeit-Messwerten aufgezeigt werden. Dabei wird insbesondere der Einfluss zusätzlich übertragener Messgrößen, wie zum Beispiel der Spannung auf die erforderliche Anzahl an Messpunkten aufgezeigt. Damit kann untersucht werden welche Durchdringung an Smart Metern mit einer Echtzeit Übertragung von Messwerten zur Zustandsschätzung erforderlich ist und in wie weit diese von den übertragenen Messgrößen abhängig ist. Des Weiteren wird gezeigt welchen Nutzen historische Offline-Messwerte aus Smart Metern zur Generierung von genaueren Pseudo-Messwerten haben.

¹ Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Schinkelstraße 6,
Tel.: +49 2418097671, de@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

Methodisches Vorgehen

Die Methodik zur Berechnung des Schätzfehlers einer Zustandsschätzung in Mittel- und Niederspannungsnetzen ist in Abbildung 1 dargestellt. Ausgehend von einem Referenz-Netzzustand werden, im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation, Messwertsets erstellt. Dazu wird aus jeweils entsprechenden Fehlerverteilungsfunktionen für jede Reale- und Pseudo-Messung ein Fehler gezogen und unter Berücksichtigung des Referenz-Netzzustandes ein fehlerbehafteter Messwert generiert. Durch die Verwendung von Copulas ist es dabei möglich stochastische abhängige Messfehler zu berücksichtigen [2].

Für jedes Messwertset wird anschließend eine Zustandsschätzung durchgeführt und das Ergebnis mit dem Referenz-Netzzustand verglichen. Als Ergebnis erhält man für jeden Netzknoten eine Verteilung des Schätzfehlers der Zustandsgrößen U und θ . Aufbauend auf dem Verfahren zur Berechnung des Schätzfehlers wird ein Verfahren zur optimierten Positionierung von zusätzlicher Messtechnik zur Einhaltung eines vorgegebenen Schätzfehlers der Zustandsschätzung vorgestellt.

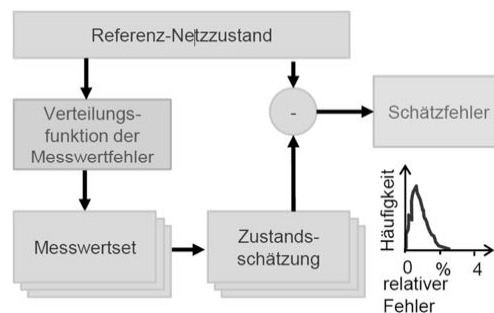


Abbildung 1: Berechnung des Schätzfehlers

Exemplarische Ergebnisse

Zur Quantifizierung des Nutzens von Echtzeit Messwerten aus Smart Metern wird das Verfahren zur optimierten Positionierung von Messtechnik auf ein reales Mittel- und Niederspannungsnetz angewendet. Dieses wurde freundlicherweise durch die Netze BW GmbH (ehemals EnBW Regional AG) zur Verfügung gestellt. Dabei werden Szenarien mit verschiedenen übertragenen Messgrößen (P, Q, U) untersucht, um deren Einfluss auf die erforderliche Durchdringung zu untersuchen. Auswertungsgröße für den Schätzfehler ist dabei, wie exemplarisch in Abbildung 2 gezeigt, der Schätzfehler des Spannungsbetrages an den Knoten sowie des Strombetrages auf den Leitungen.

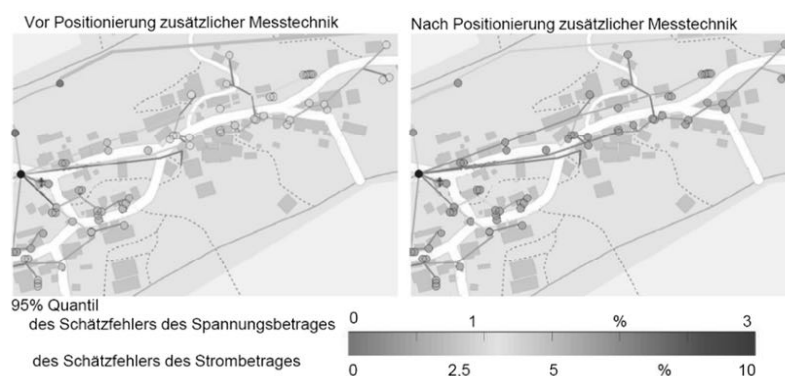


Abbildung 2: Exemplarische Ergebnisse

Quellen

- [1] Ernst & Young GmbH, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“
- [2] Echternacht, D.; Moser, A.; „Cost optimal Meter Placement in Low and Medium Voltage Grids Considering Stochastic Dependencies“ IEEE Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) Europe 2013

7.6.6 Smart Metering im Spannungsfeld von Regulator, Technik und Verteilernetzbetreiber

Hermann EGGER¹

Inhalt

Die Europäische Union erwartet sich durch die gesetzliche Verpflichtung (ESD/2009/72/EG) vom flächendeckenden Einsatz von elektronischen Stromzählern (80% bis 2020) Einsparungen beim Stromverbrauch und einen Beitrag zur Erreichung der europäischen Klimaschutzziele. Demnach soll es bis zum Jahr 2020 gelingen, den Energieverbrauch durch Effizienzsteigerungen um 20 % zu verringern, den Anteil erneuerbarer Energie an der Gesamtenergieaufbringung auf 20 % zu erhöhen und den CO₂-Ausstoß um 20 % zu verringern.

In Österreich wurde im EIWOG 2010 (§83 und §84) die Basis für die Umsetzung der europäischen Gesetzgebung festgelegt. Aufgrund der vom 24. April 2012 verabschiedeten „Intelligenten Messgeräte-Einführungsverordnung“ (IME-VO) müssen bis Ende 2015 mindestens 10 % der Kundenanlagen mit elektronischen Zählern ausgestattet sein, bis Ende 2017 müssen 70 % der Kundenanlagen umgerüstet sein. Der Wert von mindestens 95 % muss bis Ende 2019 erreicht sein. Weitere rechtliche Rahmenbedingungen wurden mit der „Intelligenten Messgeräte-Anforderungsverordnung“ (IMA-VO) vom 1. November 2012, welche den Anwendungsbereich und die Anforderungen an intelligente Messgeräte definiert, sowie mit der „Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungsverordnung“ (DAVID-VO), welche die Darstellung der Verbrauchsinformation für den Kunde, geschaffen. Das EIWOG 2010 (Novelle 2013) sieht eine vielfach diskutierte Opt-Out-Möglichkeit vor, welche dem Kunden die gesetzliche Möglichkeit bietet, vom Einbau eines intelligenten Messgerätes Abstand zu nehmen.

Wichtige Aspekte bei der flächendeckenden Einführung von intelligenten Messgeräten (Smart Meter) sind der Datenschutz und die Datensicherheit. Diese Aspekte sind vom Gesetzgeber derzeit nicht vollständig geregelt. Eine vollständige Auslesung von 15-Minutenwerten ist derzeit nur auf Grund einer eindeutigen vertraglichen Vereinbarung (Mehrfachtarife, Leistungsmessung) oder einer expliziten Zustimmung des Kunden zulässig.

Die mit der Umsetzung von intelligenten Messgeräten gesetzlich verpflichteten Verteilernetzbetreiber stehen vor enormen Herausforderung, insbesondere auf Grund unpräziser gesetzlicher und regulatorischer Vorgaben sowie der am Markt verfügbaren Technik.

Abschließend soll ein möglicher Branchenvorschlag diskutiert werden.

¹ KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft, 9020 Klagenfurt am Wörthersee, Arnulfplatz 2, Österreich, www.kelag.at

8 STREAM F: ÜBERTRAGUNGSNETZE

8.1 NETZBETRIEB - TECHNIK (SESSION F1)

8.1.1 Einfluss von Hochspannungs-Gleichstromsystemen auf die Zuverlässigkeit von Übertragungsnetzen

Gerhard THEIL¹

Einleitung

Unter dem Begriff "Stromautobahn" werden neben Konzepten, welche eine massive Verstärkung der 400-kV- Drehstromleitungen des europäischen Verbundnetzes in Richtung Nord-Süd beinhalten, auch dem Drehstromnetz überlagerte Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme (HGÜ-) in die Überlegungen einbezogen. In diesem Zusammenhang wird in der vorliegenden Arbeit die Frage nach der Zuverlässigkeit eines kombinierten Drehstrom- und Gleichstromnetzes behandelt. Hierbei werden nicht ausschließlich HGÜ-Punkt-zu-Punkt Verbindungen, sondern auch komplexere Strukturen wie baumartig oder ringförmig strukturierte HGÜ-Netze betrachtet.

Lösungsansätze

Die Zuverlässigkeitsanalyse basiert auf einem analytischen Ansatz und umfasst folgende Aktivitäten bzw. Algorithmen:

- Simulation von Betriebsmittelausfällen,
- Ermittlung der Wahrscheinlichkeiten der Ausfälle,
- Bewertung der Ausfallfolgen mittels Fehlereffektanalyse, Simulation korrekativer Maßnahmen,
- Wichtung der Ausfallwahrscheinlichkeiten mit dem Bewertungsindex der Ausfallfolgen,
- Akkumulation der gewichteten Ausfallwahrscheinlichkeiten zu einem System-Zuverlässigkeitsindex.

In den vorliegenden Untersuchungen werden Ausfallsituationen bis zur 4. Ordnung simuliert. Ausfälle von HGÜ-Elementen werden hierbei berücksichtigt. Die Wahrscheinlichkeiten der Ausfälle werden mittels Markov-Methode berechnet. Die Bewertung der Ausfalleffekte erfolgt durch Wechselstromlastflussrechnungen mit inkludierter HGÜ-Modellierung und überlagerter evolutionsstrategischer Optimierung. Zweck des Optimierungsalgorithmus ist die Simulation der Regelungseigenschaften der HGÜ mit dem Ziel, den Lastfluss in Ausfallsituationen so umzuverteilen, dass Grenzwertüberschreitungen vermieden werden.

Untersuchtes System

Die Basis für die vorliegenden Untersuchungen bildet ein Netz mit 100 Knoten und den Spannungen 220-kV und 380-kV für einen Starklastfall mit hohem Nord- Süd- Leistungstransfer. Rund 4600 MW werden in das interne 110-kV- Netz eingespeist. Dem sind Nord/Süd Leistungstransporte von insgesamt 880MW sowie weitere Transporte von Ost Richtung Süd/West und Süd von 1500MW überlagert, was zu über der n-1-Grenze liegenden Auslastungen einiger 220-kV- Leitungen führt. Das den weiter unten dargestellten Resultaten zu Grunde liegende HGÜ-Übertragungssystem ist als Ringnetz mit einer Halbring-Trassenlänge von ca. 700km konzipiert. Die Stromrichter werden als 12-pulsige Bipolarsysteme modelliert. Sollwertvorgaben für Stromrichter sind Leistungsflüsse, in einem Knoten wird stattdessen die Spannung spezifiziert.

Zünd- bzw. Löschwinkel sowie nicht als Sollwert vorgegebene Spannungen sind freie Variable und resultieren aus der Lastflussrechnung. Stufenstellungen der Stromrichtertransformatoren werden innerhalb der Lastflussrechnung als festgehaltene Parameter behandelt. Ihre Variation erfolgt ausschließlich im Verlaufe der evolutionsstrategischen Optimierung.

¹ Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, Technische Universität Wien, 1040 Wien, Gusshausstraße 25, Tel.: 01-58801-370117, Fax: 01-58801-370199, gerhard.theil@tuwien.ac.at

Resultate

Bezeichnungsweise der Berechnungsvarianten in der Abbildung:

- 1. Zeichen: Netzvariante Drehstromsystem. Nr.3: 380-kV-Netz mit offenen Ringen; Nr.4: Geschlossene 380-kV-Ringe.
- 2. Zeichen: Netzvariante Gleichstromsystem, hier ausschließlich 'd': Ringnetz oder '-': kein Gleichstromnetz.
- 3. Zeichen: Regelungsvariante bei aktiver evolutionsstrategischer Optimierung. 'o': Optimierung nicht aktiv bzw. keine Netzparameterregelung; 'p': Regelung von Sollleistungen und Sollspannungen der Stromrichter, ferner Stufenstellungen der Stromrichtertransformatoren; 't': Zusätzlich Regelung der Stufenstellungen der Netztransformatoren.

Die in der Abbildung dargestellten Energienichtverlässlichkeiten ergeben sich aus dem Quotienten von Ausfallenergie zu Jahresarbeit des Gesamtsystems. Bezugspunkte (fiktive Verbraucher) sind hierbei die Übergabestellen zum 110-kV- Netz.

Aus der Abbildung ist zu entnehmen, dass sich in allen Fällen durch Regelung der Netzparameter Verbesserungen der Zuverlässigkeitsindizes erreichen lassen. Dies gilt nicht nur für die Varianten mit überlagertem Gleichstromnetz. Insbesondere bei Netzstruktur 3- (ohne Gleichstromnetz) beobachtet man eine starke Reduktion der Nichtverlässlichkeit, und zwar bereits dann, wenn die Transformatorregelung – abgesehen von Phasenschiebern – deaktiviert ist (vgl. Variante 3-o mit 3-p). Dagegen ist das Verbesserungspotential der Zuverlässigkeit durch Parameterregelung bei vorhandenem Gleichstromnetz wesentlich geringer, vgl. Variante 3do und 3dp. Ähnliche Relationen – lediglich geringe Verbesserungen – beobachtet man auch bei dem verstärkten Drehstromnetz, vgl. Variante 4-o mit 4-p. Dies ist eine Folge dessen, dass sowohl bei Variante 3d als auch bei 4- bereits ohne Aktivierung der Regelparameter ein relativ hohes Zuverlässigkeitsniveau erreicht wird.

Bei den Varianten mit Gleichstromnetz erbringt die Ringstruktur tendentiell das beste Ergebnis, gefolgt von der Schienenstruktur und der Baumstruktur, siehe Langfassung.

Die zusätzliche Regelung der Stufenstellungen der Netztransformatoren hat positive, allerdings nicht sehr stark ausgeprägte Effekte. Eine Erklärung für die Zunahme der Energienichtverlässlichkeit in Variante 3-t gegenüber 3-p findet man in der Langfassung.

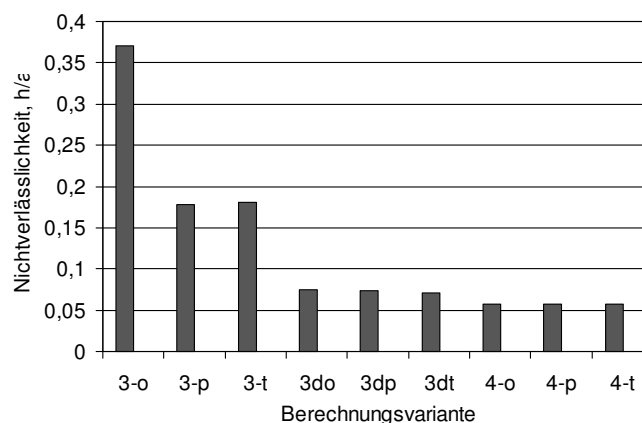


Abbildung 1: Darstellung der Berechnungsvarianten und Nichtverlässlichkeiten

Die generell geringen Nichtverlässlichkeiten der Varianten 4 lassen den Schluss zu, dass ein Ausbau der 380-kV-Spannungsebene für das vorliegende System mehr Gewinn an Zuverlässigkeit erbringt als die Errichtung eines überlagerten Gleichstromnetzes.

8.1.2 Die Problematik der induktiven Beeinflussung parallelgeführter Hochspannungsleitungssysteme – Berechnung und Lösungsvorschläge

Christian RAUNIG¹, Ernst SCHMAUTZER¹, Lothar FICKERT¹,
Georg ACHLEITNER²

Motivation

Im Zuge des vermehrten Ausbaues von regenerativen Erzeugungsanlagen, werden z.B. in windreichen Gebieten Windparks mit hohem elektrischen Leistungsangebot und stark volatilem Energieaufkommen errichtet, welche mit Hilfe einer geeigneten Anbindung mittels Hochspannungsleitungen und Umspannwerke zum Verbraucher übertragen werden müssen. Um diese örtlich konzentrierten Erzeugungsanlagen in das Stromnetz einzubinden und den erzeugten Strom effizient zu nutzen, müssen die Transportkapazitäten bestehender Leitungen und Kapazitäten der Umspannwerke ausgebaut und entsprechend den neuen Anforderungen angepasst werden. Diese vermehrte Einbindung von Windkraft-Umspannwerken in bestehende symmetrisch aufgebaute Leitungssysteme führt ohne entsprechende Gegenmaßnahmen zu Problemen im Betrieb des Netzes durch Unsymmetrieeffekte in Form von niederfrequenten induktiven Beeinflussungen. Diese unerwünschten Spannungs- und Stromunsymmetrien führen zu Kreisströmen in Leitungssystemen und können unter Umständen zu

- spontanen, Lastfluss abhängigen Meldungen,
- einer verringerten Transportkapazität,
- höheren Leitungsverlusten und
- Beeinflussungswirkungen

führen, weshalb Maßnahmen ergriffen werden müssen. Zusätzliche Einschleifungen, höhere Transportkapazitäten, sich ändernde Lastflusssituationen, der fortschreitenden Leitungsausbau und die vermehrte Führung von Leitungssystemen auf Gemeinschaftsgestängen führt zu immer stärkeren induktiven Beeinflussungen, welche den Betrieb des Netzes beeinträchtigen können. Sind z.B. ausbaubedingt hohe induzierte Spannungen oder Kreisströme zu erwarten, können diese Probleme mit Hilfe von kosten- und praxisorientierten Optimierungen hinsichtlich des Verdrillungsschemas der Leitungszüge im Vorhinein verifiziert und gelöst werden.

Methode

In diesem Beitrag zeigen die Autoren ein Modell zur realitätsnahen Bestimmung der gegenseitigen induktiven Beeinflussung von Übertragungsleitungssysteme und Ergebnisse von umfangreichen Untersuchungen und Optimierungsrechnungen. Das entwickelte Modell basiert auf dem Knotenpotentialverfahren, wobei die induktive Kopplung der Leiter untereinander durch eine spezielle Ersatzschaltung modelliert wird und der Erdseilkettenleiter Berücksichtigung findet. Mit Hilfe des entwickelten Modells ist es möglich Unsymmetrie-, Erdseil-, Mastableit- und Kreisströme unter Berücksichtigung induktiv gekoppelter Systeme für den Normalbetrieb und Betrieb im Störfall (z.B. Erdkurzschluss) zu bestimmen. Dadurch ist es möglich, die induktiven und ohmschen Beeinflussungen von Hochspannungsübertragungsleitungen unter Berücksichtigung von realen bzw. prognostizierten Lastflussszenarien zu bestimmen und gegebenenfalls im Sinne von einer Optimierung des Verdrillungsschemas bzw. der Phasenbelegung entgegenzuwirken.

¹ Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, Inffeldgasse 18/I, A-8010 Graz,
{Tel.: +43 (0) 316 / 873-7552, +43 (0) 316 / 873-107552, christian.raunig@tugraz.at},
{Tel.: +43 (0) 316 / 873-7555, +43 (0) 316 / 873-7553, schmautzer@tugraz.at},
{Tel.: +43 (0) 316 / 873-7550, +43 (0) 316 / 873-7553, lothar.fickert@tugraz.at},
www.ifea.tugraz.at

² Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), A-1220 Wien,
Tel.: +43 (0) 50 320 56338, +43 (0) 50 320 156338, georg.achleitner@apg.at, www.apg.at

Ergebnisse

In diesem Beitrag werden neben den theoretischen Grundlagen auch Beispiele aus der Praxis gezeigt und den theoretischen Berechnungen die Ergebnisse von Messungen in realen Netzen gegenübergestellt. Es werden weiter die Ergebnisse umfangreicher Optimierungsrechnungen eines Verdrillungsschemas gezeigt, welche unter Berücksichtigung mehrere Ausbaustände und Lastflusszenarien unter praktischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen durchgeführt wurden.

8.1.3 Auswirkungen des Hochspannung-Freileitungsausbaues auf Pipelines

Christian WAHL(*)¹, Ernst SCHMAUTZER¹, Lothar FICKERT¹

Einleitung

Durch die Bündelung von Verkehrs- und Energietrassen wird die Berechnung der induktiven Pipelinebeeinflussung immer wichtiger, da sich Hochspannungsanlagen nahe an isolierten metallischen Pipelines befinden. Infolge der induktiven Beeinflussung können Spannungen an den Pipelines auftreten, welche eine Gefahr für Mensch und Anlagenteile darstellen können. Durch erhöhte ohmsch oder induktiv eingekoppelte Wechselspannungen an der Pipeline kann ebenfalls eine Wechselstromkorrosion ausgelöst werden, welche im fortgeschrittenen Stadium durch Materialabtrag eine Gefahr für die Umwelt darstellen kann, allenfalls können aber zusätzliche Kosten durch Überwachung, Wartung und Reparatur der Pipeline entstehen.

Durch die Umstellung der Energiepolitik auf erneuerbare Energieträger müssen zusätzliche Hochspannungsanlagen, Umspannwerke, Freileitungen und Kabel errichtet werden oder bestehende Anlagen entsprechend ausgebaut werden, damit die zusätzlichen Stromlastflüsse aufgenommen und transportiert werden können. Dadurch steigen die Einflüsse von diesen Anlagen durch induktive und ohmsche Beeinflussung, die höhere Wechselstrompotenziale auf einer Pipeline erzeugt und dadurch Auswirkungen auf den Betrieb hat.

Problemstellung

Innerhalb Österreichs bzw. Europa existieren Normen und nationale Richtlinien (TE 30, EN 50443, EN 15280), welche maximale Pipelinepotenziale für die Langzeit- bzw. Kurzzeitbeeinflussung vorschreiben. Diese liegen für die Berührspannung bei 60 V bzw. 65 V für Langzeit- und 1500 bzw. 2000 V für die Kurzzeitbeeinflussung bzw. 15 V für die Wechselstromkorrosion. Wenn das Pipelinepotenzial innerhalb dieser Bereiche liegt, sind keine zusätzlichen Maßnahmen wie z.B. Erdungsanlagen oder Isolierkupplungen und daher keine zusätzlichen Aufwendungen (Kosten) notwendig.

Durch den Anlagenausbau werden die maximalen thermischen Grenzströme, die Regellastströme und die Kurzschlussströme (wesentlich) erhöht. Dadurch entsteht die Gefahr, dass die Grenzwerte, speziell in Bereiche, in denen diese bereits ausgereizt sind, überschritten werden.

Methodik

Anhand aktueller mathematischer Modelle und mithilfe von Matlab[®]-Simulationen kann gezeigt werden, wie sich höhere Ströme in Hochspannungsfreileitungen über die induktive Kopplung auf Pipelines auswirken. Wenn die gleiche Freileitungstrasse verwendet wird, aber sich die Systemanzahl verdoppelt oder eine neue Freileitung gebaut wird, hat das für die Langzeit- bzw. Kurzzeitbeeinflussung von Pipelines unterschiedliche starke Auswirkungen. So ist die induktive Langzeitbeeinflussung nicht nur von Geografie und den Freileitungsströmen abhängig sondern speziell auch von der Verdrillung bzw. Phasenbelegung. Nur wenn das induktive Drehfeld durch die vollständige Verdrillung klein gehalten wird, minimiert sich die induktive Kopplung, andererseits kann durch eine ungünstige neue Phasenseilbelegung die Beeinflussung wesentlich verstärkt werden. Die Kombination aus diesen Faktoren ist beim Ausbau oder Neubau von Leitungsstrukturen wie Einschleifungen oder Freileitungen von entscheidender Bedeutung. Durch die im Zuge meiner Planungsrechnungen möglichen Anlagenoptimierungen ist es machbar, die notwendigen Minderungsmaßnahmen zur Verhinderung unzulässiger oder unerwünschter Pipelinepotenziale auf das unbedingte Maß zu beschränken und die zusätzlichen anfallenden Kosten zu minimieren.

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.wahl@tugraz.at, www.ifea.tugraz.at

8.1.4 Die Bestimmung induzierter Spannungen und Ströme verursacht durch parallel geführte Leitungssysteme

Christian RAUNIG¹, Ernst SCHMAUTZER¹, Lothar FICKERT¹,
Wolfgang EMMER¹

Motivation

Die vermehrte Bündelung von Leitungssystemen zur Energieübertragung auf einer gemeinsamen oder mehrerer eng benachbarten Trasse(n) führt zu Wechselwirkungen zwischen den betroffenen Übertragungssystemen und eventuell benachbarten elektrisch leitfähigen Strukturen wie z.B. Telekommunikationseinrichtungen oder Niederspannungsinstallationen. Speziell in urbanen Gebieten, werden vermehrt Energiekorridore gefordert, da oft räumliche Einschränkungen bestehen und der Druck der Öffentlichkeit gegen Leitungsprojekte steigt. Vielerorts kommt es auch zu einer Bündelung von Anlagen zur Übertragung von elektrischer Energie der allgemeinen Stromversorgung und elektrischer Bahnen mit Öl- und Gas-Pipelines sowie Signal- und Sicherheitseinrichtungen, welche nicht gestört werden dürfen, um sicher und zuverlässig zu arbeiten. In diesem Beitrag zeigen die Autoren einen Überblick über den aktuellen Stand der Berechnungsmöglichkeiten der induktiven Beeinflussung, im Speziellen von induzierten Spannungen und Strömen, die sich bei praxisnahen Konfigurationen ergeben und schlagen grundsätzliche Kompensationsmaßnahmen zur Reduktion der induktiv eingekoppelten Spannungen und Ströme vor.

Methode

Niederfrequente induktive Beeinflussungen können während des Normalbetriebes und im Störfall (Kurzschluss bzw. Erdschluss) einer beeinflussenden Hochspannungsanlage auftreten. Die Kopplung besteht über das niederfrequente magnetische Wechselfeld, welches zwischen dem beeinflussten und beeinflussenden System in Wechselwirkung tritt. Die Berechnung der Beeinflussungswirkung im vorliegenden Beitrag erfolgt über das institutseigene neu programmierte Programm IBEL-GUI (Induktive Beeinflussung Elektrischer Leitungen-Graphical User Interface). Dieses verwendet für die Bestimmung der Selbst- und Gegenimpedanzen für Leiter mit Erdrückleitung (Freileitungen, Kabel und passive beidseitig geerdete Kompensationsleiter) das bekannte Modell von Carson und Pollaczek. Durch die Hybridisierung der Impedanzmatrix der untersuchten Leitungskonfiguration nach beeinflussenden und beeinflussten (aktiven und geerdeten) Leitern werden die Auswirkungen von unterschiedlichen Konfigurationen von aktiven Leitern, sowie des Einsatzes von Reduktionsleitern gezeigt und typische praxisrelevante Fälle, wie z.B. induzierte Spannungen in Steuerleitungen und der Einfluss von Reduktionsleitern und Reduktionsleitersystemen (z.B. ausgedehnte Erdungsanlagen oder globalen Erdungssystemen) grundsätzlich demonstriert.

Ergebnisse

Im vorliegenden Beispiel wird die induktive Beeinflussung einer Telekommunikationsleitung berechnet. Es wird angenommen, dass diese Leitung parallel zu einer Hochspannungsfreileitung, einem 2-systemigen Tonnenmasten mit Erdseil, verläuft. Die Hochspannungsfreileitung befindet sich im Normalbetrieb und führt je Phase einen um 120° verschobenen Strom von 1000 A. Linker Hand der Hochspannungsübertragungsanlage befindet sich in einem Bereich von 20 m bis 38 m Entfernung ein globales Erdungssystem, dass in erster Näherung durch mehrere parallele gekoppelte und geerdete Leiter nachgebildet wird. Dargestellt wird der Einfluss der induzierten Spannungen in einen induktiv beeinflussten Leiter in 1 m, 3 m und 5 m Höhe.

¹ Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, Inffeldgasse 18/I, A-8010 Graz,
{Tel.: +43 (0) 316 / 873-7552, +43 (0) 316 / 873-107552, christian.raunig@tugraz.at},
{Tel.: +43 (0) 316 / 873-7555, +43 (0) 316 / 873-7553, schmautzer@tugraz.at},
{Tel.: +43 (0) 316 / 873-7550, +43 (0) 316 / 873-7553, lothar.fickert@tugraz.at},
{Tel.: +43 (0) 316 / 873-7551, +43 (0) 316 / 873-7553, wolfgang.emmer@student.tugraz.at},
www.ifea.tugraz.at

Wie man auf der linken Seite sehen kann, hat das Erdungssystem einen reduzierten Effekt auf die induzierten Spannungen im beeinflussten Leiter.

Liegt der beeinflusste Leiter im Bereich des linken Hochspannungssystems werden die induzierten Spannungen durch den Einfluss des Erdungssystems (Kompensationsleitersystems) gegenüber den induzierten Spannungen ohne Erdungssystem reduziert, ebenso kommt es zu einer Reduktion der induzierten Spannungen im Bereich des Erdungssystems. Auffällig ist, dass im Bereich ab etwa 50 m die induzierten Spannungen wieder ansteigen, was auf den Einfluss der in die Erdungsleiter induzierten Ströme zurückzuführen ist.

In 30 m Entfernung rechts von der Mastachse ist ein einzelner Reduktionsleiter in 1 m Tiefe angenommen. Auch hier erkennt man die, wenn auch geringe, Reduktionswirkung des Reduktionsleiters.

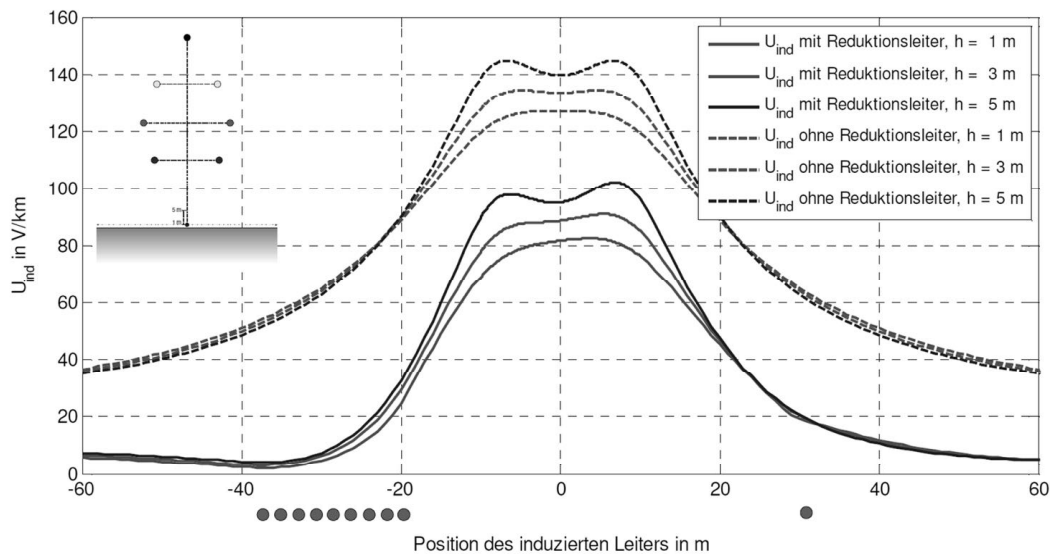


Abbildung 1: Induzierte Spannung U_i entlang einer Trasse unter einer 2-systemigen Hochspannungsfreileitung mit Tonnenprofil in einem angenommenen Telekommunikationsleiter, im linken Bereich befindet sich ein globales Erdungssystem bzw. im rechten Bereich ein einzelner Reduktionsleiter

Schlussfolgerungen und Ausblick

Die Berechnungen zeigen den reduzierenden Effekt von Reduktionsleitern im Boden. Auffällig ist insbesondere der starke reduzierende Effekt von ausgedehnten Erdungssystemen auf die in einen beeinflussten Leiter induzierte Spannung. Befindet sich der induzierte Leiter im Bereich des Erdungssystems und liegt er nahe an den Erdungsleitern kann es zu einer Erhöhung der induzierten Spannungen verglichen mit dem induzierten Spannungen ohne Kompensationsleiter kommen.

8.1.5 Einsatz von Multikoptern in der Instandhaltung

Paul ZACHOVAL¹

Inhalt

Die Einspeisung erneuerbarer Energien stellt auch die Leitungsinstandhaltung vor neue Herausforderungen. Es wird immer schwieriger, gesicherte Leitungsabschaltungen für bevorstehende Inspektionen langfristig zu planen.

Deshalb sammelt die APG seit August 2012 Erfahrungen mit einem UAV (Unmanned Aerial Vehicle/Multikopter).



Abbildung 1: Multikopter im Einsatz

Das unbemannte Fluggerät soll helfen, Abschaltungen und den Aufstieg auf Hochspannungsmasten und Leitungen zu reduzieren. Es wird ferngesteuert geflogen oder kann mit GPS für bestimmte Flugrouten programmiert werden. Die eingebauten Sicherheits- und Steuerungssysteme ermöglichen es auch ungeübten Piloten nach einer kurzen Einweisung zu fliegen.

Mithilfe einer hochauflösenden Kamera macht das Gerät Luftaufnahmen von Freileitungen und Umspannwerken, anhand derer eine Zustandsbewertung erfolgen kann, ohne dafür eine Leitung abschalten zu müssen. Da diese Aufnahmen zusätzliche Perspektiven liefern, verbessert der Einsatz des Geräts die Qualität von Inspektionen aller Art (Umspannwerke, Leitungen, Fliegerwarnkugeln etc.).

Seit 2013 arbeitet die APG gemeinsam mit dem Hersteller Aibotix an der Weiterentwicklung der Flugroutenplanung des Multikopters. Der so genannte Way-Point-Flug soll künftig zentimetergenau die Positionen und den Winkel, aus welchen Fotos gemacht werden speichern und zu einem späteren Zeitpunkt in einem vollautonomen Flug haargenau dieselben Aufnahmen wiederholen.

¹ Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, IZD Tower, A-1220 Wien, paul.zachoval@apg.at

8.2 MITARBEITER (SESSION F2)

8.2.1 Einfluss der Wertschätzung durch Führungspersonen auf die Arbeitszufriedenheit

Annette HOPPE¹, Franziska GÜNTHER¹, Sven BINKOWSKI¹

Einführung und Zielstellung

Mit steigenden Anforderungen an Wirtschaftlichkeit, Verfügbarkeit, Qualität, Sicherheit und Termintreue steigt auch die Bedeutung für eine optimale Gestaltung der Mensch-Maschine-Systeme. Arbeitsprozess- oder Automatisierungssysteme zielen auf eine stärkere Integration eines verfahrenstechnischen Produktionsprozesses und zunehmend aufeinander abgestimmte Betriebsabläufe zwischen Mensch und Maschine ab (vgl. Schuler 1999, S. XVIIIff). Die Automatisierung minimiert einerseits die physische Beanspruchung des Operators, erfordert andererseits auf psychischer Ebene einen umfassenden Überblick des Produktionsgeschehens. Die verminderte sichtbare Tätigkeit des Bedienenden könnte in Abhängigkeit verschiedener Einflussfaktoren den falschen Anschein zulassen, dass mit geringerer Intensität gearbeitet wird. Dieser Eindruck führt bei oberflächlicher Betrachtung seitens der leitenden Ebene zu Unzufriedenheit hinsichtlich der beobachtbaren Arbeitsleistung, was mangelnde Wertschätzung für den Mitarbeiter zur Folge haben kann. Im deutschen Raum sind nach SCHOLZ (2000) Anerkennung, Akzeptanz, Sicherung des Status Quo und Erfahrung bzw. Wissen die bedeutendsten Mitarbeiterbedürfnisse. Im Bereich des Top-Managements ergibt sich eine leicht geänderte Priorität. Hier haben die Selbstständigkeit, Selbstverwirklichung, Anerkennung sowie Erfahrung bzw. Wissen die höchsten Stellenwerte (vgl. Scholz 2000, S 880). Diese abweichenden Motive können auch zu einer Diskrepanz in der gegenseitigen Wertschätzung führen, wenn Mitarbeiter und Führungskraft aufgrund des Betriebsklimas, der etablierten Unternehmenskultur oder unzureichender Führungskompetenz keinen angemessenen sensiblen Umgang pflegen. Im Folgenden wird die Wertschätzung der Führungspersonen für die Tätigkeiten der Mitarbeiter im Hinblick auf einen möglichen Einfluss auf Motivation und Arbeitszufriedenheit diskutiert.

Mitarbeitermotivation durch Wertschätzung erhöhen

Wie durch HERCZEG (2006) publiziert, kommen komplexe Automatisierungssysteme in Industrie und Wirtschaft zunehmend zum Einsatz, um Prozesse zwar zugreifbar, möglicherweise aber auch fernsteuerbar zu gestalten. Die Aufgabe des Operators beschränkt sich somit vermehrt auf die Überwachung und Steuerung der Verfahrensabläufe. Der Zugriff auf aktuelle, wie auch auf zurückliegende Informationen aus dem Prozesssystem bleibt erhalten, akute oder spontan eintretende Ereignisse werden hingegen automatisch aufgezeigt. Trotz des hohen Automatisierungsgrades findet eine Arbeitsteilung zwischen dem Benutzer und dem System statt. Der Hersteller definiert Ziele und gibt deren Ausführung vor, die durch die Maschine realisiert werden. Der Operator, überwacht und greift gegebenenfalls ein. Die ausführenden Reaktionen des Systems sind dabei von deutlich höherer Dichte, als die Einwirkung des Operators (vgl. Herczeg 2006, S 65). Für den Überwachenden ergibt sich ein Tätigkeitsprofil, was durch die Lenkung, Planung und Überwachung der Prozesse sowie ein Fehlermanagement gekennzeichnet ist. Trotz des überwiegend automatisierten Systems, verbleibt die Verantwortung beim Menschen. In Ausnahmesituationen sind weitreichende Entscheidungen und die erforderlichen Maßnahmen häufig unter Zeitdruck zu treffen, was beim Operator einen schnellen Wechsel zwischen Routinetätigkeit und erhöhter psychischer Beanspruchung hervorruft (vgl. Kerner 1997, S 270). Die Aufeinanderfolge der unterschiedlich wirkenden Stressoren implizieren psychische wie physische Beanspruchung des Benutzers (vgl. Hoppe & Binkowski 2006; Hoppe 2009).

¹ Lehrgebiet Arbeitswissenschaft/ Arbeitspsychologie, Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Siemens-Halske-Ring 14, 03046 Cottbus, {Tel.: +49 355 69 4824, hoppe@tu-cottbus.de}, {Tel.: +49 355 69 4878, franziska.guenther@tu-cottbus.de}, {Tel.: +49 355 69 4806, sven.binkowski@tu-cottbus.de}, www.tu-cottbus.de/fakultaet3/de/arbeitswissenschaft

Im Rahmen kooperativer Projektarbeit wurden verschiedene Belastungssituationen und Beanspruchungsreaktionen von Operatoren umfassend wissenschaftlich untersucht und analysiert. Die vermehrt eingesetzte und ständig komplexer werdende Technik, soll die Eingriffe des Menschen auf ein Minimum reduzieren (vgl. Kerner 1997, S 267). Bezüglich der damit verbundenen Bedeutsamkeit der Tätigkeit des Operators, sind aus praktischen Erfahrungen des Lehrgebietes, ungleiche Auffassungen der Belastung des Bedienenden aufgefallen. Die Differenzen beruhen hauptsächlich auf Fehleinschätzungen hinsichtlich des zeitlichen Aufwands für die auszuführenden Tätigkeiten sowie unzureichendem Fach- und Methodenwissens der Führungskräfte. Daraus könnte eine mangelnde Wertschätzung seitens der führenden Ebene resultieren, die dann Unzufriedenheit und Motivationsreduktion bei dem Mitarbeiter hervorrufen kann. Häufig werden mental ablaufende Prozesse, welche von außen nicht wahrnehmbar sind, bezüglich der psychischen Beanspruchung des Operators unterschätzt. Umfassende mentale Modelle des Tagesgeschehens, vorausschauendes Reagieren auf Unvorhergesehenes und große betriebliche Verantwortung, sind elementare Bestandteile der Operatortätigkeit und vermitteln dem Mitarbeiter die Bedeutsamkeit der eigenen Arbeit. In zunehmend komplexen Arbeitsorganisationen, ist ein angepasster, ebenfalls komplexer Führungsstil erforderlich. Dieser sollte auf Fach- und Sachkompetenz, Sozialkompetenz, Methodenkompetenz sowie kommunikativer Kompetenz beruhen (vgl. Lay 1990, S 198ff) und situativ bzw. auf den Reifegrad des Mitarbeiters im Bezug zur gesamten Arbeitsaufgabe ausgerichtet sein (vgl. Hersey et al. 1996, S. 208). Der Reifegrad ist dabei sowohl sachlich als auch psychologisch, z.B. in Form von Verantwortungstreben bzw. Engagement und Motivation, begründet. Wertschätzung und Anerkennung des Geleisteten führen zu erhöhter Mitarbeiterzufriedenheit. Die positive Bewertung durch die Führungskraft kann motivierend wirken, wenn die Beurteilung angemessen formuliert und der Situation entsprechend ist. Die Anerkennung der Arbeitsleistung ergibt sich aber ebenso durch das bewusste Wahrnehmen von individuellen Stärken und der ausgedrückten Akzeptanz der Tätigkeit (vgl. Kronawitter 2013, S 115ff). Bereits MASLOW betonte den hohen Stellenwert der Wertschätzung für die Motivation. Durch gegenseitigen Respekt und Achtung können dem Individuum Selbstsicherheit sowie Sinnhaftigkeit und Nützlichkeit seines Daseins vermittelt werden. Die Nichterfüllung des Bedürfnisses nach Wertschätzung führt dahingegen zu Gefühlen wie Minderwertigkeit, Schwäche und Hilflosigkeit (vgl. Maslow 1943, S 382). In Leitzentralen zeugt ein ruhiger Betrieb von einem weitgehend störungsfreien Prozessablauf und ist hinsichtlich der Gesamtproduktivität als positiv zu bewerten. Die hohe Verantwortung zur Aufrechterhaltung des reibungslosen Betriebes muss daher auch entsprechend wahrgenommen und wertgeschätzt werden.

Literatur

Schuler, H.: Prozessführung; München: Oldenbourg, 1999

Scholz, C.: Personalmanagement; 5. Auflage; München: Vahlen, 2000

Hersey, P.; Blanchard, K.H., Dewey, E. J.: Management of Organizational Behavior. Utilizing Human Resources. 7th ed, Upper Saddle River: Prentice Hall, 1996

Herzczeg, M.: Interaktionsdesign; Gestaltung interaktiver und multimedialer Systeme; München: Oldenbourg, 2006

Hoppe, A.; Binkowski, S.: Prozess- und Arbeitsplatzoptimierung in Kraftwerks-Blockwarten - eine arbeitswissenschaftlich/ arbeitspsychologische Untersuchung unter Berücksichtigung von Technikstress; in: Zeitschrift für Arbeitswissenschaft 60. Jg Nr. 2, 2006, S. 133-139

Hoppe, A.: Technikstress – Theoretische Grundlagen, Praxisuntersuchungen und Handlungsregularien; Aachen: Shaker Verlag, 2009

Kerner, M.: Technik und Angst. Zur Zukunft der industriellen Zivilisation; Aachen: Thouet, 1997

Kronawitter, E.: Führen ohne Druck; Erfolgreiches Bankgeschäft ohne Zielvorgaben und vertriebsabhängige Vergütungen; Wiesbaden: Springer Gabler Verlag, 2013

Lay, R.: Dialektik für Manager; Ullstein, 1990

Maslow, A. H.: A Theory of Human Motivation; Psychological Review (Nachdruck unter <http://psychclassics.yorku.ca>), 1943

8.2.2 Gestaltungsempfehlungen für Operatorarbeitsplätze – Ableitungen aus einer Eye-Tracking-Studie

Roberto KOCKROW¹, Annette HOPPE¹

Problem und Zielstellung

Operatoren in modernen Leitwarten müssen mit Hilfe von Prozessleitsystemen die zugrunde liegenden, dynamischen Prozesse trotz räumlicher Entkopplung überwachen und steuern. Ablaufende Prozesse werden dazu auf Anzeigegeräten wie Bildschirmen oder Großbildprojektionen als informationstechnisches Abbild abstrahiert und aggregiert wiedergegeben [1]. Trotz der typischen, starken Informationsvisualisierung gibt es für Leitwarten keine Begrenzung der Anzahl zu verwaltender, digitaler Visualisierungsmittel (DVM) je Operator. In der Literatur wird zwar häufig eine Anzahl an DVM für die Arbeitsplatzbestückung empfohlen, mangels Maximalangaben bleibt eine potenzielle Übervisualisierung der Operatorarbeitsplätze aber offen [2][3]. Grundsätzlich bilden die zu bewältigende Arbeitsaufgabe und die Dynamik der Informationsvisualisierung die bestimmenden Kriterien für eine Entscheidung bezüglich der Visualisierungsmittelmenge [4]. Dennoch müssen Überlegungen bezüglich der maximalen Visualisierungsmittelausstattung erlaubt sein, da eine nicht adäquate Informationsrepräsentation zu Beanspruchungen führen kann [5]. Die Hauptanforderungen, welche an Operatoren gestellt werden, sind nach [6] die Überwachung, Fehlerbeseitigung, Diagnose sowie manuelle Regelungen über das Prozessleitsystem. Der Mensch fungiert demnach zu einem Großteil der Zeit als passiver Überwacher, trägt jedoch permanent die Verantwortung für die Verfügbarkeit und Sicherheit der Anlage. Im Fall von Prozessabweichungen oder Störungen, welche eher selten und unvorhersagbar auftreten, muss er schnell agieren und dafür jederzeit die volle Prozessübersicht besitzen. Daraus ergeben sich die viel zitierten „Ironien der Automation“ nach [7]. Das erforderliche Situationsbewusstsein für die Erkennung von Prozessabweichungen oder das Einleiten korrekter Gegenmaßnahmen bei Störereignissen kann nur vorhanden sein, wenn der Operator sein Wissen über den aktuellen Prozesszustand permanent aktualisiert. Aufgrund der anatomischen und kognitiven Kapazitätsdeterminanten ist der Operator darauf angewiesen, die zur Verfügung gestellten Prozessdarstellungen auf den DVM visuell abzutasten. Im Folgenden werden die Ergebnisse einer wissenschaftlichen Studie unter Verwendung eines Blickerfassungssystems in Leitwarten von Kohlekraftwerken der Vattenfall Europe Generation AG zusammengefasst. Ziel war es, die vorhandene Visualisierungsmitteldichte an Operatorarbeitsplätzen und deren Effekte auf das Blickverhalten der Operatoren zu untersuchen sowie angewandte Bedienstrategien zu analysieren. Die Grundidee lag darin, verschieden stark visualisierte Arbeitsplätze bottom-up zu evaluieren, um individuelles Nutzerverhalten der Operatoren zu erfassen, die Verwendungshäufigkeit verschiedener Anzeigegeräte zu quantifizieren und die maximal erforderliche Visualisierungsmittelausstattung in Abhängigkeit von Prozessmerkmalen zu identifizieren.

Methodik

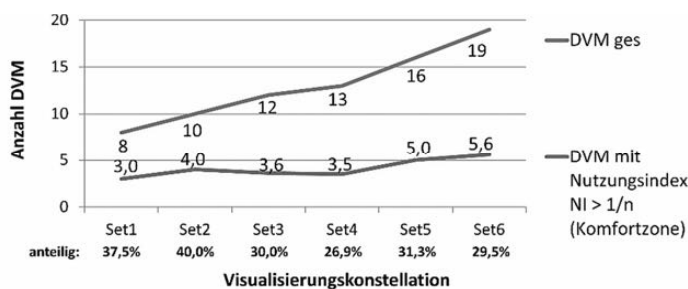
Die Studie wurde an insgesamt 18 Leitstandarbeitsplätzen in neun Kraftwerksleitwarten durchgeführt. Die Arbeitsplätze verfügten jeweils über zwei bis acht zu überwachende Monitore, welche durch vier bis zwölf bedienbare Bildwandsegmente als Übersichtsanzeigen ergänzt wurden. An der Studie nahmen 86 Operatoren als Probanden teil. Die jeweils ca. 30-minütige Datenerfassung erfolgte während des Leitstandbetriebs jeweils in der Spätschicht im Normalbetrieb, wobei die Probanden die Head-Unit des Blickerfassungsgeräts trugen. Basis für die Auswertung bildeten Blickparameter, hier vor allem Blickfrequenz und die kumulierte Fixationsdauer auf den vorhandenen Visualisierungselementen, die als Area of Interests (AOI) definiert wurden. Zudem erfolgte die Erfassung von Aufschalt- und Bedienvorgängen.

¹ Lehrgebiet Arbeitswissenschaft/ Arbeitspsychologie, Brandenburgische Technische Universität Cottbus - Senftenberg, Siemens-Halske-Ring 14, 03046 Cottbus, {Tel.: +49 355 69 4879, kockrow@tu-cottbus.de}, {Tel.: +49 355 69 4824, hoppe@tu-cottbus.de}, www.tu-cottbus.de/fakultaet3/de/arbeitswissenschaft/

Während der Studie erfuhren die Probanden in ihren Tätigkeitsmustern keinerlei Einschränkung und konnten wie üblich auf jedem DVM beliebige Inhaltsrepräsentationen des Prozessleitsystems aufschalten und bedienen. Alle Operatoren besaßen eine mehrjährige Praxiserfahrung bei einem Durchschnittsalter von 45,5 Jahren (22 bis 59 Jahre).

Ergebnisse

Es zeigte sich, dass unabhängig von der Anzahl vorhandener DVM jedes Anzeigergerät in den Arbeitsprozess eingebunden wurde. Die Häufigkeit und Art der Nutzung variierten jedoch stark. Für einige DVM konnten deutlich höhere Fixationsdauern bzw. -frequenzen nachgewiesen werden. Als Grundlage für die Klassifizierung in relativ selten bzw. häufig genutzte Visualisierungselemente wurde ein Schwellwert festgesetzt, welcher einer gleichverteilten Blickdauer auf allen n DVM entspricht ($S = 1/n$). Es zeigte sich, dass Operatoren eine Art „Komfortzone“ herausbilden, welche nahe dem Hauptarbeitsbereich lokalisiert ist und in dessen Bereich eine längere kumulierte Blickdauer bei teils hohen Blickfrequenzen aufgewendet wird. Unabhängig von der Anzahl zur Verfügung stehender DVM erfährt der Umfang des intensiver genutzten Bereichs offensichtlich eine individuelle Sättigung, wodurch auch bei stark visualisierten Arbeitsplätzen der Nutzungsschwellwert bei nie mehr als vier Bildschirmen (MW=2,0 bei $\approx 4,6$ DVM) und maximal sechs Bildwandsegmenten (MW=1,6 von $\approx 7,1$ Bildwandsegmenten) überschritten wird. Die Auswertung der Aufschalt- und Bedienhandlungen zeigte in der Komfortzone, dass diese verstärkt für Bedienhandlungen genutzt wurden. Die hierauf verwendete,



längere kumulierte Blickdauer belegt das. Für entfernt positionierte DVM waren eher hohe Blickfrequenzen bei geringeren Blickdauern zu beobachten, was auf die Nutzung dieser Elemente eher für kurze Kontrollblicke zur Übersichtswahrnehmung hindeutet.

Abbildung 1: Schere zwischen Anzahl verfügbarer DVM und intensiv genutzten DVM (Komfortzone)

Der Bottom-Up-Ansatz zeigte, dass eine individuell begrenzte Anzahl von DVM intensiver in den Arbeitsprozess einbezogen wird. Unter Berücksichtigung der ISO 11064-4 stützen die durchgeführten Studien die Empfehlungen von vier Monitoren zzgl. Zusatzanzeigen als Visualisierungsmittelausstattung für eine effektive Leitstandstätigkeit. Die Ergebnisse beziehen sich nur auf den operativen Normalbetrieb. Statistisch belegbar zeigte sich, dass bei höherem Bedienaufwand eine Erweiterung der Komfortzone erfolgt, wobei sich die Entwicklung bei außerplanmäßigen Betriebszuständen derzeit nur vermuten lässt. Um eine generalisierte Ableitung von Empfehlungen für die Anzahl von DVM für Operatorarbeitsplätze treffen zu können, wurde eine weitere Feldstudie durchgeführt, welche das Blickverhalten in besonderen Betriebszuständen thematisierte. Ergebnisse werden in Kürze erwartet.

Quellen

- [1] Herczeg: Interaktionsdesign. Gestaltung interaktiver und multimedialer Systeme. München: Oldenbourg, 2006.
- [2] DIN EN ISO 11064-4: Ergonomische Gestaltung von Leitzentralen. Teil 4: Auslegung und Maße von Arbeitsplätzen, 2011.
- [3] Früh et al.: Handbuch der Prozessautomatisierung. München: Oldenbourg, 2009.
- [4] Ivergård; Hunt: Handbook of control room design and ergonomics: A perspective for the future. Boca Raton: CRC, 2009.
- [5] Hoppe: Technikstress -Theoretische Grundlagen, Praxisuntersuchungen und Handlungsregularien. Aachen: Shaker, 2009.
- [6] Sheridan et al.: Supervisory Control Systems. IN: Pew: Research needs for human factors. Washington: N.A.Press, 1983.
- [7] Bainbridge, L.: Ironies of automation. Automatica, 19/1983, 775–779.

8.2.3 Laborstudie zur Wirkung unterschiedlicher Beleuchtungsbedingungen in Leitwarten

Rico GANBAUGE¹, Annette HOPPE¹

Motivation

Viele hochkomplexe Systeme und Anlagen werden heute von relativ wenigen Bedienern in einer Leitwartenumgebung geregelt. Das betrifft in hohem Maße die Leitwarten in Kraftwerken oder Netzleitstellen, aber auch andere Bereiche, wie die Überwachung von Produktionsprozessen. Ein bestimmendes Merkmal dieser Tätigkeiten ist die hochgradige automatische Regelung des Prozesses, bei welcher der Mitarbeiter in der Leitwarte im Normalbetrieb nur relativ wenig eingreift (Treier 2008, S. 301). Bei längerdauernder Prozessüberwachung kann es jedoch vergleichsweise rasch zum Absinken der Aufmerksamkeit kommen (DIN 10075-2: 2000, S. 8). Dieser Fakt gewinnt besondere Bedeutung, wenn bedacht wird, dass durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien die Anforderungen an das Wartenpersonal ebenfalls steigen. Daraus ergeben sich Ansatzpunkte für arbeitsgestalterisches Handeln in vielfältiger Hinsicht, wobei die Gestaltung der Beleuchtung eine wichtige Möglichkeit darstellt.

Zielstellung

Die vorliegende Studie stellt sich das Ziel, die Wirkung unterschiedlicher Beleuchtungsbedingungen auf die Ermüdung des Menschen unter monotonen Reizbedingungen zu untersuchen, um daraus Schlussfolgerungen für Optimierungsmaßnahmen ableiten zu können. Längerfristig kann dies in ein Gesamtsystem von adaptiven und damit noch menschengerechter gestalteten Umgebungsbedingungen eingegliedert werden, die die momentan vorherrschende statische Beleuchtung ablösen können.

Stand der Forschung

Die Bundesregierung hat durch die Schaffung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes EEG den Vorrang von alternativen Energien in der Einspeisung festgeschrieben. Diese Strategie soll auch in den kommenden Jahren fortgesetzt werden, bis 2020 sollen 47% der Energie aus erneuerbaren Quellen stammen (AEE 2013). Davon wird der überwiegende Teil aus stark schwankender Einspeisung stammen, wie Wind- und Sonnenenergie. Dies stellt steigende Anforderungen an die Operatoren, die nun erheblich häufiger Bedieneingriffe vornehmen müssen. Bei diesen Eingriffen ist höchste Konzentration, Reaktionsfähigkeit und Wachheit erforderlich, um gezielt 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). Um die Wachheit und Aufmerksamkeit des Wartenpersonals zu unterstützen, bieten sich einige neuere Erkenntnisse bezüglich der Wirkung von Licht an. Seit einiger Zeit ist bekannt, dass Licht im kurzen Wellenbereich von 380–580nm die Ausschüttung des so genannten „Schlafhormons“ Melatonin unterdrückt. In Deutschland ist dies bereits in einen Norm-Entwurf zur biologischen Wirkung von Licht eingeflossen (DIN V 5031-100). Es wurden spezielle Rezeptorzellen im Auge nachgewiesen, die für Licht in diesem Wellenbereich besonders empfindlich sind (Berson, Dunn & Takao, 2002). Diese beeinflussen durch ihre Signale indirekt vermittelt über weitere Zwischenstationen im menschlichen Gehirn die circadiane Rhythmik und insbesondere den Schlaf-/ Wachrhythmus. Hier ergibt sich ein Ansatzpunkt für die Beleuchtungsgestaltung. Dazu muss jedoch nachgewiesen werden, dass das Licht in besagtem Wellenbereich tatsächlich eine angemessene Wirkung auf Wachheit und Aufmerksamkeit des Menschen hat.

¹ Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Siemens-Halske-Ring 14, 03046 Cottbus, {Tel.: 0355/695047, Fax: 0355/694866, rico.ganssaug@tu-cottbus.de}, {Tel.: 0355/694824, Fax: 0355/694866, hoppe@tu-cottbus.de}, www.tu-cottbus.de/awip

8.2.4 Gesundheitsmanagementsystem zur Sicherung der Beschäftigungsfähigkeit der Mitarbeiter

Sven BINKOWSKI¹, Holger BIALEK¹

Einführung und Zielstellung

Der Ursprung des Begriffes „betriebliches Gesundheitsmanagement“ geht auf die Bemühungen der Weltgesundheitsorganisation (WHO) zurück. In der Ottawa Charta, werden Grundanforderungen an die medizinische Prävention und Gesundheitserziehung umrissen (vgl. WHO 1986). Laut Charta steht neben den Vorgaben zur Gestaltung des Gesundheitswesens auch die Gesundheitsförderung der Bevölkerung in der gesamten Lebenswelt im Mittelpunkt (vgl. Badura et al. 1999, S.15), Die Pflicht des Arbeitgebers zum Arbeitsschutz wird durch das Gesundheitsmanagement hin zur wechselseitigen Gesundheitsförderung ergänzt. Unter dem Begriff des betrieblichen Gesundheitsmanagements kann „[...] die Entwicklung betrieblicher Strukturen und Prozesse, die die gesundheitsförderliche Gestaltung von Arbeit und Organisation und die Befähigung zum gesundheitsfördernden Verhalten der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter zum Ziel [hat]“ (Badura et al. 2010, S.33) verstanden werden. Häufig wird das Potenzial von gesunderhaltenden Maßnahmen immer noch unterschätzt und vorrangig Aufwand sowie Kosten bewertet. Pro Tag Arbeitsunfähigkeit fallen für Unternehmen durchschnittlich Kosten in Höhe von 250 Euro an. Wird beispielhaft für einen Betrieb mit 100 Beschäftigten und einem Krankenstand von 8% ausgegangen, ergeben sich 1840 Ausfalltage im Jahr. Bereits die Senkung des Krankenstandes um 1%, verringert die Ausfalltage um 230 pro Jahr. Es könnten daher 57.500 Euro jährlich eingespart werden (vgl. Rudow (2004), S.29 f.). Neben den direkten Kosten müssen jedoch auch die Produktionsausfälle, Vertretungskosten und die kurzfristige Mehrleistung anderer Kollegen Berücksichtigung finden.

Obwohl das Gesundheitsmanagement unternehmensweite Aktivitäten beinhaltet, erfordern die individuellen Voraussetzungen und Bedürfnisse der Mitarbeiter jeweils spezifische Lösungen. Interdependenzen zwischen Alter, Lebens- und Karrierephase, familiärer Verantwortung bei der Betreuung von Kindern und Angehörigen, den Beanspruchungen im Arbeitsprozess sowie vorangegangene Gesundheitsbeeinträchtigungen bedingen einen organisatorisch umfassenden Steuerungsprozess mit flexibler Ausrichtung auf den einzelnen Mitarbeiter. Dies insbesondere vor dem Hintergrund steigender Flexibilitätsanforderungen in der Energiebranche aufgrund des Erneuerbare Energiengesetzes (EEG). Daher ist es auch für Großunternehmen besonders wichtig, die geeignetsten Strategien für ein umfassendes Gesundheitsmanagement zu finden. Ziel dieses Beitrages ist es, die Bedeutung der Gesundheitsförderung für den Erhalt der Beschäftigungsfähigkeit des Menschen aufzuzeigen und die umfassende Vorgehensweise anhand eines Projektes bei der Vattenfall, Business Unit Lignite Mining & Generation vorzustellen.

Erhalt der Beschäftigungsfähigkeit

Demografische Entwicklungen beeinflussen in Deutschland und anderen europäischen Ländern die Entwicklung des Arbeitsmarktes. Die Überalterung der Bevölkerung und verhältnismäßig geringe Geburtenraten stellen auch die personalstrategische Ausrichtung von Unternehmen vor Herausforderungen. Da gerade die physische Beanspruchbarkeit stark altersabhängig ist, müssen bei einem zunehmenden Anteil älterer Beschäftigter geeignete präventive gesund- bzw. beschäftigungserhaltende Maßnahmen, aber auch reaktive Maßnahmen im Zuge des Personaleinsatzes vorhanden sein. Der Erhalt der Beschäftigungsfähigkeit umfasst die leistungsadäquate Erfüllung der betrieblichen Anforderungen.

¹ Lehrgebiet Arbeitswissenschaft/ Arbeitspsychologie, Brandenburgische Technische Universität Cottbus - Senftenberg, Siemens-Halske-Ring 14, 03046 Cottbus, {Tel.: +49 355 69 4806, sven.binkowski@tu-cottbus.de}, {Tel.: +49 355 69 4099, holger.bialek@tu-cottbus.de}, www.tu-cottbus.de/fakultaet3/de/arbeitswissenschaft

Die Einführung und Pflege eines aktiven Gesundheitsmanagements ist dabei nicht nur Führungsaufgabe. Vielmehr müssen die verschiedenen Akteure bereits bei der Projektkonzeption Berücksichtigung und Einbindung finden, um die Akzeptanz und den Erfolg der Gesundheitsmaßnahmen im Unternehmen zu fördern.

Das schließt auch die Hinzuziehung externer Experten und ihres Fachwissens ein (vgl. Draxler & Cheung 2010, S. 29-30). Im Fall des vorliegenden Beispiels wurde das Projekt vom Personalvorstand der Vattenfall Europe Mining AG sowie der Vattenfall Generation AG initiiert. In vier Projektteams (vgl. Abbildung 1) arbeiten Führungskräfte, Personalvertretung und Mitarbeiter wissenschaftlich unterstützt durch das Lehrgebiet Arbeitswissenschaft/ Arbeitspsychologie der BTU sowie weiteren externen Experten an spezifischen Teilproblemen. Ein Lenkungskreis aus leitenden Führungspersonen und den jeweiligen Teamleitern sorgt für die zielorientierte Umsetzung des Gesamtprojektes. Dieses soll bis Ende 2014 abgeschlossen werden.

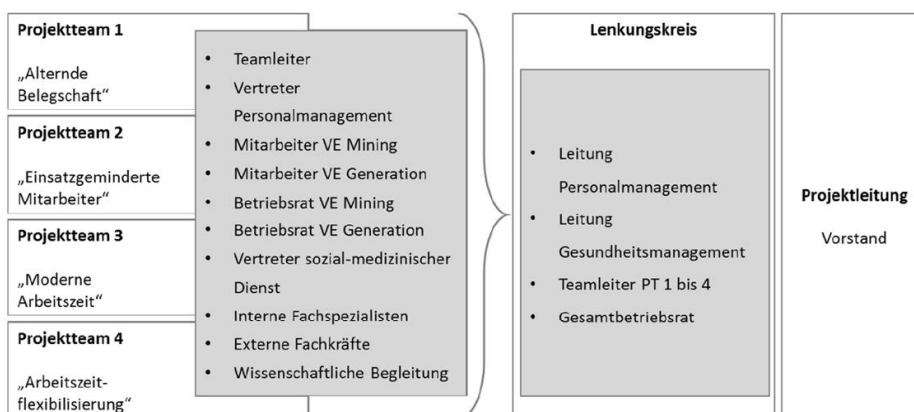


Abbildung 1: Aufbau des Projektes PEP 2020 der Vattenfall Lignite Mining & Generation

Dieser ganzheitliche Ansatz der Projektarbeit ermöglicht die risikogruppenunabhängige, effiziente und nachhaltige Erarbeitung von gesundheitsorientierten Personalstrategien. Die Erweiterung der Betrachtung auf die situationsorientierten Aspekte, wie z.B. bestehende Maßnahmen der Gesundheitsförderung und Arbeitszeitregelungen, macht eine entsprechende Ableitung von Optionen möglich. In der ersten Projektphase wurde der Ist-Zustand im Unternehmen erfasst und mehrere Problembereiche identifiziert. Neben den älteren und leistungsgeminderten Mitarbeitern wurden daher auch die bestehenden Schichtsysteme betrachtet und Lösungen erarbeitet.

Literatur

Badura, B.; Ritter, W.; Scherf, M. 1999: Betriebliches Gesundheitsmanagement: Ein Leitfaden für die Praxis, Edition Sigma

Badura et al. 2010: Die Vision einer gesunden Organisation. In: Badura, B.; Walter, U.; Hehlmann, T. (Hrsg.): Betriebliche Gesundheitspolitik. Der Weg zur gesunden Organisation. Wiesbaden u.a.: Springer Verlag. S.31-39

Draxler, T.; Cheung, A. 2010: 30 Minuten Gesundheitsmanagement. Offenbach: Gabal Verlag

Rudow, B. 2004: Das gesunde Unternehmen. Gesundheitsmanagement, Arbeitsschutz und Personalpflege in Organisationen. Wien, München

Weltgesundheitsorganisation (WHO) 1986
 „<http://www.euro.who.int/de/publications/policydocuments/ottawa-charter-for-health-promotion,-1986>“ am 18.11.2013

8.2.5 Zuverlässigkeit des Leitstandsbetriebs durch kompetente Mitarbeiter

Annette HOPPE¹, Vivian SCHWEDT¹

Motivation

Die Zuverlässigkeit jeder Anlage ist, trotz hochkomplexer Automatisierungstechnik, von der fehlerfreien Tätigkeit der Bediener abhängig. Besonders durch die Energiewende kommen neue Anforderungen auf Unternehmen und ihre Beschäftigten zu. Neue Anforderungen bedeuten aber auch neue Leistungsparameter mit neuen psychischen Beanspruchungen, ausgelöst durch neue Belastungen. Diese Situation erfordert ein zukunftsorientiertes Denken der Unternehmen in neuen Dimensionen von strategischen Ausrichtungen bis hin zu innerbetrieblichen Maßnahmen. Zunehmend gewinnen Begriffe wie Kompetenzen und Lerninhalte wieder an Bedeutung und rücken im Kontext mit der Zuverlässigkeit der Energieversorgung in den Fokus der Unternehmensinteressen. Die wissenschaftlichen Interessen der Forschungseinrichtungen an neuen Erkenntnissen zur Bedeutung beruflicher Handlungskompetenzen für die Zukunft treffen sich hierbei mit den Erfordernissen der Praxis.

Zielstellung

Die Arbeitsleistung des Operators in Leitwarten entwickelte sich auf Grund der immer stärker werdenden Automatisierung der Anlage zu einer Tätigkeit mit einem sehr hohen und zunehmenden Anteil an Überwachungsaufgaben. Durch die neuen Anforderungen, die der „Energimix“ mit sich bringt, werden zudem verstärkt An- und Abfahrprozesse stattfinden. Das könnte in der Folge zu vermehrtem Wartungsaufwand führen und damit ebenfalls zu besonderen Betriebszuständen. Dadurch ergeben sich neue Anforderungen, aber auch Erwartungen an die beruflichen Handlungskompetenzen von Leitstandsfahrern. Zukünftig ist es notwendig, die Kompetenzen, die vermittelt werden müssen, zeitnah zu erkennen und an die neuen Anforderungen anzupassen. Zu den Sach- und Fachkenntnissen gewinnen die beruflichen Handlungskompetenzen an Bedeutung. Diese, oftmals in der Aus- und Weiterbildung wenig berücksichtigten Kompetenzen, haben einen entscheidenden Einfluss auf die Arbeitsleistung und somit auf die Erhaltung und Steigerung von Zuverlässigkeit, Mitarbeiterzufriedenheit, Gesundheit und können zusätzlicher psychischer Beanspruchungen entgegenwirken. Ziel des nachfolgend dargestellten Projektes war die Evaluierung der beruflichen Handlungskompetenzen, die zur Ausübung der Arbeit als Leitstandsfahrer grundsätzlich benötigt und ausgebildet werden müssen, um eine sichere und kontinuierliche Arbeitsleistung zu erbringen.

Stand der Forschung

Die Sozialforschung hat sich in den vergangenen Jahren schon oft mit Kompetenzen- den „Selbstorganisationsdispositionen eines Individuums“ - wissenschaftlich auseinandergesetzt. Es entstanden vielschichtige und differenzierte Modelle aus unterschiedlichen wissenschaftlichen Betrachtungsweisen heraus. Zur projektbezogenen Einordnung von Kompetenzen wurden in der Literatur verschiedene Kompetenzmodelle betrachtet, analysiert und bewertet. Es stellte sich dabei heraus, dass das Kompetenzmodell von ERPENBECK und HEYSE (Erpenbeck/Heyse 2012, S. 94) als geeignet angesehen werden konnte.

¹ Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Siemens-Halske-Ring 14, 03046 Cottbus, {Tel.: 0355/694824, Fax: 0355/694866, hoppe@tu-cottbus.de}, {Tel.: 0355/694348., Fax: 0355/694866, vivian.schwedt@tu-cottbus.de}, www.tu-cottbus.de/awip

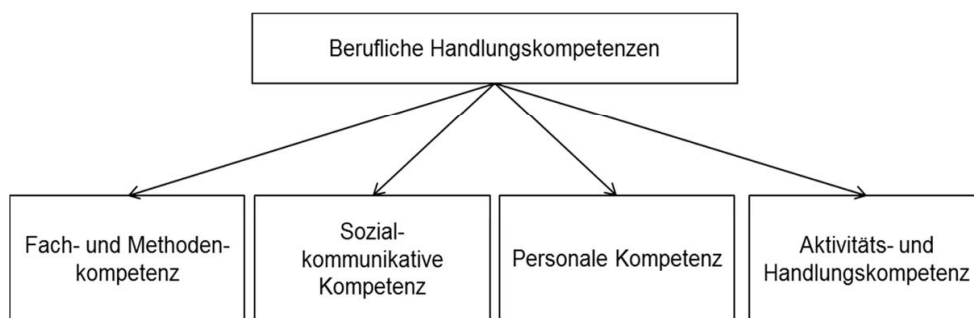


Abbildung 1: Kompetenzmodell von Erpenbeck und Heyse

Operatortätigkeiten

Die Entwicklung der Leittechnik und die Anforderungen an die Bedienung haben sich gewandelt. Der Grad der Automatisierung hat drastisch zugenommen, dadurch haben sich die Aufgaben und Tätigkeiten nach Ivergard (1998, S. 61) verändert:

- Er überwacht standardisierte Routineaufgaben, die nicht automatisiert wurden – ruft im Bedarfs- und Störfall Spezialisten hinzu.
- Der Operateur selbst ist Spezialist für Produktionsplanung und Optimierung – bei Störungen greift er auf Wartungsspezialisten zurück
- Er ist hauptsächlich ein Wartungsspezialist, der Informationen aus anderen Quellen bekommt und auf Ereignisse, wie Störungen selbständig reagiert und Lösungen findet.

Gerade der letzte Punkt erfordert ein Umdenken in der Aus- und Weiterbildung sowie die inhaltliche Überprüfung der Kompetenzen hinsichtlich der zukünftigen Anforderungen.

Methodik

Ausgangspunkt der wissenschaftlichen Betrachtung war die inhaltliche Beschreibung des Operators als Arbeitsperson. Diese Beschreibung musste im Kontext mit seiner Arbeitsumgebung erfolgen und in Tätigkeiten unterteilt werden. Danach wurden den einzelnen Tätigkeiten aus den Kompetenzbereichen nach Erpenbeck und Heyse Fähigkeiten, Fertigkeiten, Kenntnisse und Gewohnheiten zugeordnet. Aufgrund der Erkenntnisse wurde ein Befragungsinstrument (Interview) erarbeitet.

Ergebnisse

Die Auswertung des Experteninterviews ergab, dass alle Kompetenzbereiche der beruflichen Handlungskompetenzen als relevant für die sichere und zuverlässige Tätigkeit am Leitstand eingeschätzt wurde. Es konnten konkrete Fähigkeiten ermittelt werden, die als besonders bedeutsam bewertet aber noch zu wenig ausgebildet werden. Interessant war, dass gerade kommunikative Fähigkeiten aus dem Bereich der Sozial-Kommunikativen Kompetenz mit einem Mittelwert von 1,91 als sehr wichtig angesehen wurden. Das ist eine wichtige Erkenntnis, denn es deutet auf ein starkes Bedürfnis zum Informationsaustausch hin, obwohl der Stand der Technik mit sehr gut bewertet und der Grad der Automatisierung als hoch eingeschätzt werden. Es konnten einzelne Fähigkeiten evaluiert werden, die ungenügend in der Aus- und Weiterbildung bisher berücksichtigt werden. Aus diesen Ergebnissen konnten Weiterbildungsstrategien und wichtige Lerninhalte für die innerbetriebliche Weiterbildung erarbeitet werden. Zusätzlich existiert nun eine Methode, mit dem das Unternehmen diese Kompetenzanalyse im zweijährigen Rhythmus durchführen kann. Dadurch kann der aktuelle Stand der Kompetenzen erhoben und mit den sich verändernden Erfordernissen der Tätigkeiten in vergleichende Beziehung gesetzt werden. Somit kann ein Defizit schnell erkannt und innerbetrieblich kurzfristig korrigiert werden.

8.3 NETZAUSBAU (SESSION F3)

8.3.1 APG-Masterplan 2030

Herbert POPELKA¹, Christoph SCHUH¹, Klemens REICH¹

Inhalt

Die Austrian Power Grid (APG) ist Österreichs unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber und für den Betrieb und bedarfsorientierten Ausbau des Übertragungsnetzes mit grenzüberschreitenden Anbindungen an das europäische Stromnetz verantwortlich. Das APG-Netz bildet mit einer Trassenlänge von 3424 km und Leitungssystemen mit einer Gesamtlänge von rd. 6800 km (System-km) das Rückgrat der österreichischen Stromversorgung. Zur Darstellung der strategischen Netzentwicklung des Übertragungsnetzes dient der von APG herausgegebene Masterplan.

Der aktualisierte Masterplan 2030 betrachtet den Planungszeitraum 2013 bis 2030, wobei aufbauend auf zukünftigen energiewirtschaftlichen Entwicklungsszenarien die erforderlichen Ausbauschritte für das APG-Zielnetz 2030 definiert werden. Zudem wird ein Ausblick auf weitere mögliche Entwicklungen im Stromsektor bis 2050 gegeben.

Der neue Masterplan 2030 setzt auf folgenden Gegebenheiten und Vorarbeiten auf:

- Recherche der internationalen Entwicklungen und energiewirtschaftliche Simulationsrechnungen² und Netzberechnungen durch TU Graz und TU Wien
- Umfassender Beteiligungs- und Expertenprozess: Erstellung und Festlegung von zukünftigen Szenarien für den Stromsektor im Rahmen des E-Trend-Forums mit Beteiligung von Umweltorganisationen, NGOs, Vertretern der EE-Branche und der Technischen Universitäten sowie durch Kontakte zu österreichischen Energieunternehmen
- Nachhaltige Transformation des europäischen Stromsystems im Rahmen der Energiewende
- Vermehrt kritische Situationen im Netzbetrieb mit Gefahr für die Versorgungssicherheit durch strukturelle Engpässe im Übertragungsnetz

Energiewende und Transformation des Elektrizitätssystems

Die bestimmenden Faktoren für die Energiewende in Europa sind, abgeleitet von internationalen Beschlüssen (z.B. Kyoto-Protokoll), die 20-20-20-Klimaschutzziele und Energy Roadmap 2050 der EU sowie die nationalen Umsetzungspläne. Nach der Strommarktliberalisierung im Jahr 2001 wird nun die Elektrizitätswirtschaft einem weiteren tiefgreifenden Strukturwandel unterworfen. Die Energiewende führt zu einem nachhaltigen Umbau des Stromsystems, der insbesondere durch folgende Schlüsselfaktoren getrieben wird:

- Nachhaltige Änderung der Erzeugungsstruktur durch Forcierung erneuerbarer Stromerzeugung (EE), höhere an die Netze angeschlossene Erzeugungsleistungen durch geringere Erzeugungstunden (Volllaststunden) der EE
- Reduktion bzw. Wegfall grundlastfähiger thermischer Erzeugung durch politische Entscheidungen (z.B. KKW-Moratorium in Deutschland und der Schweiz) sowie Fehlallokationen im Markt (u.a. CO₂-Zertifikate, Gaspreise)
- Mittel- bis langfristig vermehrter Ersatz anderer Energieträger durch Strom

¹ Austrian Power Grid AG, 1220 Wien, Wagramer Straße 19, Tel.: +43(0)50320-56303, herbert.popelka@apg.at, {christoph.schuh@apg.at, klemens.reich@apg.at}, www.apg.at

² Prof. Stigler, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz (Simulationsmodell ATLANTIS); zusammengearbeitet wurde zudem mit dem Institut für elektrische Anlagen, Prof. Fickert und Prof. Renner (TU Graz) sowie mit Prof. Haas und Priv.-Doz. Auer der Energy Economics Group des Instituts für Energiesysteme und elektrische Antriebe der TU Wien, Kontakte gab es mit Prof. Gawlik (Energiesystemtechnik, TU Wien)

Diese Faktoren führen zu räumlich veränderten Erzeugungsschwerpunkten und einem wesentlich volatileren Einspeiseverhalten der Erneuerbaren. Für die Vermarktung des Stroms werden von den Marktakteuren zudem immer kürzere Vorlaufzeiten an den Strombörsen gefordert, um kurzfristige Erzeugungsschwankungen vermarkten zu können (z.B. massiv steigender Intraday-Handel). Die Standorte neuer Kraftwerke werden nicht mehr nach der Nähe zu Verbraucherzentren, sondern in Hinblick auf das bestmögliche EE-Angebot ausgewählt. Dies führt zu einem markanten räumlichen Auseinanderfallen der Erzeugungs- und Verbrauchszentren (z.B. Deutschland: starke Windkraftenerzeugung im Norden und Verbrauchszentren im Südwesten des Landes). Dafür ist die Netzinfrastruktur umzubauen und neu auszurichten.

Neue Anforderungen und Herausforderungen an den Netzbetrieb

Die Veränderungen im Stromsystem stellen den Netzbetrieb vor zahlreiche neue Herausforderungen und haben in Kombination mit dem heute dynamischen Stromhandel weitreichende Auswirkungen auf den Bedarf an Netzkapazitäten. Diese werden nunmehr zunehmend für den Transport des von EE erzeugten Stroms benötigt. Aufgrund der zentralen Lage Österreichs in Europa ist das APG-Netz von diesen Entwicklungen stark betroffen.

Hohe EE-Einspeisungen in Deutschland (Windkraft und Photovoltaik (PV)) und der Export des Stromüberangebots führen immer häufiger zu Engpässen, drohenden Überlastungen und kritischen Situationen im österreichischen Übertragungsnetz. Die im Vergleich zur Vergangenheit steigenden Transportleistungen und die erhöhte Dynamik der Stromflüsse führen dazu, dass die Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs und der Versorgungssicherheit immer schwieriger wird. Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber – und auch APG – müssen gemäß ihrer gesetzlichen Verpflichtungen zunehmend Abhilfemaßnahmen (u.a. Engpassmanagement) einsetzen, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten. Im Rahmen des Engpassmanagements greifen die Netzbetreiber nach Ausschöpfen der netztechnischen Maßnahmen vermehrt koordinierend und einschränkend auf den Kraftwerkseinsatz ein (auch über die Länder hinweg), wodurch hohe Kosten verursacht werden. Zudem ist ein stark erhöhter Aufwand an Prognoserechnungen für die Leistungsflüsse notwendig.

Der massive EE-Ausbau führt zu höheren Volatilitäten und schnellen Leistungsänderungen in der Stromerzeugung. Die EE-Erzeugung richtet sich nicht nach dem Verhalten der Stromverbraucher sondern nach dem Dargebot der Natur. Dadurch erfolgt ein zeitliches Auseinanderfallen von Erzeugung und Verbrauch mit markanten Auswirkungen und Einflüssen auf die Netz- und Systemstabilität. Die Netzintegration neuer leistungsstarker EE-Erzeuger (z.B. Windparks) ergibt durch die hohe Gleichzeitigkeit der Erzeugung sowie den erhöhten Speicher- und Regelbedarf neue Herausforderungen. Neben den steigenden Anforderungen an die Netzregelung für den Ausgleich von Prognoseabweichungen sind zunehmend hohe Leistungsgradienten sowie Auswirkungen auf die Spannungsstabilität und -qualität zu bewältigen.

Der forcierte Ausbau der Erneuerbaren bedarf, neben dem Netzanschluss der Anlagen selbst, jedenfalls höhere und leistungsfähigere Transport- und Übergabekapazitäten zum Übertragungsnetz. Aktuell sind im Netzentwicklungsplan mehrere neue 380/110-kV-Umspannwerke für den Anschluss der Windparks im Osten Österreichs geplant. Das Übertragungsnetz der APG wurde zwar in den letzten Jahrzehnten schrittweise ausgebaut, jedoch kann der Netzausbau nicht mit den stark gestiegenen Anforderungen mithalten. Im internationalen Vergleich fällt auf, dass in Österreich noch kein durchgängig geschlossenes 380-kV-Netz über das Bundesgebiet realisiert ist. Daher liegen strukturbedingte Engpässe und Schwachstellen vor.

Energiewirtschaftliche Entwicklungen und zukünftige Szenarien

Auf Basis umfassender internationaler Recherchen und Analysen der TU Wien, TU Graz und im E-Trend-Forum wurde ein LEIT-Szenario für den Masterplan 2030 festgelegt. Dieses LEIT-Szenario orientiert sich an den Zielsetzungen der 20-20-20-Ziele (inkl. der österreichischen Ziele) und berücksichtigt die von den EU-Staaten festgelegten „National Renewable Energy Action Plans (NREAPs)“. Neben dem LEIT-Szenario wurden zwei weitere Master-Szenarien (GREEN mit stark forciertem EE-Ausbau bzw. RED mit konservativen Ansätzen) mit jeweils sechs unterlagerten Cases definiert.

Die drei Master-Szenarien mit den Cases wurden von der TU Graz für den Zeitraum 2015 – 2030 umfassend energiewirtschaftlich mit dem Simulationsmodell ATLANTIS berechnet und mittels Leistungsflussberechnungen analysiert. Es zeigt sich, dass die Erzeugung durch EE und Kraftwerke – im Vergleich zur Verbrauchsseite (inkl. Effizienzsteigerungsmaßnahmen) – sowie die auftretenden Transportleistungen die bestimmenden Größen sind (und nicht die transportierten Energiemengen!).

Eine wesentliche Erkenntnis aus den umfangreichen Berechnungen ist, dass im LEIT-Szenario markante Schwachstellen und Engpässe im österreichischen Übertragungsnetz auftreten. Diese treten ebenfalls in den Szenarien GREEN in starker Ausprägung bzw. im Szenario RED auf. Die Robustheit des spezifischen österreichischen 380-kV-Ringkonzepts hinsichtlich der energiewirtschaftlichen Veränderungen wird in diesem Zusammenhang bestätigt. Damit können sich die Leistungsflüsse in allen Situationen effizient verteilen.

Die Top-10-Projekte des APG-Masterplans 2030

Ausgehend vom Netzausbauzustand 2012 wurden im Rahmen der Master-Szenarien und Cases folgende Masterplanprojekte (siehe Abbildung 1) deklariert, um die identifizierten Engpässe zu beseitigen. Diese lassen sich gemäß ihrer geographischen Verteilung zu sechs Clustern [A] bis [F] zusammenfassen. Die Masterplan-Projekte dienen insbesondere der Netzintegration der EE in Österreich (v.a. Windkraft und PV), dem Erhalt der Versorgungssicherheit und der weiteren Marktintegration. Höchste Bedeutung hat dabei zukünftig neben der Schaffung ausreichender Transportkapazitäten die Gewährleistung eines sicheren und stabilen Netzbetriebs. Zudem müssen auch Abschaltungen für Revisionen und Erneuerungen von Betriebsmitteln zukünftig in verstärktem Umfang bewerkstelligt werden.

Als Planungsgrundsatz für die nötigen Verstärkungen des Übertragungsnetzes wendet APG das NOVA-Prinzip an. Hierbei wird zuerst eine Netz-Optimierung und Netzverstärkung angestrebt bevor es zu Ausbauten von Leitungen kommt. Neuen modernen Leitungsbaulösungen und Upgrade-Maßnahmen sowie der Konzentration auf bestehende Trassenräume kommen dabei eine verstärkte Bedeutung zu. Der Netzum- und -ausbau wird bedarfsgerecht geplant und erfolgt schrittweise. Die Dringlichkeit von Netzverstärkungen durch die Netzintegration der EE wird von Studien, die im Auftrag von Umweltorganisationen und NGOs beauftragt wurden, sowie im Rahmen der Zusammenarbeit im E-Trend-Forum bestätigt.

Um die Versorgungssicherheit in Österreich langfristig sicherzustellen, ist die Schließung des 380-kV-Rings als wesentliches Element des österreichischen Übertragungsnetzes unabdingbar. Dieser verbindet die großen Kraftwerke und Pumpspeicher in den Alpen mit den EE-Standorten im Osten Österreichs, den Verbrauchszentren und den Kuppelleitungen. Für die Vervollständigung des 380-kV-Rings sind folgende Leitungsverbindungen erforderlich:

- Umstellung der Leitung St. Peter – Ernsthofen auf 380-kV-Betrieb (2013), Montage des 3./4.-Systems auf der bestehenden Leitung Dürnrohr – Sarasdorf (2013/14)
- Salzburgleitung St. Peter – Tauern, UVP-Genehmigung eingereicht im September 2012
- Schließung des 380-kV-Rings im Netzraum Kärnten im Süden Österreichs

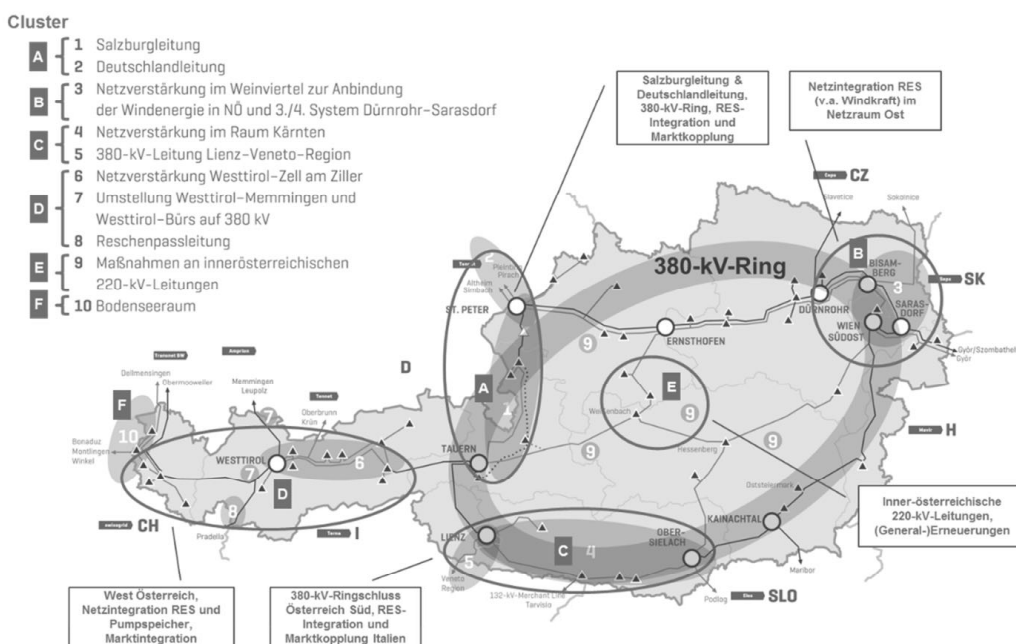


Abbildung 1: Die Top-10-Projekte des Masterplans 2030; Projekte 1, 2, 4, 5, 6, 8 und 10 haben im Herbst 2013 den PCI-Status erhalten (Projekte im europäischen Interesse)

Netzbetriebliche und volkswirtschaftliche Vorteile des Netzausbaus

Eine zuverlässige, wirtschaftliche und ökologisch nachhaltige Stromversorgung ist unabdingbar für eine moderne Gesellschaft und einen zukunftssicheren Wirtschaftsstandort. Die Nicht-Umsetzung der Masterplanprojekte hätte weitreichende negative Folgen:

- Steigendes Risiko für Netzbetrieb und Versorgungssicherheit
- Verfehlung der österreichischen Klimaschutzziele
- Nachteile für die Sicherung und Entwicklung des Wirtschaftsstandortes
- Ausbleiben wesentlicher Wirtschaftsimpulse und Beschäftigungseffekte
- Einschränkungen der Entwicklungen des Strommarktes

Das gesamte Investitionsvolumen inkl. Umspannwerke und Betriebsinvestitionen im Netzentwicklungsplan (NEP) 2013 der APG umfasst für die kommenden zehn Jahre 2,6 Mrd. €.

Die Investitionsprojekte der APG generieren zudem rd. 70 % der Investitionssumme als heimische Wertschöpfung sowie Beschäftigungseffekte von 13.000 Arbeitsplätzen je investierter Milliarde € (gemäß Studien der TU Graz und IWI). Für die Sicherstellung der notwendigen Netzverstärkungen ist ein zukunftsorientiertes Regulierungsregime mit einer entsprechenden Tarifpolitik erforderlich.

Europäische Initiativen zur Beschleunigung der EE-Integration und des Netzausbaus

Zum langfristigen Erhalt der Versorgungssicherheit, der Lebensqualität und des Wirtschaftsstandortes sowie insbesondere für die Integration der EE zur Erreichung der Klimaschutzziele fordert die EU-Kommission vorausschauende Investitionen in den Netzausbau. Daher werden große Anstrengungen unternommen, um die Rahmenbedingungen für Netzinvestitionen durch das Europäische Infrastrukturpaket (EIP) zu verbessern:

- Nötige Bewusstseinsbildung in der Gesellschaft – die Umsetzung der Stromwende benötigt leistungsfähige Netze und eine Gesamtbetrachtung des Stromsystems
- Deklaration von vorrangigen Leitungskorridoren und Projekten im europäischen und öffentlichen Interesse (PCI-Projekte)

- Harmonisierung und Beschleunigung von Genehmigungsverfahren für Energieinfrastrukturprojekte (u.a. durch Schaffung einer zentralen Bundesbehörde)
- Finanzielle Förderung und alternative Instrumente (z.B. Garantien) zur Finanzierung der PCI-Projekte (vgl. bisherige TEN-E-Förderung)

Die Basis für die Auswahl von rd. 100 PCI-Projekten im Stromsektor waren der Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2012 der ENTSO-E und die eingereichten Unterlagen der Übertragungsnetzbetreiber. Sieben Projekte des Masterplans 2030 wurden im Herbst 2013 vom Europäischen Parlament anerkannt und haben den PCI-Status erhalten. Wenn auf europäischer Ebene und in den Mitgliedsstaaten die gesellschaftlichen, rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für den Netzausbau nicht verbessert werden, sind bedeutende EU-Ziele nicht erreichbar. Die EE-Integration als Voraussetzung für die 20-20-20-Ziele, die Energiewende und der Strommarkt sind dann nicht im geforderten Umfang umsetzbar.

Nötige Rahmenbedingungen für den Netzaus- und -umbau in Österreich

Auf nationaler Ebene sind für die Beschleunigung und Umsetzung der Masterplanprojekte zusätzlich insbesondere notwendig:

- Bewusstseinsbildung in der Bevölkerung über das Strom- und Elektrizitätssystem
- Verstärkter Schutz von Bestandstrassen und Planungskorridoren (vgl. Trassen-Verordnung bei bundesweiten Straßen- und Bahnprojekten)
- Upgrading-Bestimmungen für vereinfachte Genehmigungsverfahren für Modernisierung und Upgrades bestehender Freileitungen
- Vereinheitlichung und Festlegung von maßgeblichen technischen Grenzwerten
- Definition eines strukturierten Prozesses bei der Planung von großen Leitungsprojekten inkl. Bürgerbeteiligungsprozess
- Klarstellung des öffentlichen Interesses der Leitungsprojekte
- Rasche nationale Umsetzung des EIP, Schaffung einer Behörde mit Bundeszuständigkeit für die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren und ausreichende Ressourcen bei den Verwaltungsbehörden

Die Schaffung eines leistungsfähigen Übertragungsnetzes mit den Projekten des Masterplans 2030 wird die Versorgungssicherheit und die Zuverlässigkeit der Stromversorgung in Österreich für die nächsten Generationen sichern.

Zusätzlich werden die weitere Vernetzung der Systeme mit den Verteilernetzen und Datennetzen (Smart Grids), dezentrale Energiesysteme sowie neue Technologien wie Power-to-Gas u.a. entsprechende Beiträge für das Strom- und Energiesystem 2050 liefern.

8.3.2 National-strategischer Netzausbau im europäischen Hochspannungsnetz

Daniel HUPPMANN(*)¹, Jonas EGERER(*)²

Motivation

Die Schaffung eines europäischen Binnenmarkts für Strom sowie der Trend zu erneuerbaren Energieträgern (EC 2011) erfordern einen signifikanten Ausbau des europäischen Hochspannungsnetzes. Dies soll einerseits einer verstärkten Marktintegration dienen sowie die effiziente Einspeisung von variablem Solar- und Windstrom fördern. Allerdings kann es durch Netzausbau zu starken Wohlfahrtsverschiebungen kommen, sowohl zwischen verschiedenen Marktteilnehmern (Erzeuger- und Konsumentenrenten), sowie über Staatsgrenzen hinweg (Export-, Import- und Transitländer). Diese Verteilungseffekte werden in numerischen Modellen, die den optimalen Kraftwerks- und Leitungsausbau für Europa in den nächsten Jahrzehnten berechnen, nicht berücksichtigt (z.B. Fürsch, Nagl, und Lindenberger 2012; Tröster, Kuwahata, und Ackermann 2011).

Die Entscheidung über den Leitungsausbau liegt allerdings klar in der Hand nationaler Regulatoren. Gately (1974) und Nylund (2013) untersuchen die Verteilungseffekte von Leitungsausbau theoretisch. Die EU-Verordnung 838 (EU, 2010) etabliert zwar einen Kompensationsmechanismus (Inter-TSO Compensation Mechanism, ITC), um die Kosten des Leitungsaubaus und von Transitflüssen auf jene Konsumenten und Erzeuger umzulegen, die davon profitieren. Der Fonds ist allerdings so gering dotiert, daß er im Verhältnis zu den Kosten des notwendigen Leitungsaubaus nicht mehr als einen Tropfen auf den heißen Stein darstellt.

Egerer, Hirschhausen, und Kunz (2012) analysieren, ex-post, die Wohlfahrtseffekte für verschiedene Netztopologien in der Nord- und Ostsee. Egerer und Nylund (2013) entwickeln eine Methodik auf Basis von kooperativer Spieltheorie, um bilaterale und regionale Koalitionen auf Basis eines stilisierten Modells des westeuropäischen Strommarkts zu identifizieren.

Diese Arbeit untersucht die Frage, wie ein (nicht-kooperatives) Nash-Spiel zwischen Regulatoren, die primär an der Maximierung nationaler Wohlfahrt interessiert sind, als numerisches Gleichgewichtsmodell formuliert und gelöst werden kann. Weiters wird untersucht, ob durch Einführung eines Kompensationsmechanismus der first-best-Netzausbau erreicht werden kann. Buijs et al. (2011) haben dieses Problem mittels genetischer Algorithmen gelöst; wir entwickeln hierfür ein mehrstufiges Gleichgewichtsmodell. Wir verwenden den Begriff „national-strategisch“ zur Abgrenzung von anderen Studien, welche die Erzeuger als strategische Spieler im Strommarkt abbilden (z.B. Schröder, Traber, und Kemfert, 2013).

Methodik

Wir adaptieren das dreistufige Modell von Ruiz et al. (2012): die unterste Ebene ist ein wettbewerblicher integrierter Markt. Die zweite Stufe bilden die nationalen Regulierer, die den Leitungsausbau in ihrem Hoheitsgebiet mit dem Ziel setzen, die nationale Wohlfahrt zu maximieren. Wir unterscheiden zwei Fälle, wie die Regulatoren diese definieren: 1) die klassische Annahme: die nationale Wohlfahrt setzt sich aus Konsumentenrente, Erzeugergewinnen und Leitungsentgelten zusammen; 2) die Regulierer haben eine Präferenz für Konsumentenrente und Erzeugergewinne; allerdings muss für den Netzausbau eine Finanzierungsbeschränkung berücksichtigt werden, sodaß die Kosten durch Engpassrenten abgedeckt werden.

Als oberste Stufe agiert ein Planer, der die Gesamtwohlfahrt maximiert. Dies könnte etwa als die „Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER)“ verstanden werden.

¹ DIW Berlin, Mohrenstr. 58, D-10117 Berlin, Tel.: +49 30 89789378, dhuppmann@diw.de, www.diw.de

² TU Berlin, Straße des 17. Juni 135, D-10623 Berlin, Tel.: +49 30 314-23649, je@wip.tu-berlin.de

Im einfachsten Fall ist dieser Planer nur ein „Gleichgewichtsauswahlmechanismus“ – sollte es mehrere Nash-Gleichgewichte im Spiel zwischen den Regulierern geben, wählt er jenes aus, daß für die gesamte Region insgesamt wohlfahrtsoptimal ist. In einer Erweiterung des Modells kann der Planer aber auch den ITC verwalten und damit grenzüberschreitende Leitungen (ko-)finanzieren.

Ergebnisse

Wir veranschaulichen die Auswirkung von national-strategischem Netzausbau an einem stilisierten 4-Knoten-Beispieldatensatz, der grob an der deutsch-polnischen Situation angelehnt ist. Im Norden der Region West gibt es viel Kapazität mit niedrigen Grenzkosten (Windstrom), im Süden hingegen hohe Nachfrage und teure Kraftwerke (Abschaltung der Grundlast-Kernkraftwerke). Der insgesamt wohlfahrtsoptimale Ausbau (first-best) führt allerdings zu einer Verschlechterung der Wohlfahrt der Region Ost. Im national-strategischen Spiel kann der Regulierer der Region Ost durch weniger Ausbau der Leitung in seiner Zone einen Teil des Wohlfahrtsgewinns den Konsumenten und Erzeugern in der eigenen Region zukommen lassen, wodurch aber nicht die gesamten Wohlfahrtsgewinne durch den Netzausbau erzielt werden können (strategisches Verhalten der Regulierer).

Wenn das Spiel noch um den Planer erweitert wird, der über den ITC die Finanzierungsbeschränkungen für den Netzausbau in den Zonen beeinflussen kann, liegt die Wohlfahrtsverbesserung zwischen dem First-best-Ergebnis und dem Gleichgewicht im strategischen Spiel (second-best).

Ausblick

Die Methodik soll numerisch insoweit verbessert werden, daß sie auf einen realistischen Datensatz der Region „Central-Western Europe“ (CWE) angewandt werden kann. Außerdem wollen wir das Modell insofern erweitern, dass die Regulierer nicht nur über den Leitungsausbau entscheiden, sondern auch über die Netzentgelte, die in der Realität zur Finanzierung des Netzausbaus eingehoben werden. Wir wollen dadurch die Abwägung zwischen Engpaßrenten und Netzentgelten abbilden, und regionale Verteilungswirkungen untersuchen.

Literatur

EC. 2010. Commission Regulation (EU) No 838/2010: European Commission. 2011. Commission Communication No 885/2010 – Energy Roadmap 2050: European Commission.

Jonas Egerer, Christian von Hirschhausen, und Friedrich Kunz. 2012. Planning the offshore North and Baltic Sea grid – Technical and socio-economic analysis of different pathways. Dresden University of Technology Electricity Market Working Paper WP-EM-47.

Jonas Egerer und Hans Nylund. 2013. Regional versus bilateral cost sharing in electricity transmission expansion. mimeo.

Michaela Fürsch, Stephan Nagl, und Dietmar Lindenberger. 2012. Optimization of power plant investments under uncertain renewable energy development paths – A multistage stochastic programming approach. EWI Working Paper 12/08.

Dermot Gately. 1974. Sharing the gains from regional cooperation: A game theoretic application to planning investment in electric power. *International Economic Review* 15(1): 195-208.

Hans Nylund. 2013. Regional cost sharing in expansions of electricity transmission grids. mimeo.

Carlos Ruiz, Antonio J. Conejo, und Yves Smeers. 2009. Pool Strategy of a Producer With Endogenous Formation of Locational Marginal Prices. *IEEE Transactions on Power Systems* 24(2): 1855-1866.

Andreas Schröder, Thure Traber, und Claudia Kemfert. 2013. Market driven power plant investment perspectives in Europe: Climate policy and technology scenarios until 2050 in the model EMELIE-ESY. DIW. Discussion Paper 1268.

Eckehard Tröster, Rena Kuwahata, und Thomas Ackermann. 2011. European Grid Study 2030/2050: energynautics GmbH, Germany.

8.3.3 Netzausbauplanung und künftige Erzeugungsstruktur

Gernot NISCHLER(*)¹, Heinz STIGLER¹

Einleitung und Hintergrund

Das europäische Höchstspannungsnetz ist eine historisch gewachsene Infrastruktur, welche über Jahrzehnte hinweg primär zur Gewährleistung der (nationalen) *Versorgungssicherheit* betrieben und ausgebaut wurde. Neben der dieser Funktion des Verbundnetzes ist im Zuge der Energie-Liberalisierung der EU als zusätzliches Aufgabenfeld für das Verbundnetz die *Vollendung des Strombinnenmarktes* (Netzzugang aller Marktteilnehmer, grenzüberschreitender Stromhandel) in den Fokus gerückt. Die Energiewende und der damit verbundene forcierte Ausbau volatiler EE-Erzeugung eröffnet das dritte Aufgabenfeld für das Verbundnetz: die *Integration erneuerbarer Energien*. Der mit der Stromwende einhergehende Paradigmenwechsel beeinflusst und erschwert gleichermaßen die langfristige Ausbauplanung eines sicheren und zuverlässigen sowie bedarfsgerechten und robusten Übertragungsnetzes.

Die Herangehensweise an die Ausbauplanung des Höchstspannungsnetzes beruht meist auf der vorherigen Festlegung von Szenarien, welche die mögliche Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch beschreiben. Damit sind ungeachtet einer gewissen Prognoseunsicherheit Randbedingungen determiniert, welche unmittelbaren Einfluss auf netzseitige Um- und Ausbaumaßnahmen haben können. Darauf aufbauend werden nationale (z.B. NEP) und internationale (TYNDP) Netzentwicklungspläne erstellt. Die Integration erneuerbarer Energien, die Wirtschaftlichkeit (auch für die Netzstabilität notwendiger) bedarfsgerechter Kraftwerke, verbraucherseitige Flexibilisierungsmaßnahmen (power demand side management, power-to-heat u.a.) sowie Speicherung sind nicht zuletzt aus Gründen der Entflechtung von Netz und Erzeugung im Hinblick auf die Gesamtsystemgebundenheit nicht zureichend berücksichtigt. Tatsächlich hat die physikalische aber auch organisatorische Umgebung der Netze im Zuge von Liberalisierung und Energiewende deutlich an Komplexität gewonnen. Das Übertragungsnetz spielt in diesem Gesamtsystemkontext die zentrale Rolle, insbesondere für die erfolgreiche Integration erneuerbarer Energien und die Verwirklichung des Elektrizitätsbinnenmarktes.

Methodische Vorgangsweise

Das Simulationsmodell ATLANTIS bildet das Gesamtsystem und dessen mögliche zukünftige Entwicklung (Szenarien) aus Erzeugung, Übertragung und Verbrauch für Kontinentaleuropa ab. Für quantitative Aussagen zur Vollendung des Binnenmarktes und über die Integration erneuerbarer Energien wird ein integrierter Optimierungsansatz angewendet, welcher aufbauend auf den Ergebnissen eines NTC-basierten Market-Coupling-Modells einen DC-Lastfluss (DC-OPF) durchführt. Im Zuge dieses Beitrags wird am Beispiel des deutschen Netzentwicklungsplan 2012 (NEP2012) zunächst untersucht, inwiefern Szenariorahmen-Kraftwerke marktfähig sind. Ein weiterer für die Netzausbauplanung bedeutender Faktor ist der Standort bedarfsgerechter Kraftwerke. Grundsätzlich marktfähige Kraftwerke können netztechnisch Engpässe verursachen. Basierend auf den Simulationsergebnissen wird eine aus netztechnischer Sicht günstige Standortwahl getroffen und deren Auswirkung auf Redispatchumfang und RES-Integration ermittelt.

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz, Inffeldgasse 18, A-8010 Graz, Tel.: 0316 873-7907, Fax: 0316 873-107907, gernot.nischler@tugraz.at bzw. gernotnischler@yahoo.de

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Es kann gezeigt werden, dass der rasante RES-Ausbau und der damit einhergehende Preisverfall an der Strombörse unmittelbare Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke hat. Neben fehlenden Investitionsanreizen für den Neubau von Kraftwerken stellen insbesondere Stilllegungspläne (aus ökonomischen Gründen) von bestehenden Anlagen eine Gefährdung der Systemstabilität dar. Ohne adäquate langfristige Investitionssicherheit werden die in Kürze erforderlichen Inbetriebhalte- und Kraftwerksausbauentscheidungen – wegen der Ungewissheit der Kapitalrückflüsse – wohl nicht getätigt werden. Dies unterstreicht auch

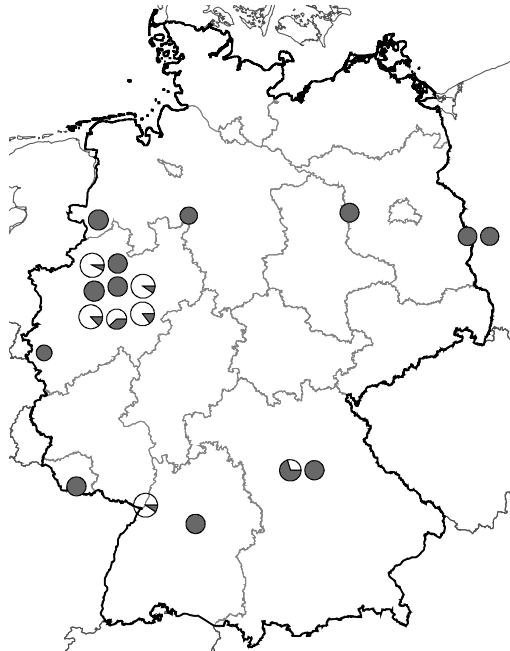


Abbildung 1: Aus einer Simulation mit ATLANTIS geht hervor, dass Szenariorahmen-Kraftwerke¹ einen Großteil ihrer Jahresstromerzeugung nicht marktgetrieben (helles Kreissegment) erzeugen, sondern als Redispatch-Kraftwerke (dunkles Kreissegment) zur Erzeugung beitragen. Ähnliches lässt sich für bestehende Anlagen zeigen. Der Standort (Einspeiseknoten) neuer, bedarfsgerechter Kraftwerke ist daher ein wesentlicher Parameter für die Netzausbauplanung, welcher allerdings bereits im Szenariorahmen entsprechende Beachtung finden muss. In Ergänzung dazu zeigen bereits veröffentlichte Untersuchungen², dass ohne angemessenen Netzausbau die Systemintegration erneuerbarer Energien nur unzureichend gewährleistet ist.

Abbildung 1: Einsatz ausgewählter Szenariorahmen-Kraftwerke für NEP2012 (Startnetz mit 4 HGÜ-Korridoren) im Jahr 2022³

Angesichts der Eigenschaften der erneuerbaren Energien ist eine entsprechende Anpassung und Weiterentwicklung der Marktorganisation eine wesentliche Voraussetzung für die gedeihliche Netzintegration der erneuerbaren Energien in das Gesamtsystem. Die Ausbauplanung des Übertragungsnetzes ist maßgeblich davon beeinflusst, in welchen, zum Teil schwer prognostizierbaren, Entwicklungspfaden sich die Förderung erneuerbarer Energiequellen, Marktorganisation, Speicherung und Verbrauch in den kommenden Jahren verändern. Unbestritten ist die physikalisch bedingte schwierige Steuerbarkeit der Lastflüsse im Höchstspannungsnetz. Bei den erwarteten Durchdringungsraten lastferner EE-Einspeisung ist daher der gerichtete Stromtransport durch steuerbare gerichtete Korridore (z.B. HGÜ-Leitungen) zielführend. Zusätzlich zur Energiedeckungsaufgabe durch Kraftwerke gilt es im Sinne der Netzstützung (Spannungs- und Frequenzhaltung, Kurzschlussströme etc.) auch den dafür entsprechenden sinnvollen Standort im Netz zu bestimmen. Die langen Vorlaufzeiten für Planung und Genehmigung des Netzausbaus und die sich im Gegensatz dazu sehr dynamisch verändernde Umgebung (EE-Ausbau und Förderung, Marktorganisation, Speicher usw.) bedeuten für die Ausbauplanung des Übertragungs- bzw. Verbundnetzes die Festlegung *robuster erster Schritte* und die Notwendigkeit einer *zeitlich rollierenden Planung*.

¹ Derzeit nicht existente Kraftwerke aus dem Szenariorahmen für den NEP 2012

² vgl. Nischler, Stigler, Renner et al.: *Herangehensweise an die Netzplanung im Rahmen des deutschen Netzentwicklungsprozesses 2012 am Energie Zentrum Graz*. IEWT2013. Wien. 2013

³ Dargestellt sind nur Kraftwerke, welche über das Jahr betrachtet für positiven Redispatch eingesetzt werden. Der Durchmesser ist proportional zu den Volllaststunden des jeweiligen Kraftwerkes. KWK-Kraftwerke sind nicht dargestellt, da diese durch die KWK-Förderung nicht unmittelbar im Wettbewerb zu Nicht-KWK-Anlagen stehen. Die Position der Kreise entspricht aus Darstellungsgründen nur ungefähr der tatsächlichen Position

8.3.4 Einfluss der Übertragungsnetzerweiterung im Mittelmeerraum und von solaren Importen aus Nordafrika auf den kontinentaleuropäischen Kraftwerkseinsatz

Bettina BURGHOLZER(*)¹

Inhalt

Um die Klimaziele des Kyoto-Protokolls in Europa erfüllen zu können, ist es notwendig, den Ausstoß von Treibhausgasen wie Kohlenstoffdioxid (CO₂, dient als Referenzwert), Methan (CH₄), Stickstoffmonoxid (N₂O) und Stickstofftrifluorid (NF₃) zu reduzieren. Auch im europäischen Stromerzeugungssektor existieren diesbezüglich noch Einsparungs- und Substitutionspotentiale. Dadurch wurden in den letzten Jahren mehrere Initiativen gegründet, die sich mit der Frage auseinandersetzen, in wie fern die solare Stromerzeugung (Photovoltaik und CSP (Concentrated Solar Power)) im Mittleren Osten und in Nordafrika zu einer nachhaltigeren Stromversorgung in Europa beitragen könnte. Doch aufgrund des arabischen Frühlings wurde es in letzter Zeit eher ruhig um die Initiativen.

In dieser Arbeit werden die Auswirkungen der solaren Stromerzeugung in Nordafrika auf die kontinentaleuropäischen Strommarktpreise im Großhandel untersucht. Zusätzlich werden auch die europäischen Übertragungsnetze und deren Weiterentwicklung, besonders im Mittelmeerraum, genauer analysiert. Dazu wird ein mit der algebraischen Optimierungssprache GAMS programmiertes Fundamentalmodell verwendet. Es werden zwei Modelle erklärt: das eine ermittelt das betriebswirtschaftliche Optimum für den Übertragungsnetzbetreiber bei gegebener Kraftwerksstruktur und kostenminimalen Kraftwerkseinsatz (Variante 1) und das andere das volkswirtschaftliche Optimum unter der Annahme, das Übertragungsnetz sei eine „Kupferplatte“ (Variante 2). Für die energiewirtschaftliche Praxis ist nur ersteres (Variante 1) relevant.

Das Gemischt Ganzzahlige Optimierungsmodell wird mit Daten aus dem Jahr 2012 validiert und anschließend erfolgen Analysen für das Jahr 2030. Hierbei werden mehrere Szenarien untersucht. In Variante 1 wird mit der Annahme begonnen, dass die geplanten Übertragungsnetzausbauprojekte des ENTSO-E (Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber) bis 2030 nicht umgesetzt werden können. Im nächsten Schritt werden die Einflüsse des kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzausbaus untersucht und schlussendlich wird auch die solare Stromerzeugung in Nordafrika mit Übertragungsleitungen im Mittelmeer betrachtet. Dabei wird bei der solaren Stromerzeugung zwischen Photovoltaik- und CSP-Anlagen anhand ihrer technischen Eigenschaften unterschieden. Für Variante 2 werden zwei Szenarien betrachtet: ersteres befasst sich ebenfalls mit der Fragestellung, wie sich der Kraftwerkseinsatz verhält, wenn keine solaren Importe aus Nordafrika im Jahr 2030 möglich sind. Das zweite Szenario berücksichtigt eine installierte Leistung von 20 GW an Photovoltaikanlagen in Nordafrika.

Die Modellergebnisse liefern einen deutlichen Hinweis darauf, dass die höchsten CO₂-Einsparungen mit installierten CSP-Anlagen im Mittleren Osten und Nordafrika erzielt werden können. Dieser Ausbau wiederum impliziert den Übertragungsnetzausbau im Mittelmeerraum, um den erzeugten Strom nach Europa importieren zu können. Auch auf die Großhandelspreise der Strombörsen werden sich die solaren Importe auswirken. Die Marktpreisniveaus können in manchen Regionen deutlich gesenkt werden. Doch aufgrund der volatilsten Stromerzeugung von Erneuerbaren Energietechnologien müssen die flexiblen fossilen Kraftwerke gewisse Leistungskapazitäten in Reserve halten, damit die Stabilität des Netzbetriebs gewährleistet werden kann.

¹ Energy Economics Group (EEG), Gußhausstraße 25-29/370-3, 1040 Vienna, Tel.: +43(0)1-58801-370303, Fax: +43(0)1-58801-370397, burgholzer@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

8.3.5 Netzausbau und Marktmacht – Wie mehr Integration die Wohlfahrt steigert

Alexander ZERRAHN(*)¹, Daniel HUPPMANN(*)¹

Motivation

Über die vergangenen zwanzig Jahre hat die Europäische Union die institutionelle Basis für einen gemeinsamen Markt für elektrische Energie geschaffen. Durch eine Reihe von Richtlinien wurde das Netz für wettbewerbliche Erzeugung geöffnet, worauf sich in der Folge regionale Strombörsen mit transparenten Großhandelspreisen entwickelten. Da Interkonnektoren zwischen Regelzonen jedoch ursprünglich zur Wahrung der Systemsicherheit errichtet worden sind, bleiben viele nationale Märkte noch fragmentiert. Dadurch werden die Möglichkeiten grenzüberschreitenden Wettbewerbs nicht ausgeschöpft. Gleichzeitig hatte in allen Mitgliedsstaaten, außer Polen, im Jahr 2010 der größte Kraftwerkseigner einen Marktanteil von mindestens 20%, in 10 Staaten über 70%. Dieses hohe Maß an Konzentration könnte durch weitere europäische Integration abgeschwächt werden, womit die mögliche Ausübung von Marktmacht gemindert und die Effizienz erhöht würde. Obwohl über verschiedene Formen des *Market Coupling* die institutionelle Grundlage vorliegt, fehlt es hierzu an ausreichender physischer Kapazität der Interkonnektoren. In unserer Studie untersuchen wir, inwieweit kostspieliger Netzausbau zwischen europäischen Ländern Wohlfahrtsgewinne durch reduzierte Marktmacht verspricht.

In ihrem wegweisenden Beitrag zeigten Borenstein et al. (2000) auf, dass in einem simplen Zwei-Knoten-Modell bereits eine Leitung mit vergleichsweise niedriger Kapazität genügt, um eine substantielle Wohlfahrtsverbesserung zu erreichen. Hierbei ist es irrelevant, dass die Leitungskapazität unter Umständen gar nicht ausreicht, um die Drohung mit hartem Wettbewerb tatsächlich zu verwirklichen. Für bestimmte Kapazitäten existiert andererseits gar kein Nash-Gleichgewicht. Aufbauend auf diesen Ideen analysieren wir das europäische Stromsystem und suchen nach dem optimalen Netzausbau im Hinblick auf dessen Wohlfahrtseffekt durch eine Verschärfung des Wettbewerbs. Der Schwerpunkt der ökonomischen Literatur zu Marktmacht von Erzeugern im europäischen Kontext lag in jüngster Zeit eher auf Kraftwerksinvestitionen: So analysiert Léautier (2013) die Investitionsanreize strategischer Firmen unter verschiedenen Bepreisungssystemen für Übertragungskapazität aus theoretischer Perspektive. Pozo et al. (2013) widmen sich dieser Frage in einem numerischen Optimierungsmodell und wenden ihre Methodik auf kleinere Beispielnetze an. Schließlich behandeln Gebhardt und Höffler (2012) die Frage, ob verschiedene Großhandelspreise über Länder hinweg eher durch fehlende Interkonnektorkapazitäten oder mangelnde Anreize zum Wettbewerb resultieren. Dabei vergleichen sie einen theoretischen Benchmark mit den tatsächlichen Daten.

Methodik

Wir schlagen ein dreistufiges Modell vor, in dem ein wohlfahrtsmaximierender Planer die Reaktion der strategischen Erzeuger auf einer Ausweitung der Netzkapazität antizipiert. Auf der untersten Stufe steht hierbei ein *Independent System Operator* (ISO), der den Einsatz wettbewerblicher Kraftwerke optimiert und sicherstellt, dass die Flüsse bei gegebenen Netzkapazitäten technisch möglich sind. Der ISO nimmt dabei den Netzausbau und die Erzeugung strategischer Kraftwerke als gegeben an. Letztere treten auf der zweiten Modellstufe untereinander in Mengenwettbewerb, wobei sie die Reaktionen des ISO einberechnen. Auf der obersten Stufe maximiert ein Systemplaner die Gesamtwohlfahrt. Dieser entscheidet über das Level des Netzausbaus und antizipiert dabei, inwieweit Änderungen der Netztopologie das Nash-Gleichgewicht auf den unteren Stufen beeinflussen. Seine Abwägung besteht zwischen wohlfahrtssteigernden Effekt reduzierter Marktmacht aufgrund höherer Netzkapazitäten und dem kostspieligen Ausbau einzelner Leitungen. Siehe Tabelle für eine schematische Darstellung des Spiels.

¹ DIW Berlin, Mohrenstr. 58, D-10117 Berlin,
{Tel.: 0049 (0)30 89789453, azerrahn@diw.de},
{Tel.: 0049 (0)30 89789378, dhuppmann@diw.de}

Stufe	Timing	Spieler	Entscheidungen
I	Netzausbau	<i>Wohlfahrtsmax. Planer</i>	Investition in Netzausbau
II	Spotmarkt	<i>Strategische Erzeuger</i>	Erzeugung an jedem Knoten
III		<i>ISO</i>	Dispatch wettbewerbblicher Erzeuger, Last, Preise, Netzflüsse

Tabelle 1: Dreistufiges Modell

Um dieses dreistufige Spiel zu lösen, folgen wir der Methodik von Ruiz et al. (2012) und ersetzen das Optimierungsproblem des ISO auf der untersten Stufe mittels Dualitätstheorie durch ein System von Gleichungen und Ungleichungen. Da wir eine elastische Nachfrage verwenden – eine wichtige

Annahme zur Analyse von Marktmacht – erweitern wir hierbei den Ansatz aus der Literatur um Nichtkonvexitäten. Diese Nebenbedingungen der untersten Stufe bilden den Lösungsraum für das Cournot-Nash-Spiel der strategischen Erzeuger, für welches wir die KKT-Bedingungen herleiten. Da die KKT-Bedingungen bei diesem *Equilibrium Problem under Equilibrium Constraints* (EPEC) eine Vielzahl von Gleichgewichten beschreiben können, verwenden wir die erste Stufe des Spiels als Selektionsmechanismus: In einem *Mathematical Program under Equilibrium Constraints* (MPEC) optimiert der Systemplaner die Gesamtwohlfahrt über die Kosten des Netzausbaus und die daraus resultierenden Ergebnisse auf dem darunterliegenden Spotmarkt. Unser Ansatz wählt daher dasjenige Niveau des Netzausbaus, welches in einer *Second Best*-Lösung für die Wohlfahrt resultiert, gegeben, dass sich die Erzeuger strategisch verhalten.

Vorläufige Ergebnisse

Wir haben unser Modell für die Testnetzwerke implementiert, die in Borenstein et al. (2000) vorgestellt sind und replizieren deren Ergebnisse: Für ausreichend große Leitungskapazität kann weiterer Netzausbau keinen Wohlfahrtsgewinn ermöglichen. Für kleinere Kapazitäten hingegen liegen keine Gleichgewichte vor und unser Modell schlägt einen Ausbau des Netzes bis hin zur Erreichung des Cournot-Nash-Gleichgewichts vor.

Ausblick

Wir erweitern unser Modell auf einen europäischen Datensatz und implementieren es für eine stilisierte Repräsentation der *central western Europe* (CWE)-Region. Basierend auf einem ausführlichen Datensatz aggregieren wir hierzu das Höchstspannungsnetz, Erzeugungskapazitäten, sowie die Nachfrage. Neben der Ermittlung des wohlfahrtsoptimalen Niveaus des Netzausbaus, vergleichen wir die Modellergebnisse mit denen eines Benchmark-Falls ohne strategische Spieler: Aus dieser Perspektive analysieren wir in welchem Ausmaß Marktmacht zu Wohlfahrtsminderung führt und eine Erhöhung des Netzausbaus dieser entgegenwirken kann.

Literatur

Borenstein, Severin, James Bushnell, and Steven Stoff, „The Competitive Effects of Transmissions Capacity in a Deregulated Electrical Industry“. *The RAND Journal of Economics*, Vol. 31, No. 2 (Summer, 2000), S. 294 – 325.

Gebhardt, Georg, Felix Höffler, „How competitive is cross-border trade of electricity? Theory and evidence from European electricity markets“. Working Paper (Juni 2012).

Léautier, Thomas-Olivier, „Fred Schweppe meets Marcel Boiteux and Antoine-Augustine Cournot: transmission constraints and strategic underinvestment in electric power generation“. *Toulouse School of Economics Working Papers* N. 13-432 (September 2013).

Pozo, David, Javier Contreras, and Enzo Sauma, „If you build it, he will come: Anticipative power transmission planning“. *Energy Economics* 36 (2013), S. 133-146.

Ruiz, Carlos, Antonio J. Conejo, and Yves Smeers, „Equilibria in an Oligopolistic Electricity Pool With Stepwise Offer Curves“. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 27, No. 2 (2012), S. 752 – 761.

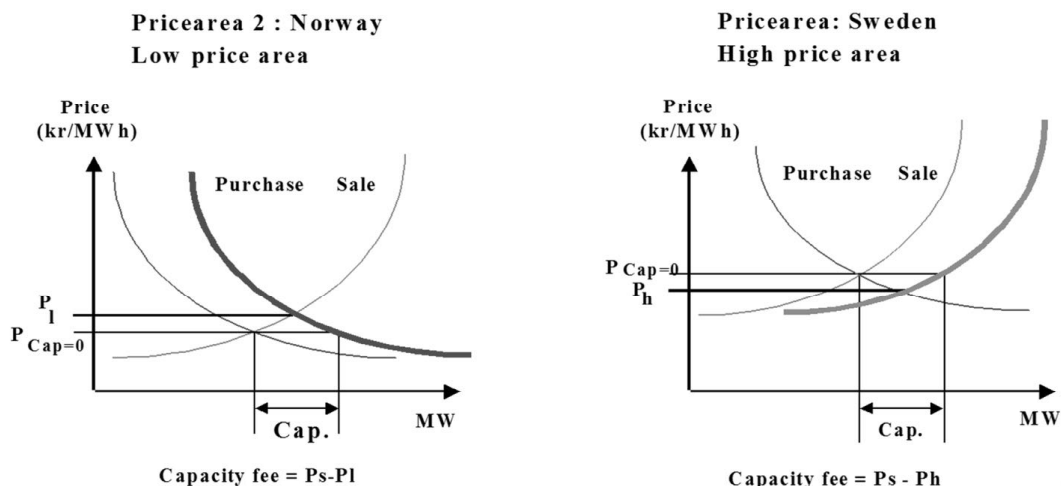
8.3.6 Zur Anwendbarkeit von NTC, PTFD, Energy-Only-Markt, Nodal Pricing – Modelle und Implikationen

Heinz STIGLER¹, Udo BACHHIESL¹

NTC

...ist ein gutes Konzept, die Leitungsbelastung von „langgestreckten“ Elektrizitätswirtschaften zu kontrollieren. So war in Norwegen bereits ein „price-cap“ eingeführt, um die einzige Nord-Süd-Leitung nicht über Gebühr zu belasten.

Dem entspricht die folgende Vorgangsweise: Zuerst wird ein Preis $P_{Cap=0}$ berechnet, der nur auf den Angeboten und Nachfragen des jeweiligen Gebietes beruht. Im Überschussgebiet ergibt sich dann die Preiskurve aus zusätzlicher, nicht preisabhängiger Nachfrage die einer Menge der Kapazität "Cap" entspricht und einer korrespondierenden preisabhängigen Verkaufsmenge im Defizitgebiet. Dies impliziert eine Parallelverschiebung der Nachfragekurve im Überschussgebiet und der Angebotskurve im Knappheitsgebiet. Dieser Mechanismus ermöglicht die Nutzung der gesamten Transportkapazität.



Ähnliche Gegebenheiten findet man auch in Schweden, wo sieben parallele Nord-Süd-Verbindungen als „trunk line“ die im Norden erzeugte elektrische Energie in die Verbrauchsschwerpunkte im Süden Schwedens transportiert werden.

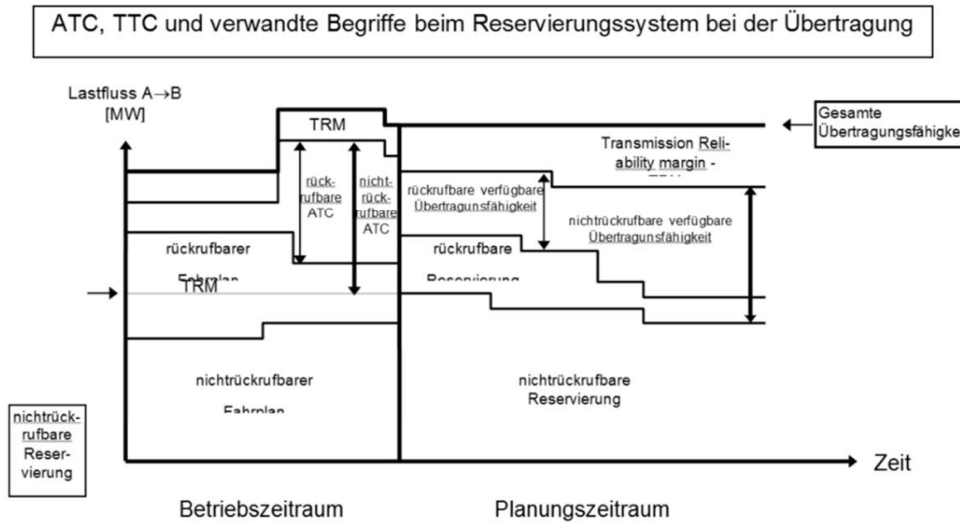
In Großbritannien verbinden zwei parallele Leitungen im Osten und im Westen des Landes den Verbrauchsschwerpunkt im Süden mit dem Norden. Diese beiden Leitungen sind mehrmals quer miteinander verbunden. Im Großen und Ganzen ergibt sich damit auch die Anwendbarkeit eines NTC-Konzepts, wenngleich auch wegen der Querverbindungen von „Zonen“ – mit zunehmendem Abstand von London – gesprochen wird.

Neuseeland weist ebenfalls eine langgestreckte Elektrizitätssystem-Struktur auf, die die Nord- mit der Südinsel verbindet. Auch hier ist ein NTC-Konzept anwendbar.

Australien ist in einem schmalen Randbereich der Meere besiedelbar, sodass sich auch hier ein langgestrecktes Elektrizitätssystem entwickelt hat; auch hier können die Leitungen mittels des NTC-Konzepts ohne Überlastungen betrieben werden.

Der Begriff der „Available Transfer Capability“ ATC – und die davon abgeleitete NTC – kommen auch im amerikanischen Reservierungssystem für die Auslastung von langen Leitungen im amerikanischen Mittelwesten vor.

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 8042 Graz, Inffeldgasse 18, Tel.: +43 (0)316 873 7900, Fax: +43 (0)316 873 7910, stigler@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

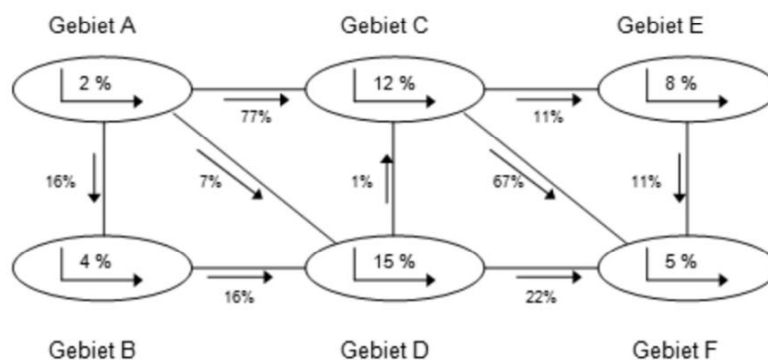


Wie man einfach erkennt, dienen in diesen Ländern NTC-Werte zur Vermeidung von Überlastungen von langen Leitungen, indem man durch „price-caps“ die Entstehung von Überlastungen von Leitungen vermeiden kann.

In dichten, hochvermaschten Übertragungsnetzen wurde bereits 1999 die „Netzantwortmethode“ angewendet, bei denen Kundenbedarf, Erzeugungsquellen und Übertragungssystem eng miteinander verknüpft sind. In solchen Netzen können kritische Übertragungspfade für eine bestimmte Übertragung nicht generell im Voraus identifiziert werden. Der kritische Pfad wird zumeist von den konkreten Bedingungen zu Zeitpunkt der Durchführung der Übertragung abhängen.

Durch eine konkrete Durchleitung in einem eng vermaschten Netz, antwortet das gesamte Netz auf die zusätzliche Belastung. Die Lastflüsse auf jedem Pfad verändern sich entsprechend der Netztopologie, Kraftwerkseinsätzen, Höhe des Kundenbedarfs, andere Durchleitungen durch das Gebiet und Auswirkungen von anderen Transaktionen aus anderen benachbarten Gebieten.

Antwort-Charakteristiken beschränkender Anlagenteile
innerhalb einzelner Regionen aufgrund Übertragung von A nach F



Warum die EU – mit einem hoch vermaschten, flächigen Marktgebiet – das NTC-Konzept als Lösung für die bei der Einführung eines Energy-Only-Marktes zwangsläufig entstehenden Netzengpässe eingeführt hat, ist unklar. Offensichtlich haben nicht-kontinentale ökonomische Denkrichtungen – gestützt auf langgestreckte Elektrizitätssysteme – diese Entscheidung maßgeblich beeinflusst.

Energy-Only-Markt

...ist ein ausgezeichnetes Instrument, mit marktwirtschaftlichen Mitteln eine wohlfahrtökonomische Optimierung zu erreichen. Dabei kommt es zu einem Abtausch des Einsatzes von teureren durch (noch verfügbare) billigere Kraftwerke eines anderen Erzeugers. Der ansonsten teurere Erzeuger erspart sich dadurch die Differenz seiner teureren Erzeugung und dem „Tauschpreis“; der nunmehr liefernde billigere Erzeuger erhält nicht nur seine variablen Kosten sondern zusätzlich die Differenz dieser und dem Marktpreis.

Das EOM-Konzept setzt allerdings eine sogenannte „Kupferplatte“ zwischen allen Erzeugern des Gebietes voraus, das in der Realität nicht gegeben ist. Durch die Netzbeschränkungen kommt es zu Engpässen, die mittels Engpassmanagement (Countertrading, Redispatch usw.) aufzulösen sind. Warum die Kosten dieses Engpassmanagements durch die Netzbetreiber aufzubringen sind, bleibt ein Geheimnis der Erfinder dieser Regelung.

Jedenfalls ist der Energy-Only-Markt nicht in der Lage, entsprechende langfristige Signale für den Zeitpunkt und den Ort künftig erforderlich werdender neuer Kraftwerkskapazitäten zu liefern. Im Gegenteil befördern diese Gegebenheiten sogar die örtliche Allokation neuer Kraftwerkskapazitäten ohne Berücksichtigung der konkreten aktuellen und künftigen Netzgegebenheiten.

Da die Preisbestimmung am Energy-Only-Markt ausschließlich mittels der variablen Kosten der am Markt beteiligten Unternehmen erfolgt, ist ein Marktpreis, der gerade die richtige Höhe hat, sodass auch die fixen Kosten abgegolten werden, ein glücklicher Zufall.

Nodal Pricing

...führt im Ergebnis im Großen und Ganzen zum gleichen Ergebnis wie ein Energy-Only-Markt in Kombination mit Engpassmanagement. Dabei setzt ein zentraler Systemoperator (ISO) alle Kraftwerke seines Gebietes unter Berücksichtigung der beschränkenden Gegebenheiten des Netzes kostenminimal ein. Die eingesetzten Kraftwerke bekommen ihre variablen Kosten ersetzt sowie die Differenz des Knotenpreises (der den Einsatz der einzelnen Kraftwerke unter diesem Knoten determiniert) und den konkreten variablen Erzeugungskosten. Da es beim Nodal Pricing aber sehr viele Knoten im Vergleich zu dem fiktiven einen Knoten des Energy-Only-Marktes gibt, sind die Gewinne der Erzeuger viel geringer.

Diese eher zentralwirtschaftliche Vorgehensweise war bereits 1999 im Gebiet von PJM im Osten der Vereinigten Staaten unter wissenschaftlicher Federführung von Harvard (HEPG) installiert.

Jedenfalls ist hier ein Independent System Operator (ISO) erforderlich, der das System zentral steuert. Da die Kraftwerksbetreiber nur ihre variablen Kosten (samt einem surplus) abgegolten bekommen, ist auch eine Regelung für die Abgeltung der Fixkosten in geeigneter Weise erforderlich.

Aus Sicht der Netzbetreiber stellt das Nodal Pricing eine gute Möglichkeit dar, ihr Netz zuverlässig und sicher zu betreiben. Dies deshalb, da der wohlfahrtsökonomisch günstigste Kraftwerkseinsatz ja unter Berücksichtigung der Netzgegebenheiten gesteuert wird.

Literatur

Stigler, H.: Rahmen, Methoden und Instrumente für die neue Wirtschaftsordnung der Elektrizitätswirtschaft, Diss. TU Graz, 1999.

8.4 NETZBETRIEB - ORGANISATION (SESSION F4)

8.4.1 Netzbetriebliche Herausforderungen der Energiewende

Klaus KASCHNITZ¹, Andrea DUMMER¹, Tahir KAPETANOVIC¹

Inhalt

Der rasche Ausbau der Erneuerbaren in Europa stellt die Übertragungsnetzbetreiber vor neue Herausforderungen. Vor allem der starke Anstieg der installierten Windkraft und PV in Deutschland sowie der beschlossene Ausstieg aus der Atomkraft haben einen deutlichen Einfluss auf den Strommarkt und somit auf das Verhalten von Kraftwerken in Zentraleuropa. In Deutschland waren Ende 2011 29 GW Wind und 25 GW PV installiert, Ende 2012 waren es schon 31,3 GW Wind und 32,6 GW PV - in Summe also eine Steigerung von 18%. Im Elektrizitätssystem zeigen sich somit die folgenden veränderten Faktoren:

- Stark schwankende Ländersalden mit hohen Extremwerten: Der deutsche Regelblock weist beispielsweise Exporte von bis zu rd 12.000 MW auf. Auch das Import/Exportverhalten der Regelzone APG hat mittlerweile eine Schwankungsbreite von über 8.000 MW (über 3.000 Export bis fast 5.000 MW Import) erreicht.
- Stark schwankende Erzeugung, rasche Einspeiseveränderung: In der Regelzone APG traten Einspeiseänderungen der Windkrafterzeugung von ca. 1.000 MW je Stunde auf. Da solche Änderungen nicht exakt prognostizierbar sind ergeben sich hieraus direkte Einflüsse auf das Regelreserveverhalten.
- Reduzierter thermischer Kraftwerkseinsatz: Die erhöhte Einspeisung von Erneuerbaren beeinflusst den Marktpreis und somit auch den Einsatz der konventionellen Kraftwerke. APG war 2013 erstmals damit konfrontiert, dass im Sommer keine thermischen Kraftwerke für kurzfristige Redispatchabrufe zur Verfügung standen.
- Starke Änderungen der Lastflüsse, kritische Netzsituationen in mehreren Ländern gleichzeitig, neue Engpässe: Bei hoher Windeinspeisung im Norden Deutschlands und hoher Abnahme von der Schweiz, Österreich, Ungarn und den Balkanstaaten ergeben sich hohe Nord-Süd-Lastflüsse und kritische Netzsituationen in der gesamten CEE-Region.

In Summe zeigt sich eine steigende Volatilität im gesamten elektrischen Energieversorgungssystem. APG als Übertragungsnetzbetreiber in zentraler Lage muss trotz der genannten erheblichen Veränderungen auch bei durchzuführenden Abschaltungen und bei Störfällen für den sicheren Netzbetrieb sorgen. In diesem kurzfristig veränderlichen Umfeld wird insbesondere die Durchführung langfristiger betriebsnotwendiger Abschaltungen, sei es für den Netzausbau oder für Instandhaltungsarbeiten, erschwert. Immer häufiger resultieren aus der kurzfristigen Betriebsplanung für den nächsten bzw. auch laufenden Tag kostspielige Notmaßnahmen. Der Vortrag wird die netzbetrieblichen Herausforderungen, die im Zusammenhang mit der Energiewende stehen, anhand konkreter Beispiele aus der Vergangenheit darstellen. Die aktuell im Einsatz befindlichen Lösungen für die langfristige und kurzfristige Betriebsplanung und Koordination mit Netzbetreiber-Partner in Österreich und Europa werden erläutert. Abschließend wird ein Ausblick auf die künftige noch stärkere betriebliche Zusammenarbeit im Rahmen der gemeinsamen Initiativen europäischen Übertragungsnetzbetreiber präsentiert.

¹ Austrian Power Grid AG, 1220 Wien, Wagramer Straße 19

8.4.2 Simulation eines europäischen Nodal Pricing

Christopher BREUER(*)¹, Sören PATZACK(*)², Albert MOSER¹

Motivation und Hintergrund

Erneuerbare Erzeugungsanlagen werden aufgrund des Energiedargebots häufig an lastfernen Standorten errichtet. Der erforderliche Transport der Energie in die Lastzentren führt dabei bereits heute zu signifikanten Netzengpässen. Um diese Engpässe langfristig zu beheben, werden in den nächsten Jahren hohe Investitionen in Leitungsaus- und -neubau erforderlich. Fehlende soziale Akzeptanz und lange Genehmigungsverfahren erschweren jedoch den Netzausbau. Aus diesem Grund werden unterschiedliche alternative Maßnahmen diskutiert. Ein möglicher Ansatz ist die Anpassung des aktuellen Marktgebietszuschnitts, der historisch gewachsen ist und sich nicht zwangsläufig an den Engpässen im Übertragungsnetz, sondern vielmehr an den Ländergrenzen orientiert.

Eine extreme Form von Marktgebietszuschnitten ist das sogenannte Locational Marginal Pricing (LMP), auch Knotenpreisverfahren (Nodal Pricing) genannt. Hierbei stellt jeder Knoten ein eigenes Marktgebiet dar. In einem nodalen Elektrizitätspreis sind neben den Erzeugungskosten auch die Übertragungskosten eingepreist. Auch wenn dieses Verfahren einen großen Einschnitt in das bisherige Marktdesign darstellen würde, kann das LMP eine langfristige Option darstellen. So findet es bereits heute in verschiedenen internationalen Energiemärkten (bspw. USA) Anwendung [1]. Neben einer vollen Anwendung eines LMP-Ansatzes ist es zudem möglich, anhand nodaler Preise einen optimierten Zuschnitt von zonalen Marktgebieten zu bestimmen [2].

Methodik

Den Kern der Methodik stellt die Berechnung eines optimalen Lastflusses (OPF) dar, in der nodale Preise für eine Stunde berechnet werden [3]. Durch Erweiterung des OPF zu einem periodischen Ansatz ist es möglich, zeitkoppelnde Restriktionen in der Optimierung zu berücksichtigen. In parallelisierten Teilproblemen (jeweils 24 Stunden) werden zunächst mit einer Startlösung nodale Preise für ein Jahr berechnet (stündliches Raster). In einer nachgeschalteten Methodik wird der Kraftwerks- und Speichereinsatz an den Knotenpreisen optimiert. Der Aufbau des Gesamtverfahrens ist in Abbildung 1 zu sehen.

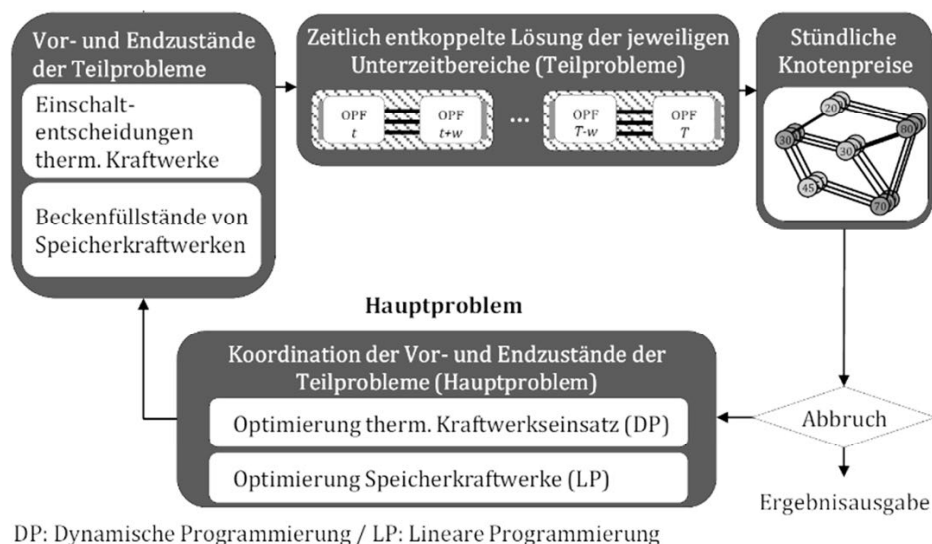


Abbildung 1: Aufbau des Verfahrens zur Simulation von Knotenpreisen

¹ Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), RWTH Aachen, Schinkelstraße 6, Tel.: +49-241-80-94279, cb@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

² Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH), RWTH Aachen, Roermonderstraße 199, 52072 Aachen, Tel.: +49 241 997857-15, soeren.patzack@fgh-ma.de, www.fgh-ma.de

Der Zerlegungsansatz berücksichtigt dabei insbesondere

- ein vollständiges Modell des europäischen Übertragungsnetzes und somit einzelner Sammelschienen und Stromleitungen
- die technischen Randbedingungen des Netzbetriebes (bspw. n-1 Kriterium)
- die Randbedingungen der thermischen und hydraulischen Erzeugung (bspw. An- und Abfahrzeiten thermischer Kraftwerke, Zeitkopplungen hydraulischer Speicherkraftwerke)
- den optimierten Einsatz von lastflusssteuernden Betriebsmitteln (bspw. Phasenschiebertransformatoren oder HGÜs), d. h. sogenannte remedial actions

Exemplarische Untersuchungen

Das simulierte Szenario 2016 basiert auf dem TYNDP sowie dem SOAF Szenario B der ENTSO-E [4] [5]. Die mittleren simulierten Knotenpreise sowie drei extreme Netznutzungsfälle (Hohe Residuallast, Starkwind/Niedriglast, Starkwind/Starklast) sind in Abbildung 2 dargestellt.

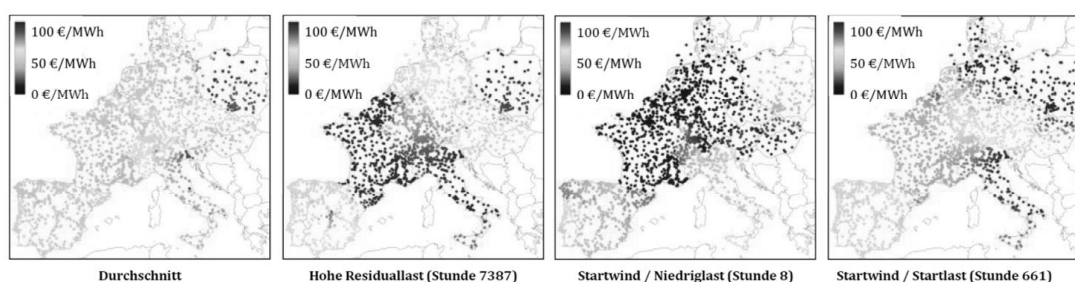


Abbildung 2: Simulierte nodale Preise - Szenario 2016

Bereits die mittleren nodalen Preise zeigen ein unterschiedliches Preisniveau im europäischen Vergleich. Die Grenzkosten der verschiedenen Kraftwerke wirken sich auf die Höhe der nodalen Preise aus, was beispielsweise in Italien zu hohen nodalen Preisen führt. In den Extremfällen sind deutlich die noch vorhandenen Engpässe an den Ländergrenzen erkennbar – diese weisen auf nicht ausreichende Leitungskapazitäten hin. Besonders im Starkwind/Schwachlast-Fall zeigt sich, dass die hohe Windeinspeisung im Norden Deutschlands aufgrund von noch im Bau befindlichen Übertragungsleitungen nicht in den Süden transportiert werden kann. Die nodalen Preise stellen abschließend die Grundlage für weiterführende Untersuchungen (bspw. optimaler Zuschnitt von Marktgebieten, erforderlicher Netzausbau, etc.) dar.

Schlussfolgerungen und Kernaussage

Im Rahmen des Beitrages wurde eine Methodik zur Simulation nodaler Preise entwickelt und erfolgreich an einem Modell des europäischen Übertragungsnetzes angewendet. Die simulierten Preise zeigen deutliche Netzengpässe im System. Sie geben dabei wertvolle Hinweise in Bezug auf geeignete Kraftwerksstandorte oder aber einen erforderlichen Leitungsneubau. Weiterhin stellen die nodalen Preise eine gute Grundlage für weiterführende Untersuchungen (bspw. die Bestimmung optimaler zonaler Marktgebiete) dar.

Literatur

- [1] M. Sahni, R. Jones und Y. Cheng, „Beyond the Crystal Ball,“ IEEE power & energy magazine, pp. 35-42, july/august 2012.
- [2] C. Breuer, „Bestimmung und Bewertung von alternativen Gebotszonen in Europa,“ FGE Jahresbericht, 2013.
- [3] R. D. Zimmermann und C. E. Murillo-Sanchez, „Matpower 4.1 User´s Manual,“ Power Systems Engineering Research Center, 2011.
- [4] ENTSO-E, „Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2012-2030,“ 2011.
- [5] ENTSO-E, „Ten-Year Network Development Plan,“ 2012.

8.4.3 Einfluss von konventionellen Kraftwerken auf die Spannungsstabilität im Übertragungsnetz unter Berücksichtigung dezentraler Erzeugung

Sebastian DIERKES(*)¹, Tobias VAN LEEUWEN¹, Lukas VERHEGGEN¹, Albert MOSER¹

Inhalt

Durch politische Anreize kam es in den vergangenen Jahren zu einem rasanten Ausbau von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) in Deutschland. Auch für die nahe Zukunft ist ein schneller Zubau von erneuerbaren Energien, wie bspw. Wind und Photovoltaik zu erwarten. Da EE-Anlagen bevorzugt an Standorten mit hohem Primärenergiedargebot errichtet werden, kann es zu lokalen Ungleichgewichten zwischen Erzeugung und Verbraucherlast kommen. Dadurch erhöhen sich die mittleren Transportentfernungen und das Übertragungsnetz wird stärker belastet. Lange und stark belastete Leitungen können das System infolge des höheren Blindleistungsbedarfs näher an die Spannungsstabilitätsgrenze bringen. Verstärkt wird diese Problematik durch die Verdrängung von konventionellen thermischen Kraftwerken aufgrund der Vorrangregelung für EE-Anlagen sowie dem deutschen Ausstieg aus der Kernenergie. So stehen im Übertragungsnetz weniger spannungsregelnde Synchrongeneratoren und damit Wirk- und Blindleistungsreserven zur Verfügung. Da EE-Anlagen meist an das Verteilungsnetz angeschlossen sind, liefern sie keinen gleichwertigen Ersatz zur Kompensierung der geringeren Blindleistungsreserven [1].

Methodik

Für die Bewertung der Spannungsstabilität ist eine Überprüfung der Spannungsbänder nicht ausreichend. In der Literatur wird für die Bewertung der Spannungsstabilität häufig der Continuation Power Flow (CPF) [2] verwendet. Es handelt sich hierbei um eine Fortsetzungsmethode erweitertes Lastflussverfahren, um numerische Probleme im Bereich hoher Netzbelastungen zu vermeiden. Ziel dieses Verfahrens ist es, die Spannungsstabilität des Systems zu quantifizieren.

Der im Rahmen der Veröffentlichung entwickelte Ansatz stellt eine Erweiterung des CPFs dar. Um den Einfluss von dezentraler Einspeisung und Lasten sowie deren Rückwirkung auf den konventionellen thermischen Kraftwerkseinsatz auf die Spannungsstabilität bewerten zu können, wird ein mehrdimensionaler Ansatz verwendet. Das System wird, startend bei einer stabilen Netznutzungssituation, in sämtliche mögliche Richtungen ausgelenkt – eine sogenannte mehrdimensionale Parametervariation wird im λ -Raum durchgeführt, siehe hierzu Abbildung 1. Somit ist die Parametervariation von Wirk- und Blindleistung an sämtlichen Netzknoten n gegeben durch

$$\Delta \vec{S}_n = \lambda \cdot T \vec{\Lambda}_i$$

mit dem Kontinuitätsparameter λ , der Parametervariationsrichtung

$$\vec{\Lambda}_i = (\lambda_1, \dots, \lambda_n)^T; \|\vec{\Lambda}_i\| = 1$$

Und der Leistungstransformationsmatrix T , die die einzelnen Dimensionen der Parametervariation λ_i in direkte Leistungsvariation an den Netzknoten transformiert. Über die iterative Anpassung der Parametervariationsrichtung können beliebige Einflussgrößen bewertet werden, wie beispielsweise der Einfluss zusätzlicher Windeinspeisung (z.B. λ_1), der Einfluss zusätzlicher Last (z.B. λ_2) sowie die bedingte Anpassung des Kraftwerkseinsatzes zur Einhaltung der Leistungsbilanz (z.B. λ_3). Die Parametervariation wird bis Erreichen der Spannungsstabilitätsgrenze durchgeführt: $\lambda = \lambda_{max}$. Desweiteren wird in der Methodik eine heuristische Ausfallsimulation zur Ermittlung der kritischen Ausfälle mit maximalem Einfluss auf die Spannungsstabilität durchgeführt. Ein Freiheitsgrad liegt in der Änderung des Kraftwerkseinsatzes. Lastferne Kraftwerke können einen negativen Einfluss auf die Spannungsstabilität haben, da sich die durchschnittlichen Übertragungsentfernungen erhöhen.

¹ Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, Tel.: +49 241 80 96713, Fax: +49 241 80 92197, sd@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

Im Gegensatz dazu, können Kraftwerke in unmittelbarer Nähe zum kritischen Netzbereich unterstützenden Einfluss auf die Spannungsstabilität haben, indem die durchschnittliche Leitungsbelastung und damit Blindleistungsverluste reduziert werden.

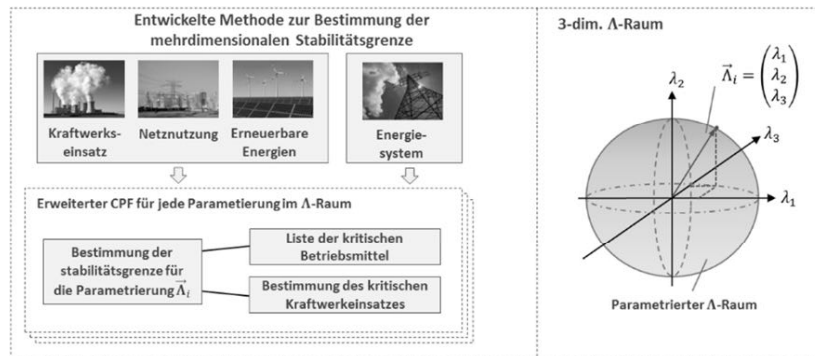


Abbildung 1: Methodik zur Bestimmung der mehrdimensionalen Stabilitätsgrenze

In realen Systemen, mit einer Vielzahl thermischer und hydraulischer Kraftwerke, existiert eine Kombination von Kraftwerkseinspeisungen, die den besten bzw. schlechtesten Einfluss auf die Spannungsstabilität hat. Diese Kraftwerkseinsätze können als Sicherheitsreserve und als der optimale Redispatch im Sinne der Spannungsstabilität interpretiert werden. Im Rahmen der entwickelten Methodik wird die Bewertung des Kraftwerkseinsatzes über eine heuristische Ermittlung der Sicherheitsreserve und des optimalen Redispatches durchgeführt.

Ergebnisse

Die in Abbildung 2 dargestellten Ergebnisse wurden mit einem europäischen Netzmodell [3] berechnet, welches für das Jahr 2016 parametrisiert ist. Dargestellt ist, die bzgl. der Spannungsstabilität, kritische Netzregion im Süden Deutschlands sowie die kritischen Zweig- und Kraftwerksausfälle in dieser Situation. In Grün ist der Kraftwerkseinsatz dargestellt, welcher für die Spannungsstabilität besonders kritisch ist und die Sicherheitsreserve darstellt. Es wird der Einfluss eines Kraftwerks im Süden Deutschlands auf die Spannungsstabilität quantifiziert und die Systemrelevanz des Kraftwerks abgeleitet.

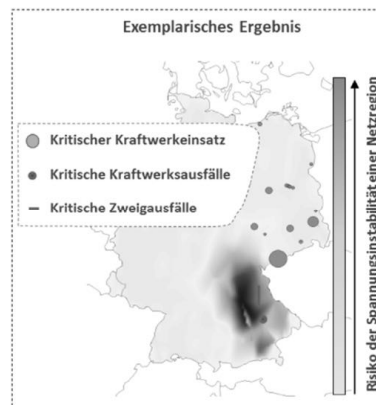


Abbildung 2: Exemplarische Ergebnisse der Methodik

Referenzen

- [1] S. Dierkes, A. Wagner, J. Eickmann und A. Moser, „Wirk- und Blindleistungsverhalten von Verteilungsnetzen mit hoher Durchdringung dezentraler Erzeugung,“ Internationaler ETG-Kongress, Berlin, 2013.
- [2] P. Kundur, Power System Stability and Control, New York: McGraw-Hill Inc., 1994.
- [3] R. Hermes, T. Ringelband, S. Prousch und H.-J. Haubrich, „Netzmodelle auf öffentlich zugänglicher Datenbasis,“ Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Band 59 (2009), Heft 1, S. 76-78, 2009.

8.4.4 Einfluss des Optimierungshorizontes in der Netzbetriebssimulation

Jonas EICKMANN(*)¹, Jens D. SPREY(*)¹, Tim DREES(*)¹,
Albert MOSER¹

Motivation

Das heutige Energieversorgungssystem stammt zu großen Teilen aus einer Zeit vertikal integrierter Unternehmen. Einzelne Unternehmen in der Energiewirtschaft waren für die Produktion, den Transport und den Vertrieb des Stroms zuständig. Strom wurde lastnah vom Großkraftwerk produziert und zu den Verbrauchern transportiert. Die aktuellen Entwicklungen in der Energieversorgungsstruktur zeichnen ein anderes Bild. Aufgrund der europäischen Klimaschutzziele sowie der deutschen Zielsetzungen schreitet der Zubau von regenerativen Erzeugungsanlagen an lastfernen Standorten voran und wird nach dem Energiekonzept der deutschen Bundesregierung bis 2050 weiter zunehmen. Gleichzeitig wurde in Deutschland der Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 beschlossen.

Dieser strukturelle Wandel des Energieversorgungssystems hat zur Folge, dass die Netzstruktur den neuen Anforderungen nicht mehr gewachsen ist und angepasst werden muss. Die in den Netzentwicklungsplänen der letzten Jahre festgehaltenen Netzausbaumaßnahmen schreiten aber bereits jetzt unzureichend voran. Die zunehmend auftretenden Netzengpässe müssen die Übertragungsnetzbetreiber durch Eingriffe, den sog. Redispatch, in den marktseitig bestimmten Kraftwerkseinsatz beheben. Hierbei wird bisher in Deutschland vorrangig in den Fahrplan thermischer Kraftwerke eingegriffen, woraus hohe Kosten resultieren. Ein Rückgriff auf nahezu grenzkostenfreie hydraulische Kraftwerke ist hierbei denkbar, jedoch weisen diese Abhängigkeiten auf, die durch den marktseitig bestimmten Voreinsatz sowie technische Restriktionen determiniert sind und bei einem Einsatz der Speicher im Redispatch Berücksichtigung finden müssen.

Methodik

Im Rahmen dieses Beitrags wird daher ein Verfahren vorgestellt, dass eine Integration von Speichern in eine Netzbetriebssimulation ermöglicht und somit deren Berücksichtigung bei der Behebung von Netzengpässen erlaubt.

Derzeitige Simulationen des Netzbetriebs bilden die technischen Restriktionen des Netzes sowie der konventionellen Kraftwerke in einer einzelnen Stunde, dem sog. Netznutzungsfall, ab. Die Optimierung des Lastflusses resultiert in Maßnahmen, die zur Behebung der auftretenden Netzengpässe erforderlich sind. Um Speicher im Redispatch zu berücksichtigen, ist eine integrierte Betrachtung mehrerer Netznutzungsfälle notwendig, da sich durch die Füllstände der Speicherbecken intertemporale Abhängigkeiten ergeben. Im vorgestellten Verfahren werden diese über die Kontinuitätsgleichung beschrieben und als zeitkoppelnde Restriktionen in die Optimierung des Leistungsflusses integriert.

Das Optimierungsverfahren baut auf dem Security-Constrained Optimal Power Flow (SCOPF) auf. Mittels einer Ausfallsimulation werden kritische Netzzustände simuliert und durch die Aufnahme entsprechender Nebenbedingungen im Optimierungsproblem berücksichtigt. Der (n-1)-Zustand des elektrischen Netzes ist somit gewährleistet.

Die Optimierung erfolgt unter der Zielfunktion der Minimierung von Leitungsüberlastungen, Eingriffen in den Kraftwerksfahrplan sowie den Redispatchkosten, welche auf den Grenzkosten der thermischen Kraftwerke basieren. Als Freiheitsgrade werden im Redispatch die Anpassung der Kraftwerksleistung und die Abregelung von Windkraftanlagen abgebildet. Weiterhin ist über die zeitkoppelnde, geschlossene Optimierung der Einsatz von Speichern im Redispatch möglich. Um den marktseitig bestimmten Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke zu gewährleisten, müssen hierbei die Speicherfüllstände zu Beginn und Ende des Optimierungszeitraums das marktseitig bestimmte Ausgangsniveau der Füllstände einhalten.

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

Eine schematische Übersicht über den Verfahrensablauf ist in Abbildung 1 gegeben.

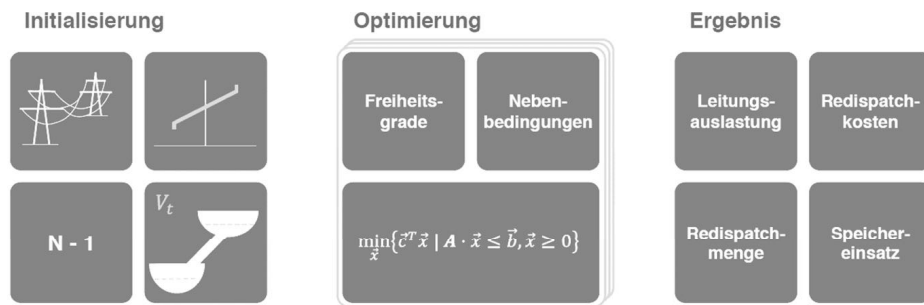


Abbildung 1: Schematischer Verfahrensüberblick

Ergebnisse

Exemplarische Untersuchungen des deutschen Übertragungsnetzes zeigen, dass durch den Einsatz von Speichern grundsätzlich das Redispatchvolumen steigt, die Kosten jedoch gesenkt werden können. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 2a qualitativ aufgetragen. Durch den nahezu grenzkostenfreien Einsatz lassen sich die entstehenden Redispatchkosten zur Erreichung eines sicheren Netzbetriebs reduzieren, da kostenintensive Anpassungen bei thermischen Kraftwerken verringert werden können. Mit steigendem Zeithorizont können hierbei die Pumpspeicherkraftwerke vermehrt in den Redispatch integriert werden und eine Kostenreduktion bewirken. Abbildung 2b zeigt exemplarisch, wie das Speicherbecken als zusätzlicher Freiheitsgrad bei Einhaltung von Vor- und Endzuständen genutzt wird.

Qualitativer Einfluss des Zeithorizonts auf Redispatchkosten und Speichereinsatz

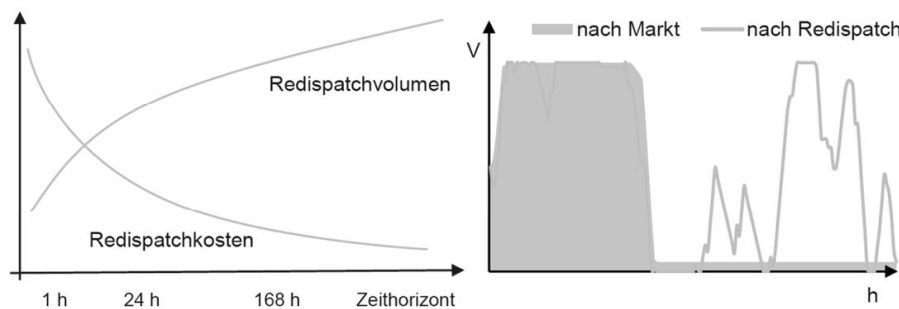


Abbildung 2: (links) Qualitativer Einfluss des Zeithorizonts auf Redispatchkosten und -volumen
(rechts) Qualitativer Verlauf des Speicherbeckenfüllstands nach Markt und nach Redispatch

Gleichzeitig nehmen jedoch durch die größere zeitliche Kopplung der Netznutzungsfälle bei Integration der Speicher der simulative Aufwand sowie Rechenzeit und Speicherbedarf zu. Somit werden mit diesem Beitrag die Fragen beantwortet

- wie der Zusammenhang zwischen Zeithorizont und Redispatchkosten und Speichereinsatz ist,
- welcher Zeithorizont aus Optimierungssicht unter den Gesichtspunkten Rechenzeit, Anzahl der Eingriffe und Kosten optimal ist und
- welche Auswirkungen sich hieraus für den Netzbetrieb ergeben.

Hinweis

Der Beitrag wird im Rahmen des geförderten Forschungsprojektes "Innovative tools for future coordinated and stable operation of the pan-European electricity transmission system (UMBRELLA)", unter dem 7. Rahmenprogramm (RP7) der Europäischen Union (Förderkennzeichen 282775) erstellt.

8.4.5 Analyse ausgewählter Last- und Einspeiseknoten des DACF

Klaus KÖCK(*)¹, Andrea DUMMER², Herwig RENNER¹

Motivation

Im täglichen Geschäft von Übertragungsnetzbetreibern spielt die Vorhersage des Verhaltens von Einspeisern und Lasten im Höchstspannungsnetz eine große Rolle. Hierbei liegt der Fokus der Prognose seitens der Netzbetreiber auf der Detektion möglicher Engpässe und deren Vermeidung. Hierzu ist es im europäischen Netzverband ENSTOe die Standardvorgehensweise sogenannte Day Ahead Congestion Forecasts (kurz DACF) für vordefinierte Zeitpunkte zu erzeugen. Diese Datensätze enthalten das gesamte Netzabbild bestehend aus Leitungen, Transformatoren, Transformatorregelungen und Kompensationsanlagen des jeweiligen Übertragungsnetzes, wie auch die reduzierten Netze der umliegenden Länder, die prognostizierten Knotenlasten und Knoteneinspeisungen wie auch die geplanten Austauschleistungen mit angrenzenden Netzgebieten. Dieser eigenständige Datensatz ermöglicht die Berechnung der Lastflüsse in den abgebildeten Längselementen. Daraus können mittels der sogenannten N-1 Berechnung, welche aus Ausfallsrechnungen jedes einzelnen Elements besteht, Netzengpässe prognostiziert werden. Es liegt hierbei auf der Hand, dass die berechneten Leitungsauslastungen und somit die Aussage bezüglich der N-1-Sicherheit von den prognostizierten Größen der Netzlast, der Erzeugung, wie auch der Austauschleistungen mit dem Ausland abhängen. Die Prognose der korrekten Austauschleistungen stellt in einem Binnenland wie Österreich eine wichtige Komponente dar, da sie den Transit widerspiegelt, welcher einen großen Anteil am Lastfluss hat. Somit hängt die Genauigkeit der prognostizierten Leitungsauslastungen nicht nur von den vorhergesagten Werten der eigenen Regelzone ab, sondern auch derer der anderen Regelzonen. So hat zum Beispiel eine Fehlprognose in Norddeutschland bzgl. der Windeinspeisung starke Auswirkungen auf den gesamten mitteleuropäischen Raum. Auch Schaltzustandsänderungen in Netzen – entweder in der eigenen Regelzone, in unterlagerten Verteilnetzen oder in benachbarten Netzen – haben Auswirkungen auf den Lastfluss und können somit auch die Aussage bezüglich der N-1 Sicherheit beeinflussen.

Prognoseverfahren

Die Analyse der Knotendaten hinsichtlich Prognose und realisierter Leistung geht aus Arbeiten des EU-Projekts Umbrella hervor dessen Datenbasis das Jahr 2011 bildet. Seit an hat sich das Prognoseverfahren weiter entwickelt was auch Auswirkungen auf die Vorhersageunsicherheit hatte.

Zur Erstellung des DACFs wird ein Referenztag bestimmt. Üblicherweise handelt es sich dabei um den Vortag (Di.-Fr.), oder den Tag vor einer Woche (Mo., Sa. und So.). Zu diesem ausgewählten Referenzzeitpunkt sind sowohl die realisierte vertikale Netzlast an jedem Knoten, wie auch der letztgültige Vorhersagewert der Einspeisung von Kraftwerken mindestens in Stundenauflösung verfügbar. Der Datensatz über die realisierten Leistungen (Snapshot) dient als Basis der Berechnung. Sensitivitätsfaktoren, welche Expertenwissen des Netzbetreibers sind und die Auswirkung eines Kraftwerks, welches in einer unterlagerten Netzebene angeschlossen ist, auf die vertikale Netzlast des Höchstspannungsnetzes beschreiben, ermöglichen die Gewichtung der letztgültigen Prognosefahrpläne der Kraftwerksbetreiber je Netzknoten. Somit liegen für den Zeitpunkt der Realisierung Daten über die vertikale Netzlast, wie auch über Einspeisemengen je Höchstspannungsnetzknoten vor. Durch Subtraktion kann aus diesen Daten die eigentliche Last des Übertragungsnetzes bestimmt werden. Diese Last dient als Grundlage für die Berechnung des Prognosedatensatzes. Durch die Prognosewerte der Kraftwerksbetreiber für den Vorhersagezeitpunkt und die oben erwähnten Sensitivitätsfaktoren können wiederum die Einspeisungen je Netzknoten bestimmt werden welche den extrahierten Lastdaten des Referenztages zugezählt werden.

¹ IfEA, TU-Graz, Inffeldgasse 18/I, A-8010 Graz,
{Tel.: 0316/873-7568, Fax: 0316/873-7553, klaus.koeck@tugraz.at},
{Tel.: 0316/873-7557, Fax: 0316/873-7553, herwig.renner@tugraz.at}, www.ifea.tugraz.at

² Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, A-1220 Wien, Tel.: 050/320-56341, Fax.: 050/3201-56341,
andrea.dummer@apg.at, www.apg.at

Somit ergeben sich die prognostizierten vertikalen Netzlasten mit welchen der DACF Datensatz berechnet und die N-1-Sicherheitsprognose durchgeführt wird.

Methodik

Um eine Aussage über die Exaktheit der Prognosen treffen zu können wurden Prognosezeitreihen und Zeitreihen der realisierten Knotenleistung mehrerer charakteristischer Netzknoten untersucht. Dabei handelt es sich um einen Knoten mit reiner Lastcharakteristik, mit der Charakteristik eines thermischen Kraftwerks, derer eines Speicherkraftwerks und eines Knotens mit überwiegender Windeinspeisung wie in Abbildung 1 dargestellt.

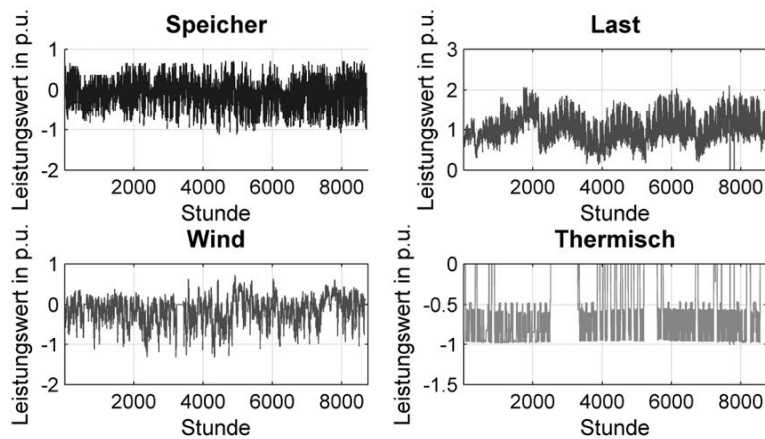


Abbildung 1: Darstellung der realisierten Knotenleistungen je Typ (Last positiv)

Im Zentrum der Analyse steht die Vorhersageunsicherheit, also die Differenz zwischen dem Vorhersagewert und dem tatsächlich realisierten Wert. Um eine Vergleichbarkeit der einzelnen durchaus leistungsmäßig unterschiedlichen Knoten zu ermöglichen wurde als Normierungsbasis die Differenz der 95% und 5% Quantile der Vorhersagezeitreihe je Knoten herangezogen.

Ergebnisse

Wie in Abbildung 2 visualisiert weisen reine Last und gemischte Last-Wind Knoten näherungsweise eine identische Abweichungsverteilung auf, wobei der Knoten mit Windanteil eine höhere Varianz in der Verteilung zeigt. Speicherknoten zeigen eine geringfügig bessere Prognostizierbarkeit als Lastknoten. Der Knoten mit thermischen Erzeuger weist eine vergleichsweise geringe Varianz und somit eine gute Prognostizierbarkeit auf.

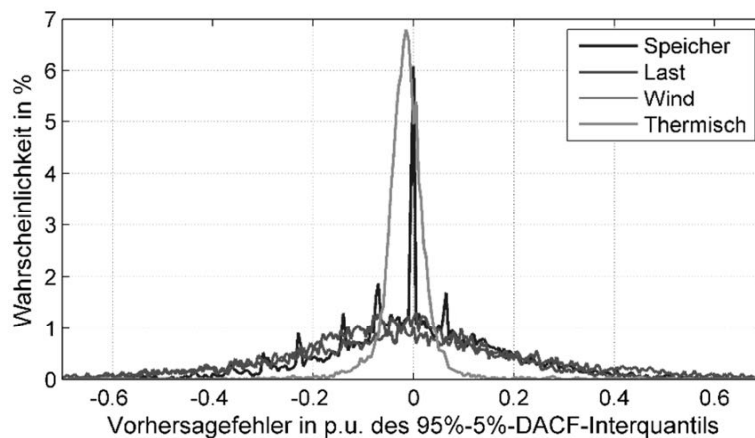


Abbildung 2: Darstellung der Vorhersageunsicherheit je Knotentyp

8.4.7 Lastmodellierung und -visualisierung mittels Geoinformationssystemen

**Martin ROBINIUS¹, Felix ter STEIN(*)¹, Sebastian SCHIEBAHN¹,
Detlef STOLTEN¹**

Inhalt

Der zunehmende Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) führt zu einer stark verteilten und fluktuierenden Stromerzeugungsstruktur. Als Konsequenz entstehen sowohl zeitlich als auch örtlich variierende Residuallasten, wobei die Stromerzeugung durch EE und nicht steuerbare Kraftwerke ebenfalls zu temporären positiven Residuallasten, also Stromüberschüssen, führen kann. Die Standorte zukünftiger Energiespeicher und Anwendungskonzepte, wie beispielsweise „Power to Gas“, müssen sich daher an netztechnischen Gegebenheiten und der örtlichen Verteilung der EE sowie der Residuallast orientieren. Aus diesem Grund wird zur Bestimmung der örtlich aufgelösten Residuallasten neben der Erzeugungs- und Netzstruktur ebenfalls das lokale Verbrauchsverhalten benötigt. Ziel dieses Artikels ist es daher, die Verbrauchslast möglichst genau örtlich zu modellieren und zu visualisieren. Dabei lassen sich grundsätzlich zwei Ansätze zur Modellierung unterscheiden: Top-Down und Bottom-Up. Beim Top-Down-Ansatz wird die Last ausgehend von Lastdaten (ENTSO-E, ÜNB) auf die Gebiete (Landkreise, Gemeinden) über einen modellierten Schlüssel von „oben-nach-unten“ aufgeteilt. Bei Bottom-Up wird, basierend auf gemessenen oder standardisierten Lastprofilen, die Last von „unten-nach-oben“ modelliert. In diesem Artikel wird der Top-Down-Ansatz zur Modellierung verfolgt. Als Basis werden die frei zugänglichen Daten von Übertragungsnetzbetreibern, statistischen Ämtern usw. analysiert und aufbereitet. Diese Indikatoren und Zeitreihen werden anschließend mithilfe eines Geoinformationssysteme (GIS) visualisiert und miteinander verglichen. GIS ermöglichen es dem Anwender Indikatoren zur Lastmodellierung zu referenzieren und visualisieren. Bereits bestehende Methodiken werden anhand ihrer Vor- und Nachteile bewertet. Weiterhin wird die genaue Abgrenzung bereits bestehender Methodiken und die Herangehensweise der hier modellierten Verbraucherlast herausgestellt.

¹ Forschungszentrum Jülich IEK-3, Wilhelm-Johnen-Straße, 52428 Jülich,
{Tel.: +49 2461 61-3077, m.robinius@fz-juelich.de},
{Tel.: +49 2461 61-2251, f.ter.stein@fz-juelich.de},
{Tel.: +49 2461 61-8731, s.schiebahn@fz-juelich.de},
{Tel.: +49 2461 61-3076, d.stolten@fz-juelich.de},
www.fz-juelich.de/iek/iek-3

8.5 REGELENERGIE (SESSION F5)

8.5.1 Das *hybridVPP*-Konzept – Demand Response unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen

Gregor TALJAN¹, Franz STREMPFL¹, Christoph GUTSCHI²,
Helfried BRUNNER³

Problembeschreibung

In verschiedenen Europäischen Forschungsprojekten und -aktivitäten wurden erste Ansätze für virtuelle Kraftwerke (Virtual Power Plants, VPP) mit dem Fokus auf den Handel in ausgewählten Energiemärkten entwickelt. Diese VPPs nutzen Wirkleistungsbeschränkung von aggregierten Lasten, verteilte Erzeuger und eventuell auch Stand-by-Erzeugungskapazitäten wie Notstromversorgungen als Ressource für Dienstleistungen, welche an verschiedene Kunden wie Energiehändler oder Übertragungsnetzbetreiber geliefert werden können. In der Regel wird in diesen VPP der Zustand des Verteilnetzes nicht berücksichtigt und daher werden zusätzlich mögliche Dienstleistungen vernachlässigt.

Auf der anderen Seite gibt es technische bzw. netzgetriebene VPPs, welche Lasten und Erzeuger bzgl. Blind- und Wirkleistung regeln, um die Parameter des Verteilnetzbetriebs innerhalb der erlaubten Grenzen zu halten und so die Versorgungssicherheit zu gewährleisten bzw. zu erhöhen. So hat auch die Stromnetz Steiermark GmbH in den letzten Jahren beispielweise beim UW Judenburg einige Smart Grid Ansätze erfolgreich getestet. Diese Methoden sind Teil der Idee von Smart Grids, jedoch sind in vielen europäischen Ländern unter den derzeitigen regulativen Rahmenbedingungen noch keine erfolgreichen Geschäftsmodelle für derartige VPPs umsetzbar.

Lösungsansatz

Das *hybridVPP* verbindet die Vorteile von wirtschaftlichen und technischen VPP-Lösungen in einem Gesamtkonzept. Dadurch soll einerseits der sichere Betrieb des Verteilnetzes auch bei intensiven Demand Response Aktivitäten gewährleistet werden und andererseits die Wirtschaftlichkeit von technischen Demand Response Lösungen für den Verteilnetzbetrieb verbessert sowie das auftretende Balancing-Problem gelöst werden.

Jeder Abschnitt des Verteilnetzes wird dabei in Echtzeit in unterschiedliche Kritikalitätsstufen von „unkritisch“ bis „hoch kritisch“ eingeteilt, zusätzlich kann der Netzbetreiber vom *hybridVPP* Schaltmaßnahmen anfordern. Aus diesen Informationen errechnet das *hybridVPP* basierend auf den kurzfristig vorgegebenen Anforderungen aus Netzbetrieb und Stromhandel mögliche Schaltvarianten und ermittelt die kostengünstigste Option. Anforderungen aus dem Netzbetrieb haben dabei Vorrang gegenüber Anforderungen aus dem Stromhandel. Bei erforderlichen Maßnahmen im Verteilnetz hat wiederum die Blindleistungssteuerung Vorrang gegenüber der Wirkleistungssteuerung.

Zusätzlich bietet das *hybridVPP*-Konzept die Möglichkeit, das Geschäftsmodell an die spezifischen regulatorischen Anforderungen in verschiedenen europäischen Ländern anzupassen.

¹ Stromnetz Steiermark GmbH, Leonhardgürtel 10, A-8010 Graz,
{Tel.: +43 (316) 90555-52717, gregor.taljan@stromnetzsteiermark.at},
{Tel.: +43 (316) 90555-52700; franz.strempfl@stromnetzsteiermark.at},
www.stromnetzsteiermark.at

² cyberGRID GmbH – a TOSHIBA group company, Inkustrasse 16, A-3400 Klosterneuburg,
Tel.: +43 664 855 6991, cg@cyber-grid.com; www.cyber-grid.com

³ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, A-1210 Wien,
Tel.: +43 50550-6382, Mobil: +43(0) 664 620 78 75, helfried.brunner@ait.ac.at; www.ait.ac.at

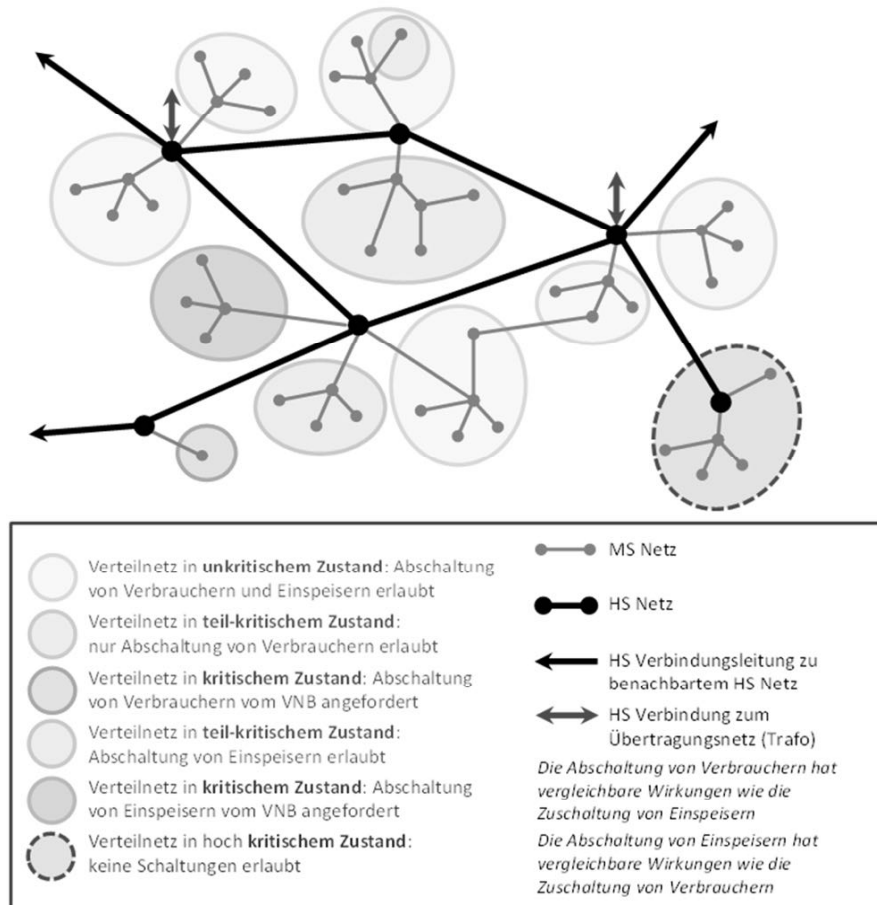


Abbildung 1: Schematische Beschreibung der möglichen Einflüsse des Verteilnetzbetriebs auf die Freiheitsgrade des hybriden VPP mittels Kritikalitätsstufen

Projektausblick

Das vorgestellte Konzept soll im Rahmen des Projektes „*hybridVPP4DSO*“ weiterentwickelt und im Labormaßstab bestätigt werden. Projektteilnehmer sind AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Stromnetz Steiermark GmbH, cyberGRID GmbH, TU Wien, Energetic Solutions, Grazer Energieagentur GmbH, Elektro Ljubljana, Steweg Steg GmbH und Elektro energija d.o.o. Das Projekt wird voraussichtlich vom österreichischen Klima- und Energiefonds im Rahmen des Forschungs- und Technologieprogramm „e!MISSION.at – Energy Mission Austria“ gefördert werden.

Das Projekt „*hybridVPP4DSO*“ wird im 2. Quartal 2014 starten und ist für eine Laufzeit von 30 Monaten geplant. Im ersten Schritt ist eine umfassende Problemanalyse in den Verteilnetzen von Stromnetz Steiermark und Elektro Ljubljana geplant. Darauf aufbauend wird im zweiten Schritt mittels Simulationen das *hybridVPP*-Konzept weiterentwickelt und an die lokalen Netzsituationen angepasst. Anschließend wird das Konzept im dritten Schritt im Laborumfeld technisch realisiert. Parallel dazu werden Fragen der Wirtschaftlichkeit und des regulatorischen Rahmens untersucht und passende Geschäftsmodelle entwickelt. Weitere Projektschwerpunkte sind die Untersuchung der technischen und informationstechnischen Sicherheitsaspekte sowie eine vergleichende Analyse der Anwendbarkeit in Österreich (Schwerpunkt Wasser- und Windkraft) bzw. Slowenien (Schwerpunkt Photovoltaik) unter Berücksichtigung der jeweiligen Unternehmensorganisation sowie der jeweiligen regulatorischen Vorgaben.

8.5.2 Demand Response im österreichischen Regelenergiemarkt im Kontext der Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU – Analyse anhand internationaler Erfahrungen

Michaela KOLLAU¹, Stefan VÖGEL¹

Inhalt

Die Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU trat mit 5.12.2012 in Kraft und muss innerhalb von 18 Monaten umgesetzt werden (bis 5.6.2014). Artikel 15 ist mit Energieumwandlung, -übertragung bzw. -fernleitung und -verteilung betitelt und betrifft mit dem Thema Demand Response auch nationale Energieregulierungsbehörden. Es wurde untersucht ob es Adaptionsbedarf beim österreichischen Marktsystem gibt und was gegebenenfalls bei der Umsetzung der Richtlinie in nationales Recht beachtet werden muss. Konkret wurde das Ziel festgelegt in diesem Zusammenhang den Regelenergiemarkt sowie Erfahrungen innerhalb Europa zu analysieren und die Auswirkungen abzuschätzen.

Methodik

Nach einer ersten Analyse des Artikels 15 der RL 2012/27/EU und der betroffenen Teile des österreichischen Marktsystems kann ein Adaptionsbedarf für Österreich abgeleitet werden, da u.a. die Förderung des Marktzuganges von Verbrauchern und der Marktteilnahme am Regelreservemarkt sowie die neue Rolle des Aggregators in der Richtlinie erwähnt werden.

In die Analyse werden auch die relevanten Network Codes „Electricity Balancing“ & LFCR („load frequency control & reserve“) einbezogen, da in den derzeit vorliegenden Versionen Lasten ausdrücklich angesprochen werden und nicht diskriminiert werden dürfen. Um das Thema auf internationaler Ebene zu vertiefen wurde von CEER (Council of European Energy Regulators) nach einer Umfrage unter den Regulatoren eine öffentliche Konsultation zu Marktaspekten von Demand Side Flexibility (DSF) durchgeführt. Diese Konsultation beinhaltet Fragen zu Optionen/Nutzen und möglichen Barrieren zu Auswirkungen der Umsetzung des Artikels 15 der Energieeffizienzrichtlinie und zu den Kosten und Nutzen von DSF. Innerhalb der Konsultationsperiode wurden diverse Stakeholder (Industrie, Forschung etc.) zu einem Workshop eingeladen um die Diskussion zu vertiefen.

Ergebnisse

Basierend auf den ersten Ergebnissen der Analyse betreffend Regelenergiemarkt wurden bereits Änderungen erarbeitet und teilweise schon Maßnahmen umgesetzt. Unter anderem wurde von der APG das Marktforum Regelenergie² aufgesetzt, in dem in einem offenen, diskriminierungsfreien und transparenten Prozess das Regelwerk weiterentwickelt wird - es kann sich jeder Interessierte einbringen. Weiters wurde das Netznutzungsentgelt³ für Anbieter von Regelenergie festgelegt und veröffentlicht. Dieses Netznutzungsentgelt führt zur Gleichbehandlung von Teilnehmern auf der Lastseite bei Abruf von negativer Regelenergie (d.h. Bezug aus dem Netz) durch den Regelzonenführer.

Auf internationaler Ebene wurden die Antworten aus der Konsultation und dem Workshop analysiert und Schlussfolgerungen für Österreich abgeleitet.

Quellen

Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU

Regulatory and Market Aspects of Demand-Side Flexibility, A CEER Public Consultation Document, Sustainable Development Task Force, Ref: C13-Ref: C13-SDE-38-03

¹ E-Control Austria, Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien, Tel.: 01 24724-0, {michaela.kollau@e-control.at, stefan.voegel@e-control.at}, www.e-control.at

² www.apg.at/de/markt/2013/10/07/marktforum

³ Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012-Novelle 2014, www.e-control.at

8.5.3 Integration des Regelenergiemarkts am Beispiel von Österreich, Italien und Slowenien

Tara ESTERL(*)¹, Daniel BURNIER DE CASTRO², Hans AUER²,
Rusbeh REZANIA³, Georg LETTNER³

Motivation

Aufbauend auf den Framework Guidelines von ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) werden derzeit von der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) *Network Codes* entwickelt. Zwei dieser *Network Codes* betreffen die technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen für Regelreserve: Der *Network Code on Load Frequency Control and Reserves* (NC LFCR) [1] enthält Vorschläge für EU-weite Richtlinien in Bezug auf die technischen Rahmenbedingungen, der *Network Code on Electricity Balancing* (NC EB) [2] entsprechende Richtlinien zu marktregulatorischen Vorschriften. Gemeinsame Prinzipien für die Beschaffung, Aktivierung bzw. den Austausch von Regelenergie und die Verrechnung von Ausgleichsenergie sollen dabei die derzeit heterogenen Regelenergiemärkte harmonisieren. Außerdem soll durch die neuen Rahmenbedingungen die vermehrte Teilnahme von dezentralen Einheiten, wie Demand Response und verteilte Erzeugung (bspw. Photovoltaikanlagen) an den Regelenergiemärkten angeregt werden. Die in diesem Paper vorgestellten Analysen sind Teil des EU-Projektes eBADGE [3]. Dieses hat das Ziel, aufbauend auf einem Simulator der drei Regelenergiemärkte und zwei Demo-Projekten, einen optimalen gesamteuropäischen intelligenten Regelenergiemarktmechanismus vorzuschlagen.

Methodische Vorgehensweise

Für die Integration von Regelenergiemärkten und damit für den länderübergreifenden Austausch von Regelenergie ist sowohl die Implementierung von funktionierenden Marktarchitekturen als auch ein Mindestmaß an Harmonisierung notwendig. Die Prinzipien, Herausforderungen und die Vor- bzw. Nachteile der verschiedenen Marktarchitekturen für den Austausch von Regelenergie werden analysiert, wie u.a. ein TSO-TSO Modell mit einer gemeinsamen Merit Order. Dabei werden die Angebotsabgabe, der Bieterwettbewerb sowie für die Umsetzung relevante, praktische Prozesse berücksichtigt. Außerdem werden die Regelenergiemärkte in Österreich, Italien und Slowenien anhand ausgewählter Gestaltungsparameter untersucht, die in Abb dargestellt sind. Darauf aufbauend erfolgt die Bewertung einer verstärkten Integration der Regelenergiemärkte.

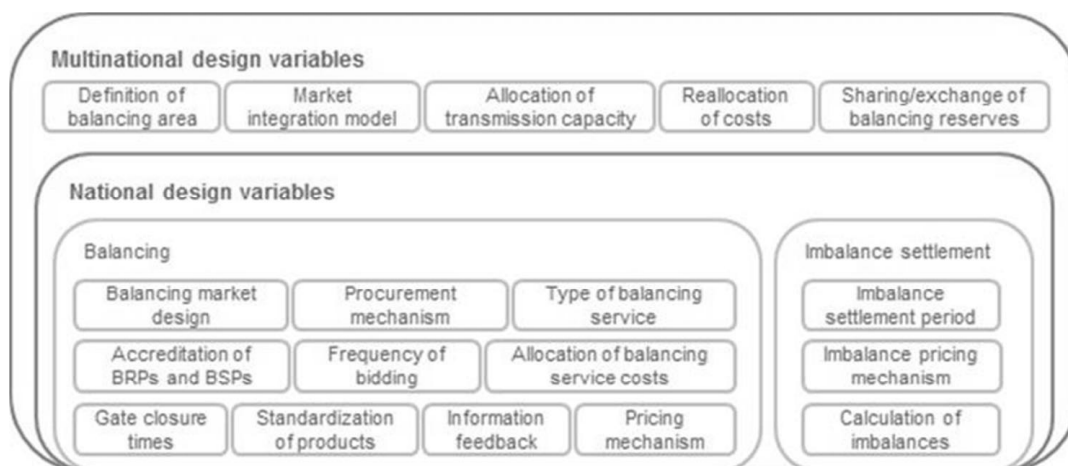


Abbildung 1: Ausgewählte Design-Parameter für die Analyse von länderübergreifenden Regelenergiemärkten

¹ AIT Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 2, 1210 Wien,
Mobil: +43 664 8157810, Fax: +43 50550-6390, tara.esterl@ait.ac.at, www.ait.ac.at

² EEG Energy Economics Group

Ergebnisse

Eine Marktarchitektur für den Austausch von Regelenergie zwischen den Ländern Österreich, Italien und Slowenien wird vorgeschlagen. Zusätzlich werden für die betrachteten Länder potenzielle Chancen und Risiken sowie mögliche Veränderungen, die mit der Einführung eines integrierten Regelenergiemarktes einhergehen, identifiziert. Notwendige Harmonisierungsmaßnahmen für einen integrierten Regelenergiemarkt werden abgeleitet. In diesem Zusammenhang werden auch die verschiedenen Marktdesigns für Regelenergiemärkte wie *self-dispatch* (Design in Österreich und Slowenien) und *central-dispatch* (Design in Italien) verglichen und die Herausforderungen im Zusammenhang mit dem gemeinsamen Handel von Regelenergie dargelegt.

Literatur

- [1] ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity, "Network Code on Load-Frequency Control and Reserves." 28-Jun-2013.
- [2] ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity, "Draft of the Network Code on Electricity Balancing v1.30." 16-Oct-2013.
- [3] eBADGE, "Project Description," 2013. [Online]. Available: <http://www.ebadge-fp7.eu/project-description/>. [Accessed: 13-Aug-2013].

8.5.4 Regelenergie durch Windkraftanlagen

**Malte JANSEN(*)¹, Dominik SCHNEIDER(*)¹, Malte SIEFERT¹,
Eike ERDMANN², Niklas NETZEL³, Markus SPECKMANN⁴,
Markus STOBRAWE⁴, Werner CHRISTMANN⁵**

Übersicht

Im Zuge der Energiewende wird in Deutschland inzwischen mehr als 25% der verbrauchten Elektrizität aus Erneuerbaren Energie bereitgestellt. Diese Energie speist sich zu einem großen Teil aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Aus diesem Grund wird es zunehmend notwendig, dass sich auch Erneuerbare Energien an der Bereitstellung von Systemdienstleistung beteiligen. Die Reform des Erneuerbaren-Energie-Gesetzes (EEG) bietet Erneuerbaren Energien seit Anfang 2012 die Möglichkeit am Markt teilzunehmen. Dies beinhaltet explizit auch die Teilnahme an den Märkten zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen. In diesem Kontext wird Regelleistung bereits von Biogasanlagen erfolgreich bereitgestellt. Bis jetzt haben Windkraftanlagen allerdings keine Regelleistung bereitgestellt. Dies liegt hauptsächlich daran, dass die Regularien für den Regelleistungsmarkt eine Teilnahme nicht ermöglichen.

Um dies zu ändern, führte das Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) dazu das Projekt „Windenergie durch Windkraftanlagen“ zusammen mit dem Windkraftanlagenhersteller Enercon, dem Windparkbetreiber Energiequelle sowie den Übertragungsnetzbetreibern Amprion und Tennet durch. In diesem Projekt wurde ein neues Verfahren entwickelt, mit denen Windkraftanlagen Regelleistung vorhalten, erbringen und somit auch am Regelleistungsmarkt teilnehmen können. Zentral dabei sind die Angebotserstellung sowie eine Methode zum Nachweis der Regelleistungserbringung. Die technische Umsetzbarkeit des Verfahrens wurde abschließend in einem Feldtest gezeigt.

Angebotserstellung

Die Angebotserstellung von Windkraftanlagen für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt muss derart geschehen, dass die Systemsicherheit zu keinem Zeitpunkt gefährdet wird. Von Teilnehmern am Regelleistungsmarkt wird in Deutschland eine Zuverlässigkeit von 100% gefordert, welche aufgrund von Ausfallwahrscheinlichkeiten nicht erreicht werden kann. Auf Basis von Erfahrungswerten wurde im Projekt eine Zuverlässigkeit des Angebots von 99,994% festgelegt. Diese Zuverlässigkeit bedeutet, dass die tatsächlich vorgehaltene Regelleistung nur in 0,006% der Fälle unterhalb der angebotenen Menge liegen darf. Um dieses Sicherheitsniveau mit Windkraftanlagen einhalten zu können, wurden für die Kalkulation des Regelleistungsangebots probabilistische Windleistungsprognosen verwendet. Diese Prognosen liefern die Leistung eines Windparks oder eines Windparkpools, die mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit erreicht oder übertroffen wird. Darauf aufbauend wurden unterschiedliche Angebotsstrategien entwickelt, die Potenziale für Regelenergie durch Windkraftanlagen ermittelt und der Einfluss der Regularien am Regelleistungsmarkt auf die Potenziale untersucht.

Nachweismethode

Im Projekt wurden zwei verschiedene Nachweismethoden für die Erbringung von Regelleistung betrachtet. Die erste Methode wird „Verfahren Fahrplan“ genannt, die zweite Methode „Verfahren möglich Einspeisung“. Letztere wurde innerhalb des Projekts entwickelt.

¹ Fraunhofer IWES, Königstor 59, D-34119 Kassel,
Tel.: +49 561 7294-465, malte.jansen@iwes.fraunhofer.de, www.iwes.fraunhofer.de

² Enercon GmbH, Teerhof 59, D-28199 Bremen,
Tel.: +49 421 24415-233, eike.erdmann@enercon.de, www.enercon.de

³ Energiequelle GmbH, Hauptstraße 44, D-15806 Zossen,
Tel.: +49 33769 871-720, netzel@energiequelle.de, www.energiequelle.de

⁴ Amprion GmbH, Von-Werth-Straße 274 D-50259 Pulheim,
Tel.: +49 2234 85-54200, markus.stobrawe@amprion.net, www.amprion.net

⁵ TenneT TSO GmbH, Bernecker Strasse 70, D-95448 Bayreuth, Tel.: +49 921 50 740-4516

Beim „Verfahren Fahrplan“ wird entsprechend den derzeit geltenden Regularien der Fahrplanwert der Windenergieanlage als Referenzwert angenommen, d.h., dass die Vorhaltung bzw. der Abruf der Regelleistung stets relativ zum diesem Wert erfolgt. Folglich wird eine Fahrplanabweichung um den Wert der abgerufenen Regelleistung als korrekte Lieferung angesehen. Dieses Verfahren ist gut für konventionelle Kraftwerke geeignet, da diese ihren Fahrplanwert mit großer Wahrscheinlichkeit einhalten können. Für Windenergieanlagen mit ihrem volatilen Einspeiseverhalten würde die Anwendung dieses Verfahrens bedeuten, dass sie ständig gedrosselt laufen müssten, um ihren auf probabilistischen Prognosen aufbauenden Fahrplan einzuhalten. Dies würde zu großen Energieverlusten führen und bringt sowohl ökologische als auch ökonomische Nachteile mit sich.

Beim „Verfahren mögliche Einspeisung“ wird als Referenz für die Vorhaltung und den Abruf von Regelleistung der Wert der möglichen Einspeisung genutzt. Die mögliche Einspeisung ist die Leistung, welche die Windkraftanlage produziert hätte, wenn sie nicht abgeregelt worden wäre. Während der Vorhaltung von negativer Regelleistung würde die Anlage beispielsweise ungedrosselt gefahren. Beim Abruf der negativen Regelleistung werden die Anlagen dann relativ zur möglichen Einspeisung um die abgerufene Leistung abgeregelt. Somit treten keine Energieverluste für die Einhaltung eines Fahrplans auf. So ermöglicht das „Verfahren mögliche Einspeisung“ Minimierung der Energieverluste eine Erhöhung der Wirtschaftlichkeit.

Feldtest

In einem abschließenden Feldtest wurde das „Verfahren mögliche Einspeisung“ demonstriert und dessen technische Umsetzbarkeit gezeigt. Der Feldtest wurde anhand von zwei Windparks der Projektpartner Energiequelle und Enercon mit jeweils knapp 40 MW Nennleistung durchgeführt. Während des Feldtests stellten die beiden Windparks sowohl positive als auch negative Regelleistung bereit. Dies geschah in einem Teil des Feldtests durch das Nachfahren eines vorgegebenen Regelleistungsabrufs, der sich an das zurzeit angewandte Präqualifizierungsverfahren anlehnt. In dem anderen Teil des Feldtests reagierten die Windparks auf Abweichungen der Netzfrequenz von der Sollfrequenz, wie dies bei der Erbringung von Primärregelleistung der Fall ist. Insbesondere durch die schnelle Reaktion der Windkraftanlagen auf das Sollsignal konnte gezeigt werden, dass Windparks bereits heute technisch in der Lage sind, Regelleistung bereitzustellen.

8.5.5 Teilnahme von Photovoltaikanlagen an der Primärregelleistung

Daniel UNGER(*)¹, Stefan LAUDAHN(*)¹, Bernd ENGEL¹

Einleitung

In Deutschland und vielen weiteren Ländern schreitet der Zubau von erneuerbaren Energien stark voran. An sonnigen Tagen trägt die Photovoltaik (PV) bereits heute einen großen Teil zur Stromproduktion bei. Gleichzeitig sinkt damit auch der Anteil an laufenden konventionellen Kraftwerken, welche bisher für das Netz wichtige Systemdienstleistungen erbracht haben. Eine Systemdienstleistung davon ist die Vorhaltung von Primärregelleistung (PRL). Sinkt der Anteil an konventionellen Kraftwerken, müssen mehr und mehr dezentrale Anlagen auch die Vorhaltung der PRL übernehmen.

In Zukunft könnten so auch PV-Anlagen freiwillig oder verpflichtend einen Beitrag zur PRL leisten. Um jeweils positive und negative Regelleistung zu erbringen, müssen die Anlagen abgeregelt betrieben werden. Das heißt die Anlage nutzt nicht den optimalen Arbeitspunkt, es geht Energie verloren. Die Alternativen können deshalb elektrische Energiespeicher sein, welche die PRL statt der PV-Anlage vorhalten. Als dritte Möglichkeit ist noch ein Hybridsystem denkbar, wobei die PRL teilweise durch die PV-Anlage und teilweise durch den Speicher erbracht wird.

Sowohl Speicher als auch PV-Anlagen können ihre Leistung der Frequenz sehr schnell anpassen. Die von ihnen gelieferte PRL hat somit eine hohe Wertigkeit. Dem Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch wird präziser entgegengewirkt als mit konventionellen, thermischen Kraftwerken.

In Abbildung 1 ist der Verlauf der Netzfrequenz für den 05. September 2012 in sekundlicher Auflösung dargestellt. Es sind deutlich die stochastischen und deterministischen Abweichungen (zu den Stundenwechseln) zu sehen [1]. Die Netzfrequenz wird von den Übertragungsnetzbetreibern gemessen und auf ihren Internetseiten veröffentlicht.

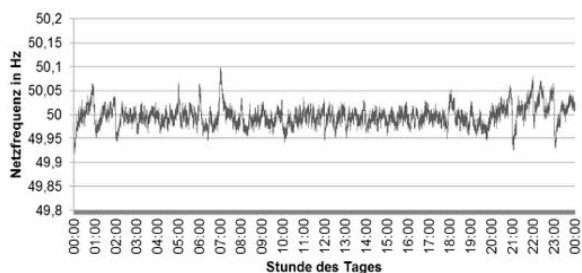


Abbildung 1: Netzfrequenz

Die PRL wird in dem Bereich zwischen 49,8 Hz und 50,2 Hz linear von den an der Bereitstellung teilnehmenden Anlagen erbracht [2].

Bereitstellung durch das Abregeln von PV-Anlagen

Während die Primärregelung bei einer Frequenz über 50 Hz einfach durch das Abregeln der PV-Anlage umzusetzen ist, kann eine Erhöhung der Einspeiseleistung bei Unterfrequenz nur durch ein dauerhaftes Abregeln der Anlagen erreicht werden. In Abbildung 2 illustriert die blaue Linie die beispielhafte Einspeiseleistung einer PV-Anlage über einen Tag. Bei einer durchgängigen Beteiligung der Anlage an der PRL mit 5 % der Anlagennennleistung muss die Anlage auch um diesen Wert abgeregelt betrieben werden (rote Linie). Somit geht kontinuierlich eine Energie von etwa 5 % der Anlagennennleistung über die Betriebszeit verloren. Im Beispiel beträgt der Verlust 10 %. Eine alternative Möglichkeit ist die Beteiligung an der PRL in Abhängigkeit der aktuellen Leistung (grüne Linie). Im Vergleich zum unregulierten Betrieb geht hier die Energie von 5 % verloren. Gerade bei einem geringen Tagesertrag durch bewölkten Himmel geht beim Fall 5 % von P_{nenn} verhältnismäßig viel Energie durch die Abregelung verloren.

Die Leistungsreduktion bei Überfrequenz wird nach der VDE-AR-N 4105 [3] bereits heute ab einer Frequenz von 50,2 Hz gefordert und ist somit technisch kein Problem.

¹ TU Braunschweig, Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen - elenia, Deutschland, Tel.: +49 531 391 7704, d.unger@tu-braunschweig.de

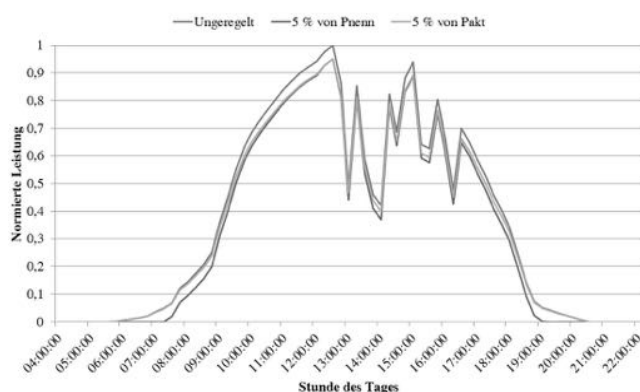


Abbildung 2: Beispielverlauf der PV-Leistung über einen Tag

Die monetäre Bewertung erfolgt zum einen mit verschiedenen Vergütungssätzen, zum anderen mit beispielhaften Börsenpreisen (siehe Langfassung). Gerade die Börsenpreise sinken durch den Merit-Order-Effekt bei einer hohen PV-Einspeisung. Zu diesen Zeiten sind die Opportunitätskosten einer Vermarktung an der Börse somit geringer. Hinsichtlich der Effizienz des Energieversorgungssystems in der Zukunft lohnt es sich, PV-Anlagen gerade zu diesen Zeiten für die PRL zu nutzen.

Bereitstellung durch elektrische Energiespeicher

In Abbildung 3 ist der Verlauf des Speicherstandes für den Frequenzverlauf aus Abbildung 1 dargestellt. Die Berechnungen wurden mit der Software Matlab von MathWorks ebenfalls in sekundlicher Auflösung durchgeführt. Dabei wurde nach [4] ein Lithium-Ionen-Speicher mit einer Selbstentladung von 0,2 % pro Tag und einem Wirkungsgrad von 90 % berechnet. Aus den Berechnungen können die Alterung und die Energieverluste hergeleitet und monetär bewertet werden.

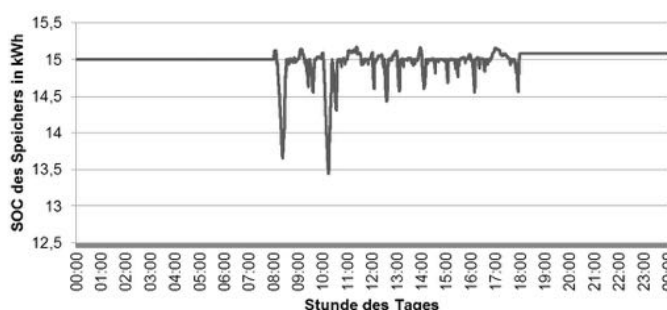


Abbildung 3: Verlauf des Speicherstandes während der Teilnahme an der PRL

Es gibt zwei Möglichkeiten der Teilnahme von Speichern an der PRL. Zum einen ist das der Betrieb nur während der Betriebszeiten der PV-Anlage (wie in Abbildung 3) bei einem verpflichtenden Betrieb. Zum anderen ist auch ein Betrieb während eines längeren Zeitraums, zum Beispiel für eine Woche und 24 Stunden am Tag, möglich.

Zusammenfassung und Ausblick

In der vorliegenden Untersuchung wird anhand von Modellierungen und Messungen von PV-Anlagen und Speichern die Teilnahme an der PRL untersucht (siehe Langfassung). Dabei wird hinsichtlich der Effektivität und Effizienz der Teilnahme die Bereitstellung durch PV-Anlagen, durch Speicher und durch ein Hybridsystem betrachtet. Die Energieverluste werden mit der Kapitalwertmethode über den Betriebszeitraum monetär bewertet und verglichen. Die Kosten werden den Erlösen durch die Teilnahme am PRL-Markt in Deutschland gegenübergestellt.

Literatur

- [1] Weißbach, T.: Verbesserung des Kraftwerks- und Netzregelverhaltens bezüglich handelsseitiger Fahrplanänderungen. Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6 Nr. 586. Düsseldorf, VDI-Verlag, 2009.
- [2] Anhang D 1, Transmission Code 2003 des VDN.
- [3] VDE FNN: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, VDE-AR-N 4105, Berlin, 2011.
- [4] Evans, A., Strezov, V., & Evans, T. J.: Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(6), 2012.

8.5.6 Kosten- und CO₂-Effekte von Power-to-Heat im Markt für negative Sekundärregelleistung

Diana BÖTTGER¹(*), Thomas BRUCKNER¹

Inhalt

Zur Sicherstellung einer zuverlässigen Stromversorgung werden verschiedene Systemdienstleistungen benötigt. Zurzeit werden diese u.a. bedingt durch das derzeitige Marktdesign vorwiegend von konventionellen Kraftwerken erbracht. So ist Sekundärregelleistung in Deutschland für einen Zeitraum von einer Woche vorzuhalten, was eine Markteintrittsbarriere z.B. für erneuerbare Energien darstellt. Die Vorhaltung negativer Sekundärregelleistung kann im Fall geringer Residualstromnachfrage zu einer hohen Must-Run Stromerzeugung von Grundlastkraftwerken führen. Da sich in solchen Zeiten in der Regel geringere Großhandelspreise einstellen, führt dies zu hohen Opportunitätskosten. Zukünftig kann sich dieser Konflikt noch verstärken, wenn der Anteil wetterabhängiger Stromerzeugung weiter zunimmt.

Power-to-Heat-Anlagen in Fernwärmenetzen könnten negative Sekundärregelleistung verhältnismäßig preisgünstig bereitstellen, da es sich um eine marktreife Technologie handelt. Die Auswirkungen einer Verfügbarkeit von Power-to-Heat-Anlagen auf dem Markt für negative Sekundärregelleistung auf Kosten und CO₂-Emissionen der Stromversorgung werden für das Jahr 2012 sowie für die Zukunft für das Jahr 2025 modellgestützt untersucht.

Methodik

Mithilfe des Strommarktmodells MICOES-Europe wird der stündliche Kraftwerkseinsatz aller deutschen Kraftwerke unter Einbeziehung der Stromtransfers mit den über Grenzkuppelstellen verbundenen Nachbarländern untersucht. Im Modell werden der Großhandelsstrommarkt sowie der Regelenergiemarkt (Sekundär- und Minutenreserve) abgebildet. Ziel der gemischt-ganzzahligen Optimierung, die insbesondere techno-ökonomische Charakteristika thermischer Kraftwerke berücksichtigt, ist die kostenminimale Deckung des Strombedarfs im Großhandelsmarkt bei gleichzeitiger Erfüllung der Leistungsvorhaltung für Regelenergie.

Einerseits wird eine Untersuchung für das historische Jahr 2012 durchgeführt. Hierfür werden die relevanten Daten dieses Jahres (Stromverbrauch, Einspeisung aus erneuerbaren Energien, Brennstoff- und CO₂-Preise, Kraftwerksverfügbarkeiten etc.) dem Modell in Form von Parametern vorgegeben. Dazu wird ein Szenario, in dem 1.000 MW Power-to-Heat(P2H)-Anlagen für negative Sekundärregelleistung zur Verfügung stehen, einem Referenzszenario ohne P2H-Anlagen gegenübergestellt.

Ergänzend erfolgt eine zweite Analyse für ein zukünftiges Jahr 2025, in dem Deutschland einen Anteil von erneuerbaren Energien in Höhe von 54 % am Nettostromverbrauch erreicht sowie endgültig aus der Nutzung der Kernenergie ausgestiegen sein wird. Für diese Untersuchung werden Annahmen über die Struktur des Kraftwerksparks sowie des Brennstoffpreinsniveaus getroffen. Als Wetterjahr wird das Jahr 2012 zugrunde gelegt. Auch für dieses Analysejahr werden zwei Szenarien verglichen: Im Referenzfall gibt es keine P2H-Anlagen und im zweiten Szenario stehen ebenfalls 1.000 MW P2H-Anlagen für den Markt für negative Sekundärregelleistung zur Verfügung.

¹ Universität Leipzig, Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement, Grimmaische Straße 12, D-04109 Leipzig, Tel.: +49 (0) 341/ 97 33 518, +49 (0) 341/ 97 33 538, {diana.boettger@wifa.uni-leipzig.de, bruckner@wifa.uni-leipzig.de}, www.wifa.uni-leipzig.de/iirm/energiemanagement.html

Ergebnisse

Im Jahr 2012 lägen die volkswirtschaftlichen Kosteneinsparungen der Stromerzeugung durch 1.000 MW P2H-Anlagen in Höhe von 24 Mio. € unterhalb ihrer Kapitalkosten in Höhe von 40 Mio. € bei heutigen Anlagenpreisen. Allerdings wäre es mithilfe der P2H-Anlagen möglich gewesen, die CO₂-Emissionen des Stromsektors im gesamten Jahr 2012 um 0,5 % (1,36 Mio. t) zu reduzieren. Dieser Effekt resultiert aus der Vermeidung von Must-Run-Stromerzeugung von Grundlastkraftwerken, welche in Zeiten geringer Residuallasten für Systemdienstleistungen am Netz bleiben müssen.

Im Jahr 2025 können die P2H-Anlagen zu einer Reduktion der volkswirtschaftlichen Stromerzeugungskosten in Höhe von rund 100 Mio. € beitragen. Diese Einsparung würde deren Kapitalkosten um mehr als das Doppelte übersteigen. Der positive Effekt fiel bei zu erwartenden Kostensenkungen der P2H-Anlagentechnik noch größer aus. Zusätzlich könnten mithilfe der P2H-Anlagen die CO₂-Emissionen Deutschlands um 1 % (2 Mio. t) gesenkt werden.

Fazit

Power-to-Heat-Anlagen in Fernwärmenetzen können die systembedingte Verpflichtung von Grundlastkraftwerken zum Must-Run-Betrieb auflösen und flexibel negative Sekundärregelleistung bereitstellen. Bei steigenden Anteilen von erneuerbaren Energien und Kostensenkungen der P2H-Anlagentechnik ist in den nächsten Jahren damit zu rechnen, dass die eingesparten Kosten die Investitionskosten übersteigen. Zusätzlich kann mit dieser Technologie der Ausstoß von CO₂ verringert werden.

9 STREAM G: EFFIZIENTER ENERGIETRÄGEREINSATZ

9.1 BIOMASSE UND WINDENERGIE (SESSION G1)

9.1.1 Verbesserte Nutzung der Windkraft durch Anordnung neuartiger Windturbinen auf Bergen und Gewässern

Herbert JERICHA¹, Emil GÖTTLICH¹

Inhalt

Nach neuesten Erkenntnissen muss der CO₂ Gehalt der Atmosphäre so niedrig wie möglich gehalten werden. Yasuki Shirakawa hat durch seine Veröffentlichung „The impact of atmospheric CO₂ concentration above 400 ppm“ veröffentlicht in „Global CCS Institute“ im Nov. 2013 mitgeteilt dass: „with 400 ppm CO₂ in the atmosphere we have crossed an historic threshold and entered an new danger zone ... we all have to take note what that means.“ In Anbetracht dessen hat das Institut für Thermische Turbomaschinen und Maschinendynamik der Technischen Universität Graz zwei neue Windmaschinen entwickelt, die starke Winde in schwierigem Gelände erfassen können. Für eine senkrecht stehende Windturbine wurde durch die TU Graz Förderung für das entsprechende bereits erteilte Patent erhalten.

Windturbine mit vertikaler Achse

Eine derartige Windturbine nützt höhere Windgeschwindigkeiten aus und ist für starke Schwankungen im Wind resistent. Eine derartige Windturbine (siehe Bild 1) ist mit einer vertikal ausgerichteten Mittelachse und drei rotierenden Schaufeln ausgestattet, die im Zentrum gelagert sind und im Profil große Höhe und lange Profillängen beinhalten. Rundherum angeordnete Leitschaufeln ermöglichen eine Windwirkung, die über dreiviertel des Umfanges wirkt. Diese Schaufeln sind drehbar und auf die Windrichtung einstellbar. Wesentlich ist, dass die Laufschaufeln mit ihren Profilen nur halb so schnell rotieren, wie die Grundplatte der Schaufeln. Die Aufstellung erfolgt auf einem stabilen Fundament ohne Mast, das bedeutet, dass die Windturbinen daher auf Bergen und bei entsprechend starkem Wind betriebssicher arbeiten können. Der in solcher Art erzeugte Strom wird entweder durch Kabel ins elektrische Netz geliefert, oder kann auch als Speicherstrom genutzt werden. Der große Vorteil dieses Vorschlages liegt in der breiter Verwendungsmöglichkeit für hohe Windgeschwindigkeiten, wozu auch die Drehbarkeit der Schaufeln beiträgt, die völlig an die Windrichtung anpassbar sind.

Windturbine zur Konvertierung von katabatischen Winden

Die zweite vom Institut entwickelte Windturbine (siehe Bild 2) ist für katabatische Winde geeignet. (katabatische Winde sind Winde die von großer Höhe herabstürzen und dann mit großer Geschwindigkeit über die Oberfläche von Gewässern dahinstreichen, z.B. die Bora oder der Mistral im Mittelmeer) Die Maschine ist daher eine Windturbine mit horizontaler Achse, die durch die einströmende Luft in Drehwirkung versetzt wird. Durch eine spezielle Strömungsführung wird erreicht, dass der Druck hinter den Laufschaufeln abgesenkt wird und damit eine höhere Druckdifferenz über den Rotor abgebaut wird. Sie ist auf Schiffen und Katamaranen montierbar, wobei diese durch die Schwimmfähigkeit des an Kabeln geführten Schiffes sich genau auf die Windrichtung einzustellen vermag.

Beide Turbinensysteme können in Windparks zusammengefasst werden und leisten so einen Beitrag zu völlig CO₂-freier Energieerzeugung. Gerade die Zusammenarbeit der Windturbinen mit senkrechter Achse und die Anordnung von katabatischen Turbinen mit waagrechter Achse lässt große Vorteile erwarten.

¹ Institut für Thermische Turbomaschinen und Maschinendynamik, Technische Universität Graz, Inffeldgasse 25A, 8010 Graz, {Tel.: +43 316 873 7725, jericha@ttm.tu-graz.ac.at}, {Tel.: +43 316 873 7231, emil.goettlich@tugraz.at}, www.ttm.tugraz.at

Die katabatischen Turbinen auf ihren Schiffen sind leicht transportierbar, sodass sie von einer günstigen Windlage in eine andere gebracht werden können. In diesem Falle wäre ein Stromspeicherschiff erforderlich. Es ergibt sich so aber die Möglichkeit große Gebiete mit starker Windleistung in energiearmen Ländern technisch zu erfassen und so zu versorgen.

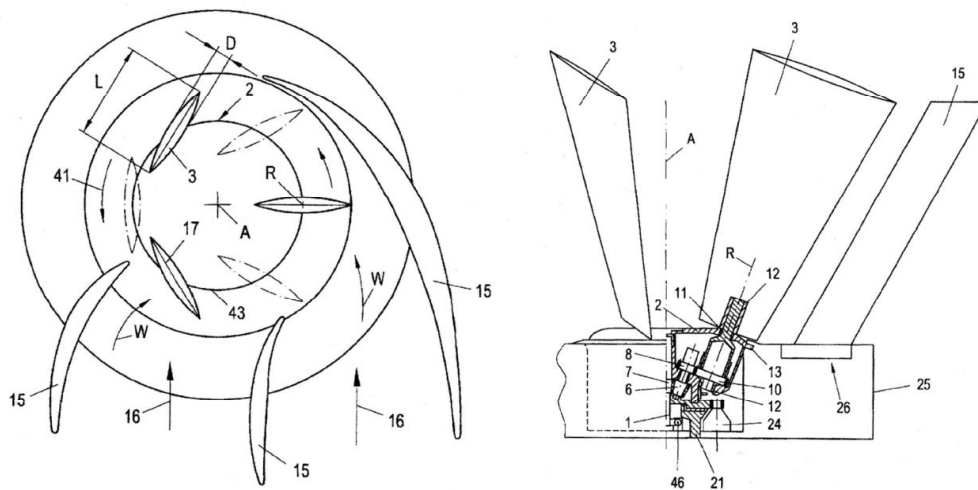


Abbildung 1: Windturbine mit vertikaler Achse (links: Mittelschnitt der Beschauelung, Sicht von oben, rechts: Getriebe und Verstellmechanismus der Schaufeln)

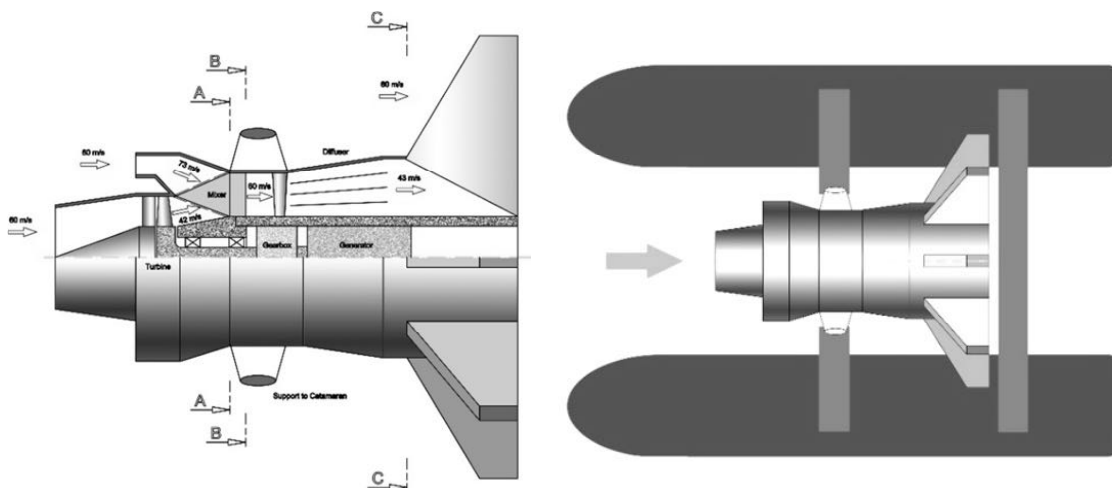


Abbildung 2: Windturbine zur Konvertierung von katabatischen Winden (links: Schnitt, rechts: Turbine auf Katamaran, Blick von oben)

9.1.2 Optimierungssystem für die Betriebsführung von Windparks (WOST)

Franz ZEILINGER¹, Jürgen PRAMMER¹

Inhalt

Die Energieerzeugung aus Wind hat eine rasante Entwicklung genommen. Von wenigen MW sind viele Betreiber rasch in den Bereich von 100 MW oder mehreren 100 MW vorgestoßen. Typische Windparks bestehen aus 4 bis 12 Windkraftanlagen, wobei jede Anlage 1 bis 3 MW leisten kann. Die von den Lieferanten der Windkraftanlagen selbst angebotenen Überwachungssysteme sind auf die Instandhaltungs- und Herstellerbedürfnisse zugeschnitten. Es wurde aber rasch klar, dass die Erfordernisse der Betreiber nur mit Systemen, die die Energieerzeugung bei möglichst optimierten Betrieb unter Einbindung der Wartung bereitstellen, abgebildet werden können. Auch aus Gründen der Einheitlichkeit und Vergleichbarkeit wird ein herstellerübergreifendes Betriebsführungssystem benötigt.

Solche Systeme sind in der Lage, aus den Hunderten Daten und Informationen aus den einzelnen Windkraftanlagen aussagekräftige und übersichtliche Indikatorwerte zusammenzufassen und unausgedünnt zusammen mit den Betriebsführungswerten in kurzem Zeitraster zur Verfügung zu stellen und zu hinterlegen. Die Bewertung und Auswertung wird sofort zur Laufzeit durchgeführt.

Der hinterlegten Soll - Leistungsgang wird sofort mit der erzeugten Leistung verglichen, auf Leistungsabweichung permanent überwacht und als Meldung ausgegeben. Dadurch erfolgt eine zeitnahe und enge Überwachung aller Windkraftanlagen hinsichtlich der garantierten Leistung des eingesetzten Typs. Auch laut Herstellerbetriebshandbuch erlaubte Leistungsreduktionen werden so sofort erkannt und es ist eine unmittelbare Reaktion darauf möglich. Zusätzlich steht mit dieser Funktion ein Indikator für die optimale Einstellung der Windkraftanlage bereit. Laufend werden die Stillstands- und Ausfallinformationen der Anlage in Bewertungen einbezogen und die Nettoverfügbarkeit ausgegeben. Daraus kann die Vertragsverfügbarkeit, die mit dem Anlagenhersteller normalerweise vereinbart ist, kontrolliert werden.

Mit dem Betriebsüberwachungs- und Optimierungssystem steht somit eine umfassende Kontroll- und Dokumentationsinstanz zur Verfügung. Bei Betreibern mit Wartungsverträgen mit den Windkraftanlagenherstellern können diese unterstützt und die Einsätze gemeinsam mit dem Betreiber optimiert werden. Für Betreiber die ihre Windkraftanlagen selber überwachen und warten stellt das System die ursächlich nötige Verbindung zu den Windkraftanlagen her. Die komplette Führung der Wartungseinsätze ist in diesem Betriebsführungssystem integriert und kann so optimal an Tagen, die die Justierung der Windkraftanlage bei gewünschter Windgeschwindigkeit ermöglicht, vorgenommen werden.

Alle Windkraftanlagen können als Betriebsübersicht so dargestellt werden, dass mit einem Blick der Zustand der Anlagen, Abweichungen, Störungen und Stillstände erkennbar sind. Das vorgestellte System stellt eine Mehrausnutzung des Winddargebotes sicher und einen Zeit- und Qualitätsgewinn bei der Wartung sowie eine Verlängerung des Gesamtlebenszyklusses bei der Windkraftanlage bereit.

Zur Wirtschaftlichkeit des Systems trägt die Anschlussmöglichkeit an praktisch alle großen Windkraftanlagenhersteller wie ENACRON; WESTAS, Siemens, REPower, die Implementierung auf virtuellen Servern und die Informationsweitergabe an einer Vielzahl von Berichts-, Informations- und Datenbankschnittstellen bei. Im System können neben den Wetterdaten aus den Windparks selbst großflächige Wetter- und Umweltinformationen bis hin zum Vogelflugradar einbezogen werden. Das entwickelte System ist bereits bei fast 20 Windparks und einer Gesamtleistung bei mehr als 200 MW von der täglichen Betriebsführung über die Monatsberichte bis zu Datenbereitstellung im Einsatz.

¹ Dataview Handels- und Systemberatungs- GesmbH, Kruppstraße 10, A-2560 Berndorf, {franz.zeilinger@dataview.at, juergen.prammer@dataview.at}

9.1.3 Energiewende warum? Wann? Und wie?

August RAGGAM¹

Inhalt

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.

- Die Energiewende wird einerseits durch den Klimawandel und andererseits durch die explodierenden Preise der immer knapper werdenden fossilen und atomaren Ressourcen erzwungen.
- Um 56% der Primärenergie in Haushalten, Industrie, Gewerbe, Verkehr, 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.
- 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.
- So wie jetzt weiterzumachen (weiterzuwursteln) können wir uns in Wahrheit gar nicht leisten! Politiker werden für ihr gefährliches Fehlverhalten gerade stehen müssen.
- Die Ausreden, wir hätten zu wenig erneuerbare Energien, vor allem Biomasse, halten nicht. Dies sind Angstbehauptungen der Fossil- und Atomlobbyisten.
- Jedes Land, das etwa 0,2 Hektar Grund je Einwohner aufweist, kann sich mit Energie, Lebensmitteln und biogenen Rohstoffen selbst versorgen.
- Die gefährliche Steigerung der Weltdurchschnittstemperatur um 2°C und die damit verbundenen Anspringreaktionen können durch Humusaufbau und Holzkohleneinbringung in unsere Böden und durch die Energiewende verhindert werden.
- Alles Geld in eine neue, nachhaltige und kreislaforientierte Kombination von Land- und Forstwirtschaft!
- Unsere Zukunft liegt in der Hand der Bauern und Grundbesitzer, die uns ausreichend mit Sonnenenergieformen, geerntet von ihren Grundflächen, versorgen können.
- Je schneller wir uns von Öl, Gas, Kohle, Geothermie, Atomkraftwerken und vom Traum der Kernfusion verabschieden, umso mehr Elend und Leid bleibt uns erspart.
- „Die Welt hat genug für jedermanns Bedürfnisse, aber nicht für jedermanns Gier.“ (Mahatma Gandhi)

¹ KWB - Kraft und Wärme aus Biomasse GmbH, Industriestraße 235 A-8321, St.Margarethen/Raab, Tel.: +43 3115 6116, Fax: +43 3115 6116-4, office@kwb.at

9.1.4 Potenziale der energetischen Nutzung von Biomasse in der Steiermark

Julia GRILL¹, Andreas HAMMER¹, Harald RAUPENSTRAUCH¹

Inhalt

Die Versorgung mit elektrischem Strom, Wärme und Treibstoffen wird in der Steiermark aus der Nutzung unterschiedlichster Energieressourcen gewährleistet. Treibstoffe aus fossilen Quellen werden importiert, ein Teil des Biodieselbedarfs wird hingegen im Bundesland direkt produziert. Elektrische Energie wird aus erneuerbaren Energieträgern wie Wasser, Wind und Solarenergie, aber auch aus Erdgas, Kohle und Nebenprodukten der Industrie, z.B. Gichtgas, sowie aus brennbaren Abfällen gewonnen. Die Wärmebereitstellung erfolgt in KWK- und Heizanlagen sowohl aus nichterneuerbaren Energieträgern, als auch aus biogenen Brenn- bzw. Abfallstoffen.

Einen wichtigen Rohenergieträger stellt in der Steiermark die Biomasse dar. Sowohl in der forstwirtschaftlichen, als auch in der landwirtschaftlichen Produktion liegt erhebliches Potenzial für die Gewinnung unterschiedlicher Energieformen. Neben Holz als Festbrennstoff zu Wärmeerzeugung, können Erträge und Reststoffe aus dem Ackerbau zur Erzeugung von Biodiesel, Biogas oder Wärme eingesetzt werden.

In dieser Studie werden folgende in der Steiermark angebaute Energiepflanzen gezielt auf ihre energetische Nutzbarkeit untersucht: Weizen, Mais, Raps und Miscanthus. Reststoffe, z.B. das bei der Ernte anfallende Stroh oder der bei der Ölpresung entstehende Presskuchen, können ebenfalls energetisch verwertet werden.

Methodik

Zur Abschätzung der Potenziale der energetischen Nutzung von Biomasse in der Steiermark werden mehrere Berechnungsmodelle aus der Literatur miteinander verglichen.

Je nach Aufbereitungsart kann Bioethanol aus Weizen, Biogas durch mikrobielle Vergärung von Weizen, Mais, Sonnenblume, Gräsern und Rapsextraktionsschrot, Biodiesel aus Raps und Sonnenblume oder Wärme aus biogener Verbrennung der Reststoffe erzeugt werden. Diese unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeiten werden für die einzelnen Energiepflanzen und deren Reststoffe detailliert betrachtet.

Die Erzeugung von Energie aus nachwachsenden Rohstoffen, vor allem aus dem landwirtschaftlichen Bereich, steht in starker Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion. Um einerseits das gesamte in der Steiermark verfügbare Potenzial zur Energiegewinnung aus Biomasse ermitteln zu können, andererseits der konventionellen Nutzung als Nahrungs- und Futtermittel Rechnung zu tragen, müssen die verfügbaren Anbauflächen für Energiepflanzen in dieser Studie berücksichtigt werden. Dazu ist die Entwicklung unterschiedlicher Szenarien in Abhängigkeit der nutzbaren Anbaufläche, der jeweiligen Kultur und der Art der Energieerzeugung notwendig. Da energetische Erträge aus der Forstwirtschaft jahrzehntelanger Planung unterworfen sind und die Nutzung bewaldeter Flächen aufgrund der Gelände- und Kulturart kurzfristig nicht verändert werden kann, wird die Energiegewinnung aus Holz gesondert betrachtet und fließt in dieser Studie nicht in die Berechnung des erzielbaren theoretischen Potenzials ein.

Ergebnisse

Nachstehende Tabelle gibt einen Überblick über die gewählten Randbedingungen. 2009 wurden rund 1,5 % der Ackerflächen in der Steiermark für den Anbau von Energiepflanzen genutzt. Diese Fläche wurde zu unterschiedlichen Anteilen mit verschiedenen Kulturen an Energiepflanzen, z.B. Mais, Raps, Sonnenblume, Weizen, etc. bepflanzt.

¹ Lehrstuhl für Thermoprozesstechnik, Montanuniversität Leoben, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, {julia.grill@unileoben.ac.at, andreas.hammer@unileoben.ac.at, harald.raupenstrauch@unileoben.ac.at}, tpt.unileoben.ac.at

Wird der Energieertrag der jeweiligen Kulturen auf diese Aufteilung bezogen, ergeben sich die Szenarien 1. Würde die gesamte Anbaufläche, die momentan für Energiepflanzen zur Verfügung steht, mit einer einzigen Kulturart bepflanzt, resultiert dies in den Szenarien 2. Würde zum Vergleich die gesamte in der Steiermark zur Verfügung stehende Ackerfläche (ohne Berücksichtigung der Nahrungsmittelproduktion) zum Anbau von Energiepflanzen herangezogen, ergeben sich die Szenarien 3. BG bezeichnet die Energieausbeute durch Biogas-, Bioethanol- oder Biodieselproduktion, HW die Energieausbeute durch Verbrennung der Biomasse in einem Biomasseheizwerk.

So beschreibt beispielsweise Szenario BG2.1. den Energieertrag für den Fall, dass die gesamte für Energiepflanzen verwendete Ackerfläche mit Weizen bepflanzt und dieser anschließend in einer Biogasanlage vergärt werden würde. Das anfallende Weizenstroh wird in diesem Szenario in einem Biomasseheizwerk mitverbrannt und die Energieausbeute entsprechend berücksichtigt.

In Einzelfällen, z.B. bei der energetischen Nutzung von Weizen, wird auch das Potenzial der Erzeugung von Bioethanol betrachtet. Im speziellen Kontext der Steiermark ist dieser Einsatz von Weizen allerdings aufgrund der fehlenden Produktionsanlagen für Bioethanol eher untergeordnet.

[GWh/a]	Ackerkultur	Weizen	Mais	Raps	Miscanthus
BG...Biogas etc.	Derzeitige Aufteilung der Anbauflächen	Szenario BG1.1	Szenario BG1.2	Szenario BG1.3	Szenario BG1.4
	Anteil Energiepflanzen-Ackerfläche vollständig für eine Kultur genutzt	Szenario BG2.1	Szenario BG2.2	Szenario BG2.3	Szenario BG2.4
	Gesamt verfügbare Ackerfläche vollständig für eine Kultur genutzt	Szenario BG3.1	Szenario BG3.2	Szenario BG3.3	Szenario BG3.4
HW...Heizwert	Derzeitige Aufteilung der Anbauflächen	Szenario HW1.1	Szenario HW1.2	Szenario HW1.3	Szenario HW1.4
	Anteil Energiepflanzen-Ackerfläche vollständig für eine Kultur genutzt	Szenario HW2.1	Szenario HW2.2	Szenario HW2.3	Szenario HW2.4
	Gesamt verfügbare Ackerfläche vollständig für eine Kultur genutzt	Szenario HW3.1	Szenario HW3.2	Szenario HW3.3	Szenario HW3.4

Tabelle 1: Überblick über die gewählten Randbedingungen

Diese Potenzialstudie wurde im Rahmen des Projektes DEZENT aus Fördermitteln des Landes Steiermark finanziert. Unter der Leitung von Joanneum Research Ressources sind als Projektpartner eingebunden: Energie Steiermark AG, FH Joanneum, Joanneum Research Digital, TU Graz Institut für Elektrische Anlagen, KF-Uni Graz Wegener Zentrum für Klima und Globalen Wandel.

9.1.5 Biogene Materialflüsse in Österreich

Gerald KALT¹

Motivation und Zielsetzung

In der „Low Carbon Roadmap“ hat sich die EU zum Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen gegenüber dem Niveau in 1990 um 80 % zu reduzieren. Der energetischen Nutzung von Biomasse kommt in diesem Zusammenhang eine zentrale Bedeutung zu, wie die Szenarien der Low Carbon Roadmap zeigen. Doch auch im Bereich der stofflichen Biomassenutzung ist mit einer steigenden Nachfrage zu rechnen: Anfang 2012 hat die Europäische Kommission eine Strategie für eine „bioeconomy“ in Europa vorgestellt. Das Hauptaugenmerk dieser Strategie liegt auf einer verstärkten und gleichzeitig nachhaltigen Nutzung biogener Ressourcen in den Bereichen Nahrungsmittelversorgung, Energie und Industrie.

Ziel des vorliegenden Beitrages ist es, ein vollständiges Bild sämtlicher Aufkommens- und Nutzungspfade biogener Ressourcen in Österreich zu vermitteln, aus dem die Größenordnungen und Verflechtungen der Verwertungsschienen ersichtlich sind. Damit soll eine Grundlage für strategische ressourcen-, energie- und umweltpolitische Entscheidungen geschaffen werden.

Ergebnisse

Die vorläufigen Ergebnisse der Analyse sind in Abbildung 1 dargestellt. Konkret handelt es sich um eine Darstellung in der Einheit Tonnen Trockenmasse (t_{TM}), d.h. sämtliche Biomasseflüsse bzw. -arten sind gemäß ihrem Trockenmassegehalt repräsentiert. In der Langversion dieses Beitrags erfolgt ebenso eine Darstellung der Materialflüsse inklusive der spezifischen Wassergehalte.

Interpretation und Schlussfolgerungen

Aus den vorläufigen Ergebnissen lassen sich unter anderem folgende Schlussfolgerungen ableiten:

Das Aufkommen an biogenem Material im Bezugsjahr 2011, gemessen in Tonnen Trockenmasse, setzte sich folgendermaßen zusammen: Mit knapp 40 % ging der größte Anteil auf Importe zurück. Der Anteil landwirtschaftlicher Biomasse betrug rund ein Drittel, und gut 20 % ging auf forstliche Biomasse zurück. Der Rest setzt sich im Wesentlichen aus statistisch (im Rahmen der Holzeinschlagmeldung) nicht erfasstem Holzaufkommen und Biomasse von diversen Grünflächen zusammen.

Die gesamten Exporte waren 2011 annähernd so hoch wie die Importe: Gemessen in t_{TM} beliefen sie sich auf ca. 90 % der Importe. Die bedeutendsten inländischen „Senken“ von Biomasseflüssen sind die energetische Nutzung und Tierhaltung (Futter, Einstreu). Rund 12 Mio. t_{TM} an Biomasse wurden im Referenzjahr zur Energieerzeugung genutzt. Die gesamten „Inputflüsse“ in den Bereich Tierhaltung (diverse Arten von Futter inkl. Grünlanderträge und Stroh als Einstreu) beliefen sich auf ca. 13 Mio. t_{TM} .

Das Flussbild verdeutlicht darüber hinaus, dass der überwiegende Anteil energetischer Biomassenutzung in Österreich Teil einer kaskadischen Nutzung ist. Neben Abfällen werden in erster Linie Neben- und Koppelprodukte stofflicher Nutzungspfade energetisch verwertet.

Danksagung

Die Analysen wurden im Rahmen des Programms „klima:aktiv nawaro markt“ durchgeführt, das Teil der vom Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (Lebensministerium) gestarteten Klimaschutzinitiative klima:aktiv ist.

¹ Austrian Energy Agency - Österreichische Energieagentur, Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien, Tel.: +43 (0)1 586 15 24 - 171, Fax: +43 (0)1 586 15 24 - 340, gerald.kalt@energyagency.at, www.energyagency.at

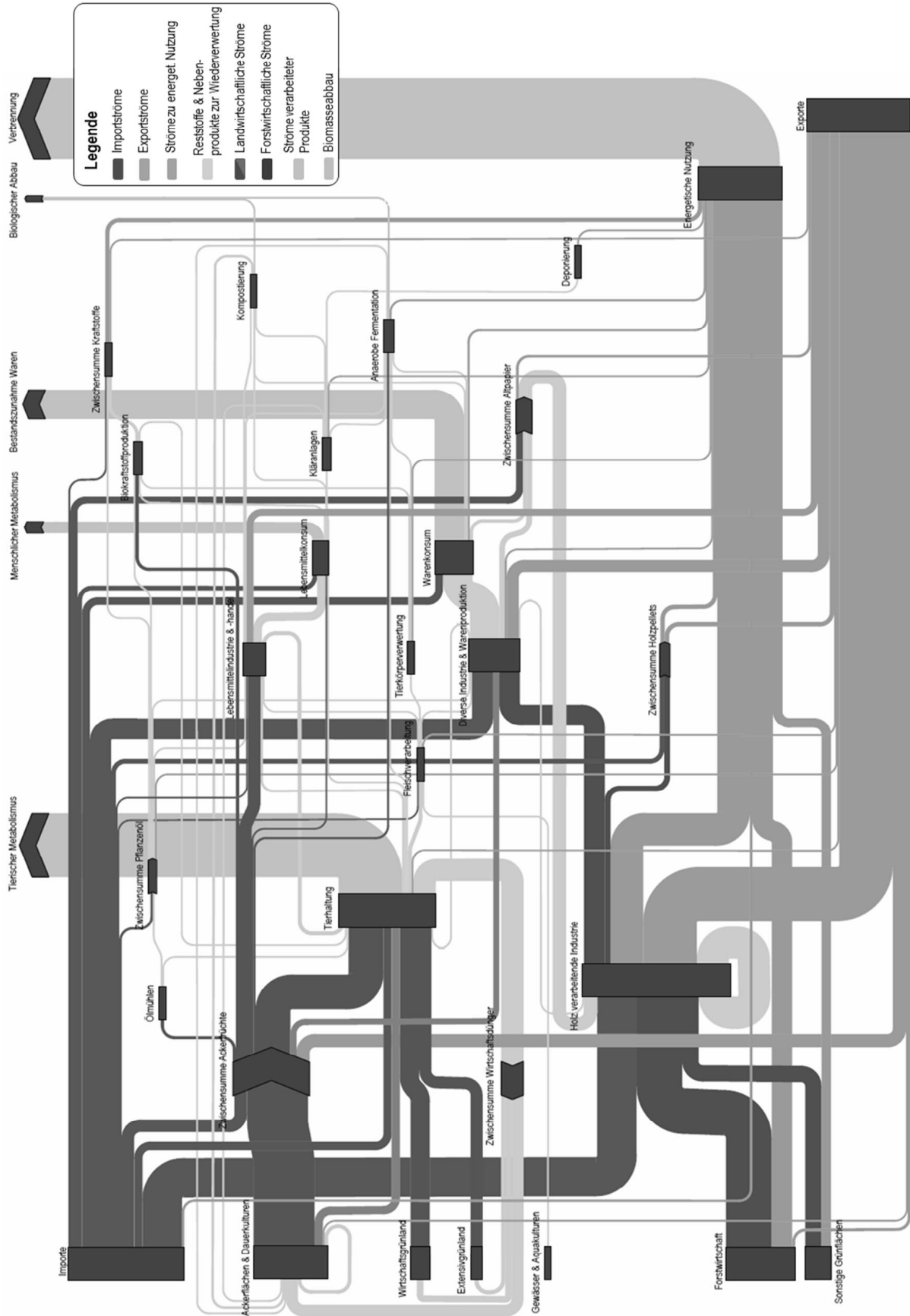


Abbildung 1: Darstellung der Biomasseflüsse in Österreich im Jahr 2011 in Tonnen Trockenmasse (Es handelt sich um ein vorläufiges Ergebnis, das im weiteren Projektverlauf noch mit Experten des Lebensministeriums abgestimmt werden wird)

9.1.6 Aktualisierung von Ökobilanzdaten für erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe

Lothar RAUSCH¹

Einleitung

Der Bundesminister für Umwelt, Energie und Reaktorsicherheit hat ein F&E-Vorhaben gefördert, das vom Öko-Institut (federführend) in Kooperation mit wissenschaftlichen Partnern durchgeführt wurde und zur Aufgabe hatte, die Lebenszyklusanalysen für die in Deutschland genutzten Erneuerbaren Energieträger zu aktualisieren und methodisch fortzuschreiben.

Mit diesen Arbeiten wurden verlässliche Daten für die ganzen Bereitstellungsketten der erneuerbaren Energien im Bereich Strom, Wärme und Kraftstoffen ermittelt.

Die vorliegenden Ergebnisse und Systematiken gestatten es, die durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger erzielten Reduktionen von Umweltinanspruchnahmen (Treibhausgase, Luftschadstoffe, nichterneuerbare Primärenergien) bilanziell und statistisch zu erfassen.

Aufbauend auf diesen Arbeiten veröffentlicht das BMU in Zusammenarbeit mit der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik die durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger vermiedenen Treibhausgasemissionen.

Datengrundlagen

Biomasse

Bei den biomassebasierenden Systemen zur Bereitstellung von Endenergie ist eine Vielzahl von Technologien zu unterscheiden. Um hier eine Übersicht zu erhalten wurden zunächst sowohl für die Bereitstellung der Brennstoffe wie auch für die Nutzungsphase einzelne Technologiematrizen gebildet.

Auf den Bereitstellungspfaden der Brennstoffe werden die Stufen

- Gewinnung (Saat, Anbau, Behandlung, Ernte),
- Logistik (Traktor, LKW), sowie
- Konvertierung und Veredelung (Trocknung, Zerkleinerung, Aufbereitung, Gaserzeugung, Gas-Reinigung, Umesterung, Vergärung)

berücksichtigt.

Bei der anschließenden Verbrennung werden die Varianten

- Einzelofen,
- Kessel,
- Kessel mit nachgeschalteter Stromerzeugung (Dampf, ORC),
- Wirbelschichtfeuerung,
- Müllverbrennung,
- Mitverbrennung,
- stationäre Motoren,
- Gasturbinen und
- mobile Nutzungen

unterschieden.

Für alle Nutzungsstufen werden liegen Daten zu Emissionen und Hilfsenergieverbräuchen vor. Daraus lassen sich dann die lebenswegbezogenen Emissionen für den bereitgestellten Strom und die bereitgestellte Wärme ermitteln.

¹ Öko-Institut e.V., Schicklerstr. 5-7, 10179 Berlin, Tel.: +49 30 405085-148

Regenerative Energiegewinnung

Die anderen Anlagen zur regenerativen Energiebereitstellung sind dadurch gekennzeichnet, dass dort der Aufwand zur Herstellung dieser Anlagen den wesentlichen Beitrag zur Emissionsbilanz liefert.

Für die Technologien

- Geothermie (Hydrothermale Systeme und Wärmepumpen),
- Solarenergie (Wärme, Strom aus PV und konzentrierenden Systemen),
- Wasserkraft (klein und groß) und
- Windenergie (onshore alt/neu, offshore)

wurden jeweils für jede Größenklasse die Massenbilanzen und die jährlichen Erträge aufgestellt. Die Emissionen ergeben sich aus den Aufwendungen für die Materialbereitstellung und Fertigung der Anlagen sowie durch den Hilfsenergieeinsatz beim laufenden Betrieb.

Ergebnisse

Die Bilanzierung der Ergebnisse erfolgte durch das am Öko-Institut entwickelte und öffentlich verfügbare LCA-Tool GEMIS (www.gemis.de).

Bei der Gegenüberstellung der spezifischen Emissionen der einzelnen Technologien zeigt sich, dass die Wasserkraft und die Windturbinen die geringsten Werte aufweisen. Die anrechenbaren Emissionen für PV Systeme haben sich gegenüber älteren Studien verbessert. Die Biomassenutzung ist sehr heterogen. Während die Holz-basierenden Systeme erwartungsgemäß niedrige Treibhausgase emittieren, sind die die Methanemissionen der Biogas-Systeme in vielen Fällen sehr hoch. Hier wurden teilweise Treibhausgasreduktionen von lediglich 50% gegenüber fossilen Systemen ermittelt.

9.2 PV-EINBINDUNG IN HAUSHALTE (SESSION G2)

9.2.1 Entwicklung von Autarkie- und Eigenverbrauchsquoten für innovative Haushalte mit PV-Speichersystemen unter Berücksichtigung von hochaufgelösten Zeitreihen

Hauke LOGES¹, Marcus BUNK¹, Bernd ENGEL¹

Einleitung

Die heutige Niederspannungsnetzplanung findet in der Regel auf Basis von Belastungsannahmen für konventionelle Haushaltsverbraucher statt. Belastungsannahmen sind statische Werte ohne zeitlichen Bezug. Diese Herangehensweise ermöglicht eine Planung aller bisherigen Lastszenarien im Sinne einer „Worst-Case-Betrachtung“.

Im Zuge der Energiewende werden in der Netzplanung zukünftig weitere Anwendungsgebiete Einzug halten. Dazu zählen neben dem Stufungsverhalten eines regelbaren Ortsnetztransformators, energetische Betrachtungen, Lastverschiebungen (Demand-Side-Management) und vor allem die Betriebsstrategien elektrischer Speicher. Für die wissenschaftliche Untersuchung dieser Anwendungsgebiete sind Belastungsannahmen nicht geeignet. Für die oben erwähnten Anwendungsgebiete ist eine zeitliche 1-minütige Auflösung notwendig. Zudem müssen bei der Betrachtung von zukünftigen Lastszenarien innovative Technologien wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge oder Photovoltaik-Speichersysteme Berücksichtigung finden. Die im Rahmen dieser Arbeit vorgenommene Analyse von Autarkie- und Eigenverbrauchsquoten setzt auf die genannten Zeitreihen auf.

In Deutschland ist in 2013, auch induziert durch das von der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) am 1.5.2013 gestartete Marktanreizprogramm für Speicher für PV-Anlagen bis 30 kWp, die Anzahl dezentraler Speicher im Niederspannungsnetz massiv angewachsen. Ende 2013 werden ca. 6500 neue Speicher installiert sein, von denen etwa 2650 von der KfW gefördert werden.

Entwicklung von zeitabhängigen Last- und Erzeugungsannahmen

Um ein konventionelles Haushaltsprofil abbilden zu können, müssen viele unterschiedliche Haushaltsverbraucher simuliert werden. Zu den wesentlichen Haushaltsverbrauchern zählen: Kühl- und Gefrierschrank, Durchlauferhitzer, Herd/Backofen, TV/Audio, Licht, Computer/Büro, Waschmaschine, Trocknen sowie Spülmaschine. Abhängig von der Größe des Haushalts sowie der technischen Ausstattung kann mit Hilfe der am elenia entwickelten modularen Simulation ein solches konventionelles Haushaltsprofil in 1-minütiger Auflösung generiert werden. Optional kann dieses Profil mit Zeitreihen der Komponenten Wärmepumpen, Elektrofahrzeug und Photovoltaik ergänzt werden. Hierfür wurden ebenfalls entsprechende Tools entwickelt.

Durch Kombination der oben aufgeführten Komponenten ergibt sich ein deutlich verändertes Summenprofil am Hausanschluss. Dieses zeichnet sich unter anderem durch eine höhere Grundlast an kalten Tagen (verursacht durch die Wärmepumpe) sowie einer Netzeinspeisung bei Überschuss von PV-Strom aus.

¹ TU Braunschweig, Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen - elenia, Schleinitzstr. 23, 38106 Braunschweig, Deutschland, {Tel.:+49 531 391 9728, +49 531 391 8106, hauke.loges@tu-braunschweig.de}, {m.bunk@tu-braunschweig.de, bernd.engel@tu-braunschweig.de}, www.tu-braunschweig.de/elenia

Autarkie- und Eigenverbrauchsquoten unter Einbezug eines PV-Speichersystems

In dieser Forschungsarbeit werden die generierten Zeitreihen genutzt um Aussagen für den Netzbetreiber (Autarkiequote) sowie für den Betreiber eines PV-Speichersystems (Eigenverbrauchsquote) zu treffen. Unter der Autarkiequote versteht man das Verhältnis von selbst erzeugtem Strom zum gesamten Jahreshaushaltsverbrauch. Diese Quote gibt Auskunft, welcher Anteil des Jahreshaushaltsverbrauchs mit dem eigenen PV-Strom gedeckt werden kann. Die Eigenverbrauchsquote definiert hingegen das Verhältnis aus selbst verbrauchtem PV-Strom zum gesamt erzeugten PV-Strom, gibt also Auskunft, wie viel vom erzeugten PV-Strom im eigenen Haushalt selbst verbraucht wird.

Mit dem Programm MATLAB werden simulativ die Autarkie- und Eigenverbrauchsquoten in Abhängigkeit von unterschiedlich großen PV-Anlagen sowie Batteriespeichern betrachtet und bei Einsatz der unterschiedlichen Technologien miteinander verglichen. Ein elektrischer Speicher erhöht die Eigenverbrauchs- und Autarkiequote nennenswert. In Abbildung 1 sind exemplarisch Autarkie-, Eigenverbrauchs- sowie die Netzbezugsquote für einen herkömmlichen Haushalt, kombiniert mit einem Elektrofahrzeug, dargestellt.



Abbildung 1: Autarkie- und Eigenverbrauchsquoten bei freier Speicherbetriebsweise

Die maximale Autarkiequote für den Haushalt (ca. 4.500 kWh Jahresverbrauch) inklusive Elektrofahrzeug (ca. 2.700 kWh Jahresverbrauch) liegt bei einer 10 kWp Anlage kombiniert mit einer Batteriekapazität von 10 kWh bei ca. 75 %. Diese Autarkiequote repräsentiert nicht das wirtschaftliche Optimum, sondern ist ein rein technisch bestimmter Wert. Bei einem wirtschaftlich eingesetzten Batteriespeicher in der Praxis stellen sich Autarkiequoten von 50-60% ein. Grundsätzlich steigt die Autarkiequote, also die Unabhängigkeit vom Strombezug, mit der Größe der PV-Anlage und mit der Größe des Batteriespeichers an. Die Eigenverbrauchsquote liegt in diesem Beispiel (10 kWp, 10 kWh) bei ca. 50%. Bei einem wirtschaftlich eingesetzten Batteriespeicher steigt diese Quote auf bis zu 85%. Die Eigenverbrauchsquote fällt mit zunehmender PV-Anlagen Größe, aber steigt mit zunehmender Batteriespeichergöße.

9.2.2 Eigenverbrauch von PV-Energie – Rahmenbedingungen, Möglichkeiten und Grenzen

Franz JETZINGER¹, Theresa WOHLMUTH¹, Johannes SCHMID¹

Einleitung

Dieser Artikel basiert auf Arbeiten, die im Rahmen des kooperativen Forschungsprojektes „Vision Step I“ durchgeführt wurden (smartcityvillach.at). Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „SMART ENERGY DEMO – FIT for SET“ durchgeführt.

Derzeit existieren in Österreich zwei unterschiedliche Modelle zur Förderung von photovoltaisch gewonnener Energie. Kleinanlagen bis 5kWp werden über Investitionsförderungen (Klien, Länderförderungen und regionale Förderaktionen) und Anlagen größer 5kWp werden mittels Tarifförderung, seitens der OeMAG (Abwicklungsstelle für Ökostrom AG), unterstützt.

Bei investitionsgeförderten Kleinanlagen war Eigenverbrauch hinsichtlich Anlagenwirtschaftlichkeit immer ein zentrales Thema. Neu ist nun, dass auch bei größeren tarifgeförderten PV-Anlagen – durch die sinkenden Fördertarife – die Eigenverbrauchsquote eine immer wichtigere Rolle spielt.

Charakteristische Größen zum Eigenverbrauch

Zwei Begriffe prägen die Diskussion und werden kurz erläutert. Die Eigenverbrauchsquote (1) ist der Quotient aus der direkt vor Ort genutzten Energie ($E_{PV,EV}$ wird nicht ins öffentliche Netz eingespeist) und der gesamten Energie ($E_{PV,tot}$) die von der PV-Anlage geliefert wird. Im Gegensatz dazu wird beim Solaren Deckungsgrad oder auch Autarkiegrad (2) die selbst genutzte Energie ($E_{PV,EV}$) der PV-Anlage dividiert durch den gesamten Energiebedarf des Verbrauchers (E_{tot}).

$$\text{Eigenverbrauchsquote [\%]} = \frac{E_{PV,EV} [\text{kWh/a}]}{E_{PV,tot} [\text{kWh/a}]} \cdot 100 [\%] \quad (1)$$

$$\text{Solarer Deckungsgrad [\%]} = \frac{E_{PV,EV} [\text{kWh/a}]}{E_{tot} [\text{kWh/a}]} \cdot 100 [\%] \quad (2)$$

Steigerung des Eigenverbrauchs

Folgende Situation liefert die wirtschaftliche Grundlage für Überlegungen zur Steigerung des Eigenverbrauchs: Der Marktpreis für elektrische Energie liegt derzeit bei 3,68 Eurocent/kWh (OeMAG nimmt zu diesem Tarif eingespeiste PV-Energie ab). Der Endkunde bezahlt ca. 19 Eurocent/kWh (je nach gewähltem Produkt und Anbieter inkl. MWSt). Aufgrund dieser Lücke können bei jeder selbst verbrauchten Kilowattstunde (aus PV-Produktion) ca. 15 Eurocent/kWh eingespart werden. Deshalb wird mit unterschiedlichen Maßnahmen bzw. Maßnahmenkombinationen versucht eine Erhöhung der EV-Quote zu erreichen:

- Ausrichtung des PV-Generators
- Dimensionierung der PV-Anlage
- Anpassung des Lastgangs (DSM - Demand Side Management)
- Integration eines Speichers

Ausrichtung des PV-Generators

Nachfolgend zeigt Abbildung 1 typische EV-Quoten-Werte eines Haushalts bei sich ändernden Rahmenbedingungen. Durch geänderte Ausrichtung wie beispielsweise Ost-West-Ausrichtung des PV-Generators können Verbesserung bei der EV-Quote erzielt werden. Die Ertragskurve der PV-Anlage wird mittags flacher und in den Morgen- und Abendstunden breiter.

¹ Alpine-Energie Österreich GmbH, Winetzhammerstraße 6, A-4030 Linz, Tel.: +43 732 90610-369, +43 732 90610445, franz.jetzinger@alpine-energie.com, www.alpine-energie.com

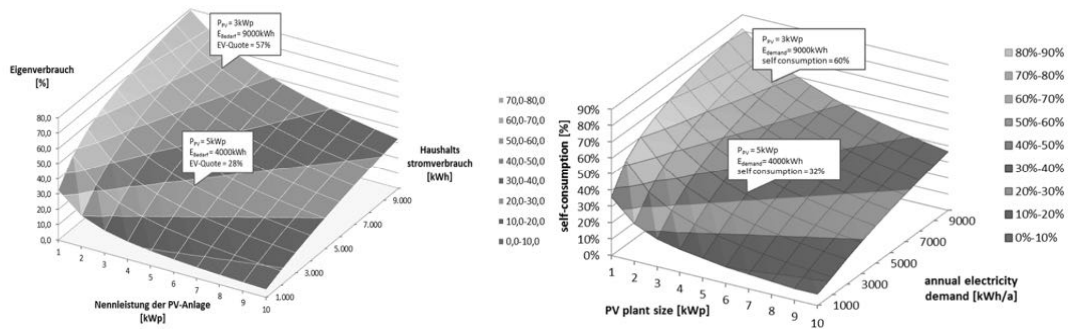


Abbildung 1: Eigenverbrauchsquote in Abhängigkeit der Anlagengröße des Haushaltsstromverbrauchs und der Nennleistung der PV-Anlage (links: $P_{PV}=5kWp$; $E_{Bedarf}=4000kWh$; EV-Quote=28%) und Steigerung des Eigenverbrauchs durch Ost/West-Ausrichtung (rechts: $P_{PV}=5kWp$; $E_{Bedarf}=4000kWh$; EV-Quote=32%)

Dimensionierung der PV-Anlage

Abbildung 2 zeigt am Beispiel eines Unternehmens mit einem Energieverbrauch von 800MWh den Zusammenhang von EV-Quote, bilanzieller Eigendeckung und solarem Deckungsgrad bei sich ändernder PV-Anlagenleistung. Es zeigt sich, dass bei hohem Verbrauch und vergleichsweise kleiner PV-Leistung hohe EV-Quoten möglich sind, allerdings bei niedrigem solarem Deckungsgrad.

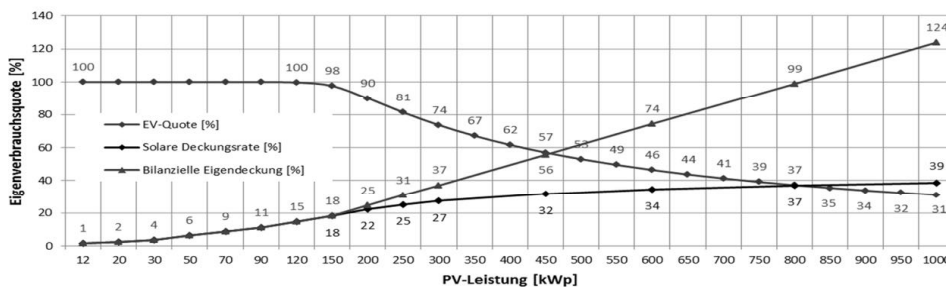


Abbildung 2: Eigenverbrauchsquote, bilanzielle Eigendeckung und solarer Deckungsgrad am Beispiel eines Unternehmens (Energiebedarf: ~800MWh, Auswertung auf Basis der 15-min-Lastkurve)

Anpassung des Lastgangs (DSM - Demand Side Management)

Derzeit gibt es im Haushaltsbereich nur wenige Geräte (Geschirrspüler, Waschmaschine, Trockner, ...) die beispielsweise von einem Smart Meter angesprochen werden können. Bei wirtschaftlichen Anreizen (unterschiedliche Tarife zu unterschiedlichen Tageszeiten) kann aber vor allem bei Unternehmen mit größeren Lasten, die Lastkurve gezielt verändert werden.

Integration eines Speichers

Im Zuge des FFG-Projektes SMART CITIES VILLACH wurden und werden von der ALPINE-ENERGIE Österreich GmbH Photovoltaikanlagen in Kombination mit netzparallelen Speichern analysiert. Unter anderem werden unterschiedliche Verbraucher und deren individuellen Lastkurven im Rahmen des Projektes analysiert, sowie eine Speicherintegration und Dimensionierung durchgeführt. Abbildung 3 zeigt die monatlichen EV-Quoten vor nach der Speicherintegration.

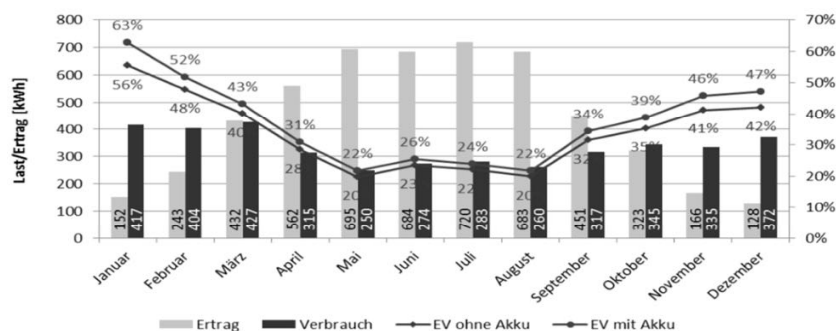


Abbildung 3: Eigenverbraucherhöhung durch Integration eines Speichers ($P_{PV}=5kWp$; $E_{Bedarf}=4000kWh$)

9.2.3 Eigenverbrauchssteigerung in Haushalten durch Demand-Side-Management

Christoph MAIER(*)¹, Christoph GROß(*)¹, Markus LITZLBAUER¹,
Andreas SCHUSTER¹, Franz ZEILINGER¹

Motivation und zentrale Fragestellung

Im Rahmen des Projekts „aDSM - Aktives Demand-Side-Management durch Einspeiseprognose“ werden hierarchisch skalierbare Systeme mit dezentraler Intelligenz entwickelt, welche den Haushalts- sowie den zukünftigen Elektrofahrzeugverbrauch möglichst flexibel an die lokal erzeugte, erneuerbare, elektrische Photovoltaik (PV) - Einspeisung anpassen. Die Lastverschiebungen bzw. gesteuerten Ladevorgänge werden aktiv und vorausschauend durchgeführt. Im Fokus sind hierbei die DSM-Potenziale im Haushaltsbereich bzw. in weiterer Folge die Entlastung der Verteilnetzebene. Nachfolgend wird ein lokales DSM Modell beschrieben, das den Verbrauch von Haushalten möglichst effizient und flexibel an seine PV-Erzeugung anpasst. Als Datengrundlage dient eine im Projekt „aDSM“ entworfene Modellsiedlung, welche exakt die österreichischen Wohnverhältnisse auf der Niederspannungsebene abbildet.

Methodische Vorgangsweise

Der Regelalgorithmus des dezentralen DSM Modells steuert die Verbraucher der Haushalte der aDSM Modellsiedlung [1] mit dem Ziel der Eigenverbrauchs- (Verhältnis eigenverbraucher zu erzeugtem Solarstrom) und Autarkiesteigerung (Verhältnis eigenverbraucher Solarstrom zu Gesamtstromverbrauch). Jeder der 126 untersuchten Haushalte besitzt eine Vielzahl von Haushaltsgeräten, die durch synthetische Lastprofile charakterisiert sind. [2, 3, 4] Darüber hinaus kann ein Haushalt je nach Durchdringungsszenario auch ein oder mehrere Elektrofahrzeuge besitzen, die durch Fahr- und Verbrauchsprofile sowie ungesteuerte Ladekurven näher bestimmt sind. Die regenerative Einspeisung wird durch gebäudeintegrierte PV-Anlagen geliefert.

Unter Berücksichtigung von vordefinierten DSM-Regeln werden durch den Algorithmus Haushaltslasten individuell gesteuert bzw. verschoben. Elektro-Thermische Verbraucher (elektrische Heizungen, Umwälzpumpen, Warmwasserboiler, Kühl- und Gefrierschränke) können unter Einhaltung einer maximalen Abschaltdauer flexibel eingesetzt werden. Elektrofahrzeuge werden ab einem Batterieladestand größer 50 % gesteuert geladen. Bei Geräten vom Typ „waschen“ (Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspüler) werden für jedes Gerät individuelle Programme hinterlegt, deren Startzeitpunkte zeitlich verzögert werden können. Verbraucher der Kategorie „beleuchten“ (Computer, Raumbeleuchtung und Fernseher) werden lediglich in ihrer Wirkleistungsaufnahme beeinflusst.

Im Ausgangsszenario wird von einer Elektromobilitätsdurchdringung von 41 % [5] ausgegangen. Dieses und dessen Variationsmöglichkeiten, die im Projekt aDSM untersucht werden, aufgelistet in Tabelle 1.

	Ausgangsszenario	Variationsmöglichkeiten	
Elektromobilität			
- Durchdringung	hoch (~41%)	gering (~1%)	maximal (~98%)
- Ladestandort	Zuhause	Zuhause + Arbeitsplatz	
- gesteuertes Laden	ja	nein	
DSM			
- gesteuerte Verbraucher	elektro-thermisch ("Basic")	elektro-thermisch + waschen + beleuchten ("Full")	kein DSM
Geräte/PV			
- Effizienzsznarien	aktuell	Effizienzsteigerung	
- Geräteausstattung	aktuell	mehr Wärme- und Umwälzpumpen	
- PV Ausbau	100% gebäudeintegriert	50% gebäudeintegriert	
- PV Prognose	nein	ja	

Tabelle 1: Ausgangsszenario und Variationsmöglichkeiten

¹ Technische Universität Wien, ESEA, Gußhausstraße 25/370-1,
Tel.: +43 (1) 58801 370 – 142, Fax: +43 (1) 58801 370 - 199, christoph.maier@tuwien.ac.at,
www.ea.tuwien.ac.at

Es werden im Ausgangsszenario ausschließlich elektro-thermische Haushaltsverbraucher und Elektrofahrzeuge gesteuert. Die gewählte Effizienz und Geräteausstattung entspricht dabei dem derzeitigen Stand. Als PV-Ausbauszenario dienen die maximalen Potenziale für gebäudeintegrierte Photovoltaik in Österreich [6]. Darüber hinaus wird eine lineare Optimierung des Ausgangsszenarios durchgeführt, die unter Berücksichtigung von perfekter PV- und Lastprognose als theoretische Obergrenze für den Regelalgorithmus dient. Die Zielfunktion ist die Maximierung des Eigenverbrauchs der Haushalte.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse zeigen, dass der dezentrale DSM-Ansatz den Eigenverbrauch und die Autarkie der Einzelhaushalte steigert und dadurch die effektiven Haushaltsstromkosten im Durchschnitt sinken (siehe Abbildung 1). Die entscheidenden Einflussfaktoren sind die Anlagendimensionierung und das Vorhandensein von Elektrofahrzeugen. Als Benchmark wird ein Szenario ohne und mit optimalen DSM herangezogen. Die Vergleichbarkeit der Szenarien wird durch die Einbeziehung des effektiv zu erzielenden Haushaltsstrompreises gewährleistet. Weitere Untersuchungen zeigen, dass die zusätzliche Steuerung von Verbrauchern der Kategorie „waschen“ und „beleuchten“ und die Berücksichtigung einer PV-Prognose darüber hinaus im Mittel wenig Kosteneffizienzsteigerung bringen.

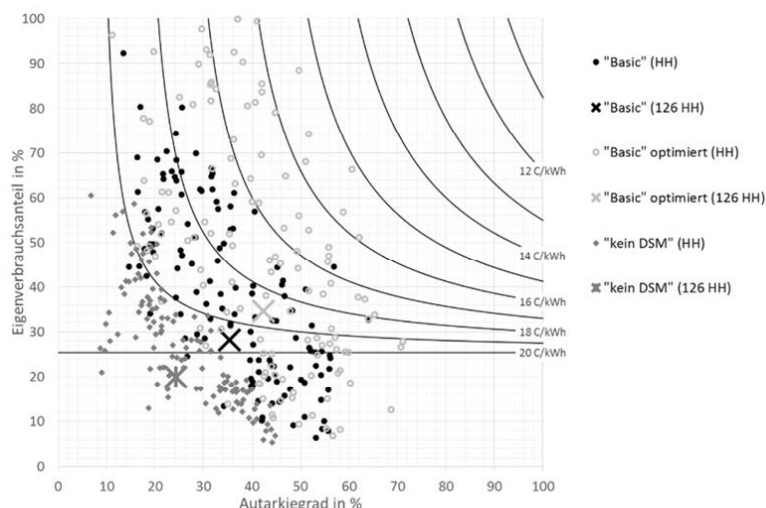


Abbildung 1: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad aller Haushalte (HH) der aDSM-Modellsiedlung und deren gewichteter Mittelwert (126 HH) für das Ausgangsszenario bzw. das Szenario „kein DSM“

Literatur

- [1] C. Groiss, et al., „DSM-Potenziale in einer österreichischen Modellsiedlung“, 8. IEWT, Wien, 2013
- [2] TU Wien, ESEA - EA, „ADRES Concept“, FFG, 2011
- [3] F. Zeilinger, et al., „Detaillierte Modellierung des Haushaltsstromverbrauchs zur Untersuchung von Demand Side Management“, 13. Symposium Energieinnovation, Graz, Feb. 2014 (eingereicht)
- [4] C. Groß, „Power Demand Side Management - Potentiale und technische Realisierbarkeit im Haushalt“, 2008
- [5] R. Haas, M. Kloess, et al., „Elektra - Entwicklung von Szenarien der Verbreitung von Pkw mit teil- und vollelektrifiziertem Antriebsstrang unter verschiedenen politischen Rahmenbedingungen“, A3plus - Austrian Advanced Automotive Technology, Endbericht, Wien 2009.
- [6] C. Groiss, M. Boxleitner: „100% Regeneratives Österreich - Energie & Leistung“, 12. Symposium Energieinnovation, Graz, 2012

Hinweis

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



9.2.4 Kostenminimaler Einsatz von dezentralen PV-Speicher-Systemen am Beispiel des Haushaltssektors

Albert HIESL¹, Michael HARTNER¹, Reinhard HAAS¹

Übersicht

In den letzten Jahren ist die Photovoltaik zu einer sehr konkurrenzfähigen dezentralen Energiequelle herangewachsen. Die kumulierte installierte Leistung an Photovoltaik in Österreich ist rasant gestiegen. Waren es 2009 noch etwa 50 MW_{peak}, so ist dieser Wert bis Ende 2012 auf über 350 MW_{peak} angestiegen, während die Systemkosten im gleichen Zeitraum signifikant gesunken sind. Gleichzeitig gibt es zurzeit viele Bemühungen Energie-Autarkie und die Idee von dezentralen Speicherlösungen voranzutreiben.

Der kostenoptimale Einsatz von Photovoltaiksystemen in Kombination mit Batteriespeichern am Beispiel von Haushalten stellt den Kern dieser Arbeit dar. Dazu werden verschiedene Arten der PV-Integration, verschiedene Arten der Vergütung des eingespeisten PV-Stromes und verschiedene Speicherstrategien analysiert.

Methodik

Mit Hilfe der Software MATLAB wird die Stromerzeugung von Photovoltaikanlagen basierend auf gemessenen Strahlungs- (Globale horizontale Strahlung) und Temperaturdaten sowie in Abhängigkeit von Aufstellwinkel und Ausrichtung berechnet. Diese Berechnung erfolgt nach einem Modell von Huld et al (2010), welches nur von der Einstrahlung auf das Modul und der Modultemperatur abhängt:

$$P(G, T_{Mod}) = P_{stc} * \frac{G_{mod}}{G_{stc}} * \eta_{rel}(G', T')$$

P_{STC} ist dabei die Leistung der Module unter Standard-Testbedingungen. Standard-Testbedingungen gelten bei einer Einstrahlung auf das Modul von $G_{STC}=1000W/m^2$ und einer Modultemperatur von $T_{STC}=25^{\circ}C$.

Der relative Wirkungsgrad errechnet sich wie folgt:

$$\eta_{rel}(G', T') = 1 + k_1 * \ln(G') + k_2 * (\ln(G'))^2 + T' * (k_3 + k_4 * \ln(G') + k_5 * (\ln(G'))^2) + k_6 * T'^2$$

G' und T' stellen auf Standard-Testbedingungen normierte Größen dar: $G' = \frac{G_{mod}}{G_{stc}}$, $T' = T_{mod} - T_{stc}$. Die Parameter k_1 bis k_6 sind technologiespezifische Parameter und unterschiedlich für verschiedene Modultypen. Die Modultemperatur kann aus der Umgebungstemperatur mit Hilfe der Einstrahlung auf das Modul und dem Temperaturkoeffizienten, der von der Integrationsart der Module abhängt, ermittelt werden:

$$T_{Mod} = T_a + c * G_{mod}$$

Im Modell kommen standardisierte Lastprofile zum Einsatz. Der Batteriespeicher wird als Lilon-Batterie mit typischer Ladekurve und einem Wirkungsgrad von 0.9 modelliert. Mit Hilfe der Yalmip Toolbox und dem Gurobi Solver wird neben einer konventionellen Speicherstrategie (Batterie wird bei PV-Überschuss geladen und entladen wenn das Erzeugungsprofil unter das Lastprofil fällt) auch eine optimierte Speicherstrategie, deren Ziel es ist die Strombezugskosten zu minimieren, implementiert. Die spezifischen Investitionskosten für Photovoltaiksysteme und Batterien wurden der Literatur entnommen. Die Einnahmen durch den Verkauf des überschüssigen PV-Stromes werden einerseits über einen fixen Einspeisetarif und andererseits über EXAA Spot-Markt Preise berechnet. Über die spezifischen Investitionskosten und die Einnahmen der Überschusseinspeisung wird der interne Zinsfuß für verschiedene Kombinationen aus PV-Größe und Speichergröße zur Abschätzung der mittleren jährlichen Rendite berechnet. Ziel ist es, eine kostenminimale Kombination (aus der Sicht eines Haushaltes) aus Speicher und PV zu identifizieren.

¹ TU Wien, Energy Economics Group (EEG), Gusshausstrasse 25-27/E370-3, 1040 Wien, hiesl@eeg.tuwien.ac.at

Ergebnisse

Die folgenden Resultate basieren auf einem standardisierten Haushaltslastprofil mit einem jährlichen Stromverbrauch von 4000 kWh/a, einer südlichen Ausrichtung der PV-Anlage und einem Aufstellwinkel von 30°. Als Standort der Anlage wurde Wien herangezogen.

Abbildung 1 und 2 zeigen den Eigenverbrauchsanteil sowie den Deckungsgrad des Lastprofils für verschiedene PV- und für verschiedenen Batteriegrößen. Dabei ist ersichtlich, dass der Eigenverbrauchsanteil mit steigender PV-Größe sinkt beziehungsweise mit der Größe des Speichers steigt. Bei einer 5 kW_p Anlage liegt der Eigenverbrauchsanteil bei etwa 32% und der Deckungsgrad bei etwa 40%. Mit einem Batteriespeichersystem kann der Eigenverbrauchsanteil erheblich gesteigert werden und die ideale Größe liegt bei etwa 6-7 kWh. Eine weitere Steigerung der Batteriegröße bringt nur noch eine geringe Anhebung des Eigenverbrauchsanteils. Zudem wird klar, dass nur mit großer PV-Anlage und großem Speicher ein Deckungsgrad des Lastprofils von über 90% möglich ist.

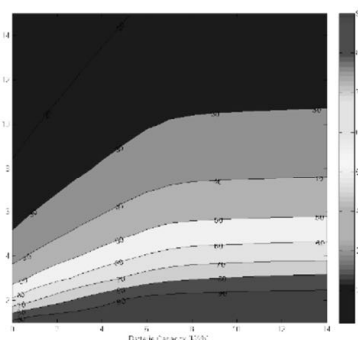


Abbildung 1: Eigenverbrauchsanteil [%]

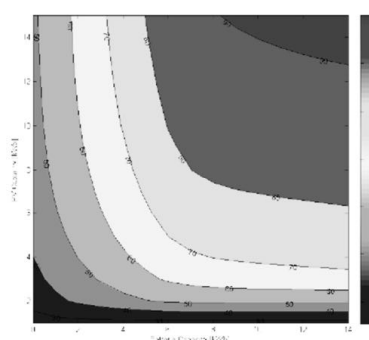


Abbildung 2: Deckungsgrad [%]

Die PV-Systemkosten betragen im Jahr 2012 etwa 2400 €/kW_p für eine 5 kW_p Anlage (ohne Förderung) und die Investitionskosten für eine Lilon Batterie betragen 700 -800 €/kWh (Sauer et al., 2011).

Durch die Analysen hat sich gezeigt, dass bei fixen Strompreisen und einem fixen Einspeisetarif kein Unterschied bezüglich der Wirtschaftlichkeit zwischen den beiden Speicherstrategien zu erkennen ist. Erst bei variablen Strompreisen und variablen Einspeisetarifen wird die Bedeutung einer optimierten Speicherstrategie erkennbar. Es hat sich weiters gezeigt, dass es mit aktuellen PV- und Speicherkosten keine wirtschaftlich sinnvolle Kombination von Photovoltaik und Batteriespeichern gibt.

Schlussfolgerungen

Optimierte Speicherstrategien machen aus energetischer und wirtschaftlicher Sicht für einen Haushalt nur mit variablen Strompreisen und variablen Einspeisetarifen Sinn. Für fixe Strompreise und fixe Einspeisetarife wird keine optimierte Betriebsführung benötigt.

Die Wirtschaftlichkeit von PV-Speicher-Kombinationen ist zurzeit noch nicht gegeben. Durch das große Kostensenkungspotential von Batteriespeichern kann sich dieser Umstand in den nächsten Jahren jedoch schnell ändern. Verschiedene Geschäftsmodelle für Batteriespeicher und auch Elektroautos als temporäre Speicher können ebenfalls mögliche Lösungen darstellen.

Ergebnisse aus diesen zusätzlichen Überlegungen werden in die finale Version dieser Arbeit eingebunden.

Literatur

Huld et al. (2010) "Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging", Solar Energy, 84(2010), 324-338.

Sauer et al. (2011) "Dezentrale Energiespeicherung zur Steigerung des Eigenverbrauchs bei netzgekoppelten Anlagen - Studie im Auftrag des Bundesverbands Solarwirtschaft"

9.3 GEBÄUDE (SESSION G3)

9.3.1 Auswirkung der Energiepolitik auf die Bauwirtschaft – Implementierung von Nachhaltigkeitsanforderungen in die Ausschreibung und Vergabe von Bauleistungen

Johannes WALL(*)¹, Christian HOFSTADLER², Helmuth KREINER¹,
Alexander PASSER¹

Inhalt

Die Bauwirtschaft ist eine der ressourcen- und energieintensivsten Industrien. 50 % des gesamten Ressourcenverbrauchs und 40 % Energieverbrauchs werden in der Europäischen Union durch den Bausektor verursacht (UNEP – Industry and Environment, Vol. 26 No. 2-3). Dies verdeutlicht das Potential des „Nachhaltigen Bauens“ und den möglichen Beitrag welcher für die zukünftige Energiepolitik geleistet werden kann.

Auf europäischer Ebene existieren schon seit einiger Zeit verstärkt Bestrebungen zur Forcierung der umweltfreundlichen Beschaffung (Green Public Procurement, GPP) als auch jüngst normative Regelwerke zur Bewertung der Nachhaltigkeit im Bauwesen. Die seitens der EU geforderte Umsetzung von Nachhaltigkeitsaspekten im Bauwesen stellt auch Anforderungen an die Integration in die Planungspraxis. Dieser Übergang zur lebenszyklusorientierten Betrachtungen in der Planung, sowie deren Umsetzung in die Ausführungsvorbereitung bzw. in die Ausführung von Bauleistungen führt u.a. zu einem zunehmenden Bedarf diese in Regelwerke zu implementieren.

Zurzeit werden Nachhaltigkeitsanforderungen bevorzugt durch Gebäudezertifizierungssysteme (DGNB/ÖGNI, TQB ÖGNB) abgefragt. Da jedoch zukünftig das Nachhaltige Bauen stärker forciert werden soll, ist der „generische Ansatz“ dahingehend zu untersuchen, inwieweit die unterschiedlichen Nachhaltigkeitsanforderungen einerseits auf Vorbemerkungs- bzw. Leistungspositionsebene integrierbar und andererseits entsprechend der einzelnen Gewerke und qualitativen Anforderungen einen unterschiedlichen Detaillierungsgrad aufweisen müssen.

Neben der grundsätzlichen Möglichkeit, die Anforderungen von Nachhaltigkeitsaspekten in die Ausschreibung aufzunehmen, stellt die Klärung der diesbezüglichen rechtlichen Rahmenbedingungen eine weitere Notwendigkeit dar. Damit entsprechende Voraussetzungen geschaffen werden um den zunehmenden Anforderungen des „Nachhaltigen Bauens“ gerecht zu werden. Auch die Definition von „nachhaltigen“ Zuschlagskriterien stellen einen thematischen Schwerpunkt in diesem Zusammenhang dar. Diese gilt es detaillierter zu betrachten und mögliche „nachhaltige“ Kriterien zu definieren und diese entsprechend zu evaluieren. Dahingehend bedürfen bereits existierende Fragmente diesbezüglich ergänzt und vereinheitlicht zu werden, um in überarbeiteter Form als einheitliche Richtlinie Gültigkeit zu erlangen.

Ausblick Langfassung

In der folgenden Langfassung werden Auszüge der ersten Arbeitspakete des institutsübergreifenden Forschungsprojekts des Zukunftsfonds mit dem Thema: „*Umsetzung nachhaltigen Bauens durch optimierte Projektsteuerungsprozesse und integrale Gebäudehüllen*“ präsentiert. Dabei werden folgende Punkte detaillierter behandelt:

- Anforderungen der nachhaltigen öffentlichen Beschaffung; Green Public Procurement (GPP)
- Ansatzpunkte für die Implementierung von Nachhaltigkeitsaspekten in Ausschreibungs- und Vergabeprozesse

¹ Institut für Materialprüfung und Baustofftechnologie Arbeitsgruppe Nachhaltigkeitsbewertung, Inffeldgasse 24, 8010 Graz, Tel.: 0316/873-7654, johannes.wall@tugraz.at

² Institut für Baubetrieb und Bauwirtschaft, Lessingstraße 25/II, 8010 Graz, Tel.: 0316/873-6753, hofstadler@tugraz.at

9.3.2 Nachhaltige Gebäudeoptimierung – Ein systemischer Ansatz

Helmuth KREINER¹, Alexander PASSER¹

Inhalt

Die Beurteilung der Nachhaltigkeit von Gebäuden basiert heute zunehmend auf den Ergebnissen von Gebäudezertifizierungen. Die Qualitäten eines Gebäudes werden dabei durch sogenannte Nachhaltigkeitskriterien beschrieben [1]. Am internationalen Markt haben sich Zertifizierungssysteme wie LEED, BREEAM oder DGNB etabliert, als nationale Zertifizierungssysteme stehen in Österreich neben dem Gebäudezertifizierungssystem der ÖGNI/DGNB das ÖGNB-Zertifizierungssystem sowie das klima:aktiv-Haus Zertifizierungssystem zur Verfügung. Gemäß dem europäischen Gebäudebewertungskonzept des CEN/TC 350 [2] werden neben ökonomischen, ökologischen und sozio-funktionalen Aspekten (d.h. den drei klassischen Säulen der Nachhaltigkeit) auch technische und funktionale Qualitäten eines Gebäudes bewertet. Diese Qualitäten werden in den o. a. Zertifizierungssystemen sehr unterschiedlich berücksichtigt.

Eine Gegenüberstellung der o.a. Zertifizierungssysteme zeigte, dass das Bewertungssystem der DGNB/ÖGNI – vor allem im Hinblick auf die Berücksichtigung von technischen und funktionalen Aspekten – die Nachhaltigkeit von Gebäuden entsprechend den Anforderungen des europäischen Normungskonzeptes bereits umfassend berücksichtigt und zudem ein Benchmark basierendes Bewertungssystem darstellt [4], [6]. Dies ist – gerade im Zuge von Optimierungsprozessen in frühen Planungsphasen – von Bedeutung, um mögliche Zielkonflikte infolge der Optimierung der Energieeffizienz auf andere Gebäudequalitäten rechtzeitig identifizieren und aus ganzheitlicher Sicht bewerten zu können. D.h. um ein gutes Bewertungsergebnis resp. eine hohe Gebäudequalität erzielen zu können, ist daher eine frühe und ausgewogene Berücksichtigung von allen Nachhaltigkeitsqualitäten im Planungsprozess von besonderer Bedeutung.

Aufgrund des in frühen Planungsphasen verbundenen Aufwands resp. fehlender geeigneter Methoden zur Abschätzung der ganzheitlichen Auswirkungen von Planungsalternativen erfolgt in der derzeitigen Planungspraxis die Beurteilung von Planungsalternativen auf Basis von einzelnen Gebäudequalitäten. Wechselbeziehungen zwischen den Nachhaltigkeitsdimensionen bleiben oft unberücksichtigt was oft zu einer nur teilweisen Abschöpfung des Optimierungspotentials oder im schlechtesten Fall zu einer Verschlechterung der Gebäudequalität aus ganzheitlicher Sicht führen kann. Die Einhaltung der seitens der Entscheidungsträger definierten Nachhaltigkeitsziele (wie Reduktion des Endenergiebedarfs oder Reduktion der CO₂ Emissionen bei gleichzeitiger Reduktion der Lebenszykluskosten) ist dann nicht mehr hinreichend gegeben. Die Steuerung der Nachhaltigkeit in frühen Planungsphasen bedarf daher einer Methode, mit welcher die o. e. Wechselbeziehungen systemisch erfasst und mit Hilfe der Methode der Gebäudezertifizierung bewertet werden können [3].

Der gegenständliche Beitrag zeigt die beispielhafte Anwendung eines systemischen Ansatzes zum Aufzeigen der Zusammenhänge von umweltbezogener Qualität und Endenergiebedarf sowie deren Einfluss auf das Gesamtergebnis einer Gebäudebewertung. Die Anwendung der Methode erfolgte auf Basis der Bewertungskriterien des ÖGNI/DGNB-Gebäudebewertungssystem für Neubau Büro- und Verwaltung [5] an einem Bürogebäude in Graz für zehn unterschiedliche Optimierungsszenarien.

Die Ergebnisse zeigen ein Reduktionspotential des Endenergiebedarfs in Abhängigkeit des Optimierungsszenarios zwischen 9,5% und 69,0%. In der Bewertungskategorie „Ökobilanz“ [7],[8] ergibt sich ein Optimierungspotential zwischen 2,2% und 16,2% bezogen auf das Referenzszenario. Die Ergebnisse der Bewertungskategorie „Lebenszykluskosten“ [9],[10] zeigen hingegen Zielkonflikte und ergibt sich – bezogen auf das Referenzszenario – eine Veränderung der Zielerreichung zwischen - 11,5% und 7,5%.

Unter Berücksichtigung der Wechselbeziehungen aller Gebäudequalitäten zeigt sich für die untersuchten Szenarien ein Gesamtoptimierungspotential des Gebäudes zwischen 1,8% und 7,4%.

¹ Institut für Materialprüfung und Baustofftechnologie - Arbeitsgruppe Nachhaltigkeitsbewertung, TU Graz, helmuth.kreiner@tugraz.at, Tel.: 0316-873-7154

Für die Auswahl des geeigneten Optimierungsszenarios ist eine ganzheitliche Betrachtungsweise unabdingbar um die Vorgaben und Ziele der Stakeholder bestmöglich erfüllen zu können. Eine ausgewogene und simultane Berücksichtigung aller Gebäudequalitäten und deren Wechselbeziehungen ist dabei ein wichtiger Aspekt für die Erzielung eines nachhaltigen Gebäudes. Die Kombination von Gebäudezertifizierung und systemischem Ansatz stellt dabei eine geeignete Methode für die Nachhaltigkeitsoptimierung von Gebäuden dar [4].

Literatur

- [1] Ebert, T.; Essig N.; Hauser, G.: Zertifizierungssysteme für Gebäude. Institut für internationale Architektur- Dokumentation GmbH u. CO KG - München, 2010
- [2] ÖNORM EN 15643-1: Nachhaltigkeit von Bauwerken - Bewertung der Nachhaltigkeit von Gebäuden - Teil 1 - Allgemeine Rahmenbedingungen, 04 2011
- [3] Kreiner, H.; Passer, A.: Interdependency of LCCA and LCA in the assessment of buildings IALCCE 2012 - Third International Symposium on Life-Cycle Civil Engineering, 2012, S. 8
- [4] Kreiner, H.: Zur systemischen Optimierung der Nachhaltigkeit von Gebäuden, Dissertation, TU-Graz, 2013.
- [5] ÖGNI: Kriteriensteckbriefe NBV09 AUT 01 - Stand 2010-03
- [6] Wallbaum H. & Hardziewski R.: Minergie und die Anderen - Vergleich von vier Labels. In: TEC21 47 (2011), S. 32-39
- [7] ÖNORM EN 15978: Nachhaltigkeit von Bauwerken - Bewertung der Umweltbezogenen Qualität von Gebäuden - Berechnungsmethode, 10 2012
- [8] ÖNORM EN ISO 14040: Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen, 10 2006
- [9] ÖNORM B 1801-1: Bauprojekt-und Objektmanagement - Teil1: Objekterrichtung 2009
- [10] ÖNORM B 1801-2: Bauprojekt-und Objektmanagement - Teil2: Objekt-Folgekosten 2011

9.3.3 Re-Commissioning Services für bestehende komplexe Dienstleistungsgebäude: 10% Energieeinsparung ohne Investition

**Boris PAPOUSEK¹, Reinhard UGERBÖCK¹, Boris MAHLER²,
Barbara PETELIN VISOČNIK³, Stefan PLESSER⁴, Klemens LEUTGÖB⁵**

Inhalt

Re-Commissioning zielt darauf ab, Energiekosten in bestehenden Gebäuden durch Optimierung der Gebäudetechnik, Schulung des Personals in energieeffizienter Betriebsführung und Nutzermotivation zu senken. Um dieses Ziel zu erreichen, baut der Prozess auf 5 Schlüsselkomponenten auf:

- Einführung eines Energieinformationssystems
- Datenanalyse und ausgewählte Messungen,
- Optimierung der vorhandenen Gebäudetechnik
- Nutzer-Information und Nutzer-Motivation und
- Messung der Performance bzw. qualitätssichernde Maßnahmen und Überführung in einen wiederkehrenden Management-Zyklus

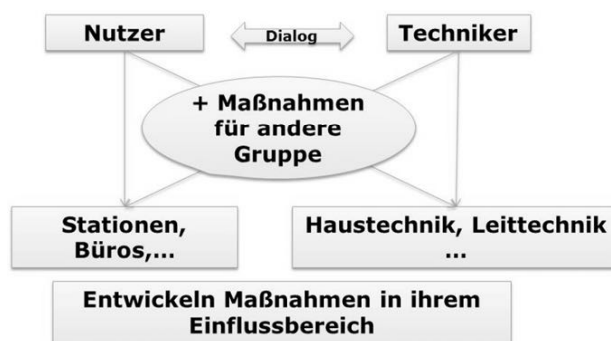


Abbildung 1: Interaktionsschema relevanter Prozess-Teilnehmer

Der Prozess folgt dem standardisierten Plan-Do-Check-Act Management-Zyklus, ist kompatibel mit Energiemanagement-Systemen (z.B. ISO 50001) und führt unmittelbar zu Einsparungen durch No- und Low-cost-Maßnahmen. Mittelfristig werden auch investive Maßnahmen, die prozessimmanent entwickelt werden – z.B. optimierte HKLS, Regelungstechnik oder thermische Isolierung –, als Ergebnis zur Umsetzung vorbereitet. Darüber hinaus bildet Re-Commissioning effektives Energiemanagement ab, sodass für eine Zertifizierung nach ISO 50001 nur einige wenige formale Schritte gemacht werden müssen.

Es ergeben sich eine Reihe von Vorteilen, die sich besonders in Spitälern und Nicht-Wohngebäuden (Bürogebäude, Industrie) auswirken:

- Keine unmittelbaren Investitionen
- Energieeffizienz ohne Betriebsstillstand
- Kunde/Nutzer behält volle Eingriffsmöglichkeit in seiner Anlage
- Bewußtseinsbildung für Energieeffizienz unter der Belegschaft
- Nachweis der Wirksamkeit durch laufende und nachträglich Evaluierung

¹ Grazer Energieagentur GmbH, Kaiserfeldgasse 13, 8010 Graz, Austria

² Steinbeis GmbH & Co. KG für Technologietransfer, Willi-Bleicher-Straße 19, 70174 Stuttgart

³ Jozef Stefan Institute, Jamova 39, 1000 Ljubljana, Slovenia

⁴ Energydesign Braunschweig Gesellschaft für energieeffiziente Nichtwohngebäude, Mühlenpfordtstrasse 23, 38106 Braunschweig, Germany

⁵ e7, Energie Markt Analyse GmbH, Theresianumgasse 7/1/8, A-1040 Wien, Austria

Im Projekt "Re-Co.eu" werden die Kompetenzen von Energieeffizienz-Experten, Betriebswirten und Marketing-Experten von 10 Partnern gebündelt, um das Dienstleistungsmodell des Re-Commissionings in 8 europäischen Staaten auf seine Machbarkeit zu überprüfen. Das definierte Ziel bei insgesamt 15 Pilotprojekten (10 davon sind Krankenhäuser) ist es, 10% Energie durch No- und Low-Cost-Maßnahmen einzusparen. Mittelfristig wird auch die Umsetzung von Sanierungsmaßnahmen, die im Re-Co-Prozess als „Nebenprodukt“ durch Bewußtseinsbildung, verbesserter Information und Machbarkeitsstudien entwickelt werde, angestrebt.

In technischer Hinsicht sollen vor allem bestehende Regelungssysteme optimiert werden. Dabei wird

- die Nutzung durch spezifische Schulung des Haustechnik-Personals und Verbesserungen in der Programmierung verbessert
- der Fokus in der Betriebsführung von der reinen Betriebssicherheit hin zu einer Kombination aus Betriebssicherheit und Energieeffizienz verschoben
- Kleine Investitionen im Regelsystem (z.B. zusätzliche Sensoren) rechnen sich umgehend durch die erreichten Einsparungen.
- Analyse gepaart mit Simulationen der HKLS-Ausstattung wiederholt den ursprünglichen Einregulierungs-Prozess unter aktuellen Rahmenbedingungen, die sich wegen diversen Nutzungs-Änderungen, Umbauten und Vorschriften (z.B. Hygiene) verändert haben

Darüber hinaus wird in der Initialisierung des Prozesses die Einführung automatisierter Energiemonitoringsysteme forciert, um im fortlaufenden Prozess auf immer bessere Datengrundlagen zugreifen zu können.

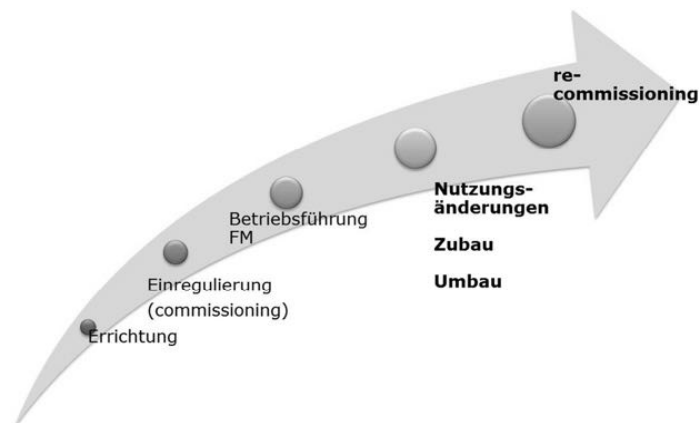


Abbildung 2: Lebenszyklus eines Gebäudes

Wir werden eine Zusammenfassung der Dienstleistung Re-Commissioning, des Prozesses und seiner Komponenten samt notwendiger Tools (Prozessfluß, Projekt-Log, Maßnahmen-Datenbank, M&V-Ansatz), die für die Umsetzung bei den Pilot-Projekten entwickelt wurden, präsentieren. Wir werden darüber hinaus Ergebnisse aus den Pilot-Projekten in Spitälern und Universitäten zeigen (bis zu 15% Einsparung wurden ohne Investment erzielt), Beispiele erfolgreicher Maßnahmen und Strategien diskutieren und wie Ergebnisse und Maßnahmen mit den Stakeholdern kommuniziert werden.

Weiters werden wir die wichtigsten Lessons Learnt und Empfehlungen für weitere Re-Commissioning-Dienstleistungen für sowohl technisch als auch organisatorisch komplexe Gebäude diskutieren, mit Bezug auf Marktpotential, Produktentwicklung, sinnvolle Instrumente als auch Kommunikationswerkzeuge. Abschließend werden wir einen Ausblick auf mögliche Weiterentwicklungen für Re-Commissioning geben.

9.3.4 Modelling Heating Energy Demand and Related Efficiency Potential of Apartment Buildings in the Czech Republic, Romania and Bulgaria

Agne TOLEIKYTE(*)¹, Lukas KRANZL¹, Andreas MÜLLER¹

Motivation

At the European level, the building sector has a high potential to contribute to the 20/20/20 EU targets. According to World Energy Outlook (WEO) the European residential sector is responsible for more than 23% of the gross final energy consumption and for about 9.9% of CO₂ Emissions in 2007 (IEA 2009). In central and eastern European countries (CEE) the share of building energy consumption on the total energy consumption is even higher. One reason is the high number of multi-family buildings built between 1950 and 1990. Lack of basic energy efficiency requirements at the time of construction, typical construction of cemented blocks and concrete panels are the main reasons that the buildings use twice as much energy per square meter per degree-day as Western European ones (Chandler 2000 cited in D. Üрге-Vorsatz 2006). Nowadays these apartment buildings make up a significant part of the current residential building stock in the CEE, e.g. in Czech Republic about 1.2 million flats are panel-buildings constructed after 1950. Almost 70% of them were built between 1960 and 1970 (ENTRANZE 2013).

These buildings provide a high technical potential for efficiency improvement by introducing energy efficiency measures such as building façade renovation or replacement of the windows. These activities, however, are related to relative high investments, which is a relevant barrier. Another barrier is the age of the buildings and the life time which for a large-panel dwelling house is theoretically calculated 125 year and practical investigated 10-30% lower (Ignatavicius et al 2008) as well as relatively low price of energy (traditionally district heating).

To promote refurbishment of existing buildings, there is a strong necessity for establishing financial support in the form of e.g. subsidies, tax credits and advantageous bank loans for investors. The EU member states are also obligated to put into place financial instruments to stimulate energy-efficiency related measures (EPBD recast, 2010/31/EU).

Research questions

The research questions of this paper are:

- What level of energy savings can be achieved in Czech Republic, Bulgaria and Romania apartment building stock by 2030 if renovation activities were based on cost-effectiveness and without any financial support?
- What level of financial support, in the form of investment subsidies for building refurbishment, is needed to achieve a higher number of renovated buildings and resulting energy reduction in the investigated countries apartment buildings by 2030?

Overall approach

To model energy demand in the three analyzed countries' apartment building stock, the dynamic bottom-up simulation tool Invert-EE/Lab is used. Invert-EE/Lab models energy demand for space heating based on highly-disaggregated data of the building stock (e.g. Müller 2012, Kranzl et al 2006). Thus, the following data on the apartment building stock were collected: geometry, envelope quality, heating systems and their characteristics and etc. Moreover, data on climate (monthly outdoor temperature, solar radiation), on occupation behavior and comfort requirements were gathered. To calculate the number of renovation and demolished buildings until 2030, a Weibull-Distribution is used. For this reason, we categorized buildings into building periods and defined life time of the buildings and building components.

¹ Vienna University of Technology, Institute of Energy Systems and Electrical Drives, Energy Economics Group, Gusshausstrasse 25/370-3, 1040 Vienna, Tel.: 0043 1 58801 370337, Fax: 0043 1 58801 370397, toleikyte@eeg.tuwien.ac.at

In order to decide whether a building is refurbished or not, the Net Present Value method is applied. Therefore, we define refurbishment investment costs, energy carrier costs, life-time and interest rates. Based on this data, the cost-effectiveness is analysed that compares investments of different refurbishment levels, transferred into yearly costs with yearly energy savings times energy prices. Data for building characteristics and for renovation measures are mostly based on the project ENTRANZE (www.entranze.eu).

Results

In the full paper, we will show two different types of results: The first part shows the economic viability of different renovation options in the apartment buildings in the three investigated countries and derives conclusions regarding the required amount of subsidies and economic incentives. The second part shows scenario results on number of renovated buildings and final energy demand for space heating of the model Invert/EE-Lab until 2030. As an exemplary result, the following figure shows a “no-policy” scenario (without any financial policy instruments) for the Romanian apartment building stock. The results show that the number of renovated apartment buildings is 15 tsd. in 2030. The non-renovated buildings make up 80% on the total building stock in 2030. The final energy demand for space heating in the apartment buildings in this scenario reduces from 16 TWh in 2008 to 14 TWh in 2030. However, with the implementation of investment subsidies in the range of 10%-40%, the uptake of renovation activities could increase and the energy consumption could reduce (it will be shown in the full paper).

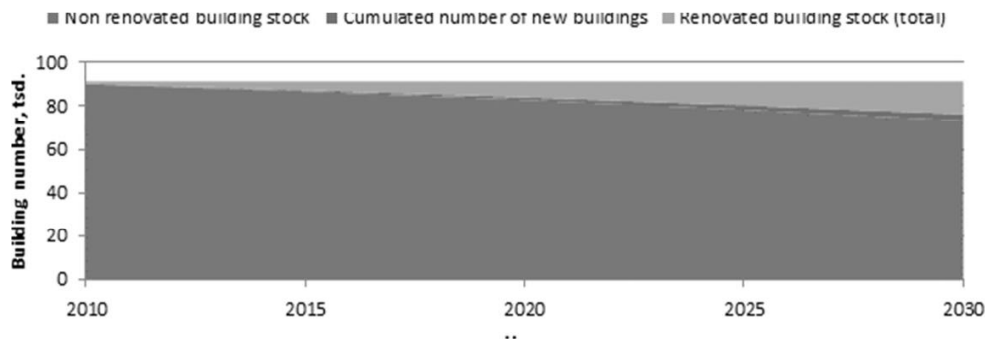


Figure 1: Number of new, renovated and not renovated Romanian apartment buildings until 2030 in a “no-policy” scenario without any financial support

The full paper will also provide estimation of total investments up to 2030. Moreover, the full paper will compare results from the three countries and derive conclusions regarding policy instruments.

References

- Chandler 2000, Energy and environment in the transition economies: between Cold War and global warming. Boulder, Col: Westview Press, 2000.
- Entranze 2013, The challenges, dynamics and activities in the building sector and its energy demand in the Czech Republic. D2 .1 of WP 2 from Entranze Project, 2013.
- EPBD recast, 2010/31/EU, Directive 2010/31/EU of 19 May 2010 of the European Parliament and Council on the energy performance of buildings.
- IEA 2009, International Energy Agency, „World Energy Outlook 2009“. 2009.
- Ignatavicius et al 2008, Modernization of large-panel houses in Vilnius. Department of construction Technology and Management. Vilnius Gediminas Technical University, Vilnius
- Kranzl et al 2006, Deriving efficient policy portfolios promoting sustainable energy systems—Case studies applying Invert simulation tool, *Renew. Energy*, Bd. 31, Nr. 15, S. 2393–2410, Dez. 2006.
- Müller 2012, Stochastic Buildings Simulation, Energy Economics Group, Vienna University of Technology, 2012
- Ürge-Vorsatz et al 2006, Energy in transition: From the iron curtain to the European Union. *Energy Policy*, Bd. 34, Nr. 15, S. 2279–2297, Okt. 2006.

9.3.5 Projekt Big Energydata – Datenauswertungen zur Messung und Verbesserung energiepolitischer Maßnahmen durch Online-Datenbanken im Gebäudeenergiebereich

Valentina ROHRER-VANZO(*)¹, Renate PINGGERA²

Inhalt

Durch den Einsatz von Online-Datenbanken sind im Gebäudeenergiebereich eine Menge elektronischer Daten aus Energieberatungsverwaltung, Förderwesen und Energieausweisverwaltung angefallen. Der in den letzten zehn Jahren gesammelte Datenumfang von ca. 200.000 Datensätzen beschreibt den energetischen Zustand österreichischer Gebäudehüllen und Haustechnikanlagen und umfasst Neubauten, Bestandsbeschreibungen und Sanierungsergebnisse. Sowohl Bedarfs- als auch Verbrauchsdaten werden erfasst. Im Rahmen des Projektes Big Energydata sollen nun kumulierbare und qualitätsgesicherte Auswertungen aus diesen Daten generiert werden, die zur Messung der Erreichung energiepolitischer Ziele und zur Entscheidungsfindung für zukünftige Zielsetzungen und Maßnahmen herangezogen werden können.

Methodik des Projektes Big Energydata

Die Datenbanken der gizmocraft design and technology GmbH bieten individuelle und innovative Lösungen für den Energiesektor, um komplexe Prozesse online abzuwickeln und zu optimieren. Die Datenbanken werden von KundInnen aus der Privatwirtschaft und dem öffentlichen Sektor zur Realisierung energiepolitischer Vorhaben eingesetzt. So ermöglicht die Datenbank „ZEUS“ die Online-Verwaltung von Energieausweisen für Länderstellen, Baubehörden und die Privatwirtschaft. Zusätzlich bietet sie ein Energiebuchhaltungs-Modul, um den tatsächlichen Energieverbrauch zu erfassen. Die Datenbank „EBS Manager“ dient zur Verwaltung von Energieberatungen und den zugehörigen Kunden- und Energiedaten und ist in 6 österreichischen Bundesländern im Einsatz. Die für das Land Salzburg entwickelten Lösungen „FörderManager“ und „Wohnbauförderungs-Assistent“ ermöglichen eine kundenorientierte und effiziente Abwicklung von Energie-Förderanträgen und koordinieren dabei alle beteiligten Parteien wie Förderkunden, Förderstelle und Professionisten.

In allen Datenbanken werden aktuell, beginnend im Jahr 2003, rund 200.000 Datensätze zum Thema Energieeffizienz im Gebäudeenergiebereich verwaltet. Diese Daten sollen nun zur laufenden Qualitätsverbesserung und zur Erfüllung von Berichtspflichten regelmäßig bereinigt, qualitätsgesichert und ausgewertet werden. Derzeit werden diese Auswertungen von einzelnen Institutionen zu verschiedenen Anlässen ausschließlich manuell bzw. auf Abruf erstellt. Als Basis dienen zumeist nicht qualitätsgesicherte, individuelle Excel-Exporte pro Datenbank, die projektabhängig interpretiert werden.

Es findet bis dato keinerlei Vernetzung aller vorhandenen Daten statt. Datenbankübergreifende Auswertungen bieten unter Berücksichtigung des Datenschutzes jedoch eine ausgezeichnete Grundlage für Controlling-, Verbesserungs- und Planungsprozesse für Zielgruppen wie politische Entscheidungsträger, Forschung & Entwicklung, Endkunden und Professionisten. Diese Möglichkeiten der Datenauswertung bleiben derzeit aufgrund des wenig komfortablen Handlings der Daten weitgehend ungenutzt.

Aus diesem Grund wurde von der gizmocraft design and technology GmbH das Projekt Big Energydata mit folgenden zentralen Zielen ins Leben gerufen:

- Es muss ein Zusammenführen sämtlicher vorhandener, qualitätsgesicherter Daten aus verschiedenen Datenbanken rund um Energieeffizienz im Gebäudeenergiebereich stattfinden, um verständliche Auswertungsmöglichkeiten für alle Interessenten schaffen zu können.

¹ Bereichleiterin Energie-Datenbanken, gizmocraft design and technology GmbH, Weyrgasse 8/16, 1030 Wien, Tel.: +43 (0)699 1128 2238, valentina.rohrer-vanzo@gizmocraft.com, www.gizmocraft.com

² Gesellschafterin und Geschäftsführerin, gizmocraft design and technology GmbH, Weyrgasse 8/16, 1030 Wien, Tel.: +43 (0)699 1007 8000, reate.pinggera@gizmocraft.com, www.gizmocraft.com

- Nutzer sollen in die Lage versetzt werden, zur Energieeffizienz Ihrer Gebäude fundierte Entscheidungen treffen zu können, indem sie Gebäude gesamtheitlich betrachten, vergleichen und Sanierungsprozesse nachverfolgen und steuern können.

Als erster Schritt ist für die Erreichung dieser Ziele die Beantwortung folgender Fragen unabdingbar:

- Welche mathematischen und statistischen Konzepte und Methoden für die Datenauswertung von den vorhandenen energiebezogenen Daten sollen angewendet werden und wie können die Daten bereinigt und anonymisiert werden?
- Welche Daten müssten zusätzlich gesammelt werden, um die Aussagekraft schwacher Stichproben so weit zu erhöhen, dass die Hochrechnungsmodelle relevante Aussagen liefern?
- Wie müssen die Daten aufbereitet werden bzw. welche Visualisierungsmöglichkeiten gibt es, um sie als Entscheidungsgrundlage für die Energiepolitik nutzen zu können?
- Wie müsste eine Online-Plattform aussehen, die an bestehende Datenbanken angebunden werden kann, sodass KundInnen zielgruppengerecht standardisierte und individuelle Reports erstellen können?

Als Vorgängerprojekte wurde die technische Auswertbarkeit der Daten im Rahmen des Projektes „DARWIN“ (FFG Basisprogramm, 2011) und die inhaltliche Relevanz der Daten in Zusammenarbeit mit der Österreichischen Energieagentur (AEA) in den Projekten „Datamine“¹ (2008) und „Tabula“² (2011) bereits erarbeitet.

Ergebnisse

Für zukünftige Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten könnte sich durch das Projekt die Beantwortung folgender Fragestellungen für politische Entscheidungsträger ergeben:

- Wie sehen der energetische Zustand und das Sanierungspotential unterschiedlicher Gebäudekategorien aus (Hochrechnungen auf Gebäudetypologie, Altersklasse, Region)?
- Welche Beratungsleistungen und politischen (Förderungs-)Maßnahmen haben zu welchen Umsetzungsmaßnahmen im Gebäudeenergiebereich geführt?
- Welche politischen Hebel gibt es, um das Melden von Energiedaten verbindlich durchzuführen? (Förderungen, Baurechts-Gesetz, ...) bzw. über welche Zielgruppe kann die größte und zeitgleich qualitativ hochwertigste Datenbasis generiert werden (Professionisten, Planer, Behörden)?

Auch für Privatpersonen oder Professionisten ergibt sich durch das Projekt und eine gezielte Aufbereitung der Daten die Möglichkeit, Maßnahmen im Bereich Energieeffizienz und Energiemanagement zu forcieren (z.B durch Nutzung der Datengrundlage für eine „Sanierungs-App“)

Das Projekt Big Energydata soll zusammengefasst maßgeblich dazu beitragen, die Erreichung energiepolitischer Ziele in breitem Rahmen zu messen und neue Maßnahmensetzungen durch Bereitstellung von aussagekräftigen Fakten zu verbessern. Durch eine Zugriffsmöglichkeit auf die verfügbaren Informationen in einem sinnvollen, leicht verständlichen Kontext soll es Entscheidungsträgern ermöglicht werden, proaktive Maßnahmen in Richtung Energieeffizienz zu setzen.

¹ www.meteo.noa.gr/datamine

² www.energyagency.at/projekte-forschung/gebäude-haushalt/detail/artikel/tabula-typology-approach-for-building-stock-energy-assessment.html

9.3.6 Energieoptimierung in der Wasserversorgung am Beispiel der Einbindung eines Tiefbrunnens

Franz ZEILINGER¹, Gerald MIKOVITS², Richard VETTERMANN³,
Jürgen PRAMMER¹

Inhalt

Wasserversorger sind zunehmend mit der Problematik, die die Energiekosten in steigendem Umfang mit sich bringen, konfrontiert. Räumlich weit verteilte Anlagen mit kleinen Leitungsdimensionen und geringem Behältervolumen stellen hier eine große Herausforderung dar. Als Beispiel wird die Ausrüstung eines 300 m tiefen Brunnens und dessen mehrfache hydraulische Einbindung an ein Versorgungsnetz gezeigt. Der Brunnen ist dabei mit umfangreichen Onlinemessungen zur Beurteilung der Wasserqualität und – Quantität sowie der Versorgungsumgebung und des Energieverbrauches ausgestattet. Mehrere Hochbehälter werden über getrennte hydraulische Anbindungen versorgt, wobei über eine Steuerungsfunktion Prioritätszuordnungen der Versorgung für unterschiedliche Gebiete getroffen werden können. Abhängig von der Fördermenge kann die Wasserverteilung einer hydraulischen Anbindung entweder direkt über die Brunnenpumpe oder über einer zusätzliche Drucksteigerung (Inlinepumpe) erfolgen. Diese wird abhängig vom Bedarf unter dem Gesichtspunkt der Energieoptimierung genutzt. Unterschreitet der angeforderte Volumenstrom einen bestimmten Schwellwert wird die Inlinepumpe abgestellt und ein Ventil in der Bypass-Leitung geöffnet. So erfolgt ein Betrieb ohne zusätzlicher Inlinepumpe, was wiederum den Energieverbrauch senkt. Diese Inlinepumpe ist für die Druckerhöhung zwischen Brunnen und Hochbehälter zuständig. Es musste der Schwellenwert so gewählt werden, dass der Druck in der Steigleitung am Brunnenkopf den maximalen Betriebsdruck der Leitung und der UV-Anlage, die sich im Brunnenbauwerk befindet, nicht überschreitet. Auch die Betriebsweise der UV-Anlage wurde auf einen minimalen Energieverbrauch ausgelegt. So kann für die Betriebsart zwischen Dauerbetrieb und Zyklusbetrieb gewählt werden. Beim Zyklusbetrieb wird die UV-Anlage nur bei Bedarf, d. h. nur bei Wasserlieferung aus dem Brunnen, eingeschaltet. Da das Einschalten der UV-Anlage Zeit und Energie benötigt, kann sie bei einer Betriebsweise mit kurzen Pausen des Pumpetriebs eingeschaltet bleiben. Zusätzlich zum Energieargument gibt es bei der UV-Anlage Begrenzungen der Schaltspiele pro Tag. Auch diese müssen berücksichtigt werden.

Um einen Indikator über die Abnutzung der Pumpen und deren Betriebsweise in möglichst optimalen Arbeitsbereich zu haben, wird für alle Pumpen der Wirkungsgrad sofort ausgerechnet und ausgegeben. Der Zusammenhang, Energieeinsatz, Fördermenge und Förderhöhe kann sofort in Ganglinien und zusammengefassten Berichten dargestellt werden. Durch Eingriff aus der Leittechnik können die steuerbaren Elemente an die Ergebnisse der optimalen Betriebsweise angepasst werden. Aus diesem wechselseitigen Zusammenspiel konnte sehr rasch ein optimaler Energieeinsatz bei hoher Versorgungssicherheit eingestellt werden. Diese Erfahrungen wurden auch für die Anpassung des energieoptimierten Betriebes der Wasserverteilung herangezogen. Abgeleitet davon wird die Ausrüstung von Pumpwerken (Zwischenbehälter) zur Hochbehälterversorgung auf eine zwischengeschaltete Inlinepumpe und alternierenden Pumpetrieb umgerüstet. Dies wird an einem praktischen Planungs- und Umsetzungsbeispiel gezeigt. Dadurch wird bei einem geringeren Energieverbrauch eine höhere Fördermenge und eine geringere Pumpenabnutzung erzielt. Neben der Vorbereitung für den Energiebezug im kostengünstigen Tageszeitbereich wurden die Erkenntnisse auch in die Optimierungsplanung für komplette Brunnenfelder übernommen, wo das Zusammenspiel von Brunnenpumpen mit erzeugtem Netzdruck und daraus optimaler Fördermenge eine umfassende Optimierungsmöglichkeit bietet. Es werden die bisherigen Erfahrungen und der Ausblick auf den Einsatz in kompletten Brunnenfeldern dargestellt.

¹ Dataview Handels- und Systemberatungs- GesmbH, Kruppstraße 10, A-2560 Berndorf, {franz.zeilinger@dataview.at, juergen.prammer@dataview.at}

² Mikovits & Partner GmbH, Wienerstraße 52, 7540 Güssing, Tel.: +43-03322-43088, office@ztmikovits.at

³ Wasserverband Unteres Lafnitztal, Obere Hauptstraße 35, A-7561 Heiligenkreuz i.L., Tel.: +43 (0)3325/4325-0, Fax: +43 (0)3325/4325-14, vettermann@wasserverband-ul.at, www.wasserverband-ul.at

9.4 ENERGIEMANAGEMENT INDUSTRIE (SESSION G4)

9.4.1 Prozessintensivierung als Werkzeug zur Steigerung von Effektivität und Effizienz

Susanne LUX¹, Daniela PAINER¹, Nikolaus SCHWAIGER¹,
Matthäus SIEBENHOFER¹

Motivation

Im Sinne einer biobasierten Zukunft erfolgt ein gesellschaftlicher Wandel in Richtung Nachhaltigkeit mit dem Ziel vorrangig biogenen Kohlenstoff stofflich zu nutzen. In Summe wird eine effiziente, möglichst vollständige Verwertung von Biomasse angestrebt. Um diesem Ziel gerecht zu werden, liegt das Augenmerk vermehrt auf der Verwertung von Rest- und Abfallströmen. In Bioraffinerien fallen wertvolle Bulkchemikalien jedoch selten in einfach zu trennenden Mischungen mit geeigneter Zusammensetzung an. Das ternäre System Essigsäure-Ameisensäure-Wasser aus der Papier- und Zellstofferzeugung stellt ein repräsentatives Beispiel für Stoffgemische dar, die mit konventionellen Trennverfahren nahezu untrennbar sind. Die Isolierung der beiden Säuren ist herausfordernd, da dieses System neben einem binären Hochsiedeazeotrop auch ein ternäres Sattelpunktazeotrop aufweist. Die Auftrennung von azeotropen Mischungen in ihre Reinstoffe ist nur unter erheblichem (energetischem) Aufwand möglich.

Methodik

Reaktive Trennverfahren sowie die Implementierung von alternativen Unit Operations wie beispielsweise dem Membrantrennverfahren Pervaporation bieten Zugang zu einer Vielzahl an vielversprechenden Prozesskonzepten, die effektive Produktisolierung aus komplexen Mischungen mit thermodynamischen Limitierungen ermöglichen.

Ergebnisse

Durch die Überlagerung von konventionellen Trennverfahren mit chemischen Reaktionen können gezielt Stoffeigenschaften verändert und dadurch die Auftrennung von komplexen Gemischen ermöglicht werden. Durch die Durchführung von Reaktion und Stofftrennung in einem Apparat werden Synergien genutzt und dadurch Energiekosten gesenkt.

Zur Intensivierung der Auftrennung des ternären Systems Essigsäure-Ameisensäure-Wasser werden die beiden höher siedenden Säuren Essigsäure und Ameisensäure mittels Reaktivdestillation in ihre leicht flüchtigen Methylester überführt und so aus der wässrigen Einsatzlösung über das Destillat abgetrennt. Dieses Verfahren zeichnet sich durch hohe Effektivität und Effizienz aus und vereint neben der stofflichen Nutzung von Abfallströmen die Intensivierung von aufwändigen Prozessen und erhebliches Potential zur Energieeinsparung.

Die Implementierung von Pervaporationsverfahren stellt ein weiteres effizientes Werkzeug zur Prozessintensivierung, speziell im Fall der Auftrennung azeotroper Mischungen, dar. Das Trennkonzept beruht auf dem Lösungs-Diffusionsverhalten der zu trennenden Komponenten in der dichten Membran. Dadurch wird die Stofftrennung nicht durch das Dampf-Flüssig-Gleichgewicht des Systems limitiert. Nur jene Komponenten, die die Membran permeieren werden verdampft. Diese partielle Verdampfung zeichnet sich durch erhebliche Reduktion der Energiekosten im Vergleich zu einer aufwändigen, falls überhaupt möglichen, rein destillativen Auftrennung aus.

In Hinblick auf zukünftiges Energiemanagement und dringend notwendige Energieeinsparungen in allen Industriezweigen kommt prozessintensivierenden Technologien eine tragende Rolle zu. Reaktive Trennverfahren sind in Verbindung mit den Building Blocks der Prozessintensivierung wichtige Werkzeuge zur Realisierung von Effektivität und Effizienz in der chemischen Industrie.

¹ Institut für Chemische Verfahrenstechnik und Umwelttechnik TU Graz, Inffeldgasse 25C,
Tel.: 0316-873-7476, Fax: 0316-873-7469, susanne.lux@tugraz.at, www.icvt.tugraz.at

9.4.2 Energieeffizienzpotentiale bei klein- und mittelständischen Unternehmen anhand des Beispiels eines Bäckereibetriebs

Dominik STRAUBINGER(*)¹, Mario KLEINDIENST(*)²

Ausgangslage

Mehr als 99% der Unternehmen in Europa fallen unter die Kategorie „Klein- und Mittelständisches Unternehmen“, also ein Unternehmen mit weniger als 250 Mitarbeitern und einem Jahresumsatz von weniger als 50 Millionen Euro bzw. einer Jahres-Bilanzsumme von weniger als 43 Millionen Euro [EC 2013].

Studien haben ergeben, dass der Mittelstand große Probleme damit hat, Energieeffizienzpotentiale zu heben. So geben von 800 befragten Unternehmen 60% an, ihre Energieeinsparpotentiale nicht zu kennen bzw. unterschätzen diese. Nur 9% dieser Unternehmen beschäftigen auch einen eigenen Energieverantwortlichen. [ENERGIEINSTITUT 2010]

Steigende Energiepreise machen es aber notwendig, sich mit dem Thema Energieeffizienz auseinander zu setzen, um langfristig wirtschaftlich arbeiten zu können. Die Bäckerei Sorger hat dies erkannt und diese Arbeit in Auftrag gegeben.

Zielsetzung und Vorgehensweise

Das Ziel war es, den gesamten Produktionsstandort der Bäckerei Sorger in Graz Eggenberg hinsichtlich energetischer Optimierungspotentiale zu untersuchen, einen Maßnahmenkatalog zu erarbeiten, sowie ausgesuchte Maßnahmen umzusetzen, um letztendlich Energiekosten zu senken.

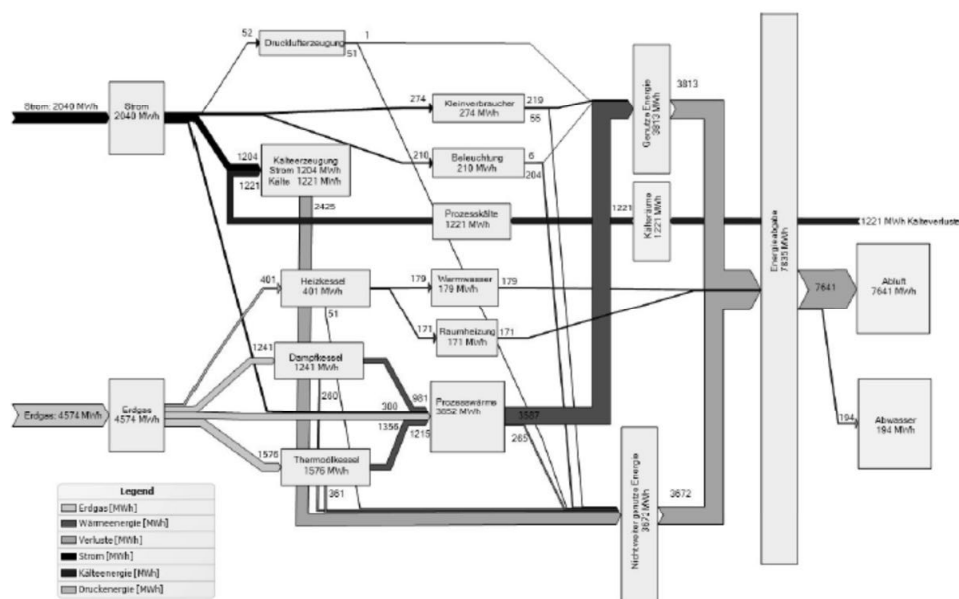


Abbildung 1: Energieflussdiagramm der Bäckerei Sorger

Dabei wurde ein 3 phasiger Prozess durchlaufen [vgl. WOHINZ/MOOR 1989]. Die erste Phase war die Analyse der IST-Situation, in der die Fragen nach der eingesetzten Menge an Energieträgern, dem Leistungsbedarf und den auftretenden Lastspitzen sowie den relevanten Energieumwandlungsarten beantwortet wurden. Zur Visualisierung der energetischen Zusammenhänge wurde der Energiefluss in Form eines Sankey-Diagramms dargestellt.

¹ Albin Sorger „zum Weinrebenbäcker“ GmbH & Co KG, Eggenberger Allee 36, 8020 Graz, Tel.: 0316/586125-24, dominik.straubinger@sorgerbrot.at, www.sorgerbrot.at

² Institut für Industriebetriebslehre und Innovationsforschung, Kopernikusgasse 24, 8010 Graz, Tel.: 0316/873 7295, mario.kleindienst@tugraz.at, ibl.tugraz.at

Die zweite Phase, das Erkennen und Bewerten von Einsparpotentialen, wurde durch das Erstellen eines Maßnahmenkatalogs abgeschlossen. Schließlich wurden ausgewählte Maßnahmen in der dritten Phase umgesetzt.

Ergebnisse

Durch die systematische Betrachtung des Produktionsstandortes konnte in diesem ersten Schritt bereits eine Kostenersparnis erzielt werden, welche 15,7% der jährlichen Energiekosten beträgt. Außerdem ist durch die Bearbeitung des Themas innerhalb der Bäckerei Sorger das Bewusstsein geschaffen worden, welches Einsparungspotential durch den effizienten Energieeinsatz möglich ist, weshalb man sich dafür entschieden hat, einen technischen Produktionsleiter einzustellen und ihn mit der Einführung eines Energiemanagementsystems zu betrauen. Als konkretes Ergebnis wurde weiter ein umfangreicher Maßnahmenkatalog erarbeitet und übergeben, welcher zu weiteren deutlichen Einsparungen im Bereich des Energieeinsatzes führen wird.

Literatur

EC 2013: European Commission, What is an SME? <http://ec.europa.eu/enterprise/policies/sme/facts-figures-analysis/sme-definition/>

ENERGIEINSTITUT 2010: Energieinstitut der Wirtschaft GmbH, Energieeffizienz in kleinen und mittleren Unternehmen, Eisenstadt 2010, http://www.pansol.at/download/101019-KMU-Scheck-eiw_jandrovic.pdf

WOHINZ/MOOR 1989: Wohinz J., Moor M.: Betriebliches Energiemanagement – Aktuelle Investition in die Zukunft, Wien-New York, 1989

9.4.3 Betriebliches Energiemanagement zur Steigerung der Energieeffizienz und Energiekostensenkung

Carina GALLIEN¹(*)

Ausgangssituation

Obwohl die strategische Bedeutung der Thematik Energie zunimmt, gibt es noch viele Unternehmen die keinen genauen Überblick über ihren tatsächlichen Energieverbrauch und die damit verbundenen Kosten haben. Die Herausforderung liegt dabei zwischen den komplizierten Tarifmodellen eines anbieterseitig fragmentierten Marktes die Energiebeschaffung zu gewährleisten sowie zwischen neuen Technologien und vielfältigen Finanzierungsmöglichkeiten für Energieeffizienzmaßnahmen die komplexen Optimierungspotentiale auszunutzen. Die Grundlage für die Umsetzung eines Energiemanagements im Unternehmen basiert auf der Schaffung einer adäquaten Datenbasis das Wissen über die gesetzlichen und gesellschaftlichen Anforderungen.

Rechtliche Rahmenbedingungen und Standards für Betriebe

Zur Erreichung der Ziele der Europäischen Union, die vorgibt den Primärenergieverbrauch um 20 % zu reduzieren, den Anteil erneuerbarer Energieträger am Energiemix um 20 % zu erhöhen und die Treibhausgasemissionen um 20 % zu senken², liefert die Energiemanagementnorm EN 16001, welche 2011 von der EN ISO 50001 ersetzt wurde einen Beitrag. Die Energiemanagementnorm bildet die Basis mit der ein Unternehmen in die Lage versetzt wird, Systeme und Prozesse aufzubauen und den Energieeinsatz sowie den Energieverbrauch zu messen und die Energieeffizienz zu verbessern. Die Prozesslogik der Energiemanagementnorm beginnt mit der Festlegung der Energiepolitik und der Bewertung des bestehenden Systems. Im nächsten Schritt folgt die Planung der Energiebeschaffung und des Energieeinsatzes, welche gefolgt wird von einer Maßnahmenableitung und der Definition von Optimierungsvorhaben.³

Ergänzt werden die bestehenden Handlungsoptionen durch den Aufbau einer Richtlinie zur Steigerung der Energieeffizienz in Europa, welche die Energieeffizienz in den Mittelpunkt der Energiestrategie der Union stellt.⁴ Das österreichische Bundesenergieeffizienzgesetz, das noch als Arbeitsentwurf vorliegt, zielt für Betriebe auf die Durchführung von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz mit dem Ziel der Kostensenkung. Je nach Unternehmensgröße sind unterschiedliche Vorgaben zu verwirklichen; beispielhaft richtet das im Vorschlag befindliche Energieeffizienzgesetz seinen Fokus auf die Implementierung von Energiemanagementsystemen für große und mittelgroße Unternehmen und unterstützt damit die Bedeutung von Managementsystemen zur betrieblichen Steuerung und Maßnahmenableitung.⁵

Herausforderungen für Industriebetriebe

Industriebetriebe stehen in diesem Zusammenhang vor zahlreichen Herausforderungen; insbesondere gilt es Potentiale zur Energiekostensenkung und Energieeffizienzsteigerung zu erkennen und zu bewältigen. Diese sind in fünf wesentliche Bereiche zu gliedern:

¹ Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Wirtschafts- und Betriebswissenschaften, Peter-Tunner-Straße 25-27, Tel.: 03842 402 6030, 6001, carina.gallien@unileoben.ac.at, wbw.unileoben.ac.at

² Commission of the European Communities: Communication from the Commission to the European Council and the European Parliament: an Energy Policy for Europe. COM(2007) 1 final, Brussels

³ ÖNORM EN ISO 50001: Energiemanagementsysteme – Anforderungen mit Anleitung zur Anwendung (ISO 50001:2011), Österreichisches Normungsinstitut, Wien

⁴ Europäisches Parlament: Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG, 2010/30/EU sowie zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG, 2006/32/EG, Amtsblatt der Europäischen Union, 2012

⁵ Österreichisches Parlament: Bundesgesetz über die Steigerung der Energieeffizienz bei Unternehmen und dem Bund (Bundes-Energieeffizienzgesetz – EnEffG), Regierungsvorlage, 2013

- Ökonomischer Druck
- Ökologische Ansprüche
- Technologischer Fortschritt
- Politische und rechtliche Notwendigkeit
- Soziale Ansprüche

Zusätzlich führen Preis-, Mengen- und Qualitätsrisiken zu einem umfassenderen Handlungsrahmen und damit verbundenen Maßnahmen zur ökonomisch und ökologisch orientierten Energiebewirtschaftung

Zielsetzung und Methodik

Das Ziel dieser Arbeit liegt darin mithilfe einer multikriteriellen Analyse die Wirkungsbeziehungen zwischen den norm-, prozess- und organisationsgeforderten Anforderungen die Abhängigkeit zu den Herausforderungen für Industriebetriebe darzustellen. Mit der Untersuchung zur Darstellung der Abhängigkeiten der Zusammenhänge werden Motive und Treiber für zukünftige Handlungsfelder im Rahmen eines operationalisierten Energiemanagementsystems gezeigt.

Für den Aufbau eines betrieblichen Energiemanagements ist es notwendig, die Abhängigkeitsstrukturen zwischen den Betrachtungsparameter und den Einflussgrößen zur Abbildung der Herausforderungen für Betriebe zur Verbesserung der Energieeffizienz und zur Senkung der Energiekosten zu kennen. Ein weiterer Grund für die Durchführung einer Abhängigkeitsanalyse liegt in der Quantifizierung der Einflüsse von einzelnen qualitativen Größen des betrieblichen Energiemanagements auf die wesentlichen Treiber der Entwicklungsrichtungen zur Bewältigung der Herausforderungen. Zur Durchführung der Analyse wurde eine Abhängigkeitsmatrix ermittelt, welche auf drei Abhängigkeitsgraden basiert. Die multikriterielle Analyse der Wirkungsbeziehungen ermöglicht somit zukünftige Treiber und Motive für Entwicklungsrichtungen des betrieblichen Energiemanagements abzubilden und zu entkräften.

Ergebnisse der Analyse

Unter der Berücksichtigung der priorisierten Maßnahmen zur Implementierung der ISO 50001 wird der Fokus zukünftig für ein ganzheitliches und wirkungsvolles Energiemanagement mit dem Ziel entwickelt, durch Analyse, Steuerung und Kontrolle von Informationen und Energiedaten, Potentiale zur Senkung und Begrenzung des Energieverbrauches im Unternehmen (Betrieb) zu identifizieren.

Als wesentlich für die Betrachtung der Energieströme stellt sich die Analyse der Energieanteile in den betrieblichen Prozessen dar um die Energieverluste in der Energiewertschöpfungskette des innerbetrieblichen Energieflusses abbilden zu können und Maßnahmen für Effizienzsteigerungen zu definieren. Die Anforderungen an die Einhaltung von Zielvorgaben im Energie- und Ressourcenverbrauch sind stetig gestiegen, was einen verstärkten Fokus auf ein integriertes strategisches und operatives Energiecontrolling mit sich zieht. Dabei ist es nicht ausreichend, eine Vielzahl an Messdaten automatisch zu erfassen und aufzubereiten, sondern man muss in der Lage sein, mithilfe spezifischer Kennzahlensysteme und Bewertungsinstrumente die übermäßigen Energieverbräuche und Fehlfunktionen von Anlagen und Systemen zu detektieren.¹ Die Themenfelder der Energiebeschaffung und Energiekultur stellen zukünftig einen weiteren Schwerpunkt dar.

Zusammenfassung

Der Beitrag fokussiert unter der Berücksichtigung der rechtlichen Rahmenbedingungen auf der Basis des Energiemanagements nach DIN EN ISO 50001 einen ganzheitlichen Ansatz des betrieblichen Energiemanagements und stellt dabei die Abhängigkeitsstrukturen zwischen zukünftigen Herausforderungen im Energiemanagement und dem Managementstandard vor.

Die wesentlichen Handlungsfelder werden mittels einer multikriteriellen Analyse identifiziert und spezifiziert. In der Wirkung des Unternehmens auf sein Umfeld können diese Handlungsfelder eine Differenzierung zu den Wettbewerbern darstellen.

¹ Uetz, R.: Energiecontrolling, Amstein + Walthert, no. 48, 2009

9.4.4 Steigerung der Energieeffizienz in Österreichs Industrie durch innerbetriebliche Abwärmenutzung mittels Wärmepumpensystemen anhand zweier Beispiele

Gerald ZOTTER(*)¹, René RIEBERER¹

Ausgangssituation und Motivation

Österreichs Industrie ist für etwa ein Drittel des gesamten heimischen Endenergiebedarfs verantwortlich, wobei beinahe die Hälfte davon mit Erdgas, Erdöl und Kohle (siehe Abbildung 1) gedeckt wird. Damit ist eine Reduktion von fossilen Brennstoffen in diesem Sektor zur Erreichung von Österreichs Klimazielen unerlässlich, da die heimische Industrie einer der Hauptemittenten von anthropogenen, klimarelevanten Treibhausgasen ist.

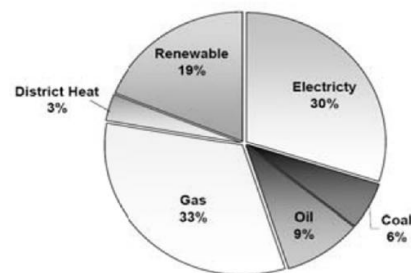


Abbildung 1: Anteil der Endenergieträger in der österreichischen Industrie 2009 (Statistik Austria [1])

Innerbetriebliche Abwärmenutzung mittels Wärmepumpen

I.d.R. fallen in der Industrie enorme Abwärmemengen aus unterschiedlichsten Produktionsprozessen an, welche meist mit zusätzlichem Aufwand „entsorgt“ werden. Abwärmern, die aufgrund ihres Temperaturniveaus nicht direkt genutzt werden können, könnten mittels Wärmepumpensystemen auf ein nutzbares Temperaturniveau für Heizzwecke angehoben bzw. in thermischen Kältemaschinen für Kühlzwecke genutzt werden. Dadurch kann ein großes, bisher brachliegendes Potential zur Energieversorgung erschlossen und ein signifikanter Beitrag zur Reduktion des Primärenergieverbrauches bzw. des damit verbundenen CO₂-Ausstosses erreicht werden, wie in Abbildung 2 bildhaft dargestellt ist

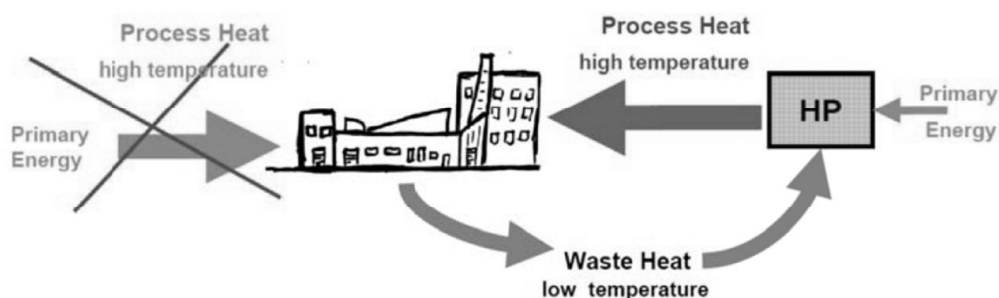


Abbildung 2: Schematische Darstellung des Prinzips der innerbetrieblichen Abwärmenutzung mittels Wärmepumpen (Zotter & Rieberer [2])

Ökologisches Potential

Lt. Lambauer et al. [3] könnten in Deutschlands Industrie durch den Einsatz von Wärmepumpen im Vergleich zu konventionellen Wärmeerzeugern Emissionseinsparungen von durchschnittlich 49% erzielt werden. Da der österreichische Emissionsfaktor für den elektr. Strom kleiner ist als jener in Deutschland, kann davon ausgegangen werden, dass das österreichische Einsparpotential prozentuell höher ist.

¹ Institut für Wärmetechnik, TU Graz, Inffeldgasse 25/B, 8010 Graz,
Tel.: +43(0)316 873 7301, Fax.: +43(0)316 873 7305, gerald.zotter@tugraz.at, www.iwt.tugraz.at

Marktbarrieren

Bis dato gibt es trotz der o.a. ökologischen Vorteile nur sehr wenige realisierte industrielle Anwendungen in Österreich. Die Gründe dafür sind mannigfaltig: Einerseits deckt der Markt den Bedarf an Wärmepumpen für die benötigten relativ hohen Temperaturniveaus der Industrie nur bedingt, andererseits dürften auch die von der Industrie geforderten (sehr) kurzen Amortisationszeiten und fehlende Erfahrung mit realisierten Anlagen nachteilig für eine größere Verbreitung sein.

Wärmepumpensysteme in Österreichs Industrie

Theoretisch können unterschiedliche Wärmepumpensysteme in der Industrie eingesetzt werden. In dieser Arbeit wird beispielhaft eine potentielle Anwendung einer elektrisch und einer bereits realisierten thermisch angetriebenen Wärmepumpe in österreichische Industriebetriebe vorgestellt.

Elektrisch angetriebene Wärmepumpe in einem Metall verarbeitenden Betrieb

Im Rahmen eines nationalen Projektes [4] wurde eine Machbarkeitsstudie über den potentiellen Einsatz einer elektr. angetriebenen Wärmepumpe zur Nutzung von Abwärme durchgeführt. Im Konkreten sollte bis dato ungenutzte Kondensationsabwärme eines bestehenden Kaltwassersatzes mit einem Temperaturniveau von ca. 45°C mittels einer Kompressionswärmepumpe auf ein nutzbares Temperaturniveau von ca. 80°C zur Prozesswärmeversorgung angehoben werden. Im Zuge dieser Arbeit wurde ein Einbindungskonzept erarbeitet, bei dem sich die Kompressionswärmepumpe trotz der relativ geringen Heizleistung (ca. 100 kW_{th}) und des hohen Nutztemperaturniveaus innerhalb von 7 Jahren amortisieren und dabei jährlich über 60 Tonnen CO₂-Emissionen einsparen könnte.

Thermisch angetriebene Wärmepumpe in einem Holz verarbeitenden Betrieb

Beim Zellstoffproduzenten Schweighofer Fiber GmbH in Hallein dient ein Biomasseheizkraftwerk zur energetischen Verwertung von Reststoffen und Biomasse. Dabei hebt eine Absorptionswärmepumpe (AWP) welche von der Salzburg AG betrieben wird, das Temperaturniveau der Rauchgaskondensationswärme im Biomassekraftwerk von ca. 50°C auf 95°C an, um eine Nutzung dieser für die Fernwärmeversorgung zu ermöglichen. Als Antrieb der AWP dient Prozessdampf (ca. 165°C) aus dem Kraftwerk. Damit werden jährlich bis zu 6.000 Tonnen an CO₂ eingespart und aufgrund der hohen Auslastung der AWP von ca. 6.200 Volllaststunden im Jahr, weist diese Anwendung aus Sicht des Betreibers ein hohes wirtschaftliches Potential auf (Rieberer et al. [5]).

Literatur

- [1] STATISTICS AUSTRIA, 2010b: AUSTRIA-Data-Figures-Facts 10/11, 6th edition, Statistics Austria - Federal Institution under Public Law, Vienna 2010, ISBN 978-3- 902703-66-8
- [2] Zotter, Rieberer, 2010: Application of Industrial Heat Pumps – Planned Activities at the Institute of Thermal Engineering TU Graz, Kick-off Meeting, IEA HPP Annex Industrial Heat Pumps, Maintal (GER), 2009-04-07
- [3] Lambauer, Fahl, Ohl, Blesl, Voß, 2008: Industrielle Großwärmepumpen - Potenziale, Hemmnisse und Best-Practice Beispiele – Endbericht des Forschungsprojekt gefördert von der Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung in Kooperation mit Ochsner Wärmepumpen GmbH, Stuttgart 2008
- [4] Vehovec V., Zotter G., Rieberer R., Mauthner F., Brunner C., 2013: Promise Demo IF - Industrielle Forschung für PROMISE DEMO (Produzieren mit Solarer Energie - Demonstrations- projekt), Endbericht (FFG-Nr.: 82553), NEUE ENERGIEN 2020, Klima- und Energiefond, Wien
- [5] Rieberer R., Zotter G, Fleckl T., Zottl A.: IEA HPP Annex 35 – Applications of Industrial Heat Pumps, Nationaler Endbericht zu den österr. Teilnahmen (FFG-Nr.: 824966 & 839570) (voraussichtliche Veröffentlichung 2014 durch das BMVIT)

Danksagung

Dieses Projekt (FFG-Nr.: 824966 & 839570) wurde aus Mitteln des BMVIT gefördert und im Rahmen der Forschungs Kooperation Internationale Energieagentur durchgeführt.

9.4.5 Auswirkungen der globalen Energiepreisentwicklungen auf ausgewählte Produktionsprozesse eines Automobilzulieferers

Markus HIRSCHVOGEL(*)¹, Mario KLEINDIENST(*)²

Ausgangslage

Die Betrachtung und Optimierung unternehmerischer Prozesse hinsichtlich Energieeinsatz bzw. Energieeinsparpotentialen erhält immer größer werdende Bedeutung für Industriekonzerne. Laut einer Umfrage der Deutschen Energie-Agentur im Jahr 2011 geben 66% der 250 befragten Unternehmen aus Industrie und produzierendem Gewerbe an, in der näheren Zukunft Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen tätigen zu wollen. [vgl. DENA 2011]

Bei Magna, als globalem Automobilzulieferer, wurde der Produktionsfaktor Energie bisher eher sekundär betrachtet. Auf Grund der Entwicklungen bei Energiepreisen hat man jedoch auch den Bedarf erkannt, die Produktionsprozesse hinsichtlich Energieeinsatz und Einsparpotentialen zu untersuchen. In der Automobilbranche werden weltweit technologisch vergleichbare Prozesse installiert, um die Produktionskosten, durch Nutzung der lokal vorhandenen Kostenvorteile auf Produktionsfaktorniveau, bei gleichbleibender Qualität zu senken und um Standardisierung zu erreichen. Durch diesen Umstand lassen sich Produktionsprozesse global vergleichen und die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Standorte auf die entstehenden Produktionsfaktorkosten herunterbrechen.

Zielsetzung und Vorgehensweise

Die Absicht dieser Arbeit ist es zunächst, den Energieeinsatz ausgewählter Produktionsprozesse zu erheben und zu analysieren. Dabei konzentriert sich diese Untersuchung auf die Prozesse der Warm- und Kaltumformung anhand des Herstellungsvorganges eines definierten Produkts. Dazu werden die Anlagen an den Standorten in Bopfingen (Deutschland) und Albersdorf (Österreich) untersucht. Diese dienen dann als Referenzwerte für den globalen Vergleich.

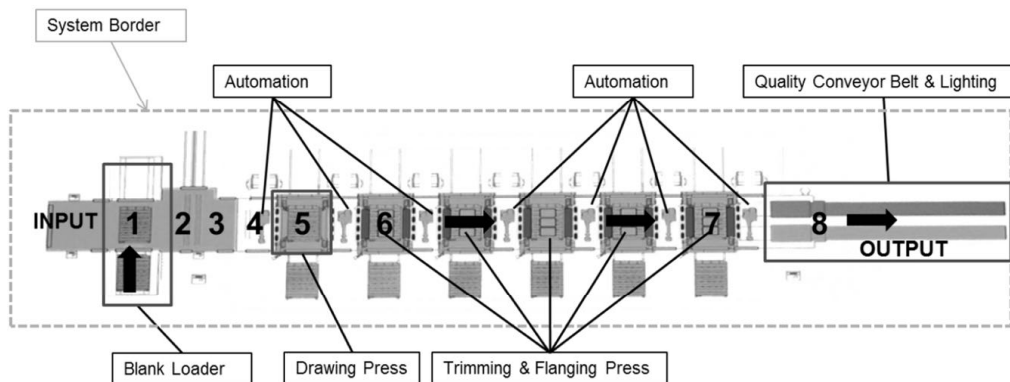


Abbildung 1: Prozessschaubild Kaltumformung Albersdorf

Anschließend wird durch Verknüpfung mit den derzeitigen Energiepreisen an den einzelnen Standorten die aktuelle Energiekosten-Situation für Magna abgeleitet. Im Zuge der Prozessanalyse in Bopfingen und Albersdorf werden Einsparpotentiale erhoben und nach der Priorität der Umsetzung gereiht. Durch Einbeziehung möglicher Energiepreisentwicklungen werden Empfehlungen abgegeben, an welchen Produktionsstandorten in Zukunft für Magna bezüglich des Produktionsfaktors Energie Kostenvorteile zu erwarten sind und an welchen nicht. Dabei wird auf umfangreiche Studien der International Energy Agency aus dem Jahr 2010 zurückgegriffen [vgl. IEA 2010].

¹ Magna International Germany GmbH, Taurusstrasse 31, 80807 München, Tel.: +49 172 1697589, markus.hirschvogel@magna.com

² Institut für Industriebetriebslehre und Innovationsforschung, Kopernikusgasse 24, 8010 Graz, Tel.: 0316 873 7295, mario.kleindienst@tugraz.at, ibl.tugraz.at

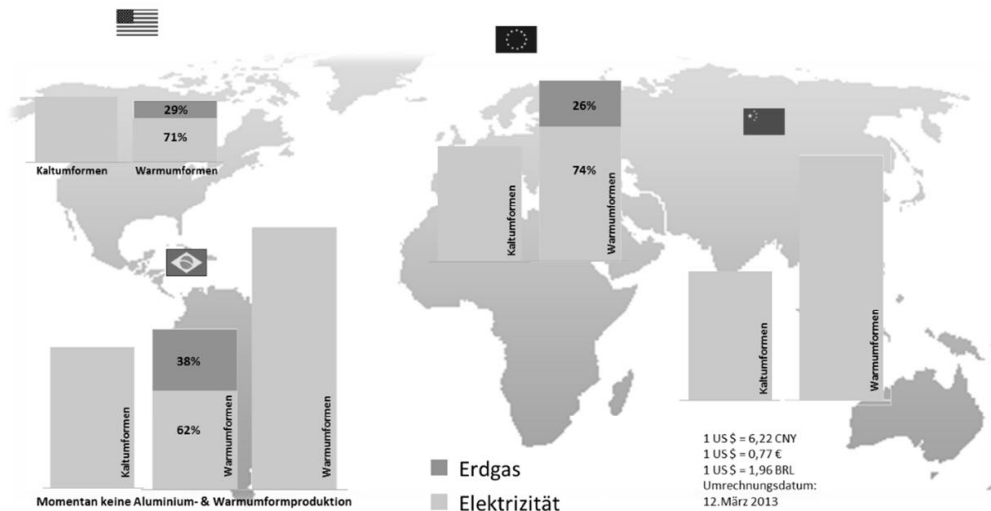


Abbildung 2: Globaler Energiekostenvergleich der Kalt- und Warmumformung

Ergebnisse

Die Analyse der derzeitigen Energiepreissituation hat unter anderem ergeben, dass der Warmumformprozess in Europa rund 3-mal so teuer ist wie in den USA. Gegenüber China ergibt sich jedoch in Europa ein Kostenvorteil von rund 28%. Zusammen mit den Forecasts für Energiepreisentwicklungen kann davon ausgegangen werden, dass Kalt- und Warmumformprozesse bezüglich des Produktionsfaktors Energie am kostengünstigsten in den USA betrieben werden können.

Die wesentlichsten Einsparpotentiale in den bestehenden Kaltumformprozessen befinden sich im Bereich des Standby Verbrauchs. Die Einführung eines „Intelligent Standby Systems“ und das Abschalten der Leerpressen während der Produktion führen zu einer deutlichen Reduktion des Energieverbrauchs. Bei den Warmumformprozessen können hohe Einsparungen erreicht werden, wenn das bisher ungenutzte Abgas einer Wärmerückgewinnung zugeführt und z.B. zur Vorheizung der Platinen verwendet wird.

Literatur

DENA 2011: Deutsche Energie-Agentur GmbH, Umfrage zur Energieeffizienz bei Entscheidungsträgern aus Unternehmen in Industrie und Gewerbe, http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/Meldungen/2012/Hintergrundinfo_PM_120424.pdf

IEA 2010: International Energy Agency, World Energy Outlook 2010, Paris 2010, <http://www.worldenergyoutlook.org/media/weo2010.pdf>

9.4.6 Evaluierung von Umweltinnovationen für Großverbraucher – Markteintrittsbarrieren, Nutzeneinbußen, Umweltrelevanz

Edith HOLLÄNDER(*)¹, Felipe TORO¹, Felix REITZE¹,
Sabine LANGKAU², Annette ROSER¹

Inhalt

Für eine funktionierende Marktwirtschaft und eine stetige Entwicklung der Gesellschaft sind innovative Produkte unabdingbar, um den sich ändernden Bedürfnissen und Lebensgewohnheiten der Menschen gerecht zu werden. Gleichzeitig sollten diese neuartigen Produkte aber auch zum Umwelt- und Klimaschutz bzw. dem Wohlbefinden der Menschen beitragen. Lösungsansätze für effiziente Produkte, die speziell verschiedenartige Umweltaspekte (Material- und Ressourceneinsatz, Energiebedarf, Toxizität, usw.) berücksichtigen gewinnen im Hinblick auf zukünftige Ressourcenknappheit und steigende Energiepreise deshalb immer mehr an Bedeutung. Zudem leisten sie einen essentiellen Beitrag zur Energiewende.

Dennoch haben viele Umweltinnovationen, die bereits auf dem Markt sind noch keine breite Diffusion erfahren. Im Rahmen des Projektes „Marktmacht bündeln: Großverbraucher als Treiber für Innovationen beim nachhaltigen Konsum“ im Auftrag des Umweltbundesamt in Deutschland wird daher untersucht, welche Innovationen vielversprechend genug sind, um in Deutschland weiter gefördert zu werden. Das Projektteam – bestehend aus Wissenschaftlern des Fraunhofer Instituts für System- und Innovationsforschung (ISI), dem Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien (IREES) unter der Leitung des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) baut dabei auf den vorliegenden Erfahrungen mit dem öffentlichen Beschaffungswesen (GPP) auf, beschreitet jedoch Neuland, indem nicht-öffentliche Großverbraucher im Fokus stehen, die als innovationsorientierte Nachfrager einzeln oder gebündelt Innovationsimpulse an die Angebotsseite geben könnten.

Das Paper stellt die Evaluierung ausgewählter Umweltinnovationen insbesondere im Hinblick auf deren Relevanz für die Energieeffizienzsteigerung in der Industrie dar.

Methodik

Eine Reihe von marktreifen und besonders interessanten Umweltinnovationen wurden anhand von Literatur- und Wettbewerbsauswertungen identifiziert und hinsichtlich essentieller Aspekte auf deren Markteintrittsbarrieren untersucht: Wodurch hebt sich das Produkt von anderen Produkten ab? Welche Hemmnisse bestehen bei Verbrauchern, die Innovation zu nutzen? Ist deren Umweltnutzen eventuell umstritten? Sind es finanzielle Aspekte oder Informations- bzw. Nutzungsaspekte, die eine breite Diffusion behindern? Birgt das Produkt auch Nutzeneinbußen im Vergleich zu herkömmlichen Produkten? Hat die Umweltinnovation neben der Umweltrelevanz weitere Vorteile für Unternehmen (z.B. Imagegewinn)? Welche Großverbraucher kommen für die Umweltinnovation in Frage?

Grundlage der Evaluation sind Recherchen zu Produktinformationen und Experteninterviews. Das Paper stellt einige ausgewählte Umweltinnovationen dar, die aufgrund der Ergebnisse für eine wissenschaftliche Diskussion besonders interessant sind und insbesondere auf Energieeffizienzaspekte im industriellen Sektor abzielen.

¹ IREES GmbH, Schönfeldstr. 8, 76131 Karlsruhe, Deutschland,
{Tel.: +49 721 9152636-25, Fax: +49 721 9152636-11, e.hollaender@irees.de},
{Tel.: +49 721 9152636-21, Fax: +49 721 9152636-11, f.toro@irees.de},
{Tel.: +49 721 9152636-24, Fax: +49 721 9152636-11, f.reitze@irees.de},
{Tel.: +49 721 9152636-33, Fax: +49 721 9152636-11, a.rosier@irees.de}, www.irees.de

² Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe, Deutschland, Tel.: +49 721 6809-498, Fax: +49 721 6809-0, sabine.langkau@isi.fraunhofer.de, www.isi.fraunhofer.de

Ergebnisse

Die identifizierten Umweltinnovationen betreffen hauptsächlich Energieeffizienz- und Energieerzeugungstechnologien. Dafür kämen beispielsweise Großverbraucher aus den Bereichen Gastgewerbe, Industrie, Gewerbe-, Handel-, Dienstleistung, Gesundheitswesen oder Einzelhandel in Frage.

Eine erste Einschätzung nach umfangreichen Recherchen bescheinigte allen Innovationen ein hohes Potenzial. Dennoch bewerten Experten einzelne Innovationen durchaus kritisch. Dargestellt werden sowohl die Vorteile als auch die Problematiken der Umweltinnovationen, um eine gute Diskussion zu ermöglichen.

9.5 WÄRME- UND KÄLTEVERSORGUNG (SESSION G5)

9.5.1 Digitale Wärmebedarfskarte – Ein innovatives Planungswerkzeug für die Erstellung von Energieversorgungskonzepten

Bernd EIKMEIER¹

Motivation

Aktivitäten im Rahmen von Klimaschutz- und Energieversorgungskonzepten erfordern die Analyse und Bewertung komplexer Fragen mit teilweise divergierenden Zielen (z. B. in Bezug auf Wirtschaftlichkeit, CO₂- und Verbrauchsreduktion, Kundenbindung und Marktchancen, Ausbauziele KWK und Erneuerbare Energien, Attraktivität von Wohnquartieren). Heutzutage sind zwar sehr umfangreiche Datenmengen verfügbar, allerdings lässt sich feststellen, dass diese nur selten zielführend miteinander verknüpft und integriert betrachtet und ausgewertet werden. Diese Lücke kann eine digitale Wärmebedarfskarte in gebäudescharfer Auflösung schließen. Sie bietet als aktualisierbare Datenbasis in einem Geografischen Informationssystem (GIS) in Zusammenhang mit einem ankoppelbaren Werkzeug zur Wirtschaftlichkeitsanalyse ein sehr vielfältig einsetzbares Analyse- und Planungswerkzeug.

Entwicklung einer digitalen Wärmebedarfskarte

Hervorragend als Gebäudebasis geeignet sind aufbereitete 3D-Laserscanningdaten, welche vom Autor mittlerweile in vielen Städten zur Erstellung eines hoch aufgelösten digitalen Wärmealas genutzt wurden. Eine solche Datenbasis erlaubt es in der Folge auch, sehr individuelle Gebäudetypologien zu erarbeiten. Im GIS lässt sich für jedes einzelne Gebäude errechnen, welcher Flächenanteil der Gebäudeaußenfläche entweder Kontakt zur Umgebungstemperatur hat oder an ein beheiztes Gebäude angrenzt und deshalb viel weniger Transmissionsverluste zeigt; diese Ergebnisse fließen dann in die Abschätzung des individuellen Wärmebedarfs der Gebäude ohne Verbrauchsdatenzuordnung ein.

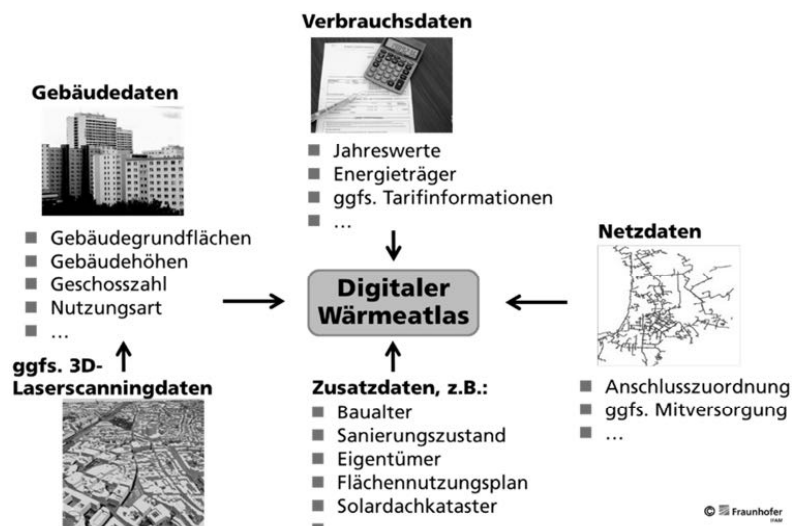


Abbildung 1: Elemente einer digitalen Wärmebedarfskarte

Anwendungsoptionen

Das Planungswerkzeug kann – je nach Fragestellung – für eine große Bandbreite an Anwendungen genutzt werden, insbesondere für:

¹ Fraunhofer IFAM, OE Energiesystemanalyse (vormals Bremer Energie Institut), Wiener Straße 12, D-28359 Bremen, Tel.: +49 (0)421-2246, Fax: -7030, bernd.eikmeier@ifam.fraunhofer.de, www.ifam.fraunhofer.de/energiesystemanalyse

- Darstellung und Filterung nach Einzelgebäudemerkmalen oder Kombinationen, z. B. nach:
 - Höhe des Wärmebedarfs
 - Energieträger
 - Gebäudeeigentümer (z. B. Wohnungsbaugesellschaft)
 - Nutzungsart
- Szenarienrechnungen, z. B. Auswirkungen der Gebäudesanierung auf den Bedarf
- Raster- / Dichtekarte-Analysen
- Bufferanalysen zum Netzausbau (siehe Abbildung 2)
- Wärmeliniendichten (siehe Abbildung 3)
- Clusteranalysen (gut geeignet für eine Vorauswahl / Rankingbildung), z. B. nach
 - Höhe des Wärmebedarfs
 - Anteil von Einzelmerkmalen (z. B. Erdgas-Anschlussquote)
 - Wärmedichten / mittlere Wärmeliniendichten
 - Netzlängen(bedarf)
 - Weitergehenden Auswertungen (z. B. KWK-Potenziale, siehe Abbildung 3)
- Datenübernahme in weitere Tools, z.B. für Wirtschaftlichkeitsanalysen
- Ergebnisvisualisierung und -kommunikation

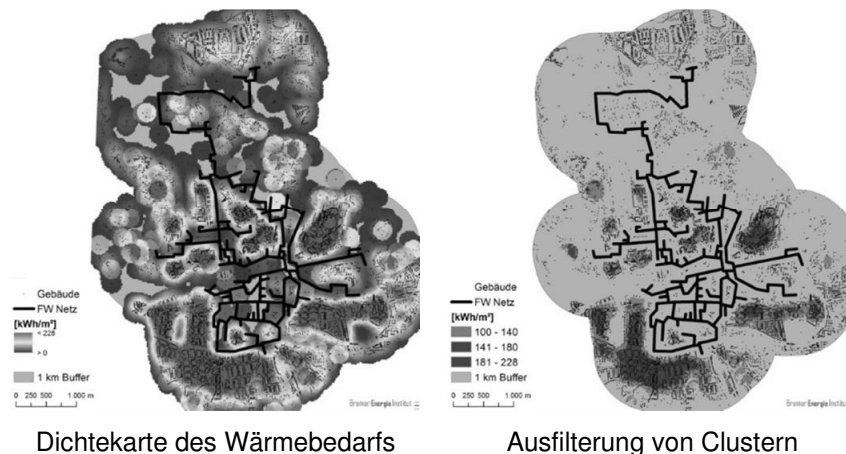


Abbildung 2: Ermittlung von interessanten Fernwärmenetz-Erweiterungscustern



Abbildung 3: Wärmeliniendichten (linke Seite) / Clusterauswertungen (rechte Seite)

9.5.2 Fernkälte als Möglichkeit zur Effizienzsteigerung bei Abfallverbrennungsanlagen

Bernd HOLLAUF¹, Christine FAUSTMANN¹

Rahmenbedingungen für die Fernkältenutzung

Die Nutzung und der weitere Ausbau von Fernkälte werden auf europäischer Ebene von verschiedenen Seiten forciert.

Neben Festlegungen in der Richtlinie 2009/28/EG vom April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, die als einen Themenbereich die Förderung von Fernwärme/-kälte aus Energie aus erneuerbaren Quellen beinhaltet, und der Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden, die ebenfalls auf einen Ausbau von Fernkälteinfrastrukturen Bezug nimmt, ist vor allem die Richtlinie 2012/27/EU zu nennen. Ziel dieser Richtlinie ist die Schaffung eines gemeinsamen Rahmens für Maßnahmen zur Förderung von Energieeffizienz in der EU zur Erreichung des übergeordneten Ziels einer Einsparung beim Primärenergieverbrauch der EU von 20 % gemessen an den Prognosen für das Jahr 2020 sowie zur Vorbereitung weiterer Energieeffizienzverbesserungen für die Zeit danach. Ein erhebliches, aber noch weitgehend ungenutztes Potenzial für die Einsparung von Primärenergie wird dabei der hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Fernwärme- sowie Fernkälteversorgung zugeschrieben. Abfallverbrennungsanlagen werden in diesem Zusammenhang explizit als potenzielle Wärme- und Kälteversorgungspunkte angeführt.

Der Einsatz von Fernkälte bei Abfallverbrennungsanlagen wird auch in Zusammenhang mit der Thematik der „besten verfügbaren Techniken“ (BVT) diskutiert. Für den Bereich der Abfallverbrennung existiert ein BVT-Merkblatt aus August 2006 (Reference Document on the Best Available Techniques for Waste Incineration; BREF Waste Incineration). Dieses soll im Rahmen des Sevilla-Prozesses einer Überarbeitung unterzogen werden. Einen Schwerpunkt bei der geplanten Revision des BVT-Merkblattes soll die Kälteerzeugung als mögliche Maßnahme zur Steigerung der Energieeffizienz von Abfallverbrennungsanlagen bilden.

In Österreich findet die Thematik der Fernkältenutzung sowohl in Rahmendokumenten wie der Energiestrategie Österreich als auch auf gesetzlicher Ebene (v.a. Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz, BGBl. I Nr. 113/2008) oder in Bezug auf die betriebliche Umweltförderung im Inland Berücksichtigung.

Technische Grundlagen und energetische Bewertung von Fernkältesystemen

Im Rahmen des Beitrages, der auf einer für das Lebensministerium (Abteilung VI/3, Abfallwirtschaftsplanung, Abfallbehandlung und Altlastensanierung) erstellten Studie zur Erarbeitung von Grundlagen für die Revision des BREF Waste Incineration basiert, werden neben dem Stand der Kältetechnik Möglichkeiten für die energetische Bewertung von Fernkältesystemen einer Betrachtung unterzogen. Der Fokus liegt auf den technischen Grundlagen für Fernkältesysteme in Verbindung mit Abfallverbrennungsanlagen und der dafür erforderlichen thermisch getriebenen Kälteerzeugung. Die Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK) stellt eine vielversprechende Möglichkeit zur Steigerung der Energieeffizienz bei der Kälteerzeugung bzw. der Abfallverbrennung und damit zur Einsparung von Primärenergie dar.

Als wesentliche Kennzahl für die Quantifizierung der Energieeinsparung im Vergleich zu Systemen mit konventionellen Kompressionskälteanlagen wird der Primärenergiefaktor (PEF) herangezogen, der sich über das Verhältnis von eingesetzter Primärenergie zu abgegebener Endenergie definiert.

¹ VERBUND Umwelttechnik GmbH, 9020 Klagenfurt, Lakeside B06 b, www.verbund.com,
{Tel.: +43 664 8286858, bernd.hollauf@verbund.com},
{Tel.: +43 664 8285766, christine.faustmann@verbund.com}

Im Beitrag wird v.a. auf die Gutschriftenmethode als eine Möglichkeit für die Zuordnung der Primärenergie zu den beiden Energieformen Strom und Wärme bei der Kraft-Wärme-Kopplung näher eingegangen, da die Verwendung dieser Methode in der ÖNORM EN 15316-4-5 vorgeschrieben wird. Mit Hilfe dieser Norm können Fernwärmenutzungen bewertet werden. Das Ergebnis des Berechnungsverfahrens ist der Primärenergiefaktor für das jeweilige System.

Neben dem Primärenergiefaktor ist die Betrachtung der spezifischen Treibhausgasemissionen (CO₂-Äquivalente) bezogen auf die bereitgestellte Kälteenergiemenge eine gängige Methode zur Bewertung von Fernkältesystemen. Die Berechnung erfolgt mit Hilfe von Emissionsfaktoren für die über die Systemgrenzen zugeführten und exportierten Energieträger. Die Bewertungsgrundlage bildet analog zum Primärenergiefaktor ein Vergleich der Emissionen von Fernkältesystemen mit thermisch getriebenen Kältestationen und Systemen mit elektrisch betriebenen Kompressionskälteanlagen.

Beispiele für Abfallverbrennungsanlagen mit KWKK-Kopplung

Ein weiterer Schwerpunkt wird auf die Darstellung von umgesetzten Beispielen für die Fernkältenutzung aus der Abfallverbrennung gelegt. Anhand von in der Literatur verfügbaren technischen, wirtschaftlichen und umweltrelevanten Daten der in Planung bzw. Bau befindlichen sowie bereits umgesetzten Kältesysteme wird der aktuelle Stand der Technik in Bezug auf die Fernkältenutzung bei der Abfallverbrennung dokumentiert.

Die betrachteten Kältesysteme zeigen, dass Fernkältesysteme immer auf die jeweiligen Randbedingungen maßgeschneidert werden müssen. Je nach lokalem Kältebedarf kommen zentrale oder dezentrale Konzepte zum Einsatz. Ebenfalls abhängig von den lokalen Gegebenheiten wird in der konkreten Umsetzung üblicherweise auf eine Mischung unterschiedlicher Kälteerzeugungstechnologien gesetzt. Die Fernkältesysteme umfassen neben Absorptions- und Kompressionsanlagen teilweise auch natürliche Kältequellen (Free Cooling). Letztlich belegen die Beispiele, dass für die Kälteerzeugung aus Abwärme von Abfallverbrennungsanlagen eine positive Bilanz hinsichtlich Gesamtenergieeinsatz gezogen werden kann. Der Primärenergiebedarf wie auch die Treibhausgasemissionen von Kältesystemen mit thermisch betriebenen Kälteanlagen liegen im Vergleich zu konventionellen Systemen mit elektrisch betriebenen Kälteanlagen deutlich niedriger.

Zukünftig wird von einem weiteren Anstieg des Kältebedarfs ausgegangen. In Wien ist daher beispielsweise ein Ausbau der installierten Kälteleistung von 56,9 MW im Jahr 2013 auf 200 MW im Jahr 2020 vorgesehen. Durch KWKK kann Strom für Kompressionskälteanlagen vermieden und im Sommer verfügbare Abwärme aus der Abfallverbrennung sinnvoll genutzt werden. Somit kann die KWKK-Kopplung in Verbindung mit der Abfallverbrennung einen Beitrag zur Primärenergieeinsparung leisten.

9.5.3 The Impact of Climate Change and Energy Efficiency on Heating and Cooling Energy Demand and Load

Lukas KRANZL¹, Herbert FORMAYER¹, Richard HIRNER¹,
Marcus HUMMEL¹, Andreas MÜLLER¹, Irene SCHICKER²,
Gerhard TOTSCHNIG¹

Motivation and content

The building sector and related heating and cooling energy demand is associated with significant energy efficiency potentials. Substantial efforts are taken to tap these potentials. On the European level, in particular the energy performance of buildings directive (EPBD recast) requires member states to improve the thermal efficiency of the building stock. At the same time, climate change has a direct impact on heating and cooling energy demand and on the penetration of air conditioning. Previous work has shown, that the additional energy demand for cooling in most scenarios is expected to be lower than the reduction for heating due to climate change (Bednar-Friedl, 2013), (Kranzl et al., 2010), (Prettenthaler and Gobiet, 2008). However, the possible impact on overall electricity loads is still an open question and to be investigated.

The key research question of this paper is: What is the impact of climate change and energy efficiency on heating and cooling energy demand and resulting electricity load in Austria?

This leads to the following sub-questions:

- What are climate signals in different climate scenarios effecting heating and cooling energy demand in Austria?
- What are non-climatic drivers of energy demand for heating and cooling in the Austrian building sector? What drives the uptake of renovation activities and energy efficiency measures in the building sector in different scenarios? What drives the penetration of air conditioning in different building categories of the Austrian building stock?
- What is the impact of these factors on resulting overall energy demand and electricity load profiles?

The paper builds on the results of the project PRESENCE (Power through resilience of energy systems: energy crises, trends and climate change) in the frame of the Austrian climate research programme, supported by the Austrian climate and energy fund. The project is completed end of 2013.

Methodology

Data of three regional climate models, the Aladin, the RegCM3, and the REMO model, each driven by GCMs using the A1B scenario, were used. Three temperature cluster and two irradiation cluster were defined for July ($x < 18^{\circ}\text{C}$, $18^{\circ}\text{C} < x < 22^{\circ}\text{C}$, $x > 22^{\circ}\text{C}$, $x < 50 \text{ W/m}^2$, $x > 50 \text{ W/m}^2$) and two temperature and irradiation cluster for January ($x < 15^{\circ}\text{C}$, $x > 15^{\circ}\text{C}$, $x < 230 \text{ W/m}^2$, $x > 230 \text{ W/m}^2$). This resulted in a set of regional climate clusters. For each of those clusters a representative observation site was selected and semi-synthetic climate data sets were derived.

The Austrian building stock was divided into a set of building types based on the typology being used in the model Invert/EE-Lab (see e.g. Müller et al., (2010)). Based on energy balances of the regions and data of the building stock and related heating systems in municipalities, this stock of buildings has been further disaggregated into 10 climatic regions, a sub-set of the climate regions derived above, in order to reach a good calibration of energy demand with regional and national energy balances.

¹ TU-Wien, Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, Gusshausstrasse 25/370-3, {Tel.: 0043 1 58801 370351, Fax: 0043 1 58801 370397, kranzl@eeg.tuwien.ac.at}, {hirner@eeg.tuwien.ac.at, hummel@eeg.tuwien.ac.at, mueller@eeg.tuwien.ac.at, totschnig@eeg.tuwien.ac.at}, www.eeg.tuwien.ac.at

² Universität für Bodenkultur, Institut für Meteorologie, irene.schicker@boku.ac.at

The techno-socio-economic bottom-up model Invert/EE-Lab (www.invert.at, Müller, (2012), Kranzl et al., (2013)) was used to develop climate sensitive scenarios of the heating and cooling energy demand in Austrian residential and non-residential buildings. A module modelling the uptake of AC has been developed: The probability of the installation of AC is simulated as a function of operative temperature within the building and the duration of indoor temperature above certain thresholds.

For each of the relevant building types in the different climate regions, load profiles for heating, hot water and cooling energy needs have been derived based on Bednar, Neusser (2013). Load profiles are aggregated to the overall building stock and the related scenarios.

Three scenarios until 2080 have been developed: (1) a grey scenario based on existing policy instruments, (2) a green scenario with a higher uptake of renewable heating systems and (3) a blue scenario with a higher uptake of efficiency and renewable energy measures. In particular, these efficiency measures include shading devices and other measures reducing cooling loads. Each of these scenarios have been calculated with the three climate scenarios compared to constant climate.

Results

The preliminary results show that even with existing policy instruments and building codes, useful heating energy demand could be reduced by about 40% until 2050 and by about 60% until 2080. The impact of climate change in these scenarios leads to an additional reduction of useful heating energy demand until 2050 by about 4-7% and until 2080 by 6-10%. In the blue scenario, heating energy demand could be reduced by about 60% in 2050 and 85% in 2080 and climate change signals lead to a further reduction of about 3-5% (2050) and 2-5% (2080). Useful energy demand for cooling (not taking into account the stronger penetration of AC) increases from currently about 5 TWh to 8-12 TWh. However, the lower boundary only can be achieved with strong measures to reduce cooling loads (e.g. shading devices). If such measures are not taken, the insulation measures focusing only on a reduction of heating energy demand can even lead to a higher demand for cooling. The climate signal leads to an increase of the useful cooling energy demand by 25%-50% in 2050 and 50%-90% in 2080. However, the crucial point is that the penetration of AC could strongly increase due to heat waves. Due to this increase of AC penetration, the electricity consumption increases by a factor of 4 to 8 in the different scenarios. In the upper range, this could lead to very high maximum cooling loads in the range of 4-5 GW. The full paper will include results on the volatility and range of cooling loads in the different climate scenarios and conclusions regarding the relevance of adaptation measures in the building sector. In particular, we will show how the uptake of shading devices can strongly reduce the cooling loads and related energy demand.

References

- Bednar-Friedl, B., 2013. Impacts of Climate Change and Adaptation in the Electricity Sector - The Case of Austria in a Continental European Context, ACRP-Project.
- Kranzl, L., Formayer, H., Haas, R., Kalt, G., Manfred, L., Müller, A., Nachtnebel, H.P., Redl, C., Schörghuber, S., Seidl, R., Stanzel, P., 2010. Ableitung von prioritären Maßnahmen zur Adaption des Energiesystems an den Klimawandel. Endbericht im Rahmen der Programmlinie "Energie der Zukunft". Wien.
- Kranzl, L., Hummel, M., Müller, A., Steinbach, J., 2013. Renewable heating: Perspectives and the impact of policy instruments. Energy Policy.
- Müller, A., 2012. Stochastic Building Simulation, working paper. Available at http://www.marshallplan.at/images/papers_scholarship/2012/Mueller.pdf, Berkely.
- Müller, A., Biermayr, P., Kranzl, L., Haas, R., Altenburger, F., Weiss, W., Bergmann, I., Friedl, G., Haslinger, W., Heimrath, R., Ohnmacht, R., 2010. Heizen 2050: Systeme zur Wärmebereitstellung und Raumklimatisierung im österreichischen Gebäudebestand: Technologische Anforderungen bis zum Jahr 2050. Gefördert vom Klima- und Energiefonds.
- Pretenthaler, F., Gobiet, A., 2008. Heizen und Kühlen im Klimawandel - Teil 1, Studien zum Klimawandel in Österreich. Verlag der Österreichischen Akademie der Wissenschaften Wien.

9.5.4 Endenergiebedarf zur Prozesskälteerzeugung, Effizienzpotentiale sowie hemmende Faktoren für den Einsatz von effizienter Kältetechnologie im GHD-Sektor und bei milchproduzierenden Betrieben in Deutschland in der Periode 2008 - 2020

Felix REITZE¹

Inhalt

Der Kältebedarf (Prozesskälte und Klimakälte) spielt in den Branchen des Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungs-Sektors (GHD) zwar im Vergleich zur Industrie eine geringere Rolle, allerdings sind technologisch in etlichen Bereichen der Kälteerzeugung (bis zu - 20 °C) meist sehr ähnliche oder die gleichen Technologien im Einsatz wie in der Industrie. Die Kältetechnik ist laut Schäfer (2012) generell ein bedeutender Faktor im Energiehaushalt von Deutschland.

Die derzeit verfügbaren Daten zum Kältebedarf der einzelnen Branchen im GHD-Sektor und deren Energiebedarf sind heute noch zu gering, um ein hinreichend detailliertes Bild der aktuellen oder der zukünftigen Situation des Kältebedarfes erstellen zu können. Beim Kältebedarf im GHD-Sektor liegt prinzipiell der Einzel- und Großhandel (inklusive der Klimatisierungskälte) mit etwa 4,3 TWh pro Jahr an der Spitze (nur strombasiert), gefolgt von der *Gastronomie* mit 3 TWh pro Jahr (Schloman et al., 2011 & 2012).

Energieeffizienzverbesserungen (Bayrisches Landesamt für Umwelt, 2010) bei den Kälteanlagen und Kühlmöbeln des GHD-Sektors sind sowohl aus maschinentechnischen und regelungstechnischen Gesichtspunkten als auch aus der Perspektive der richtigen Aufstellung, Nutzung und regelmäßigen Wartung der Anlagen äußerst vielfältig; das Energieeffizienzpotential liegt nach Aussage von Branchenexperten – je nach Technik, Installation und Betrieb – zwischen 10 und 40 %.

Bekannte Hemmnisse für den Einsatz von effizienter Kältetechnologie sind z.B.

- die Befürchtung der negativen Beeinflussung der Produktqualität
- fehlende Kenntnisse und fehlender Marktüberblick zu Investitionsoptionen und Betrieb kältetechnischer Anlagen
- auf das Investitionsrisiko statt auf die Rentabilität abgestellte Entscheidungsprotokolle, finanzielle Restriktionen
- Scheu vor Fremdkapital-Aufnahme und hohe Planungsunsicherheiten oder vermeintliche Wettbewerbsvor- bzw. -nachteile (Gruber et al., 1994)

Im Rahmen dieser Analyse wurde ein technologie- und branchenorientiertes Bottom-up-Modell entwickelt und mit dessen Hilfe ein Referenz-Szenario berechnet, welches den Endenergiebedarf zur Prozesskälteerzeugung im deutschen GHD-Sektor in der Periode 2008 bis 2020 darstellt.

Dieses Referenz-Szenario soll die Daten- bzw. Diskussionsbasis für die Berechnung weiterer Szenarien mit anderen Konstellationen der Inputs und der Zeithorizonte dienen. Die zukünftigen Szenarien können mittels Politik-Varianten auch dazu dienen, die Wirkung einer mehr oder weniger engagierten nationalen Klimapolitik mit ihren jeweils dazugehörigen Maßnahmenbündeln zu ermitteln.

¹ IREES GmbH, Schönfeldstr. 8, 76131 Karlsruhe, Deutschland,
Tel.: +49 721 9152636-24, Fax: +49 721 9152636-11, f.reitze@irees.de, www.irees.de

Methodik

Diese Analyse hat erstmals versucht, - neben einer systematischen Zusammenschau des Prozesskältebedarfs bzw. des entsprechenden Strombedarfs für die Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungs-Sektoren - den zukünftigen Endenergiebedarf zur Prozesskälteerzeugung des deutschen GHD-Sektors als Referenz-Szenario bis 2020 zu modellieren; hierzu wurde der gesamte GHD-Sektor in acht Subbranchen herunter gebrochen und möglichst weitgehend technologisch erläutert.

Der berechnete Prozesskältebedarf der Referenzentwicklung wurde in einem zweiten Schritt für alle acht Subbranchen technologiespezifisch in die drei Temperaturbereiche 1) -196 bis -30 °C, 2) -30 bis 0 °C und 3) 0 bis 15 °C unterteilt. Der gesamte Bereich der Gebäude-Klimatisierung im GHD-Sektor und des Transports war dabei von der Analyse und der Projektion ausgenommen, sodass nur der Endenergiebedarf von stationären Prozess-Kälteanlagen in die eigenen Betrachtungen eingeflossen ist.

Das Basisjahr für das Bottom-up-Modell des GHD-Sektors ist das Jahr 2008 (das Jahr 2009 wurde wegen der Wirtschaftskrise nicht gewählt). Die quantitative Untersuchung des Gewerbe-Kältemarktes ist auf den Zeithorizont bis zum Jahr 2020 angelegt.

Ergebnisse

Die erzielte Referenz-Entwicklung für den Prozesskältebedarf des GHD-Sektors bis 2020 spiegelt die Entwicklung des Kältebedarfs wieder, bei welcher nur die Einflüsse der bis heute realisierten Politikmaßnahmen zur Energieeffizienzsteigerung (inkl. der autonomen Energieeffizienzsteigerung bei Kälteanlagen bzw. -anwendungen) berücksichtigt wurden.

Aufgrund des fortschreitenden Klimawandels, der veränderten Lebensführung im modernen Alltag und den zunehmenden Komfortansprüchen der Menschen bzw. Kunden wurde anhand der Berechnungen mit einem hier entwickelten sektoralen Bottom-up-Modell ein steigender Endenergiebedarf zur Prozesskälteerzeugung innerhalb des GHD-Sektors in Deutschland für die Periode 2008 - 2020 von 19,4 TWh/a auf rund 22 TWh/a ermittelt. (+ 13 %).

Die Subbranche Handel (Einzel- und Großhandel) hat insgesamt mit ca. 49 – 56 % (rd. 11 TWh/a) während der gesamten Untersuchungsperiode den jeweils größten Anteil am Endenergiebedarf zur Prozesskälteerzeugung des GHD-Sektors in Deutschland. Innerhalb der Subbranche Handel (Einzel und Großhandel) handelt es sich beim Endenergiebedarf zur Prozesskälteerzeugung zu mehr als 98 % um einen Strombedarf, während die Wärmenutzung mit Sorptionsanlagen derzeit in Deutschland noch eher die Ausnahme darstellt. Das Gastgewerbe mit den Beherbergungs- und Gastronomie-Betrieben weist einen ebenfalls erheblichen Prozesskältebedarf von 2,5 TWh (2008) bzw. einen Anstieg auf 3,5 TWh in 2020 auf. Die Subbranche Erziehung und Unterricht weist mit 240-430 GWh/a zusammen mit dem Baugewerbe (7-8 GWh/a) den geringsten Endenergiebedarf zur Prozesskälteerzeugung in Deutschland auf.

Im Kältemarkt ist ohne Zweifel viel Kreativität Voraussetzung, um die bestehenden Energieeffizienzpotentiale zu realisieren und auch neue Lösungen und Ansätze zu prüfen (z.B. Förderung von Absorptionsanlagen, Nahwärmeverbünde, Kälte-Contracting, Abwärme- bzw. Fernwärmenutzung zur Kälteerzeugung). Von Seiten der Energiepolitik sollten alle wesentlichen Akteure des Kältemarktes in Deutschland bei der Beseitigung existierender hemmender Faktoren in entsprechenden Politik-Bündeln berücksichtigt werden. Auf diese Weise würden viele bereits heute rentable Maßnahmen zur Energieeffizienzsteigerung bei Kälteanlagen realisiert und sichtbar zum Klimaschutz beitragen.

9.5.5 Welche Auswirkung hat eine gebäudeübergreifende Betrachtung von Solarthermie auf deren Wirtschaftlichkeit?

Sara FRITZ(*)¹, Kathrin DE BRUYN², Lukas KRANZL¹

Inhalt

Die hohen solaren Erträge zu Zeiten niedriger Energienachfrage nach Warmwasser und Raumwärme in unseren Breitengraden sowie die Barrieren hinsichtlich saisonaler Speicher bedingen Schwierigkeiten bei der Dimensionierung von Solarthermieanlagen: Um auch im Winter einen nennenswerten Anteil der Energienachfrage decken zu können, muss die Anlage größer ausgelegt werden, was jedoch speziell im Sommer zu ungenutzter Energie aus dem Solarkollektor führt.

Eine Möglichkeit, den Nutzungsgrad auch im Sommer zu erhöhen, ist die gebäudeübergreifende Betrachtung von Solarthermieanlagen. Die daraus resultierenden Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit werden in dieser Arbeit, die auf dem Projekt GebEn³ beruht, analysiert. Um den Energieaustausch zu bewerkstelligen, wird der Aufbau von Mikronetzen angenommen: Dabei wird die überschüssige Energie des Gebäudes mit der solaren Anlage (= Erzeuger) jeweils über Direktleitungen den weiteren Abnehmern bereitgestellt. Folgende Fragen stehen im Fokus dieser Arbeit:

- Welche Auswirkungen hat die Betrachtung von mehreren Endverbrauchern auf die Wirtschaftlichkeit einer Solarthermieanlage?
- Wie sind die Kollektorflächen und das Speichervolumen bei mehreren Abnehmern zu wählen, um eine möglichst hohe Wirtschaftlichkeit zu erzielen?
- Welche Distanzen zwischen den Gebäuden erlauben eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit trotz der zusätzlichen Kosten für die Wärmeleitung?

Methodik

Für die ökonomische Analyse werden stündliche Last- und Einstrahlungsprofile verwendet und die von der Anlage bereitgestellte Solar-Energie der Wärme-Nachfrage gegenübergestellt. Nicht konsumierte, also überschüssige Energie kann von Endverbrauchern, die mittels einer Direktleitung mit dem Erzeuger verbunden sind, bezogen werden. Für die Bewertung werden somit neben den Investitionskosten für das Solarsystem auch die Kosten für das aufzubauende Mikronetz in Abhängigkeit der Distanz der Gebäude betrachtet. Diese Ausgaben zusammen mit den Einsparungen, die durch die Energiebereitstellung mittels des ansonsten eingesetzten Backup-Systems entstanden wären, erlauben es, Aussagen über die Wirtschaftlichkeit zu tätigen.

Diese Studie fokussiert auf die gebäudeübergreifende Betrachtung von solaren Anlagen zur Warmwasserbereitung und Warmwasserbereitung mit Heizungsunterstützung speziell für Einfamilienhäuser, da hier aufgrund der in Bezug auf die Dachflächen und damit möglichen Solarkollektorflächen relativ geringen thermischen Last und der hohen Erträge im Sommer große Auswirkungen auf den Nutzungsgrad zu erwarten sind. Zusätzlich werden auch Mikronetze mit Mehrfamilienhäusern und solche mit Nichtwohngebäuden simuliert.

¹ Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Energy Economics Group, Gusshausstrasse. 25-20/370-3, 1040 Wien, {Tel.: 0043-1-58801-370381, Fax: 43-1-58801-370397, fritz@eeg.tuwien.ac.at}, {Tel.: 0043-1-58801-370351, Fax: 43-1-58801-370397, kranzl@eeg.tuwien.ac.at}, www.eeg.tuwien.ac.at

² Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, Altenberger Straße 69, 4040 Linz, Tel.: 0043-732/24685656, Fax: 0043-732/24685651, deBruyn@energieinstitut-linz.at, www.energieinstitut-linz.at

³ Das Projekt GebEn (Gebäudeübergreifender Energieaustausch: rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen sowie Einflussfaktoren) wird vom Forschungs- und Technologieprogramm Haus der Zukunft Plus des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie gefördert. Die Projektpartner dieses Projektes sind: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz; Energie AG Oberösterreich; Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und elektrische Anlagen, Energy Economics Group

Die wirtschaftliche Bewertung mittels Barwertmethode umfasst auch eine Analyse der Auswirkungen von Förderungen, die in Österreich bezogen werden können. Darüber hinaus werden nicht nur die Effekte auf den Barwert, sondern auch jene auf den Wärmepreis analysiert.

Die Arbeit bietet zudem einen kurzen Exkurs hinsichtlich der Frage, ob es rechtlich überhaupt zulässig ist, dass sich ein Erzeuger und ein Endverbraucher zum Zwecke der Abgabe der überschüssigen Wärme eine Direktleitung bauen.

Angestrebte Ergebnisse

Als zentrales Ergebnis soll der Barwert in Abhängigkeit der Anzahl der betrachteten Gebäude, der dadurch verbundenen höheren Investitionskosten aufgrund des Ausbaus des Mikronetzes und der durch die Anlage eingesparten zugekauften Energie für alle Abnehmer dargestellt werden. Abbildung 1 stellt exemplarisch eine Auswertung für eine steigende Anzahl von betrachteten Gebäuden bei fixer Dimensionierung des Systems dar: Der Barwert unter Berücksichtigung von Förderungen wird jenem ohne Förderungen gegenüber gestellt. Es ist zu erkennen, dass bei einem weiteren Abnehmer der Barwert trotz der höheren Kosten steigt, was auf den besseren Nutzungsgrad zurückzuführen ist. Bei gleichbleibender Kollektorfläche und Speichervolumen überwiegen in diesem Beispiel jedoch schon ab dem vierten angeschlossenen Gebäude unter Berücksichtigung von konstanten Distanzen zwischen Solarkollektor und Erzeuger die Kosten für das Mikronetz und es ist keine wirtschaftliche Verbesserung durch die gebäudeübergreifende Betrachtung zu erreichen.

Neben Aussagen über die ökonomisch sinnvolle Dimensionierung von Kollektorfläche und Speichervolumen in Abhängigkeit der betrachteten Gebäude, soll auch dargestellt werden, wie sich die Wirtschaftlichkeit bei steigender Distanz zwischen den Gebäuden ändert.

Die Arbeit endet mit der Beantwortung der Frage, ob der Direktleitungsbau im Wärmesektor rechtlich zulässig ist.

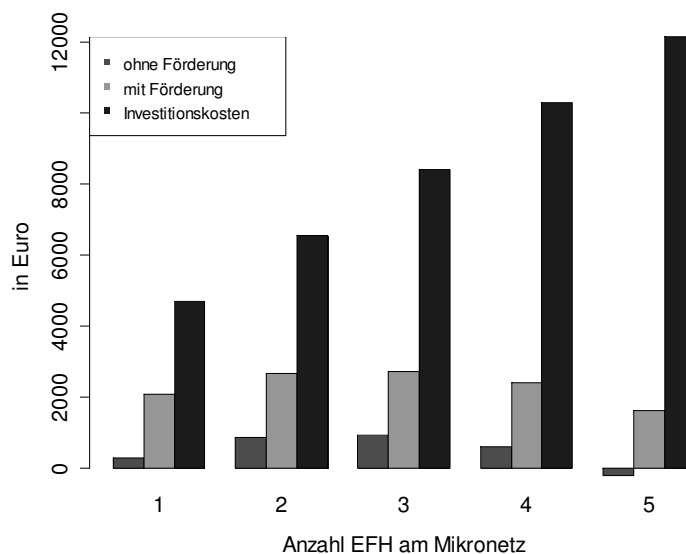


Abbildung 1: Vorläufige Ergebnisse der ökonomische Analyse bei steigender Anzahl an Abnehmer und konstanter Kollektorfläche / Speichergöße unter der Annahme gleicher Entfernung zwischen Solaranlage und angeschlossenen Gebäuden

9.6 ELEKTROAUTO UND TREIBSTOFFE (SESSION G6)

9.6.1 Aktuelle Forschungsthemen und innovative Trends der Elektromobilität in Österreich

Jürgen FABIAN¹, Helmut BRUNNER(*)¹, Mario HIRZ¹,
Thomas WIELAND(*)², Ernst SCHMAUTZER², Lothar FICKERT²,
Hannes WEGLEITER³, Walter SLUPETZKY⁴, Robert SCHMIED⁵

Inhalt

Um die Entwicklung der Elektromobilität aussagekräftig prognostizieren zu können, bedarf es einer Gesamtbetrachtung heutiger und zukünftiger Mobilität. Dabei stellt sich für elektrisch angetriebene Fahrzeuge die Herausforderung, sich in die bereits eingprägten und vorhandenen Verkehrsmuster zu integrieren, sowie diese zu ergänzen. Konsens findet sich diesbezüglich zwischen den Nutzeranforderungen und dem möglichen Einsatzpotenzial von Elektrofahrzeugen in urbanen Gebieten, in welchen häufig Kurzstrecken gefahren werden, sowie eine flächendeckende Ladeinfrastruktur zur Verfügung gestellt werden kann. Daher wird sich speziell die urbane Mobilität in voraussehender Zeit auf die Weiterentwicklung der Elektromobilität auswirken.

Modellregionen für Elektromobilität

In Österreich gibt es derzeit acht sogenannte Modellregionen E-Mobilität. In diesen Modellregionen, welche vom Klima- und Energiefonds und dem Lebensministerium initiiert und unterstützt werden, sollen Erfahrungen zu allen Aspekten rund um die Elektromobilität gesammelt werden. Diese Erfahrungen sind ein wesentlicher Bestandteil zur Unterstützung einer breiten Einführung von Elektromobilität in Österreich. Neue Mobilitäts- und Energiedienstleistungskonzepte sollen, basierend auf erneuerbarer Energie, zur Entwicklung von mit nachhaltigen Energiesystemen zu vereinbarenden Verkehrskonzepten, sowie zur Stärkung der Technologiekompetenz österreichischer Unternehmen beitragen.

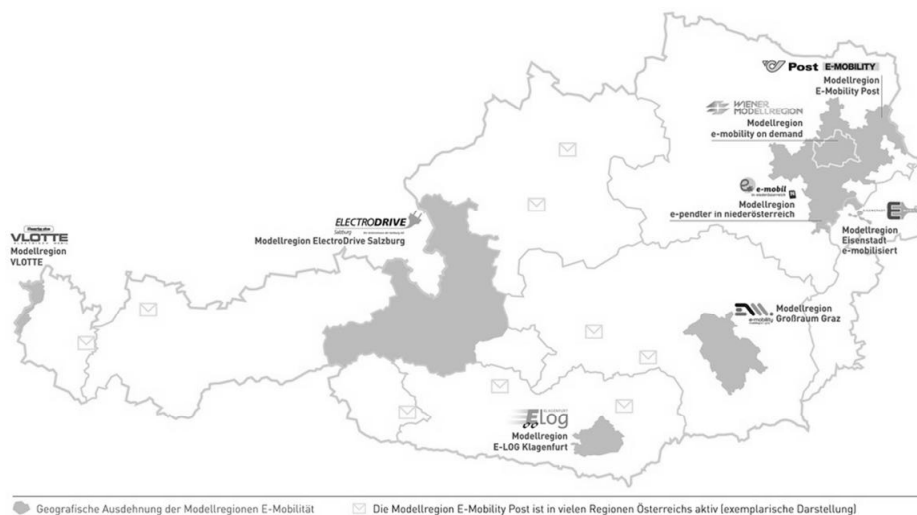


Abbildung 1: Die acht Modellregionen E-Mobilität Österreichs im Überblick [Quelle: www.e-connected.at]

¹ TU Graz, Institut für Fahrzeugtechnik, Inffeldgasse 11/II, 8010 Graz,
Tel.: +43 (316) 873-35279, juergen.fabian@tugraz.at, www.ftg.tugraz.at

² TU Graz, Institut für Elektrische Anlagen, Inffeldgasse 18/I, 8010 Graz,
Tel.: +43 (316) 873-7550, lothar.fickert@tugraz.at, www.ifea.tugraz.at

³ TU Graz, Institut für Elektrische Meßtechnik und Meßsignalverarbeitung, Inffeldgasse 23/II, 8010 Graz,
Tel.: +43 (316) 873-30512, wegleiter@tugraz.at, www.emt.tugraz.at

⁴ QUINTESSENZ Organisationsberatung GmbH, Heigerleinstrasse 6/1/1, 1160 Wien,
w.slupetzky@quintessenz.or.at, www.quint-e.at

⁵ e-mobility Graz GmbH, Steyrgasse 114, 8010 Graz, office@emobility-graz.at, www.emobility-graz.at

Schwerpunktt Themen sowie Forschungsinhalte

Ziel der Forschung ist, dass die gewonnenen Erkenntnisse aus dem Betrieb der Elektromobilitätsregionen der Öffentlichkeit und potenziellen Multiplikatoren zugänglich gemacht werden.

Die Schwerpunktt Themen umfassen dabei:

- Ladeverhalten und Leistungsbedarf für das Laden (erneuerbarer Strom und Ladeinfrastruktur),
- Auswirkungen auf das Stromnetz (Ortsnetzstationen) und die Energiebereitstellung bei Hochrechnung der Nutzungsdaten,
- Potenzial von Vehicle-to-Grid-Modellen,
- Technisches Monitoring hinsichtlich der Fahrprofile,
- Kundenbedürfnisse und -akzeptanz sowie Nutzerverhalten,
- Bewertung technischer, ökonomischer und ökologischer Aspekte.

Neben der Errichtung der notwendigen Ladeinfrastruktur ist der Ausbau des vorhandenen elektrischen Stromnetzes ebenso wichtig. Bedingt durch strengere Emissionsvorschriften, sowie dem prognostizierten Trend zu ansteigenden Ölpreisen findet derzeit ein Paradigmenwechsel zugunsten der Elektromobilität statt. Energieeffizienz und Umweltschutz nehmen in der Bevölkerung einen weiterhin zunehmenden wichtigen Stellenwert ein, welcher sich in der Entwicklung zukünftiger Fahrzeuggenerationen widerspiegeln wird. Zusätzlich ergeben sich durch die derzeit begrenzte Reichweite sowie die günstigen Haltungskosten von Elektrofahrzeugen interessante Geschäftsmodelle für Fuhrparkbetreiber, wie beispielsweise CarSharing-Modelle.

Ziele der Modellregionen

Kernthemen in den Modellregionen sind der Ausbau der Infrastruktur, die Entwicklung neuer Geschäfts- und Mobilitätsmodelle und die Kombination von Elektromobilität mit erneuerbaren Energieträgern. Da sich diese Regionen in Bezug auf geographische Ausdehnung, Zielgruppen und Geschäftsmodelle stark unterscheiden, wird in Zukunft verstärkt auf Kooperation und Vernetzung unter den Modellregionen gesetzt. Damit wird sichergestellt, dass die Erfahrungen der einzelnen Regionen untereinander ausgetauscht, und Synergien gehoben werden können.

Die eingereichte Publikation enthält den neusten Stand der Technik hinsichtlich Elektromobilität sowie aktuelle innovative Trends und Lösungsansätze zu den oben genannten Themenschwerpunkten. Als bedeutsame Wandlungstreiber werden die weiterhin zunehmende Urbanisierung sowie die Verknappung fossiler Energieträger in Zusammenhang mit steigenden Abgasemissionen genannt, wobei alternative elektrische Antriebskonzepte einen wesentlichen Beitrag zur Lösung dieser Problematik liefern können.

Ein weiterer entscheidender Erfolgsfaktor für die flächendeckende Einführung der Elektromobilität ist die Nutzerakzeptanz, sowie in welchem Ausmaß die neue Technologie seitens des Benutzerverhaltens und den gesellschaftlichen Strukturen angenommen wird. Signifikante Veränderungen im Wertschöpfungsprozess können sich ergeben, sofern Automobilhersteller, Verkehrsunternehmen und Elektroenergieversorger miteinander zusammenarbeiten und gemeinsam Mobilitätsangebote entwickeln und anbieten.

9.6.2 Hybridfahrzeuge, Energiespeicher und Betriebsstrategien in der modernen Mobilität – Eine technologische Bewertung und Analyse der Praxisrelevanz aus Kundensicht im Zuge einer interdisziplinären Systembetrachtung

Armin BUCHROITHNER¹, Michael BADER¹

Inhalt

Aufgrund des noch immer steil nach oben zeigenden Globalisierungs- und Mobilisierungstrends kann eine Verbrauchs- und Emissionsreduktion im Transportsektor nur durch eine Kombination unterschiedlicher weitreichender Maßnahmen erreicht werden. Die über Jahrzehnte von Leistungssteigerung geprägte, oft isolierte technische Entwicklung der Fahrzeuge muss durch eine systemische und interdisziplinäre Optimierung abgelöst werden. Das Verbesserungspotential des konventionellen Antriebsstranges nähert sich asymptotisch seinem Maximum. Das bedeutet, dass zunehmend äußere Parameter, vom zu erwartenden Verkehrsaufkommen über die geographischen Gegebenheiten bis hin zur Psychologie des Endkunden – also Aspekte eines Supersystems – beachtet werden müssen, um die maschinenbaulich-technischen Elemente des Fahrzeuges – das Subsystem – adäquat gestalten zu können.

Das erste Kapitel repräsentiert eine ausführliche Situationsanalyse und skizziert Europa im Zuge der Energiewende. Statistische Betrachtungen auf Basis von Datensätzen der Europäischen Kommission (wie z.B. in Abbildung 1 dargestellt) weisen auf die Bedeutung des Transportsektors bei der Energieeinsparung hin. Mit der Erörterung der Frage, wie die zukünftige Mobilität aussehen kann, wird auf einen von nun an überwiegend technischen Diskurs übergeleitet.

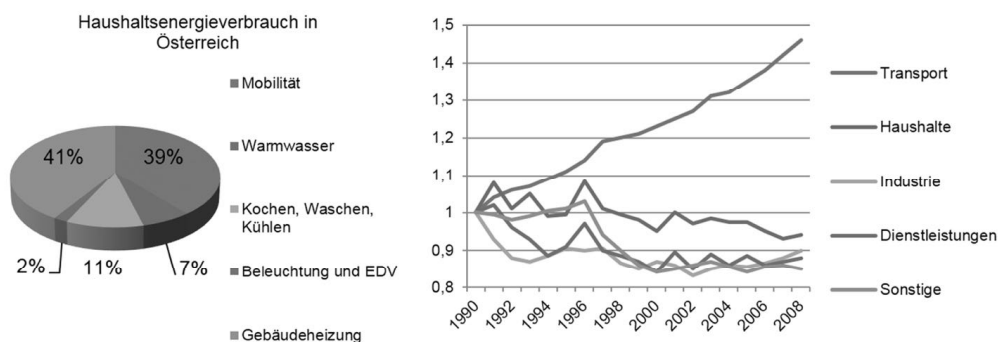


Abbildung 1: Links: Durchschnittlicher Energieverbrauch pro Haushalt in Österreich inkl. Mobilität [1]. Rechts: Relative CO₂-Emissionen der verschiedenen Sparten in der EU-27 normiert auf den Verbrauchswert von 1990 [2]

Die durch Hybridisierung des Antriebsstranges gewonnenen Freiheitsgrade bedingen ein komplexes Optimierungsproblem des Gesamtfahrzeuges. Eine absolut kritische Schlüsselkomponente stellen hier die mobilen Energiespeicher dar, welche einem übersichtlichen Technologievergleich unterzogen werden. *Kapitel 2* beschreibt des Weiteren die Systemabhängigkeit der energietechnisch relevanten Komponenten im modernen Hybridfahrzeug und weist auf das große Optimierungspotential im Zusammenhang mit meist unbeachteten Einflussgrößen, wie zum Beispiel der psychisch-intuitiven Energiewahrnehmung des Kunden hin.

¹ Institut für Maschinenelemente und Entwicklungsmethodik, TU Graz, Inffeldgasse 21b/II, 8010 Graz, Austria, Tel.: +43 (316) 873 - 7363, armin.buchroithner@tugraz.at

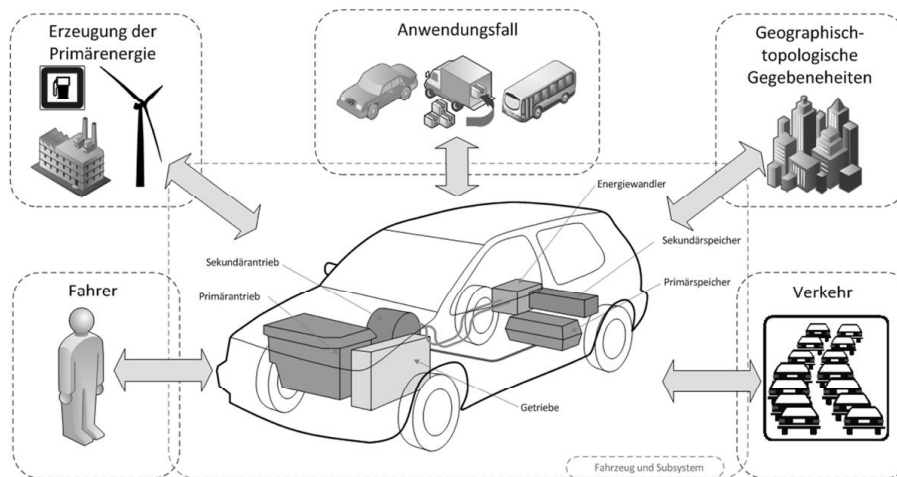


Abbildung 2: Wechselwirkung zwischen Hybridfahrzeug, Sub- und Supersystem

Kapitel 3 und 4 beschäftigen sich mit der energetischen Optimierung von Nutzfahrzeug und Pkw respektive. Dabei wird, unter stetiger Hinterfragung der Praxisrelevanz, vor allem auf die Wahl von Energiespeicher und Betriebsstrategie eingegangen.

Literatur

- [1] W. Pölz, "Kohlendioxid-Reduktionspotentiale der Klimabündnisgemeinde Mistelbach", Wien: Institut für Land-, Umwelt- und Energietechnik der Universität für Bodenkultur, 2001.
- [2] Carlo Sessa and Riccardo Enei (ISIS), „EU transport demand: Trends and drivers“ Europäische Kommission, 2010.

9.6.3 Prospects and Obstacles for Various Types of Electric Cars

Amela AJANOVIC¹, Reinhard HAAS¹

Abstract

In the last decade a rapidly growing interest in electrification of transport passenger cars could be noticed. The major motivation are the problems related to the use of fossil fuels in the transport sector such as crude oil dependency, greenhouse gas emissions (GHG) and air pollution.

Yet, currently the number of electric vehicles is still very low compared to the total car stock. The major impediments for a broader market penetration of electric vehicles are (i) their high investment costs compared to conventional cars, (ii) limited driving range of EVs, and (iii) limited availability of charging infrastructure.

Electric vehicles (EVs) are often presented as zero-emission vehicles. However, from a lifecycle CO₂ perspective, EVs are not zero-emissions vehicles. Total emissions are very different depending on the kind of electricity which is used in vehicles.

When talking about EVs it has to be considered that nowadays several types of electric vehicles exist and just battery electric vehicles (BEVs) and fuel cell vehicles (FCVs) are zero-emission vehicles at the point of use. In addition to BEVs and FCVs also hybrid electric vehicles (HEVs), plug-in hybrid electric vehicles (PHEV) and range extenders (REX) are analysed from an energetic, environmental and economic point of view.

The core objective of this paper is to analyse technical characteristics of various types of electric vehicles and related costs and emissions. In addition policies and strategies for the promotion of electric vehicles in different countries will be discussed.

Our method of approach is based on a lifecycle assessment of GHG emissions of EVs powered by electricity from different energy sources (fossil and renewable energy sources (RES)). The economic performances of EVs are investigated considering investment, operation and fuel costs. The future market penetration of EVs is analysed considering technological learning and promotion strategies.

The major result of our analysis show, that total GHG emissions could be reduced only in the case that electricity used in EVs is produced from RES. In the case that electricity is produced from fossil energy e.g. coal, total emissions are higher than that of the conventional cars. BEVs and FCVs are currently much more expensive than conventional cars, but significant cost reduction could be reached through technological learning and mass production.

The major conclusion of this work is that the main barrier be overcome in order to increase market penetration of EVs are:

- decrease of battery costs;
- improvement of battery performances regarding driving range;
- build-up of a proper charging infrastructure;
- in addition, it is important to ensure that EVs are using electricity from RES to really contribute to the sustainability of transport;
- the use of CO₂-based taxes could support use of EVs;
- furthermore, emission-free zones in urban areas are a very important completing policy tool.

¹ Energy Economics Group, Technische Universität Wien, Gußhausstraße 27-29/373-2, A-1040 Wien, Austria, Tel.: +431/58801-37364, Fax: +431/58801-37397, {ajanovic@eeg.tuwien.ac.at, haas@eeg.tuwien.ac.at}, www.eeg.tuwien.ac.at

9.6.4 Innovative Methoden zur Analyse elektrifizierter Antriebsstränge zukünftiger Fahrzeugkonzepte

Markus ERNST(*)¹, Jürgen FABIAN¹, Mario HIRZ¹

Qualitätsmethoden und Sicherheitsstandards in der Elektromobilität

Eine nachhaltige Entwicklung von Elektrofahrzeugen bedeutet nicht nur die Realisierung eines alltagstauglichen Fahrzeugkonzepts, sondern auch die Berücksichtigung sicherheitskritischer Aspekte. Mechatronische Komponenten und Systeme sind dabei ein wesentlicher Bestandteil im modernen Fahrzeug der Zukunft. Die Elektroautomobilindustrie ist daher stets mit der Herausforderung konfrontiert das Ausfallrisiko dieser sicherheitsrelevanten Bauteile zu senken. Daher entsteht der Wunsch nach innovativen Analyse- und Bewertungsmethoden, um die Bewertung sicherheitskritischer Aspekte so früh wie möglich im Entwicklungsprozess moderner Fahrzeuge integrieren zu können.

Um ein komplexes technisches Produkt unter Berücksichtigung sicherheitsrelevanter Aspekte funktionell zu entwickeln, bedarf es ein kontinuierlich hohes Maß an Methodik, Objektivität sowie ein effizientes Projektmanagement. Dies beinhaltet fundierte Grundkenntnisse der Normung hinsichtlich Sicherheitsstandards sowie auch erforderliche Evaluierungs-, Verifikations- und Überprüfungsmethoden. Aus diesen sicherheitsrelevanten Anforderungen können im Zuge des Entwicklungsprozesses Gefährdungs- und Komponentenfehleranalysen sowie eine Risikoklassifizierung abgeleitet werden.

Sicherheitsorientierte Systemgestaltung

Gemäß dem aktuellen Stand der Technik sowie gängigen Qualitätsmethoden und -normen (z.B. ISO TS 16949) lässt sich eine sicherheitsorientierte Systemgestaltung anhand der ISO 26262 (*Road vehicles – Functional safety, ISO-Norm für sicherheitsrelevante elektrische/elektronische Systeme in Kraftfahrzeugen*) und ASIL (*Automotive Safety Integrity Level*) realisieren. Allerdings bieten bisherige klassische Analyse- bzw. Entwicklungsmethoden, wie beispielsweise die Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse (FMEA), keine zufriedenstellende Lösung für komplexe Systeme. Um den Entwicklungsprozess mechatronischer Komponenten zu optimieren und Fehlfunktionen zukünftiger Systeme so weit wie möglich zu reduzieren, sollen neuartige innovative Analysemethoden potentiell gefährliche Situationen erkennen, bewerten und Abhilfemaßnahmen festlegen.

Neuartige, innovative Analysemethode

Die eingereichte Publikation stellt ein graphisches Datenmodell einer innovativen Analysemethodik vor, welches auch sicherheitskritische Fehlfunktionen, sowie deren Folgen, Risiken und Ursachen bereits in der Entwicklungsphase einbindet und daraus Sicherheitsmechanismen und Maßnahmen ableiten kann. Mittels dieser umfassenden, innovativen Analysemethode kann die Entwicklung automotiver mechatronischer Systeme bezüglich aller Sicherheitskennwerte optimiert werden, um das Ausfallrisiko zu senken und im Weiteren mögliche Sicherheitsmaßnahmen effektiv einleiten zu können.

¹ TU Graz, Institut für Fahrzeugtechnik, Inffeldgasse 11/II, 8010 Graz,
Tel.: +43 (316) 873-35279, juergen.fabian@tugraz.at, www.ftg.tugraz.at

9.6.5 Restructurization of Renewable Energy Sources for more Efficient Biofuel Productions with Extremophilic Microorganisms

Bettina LORANTFY(*)¹, Sebastien BERNACCHI(*)¹, Ester MARTINEZ(*)¹, Christoph HERWIG¹

Our Mission

We make contribution to new biofuel generations: biological methanogenesis and biohydrogen production with special attentions to bioprocess sustainability:

- Design of integrated biological systems
- Achievement of process intensification by waste streams coupling
- “Waste to value“ principles: biomaterials production on waste streams
- Maintaining CO₂ neutrality

Interdisciplinary approach

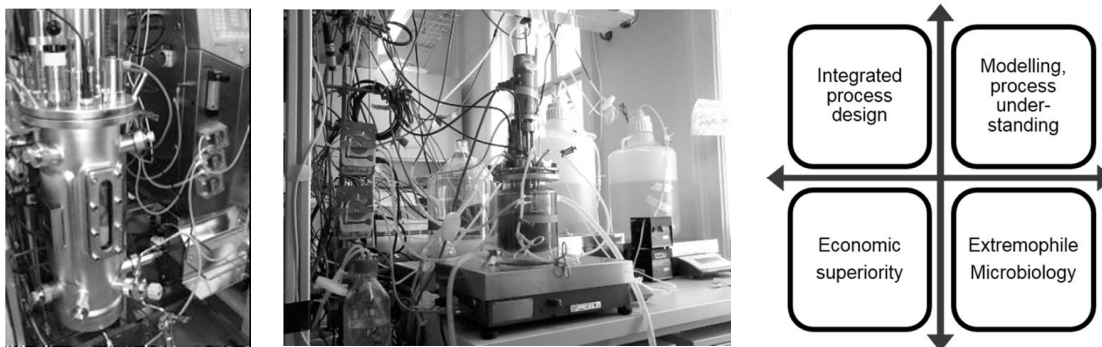


Figure 1: Interdisciplinary approach

Biological methanogenesis

Background

Biological methanogenesis is a promising technology for the production of biomethane and for renewable electricity storage, a “Power to gas” solution.

Technology

- Anaerobic fermentations
- Liquid or gas limited culture conditions
- Intermittent production profiles for a “Power to gas” approach

Advantages

- Very fast kinetic
- Fast responding physiology
- High selectivity and conversion towards the main product
- Low contamination risks
- Extremely stable and reproducible bioprocesses

¹ Institute of Chemical Engineering, Research Division Biochemical Engineering, Vienna University of Technology, Gumpendorferstrasse 1A 166-4 1060 Wien, Tel.: +43 (1) 58801-166 400, Fax: +43 (1) 58801-166 980

Potential applications

Biological methanogenesis is one of the most promising technologies for the production of biomethane in the field of renewable electricity storage. Peak of irregularly generated electric energy needs to be efficiently stored. For this purpose the utilization of hydrogenotrophic methanogens seems to be a very promising candidate for the development of biological gas conversion processes.

Biohydrogen production**Background**

Nowadays, biohydrogen is considered the ideal alternative energy source. It can be combusted with water as the only oxidative emission or integrated into coupled bioprocesses systems. Biohydrogen production via dark fermentation with hyperthermophilic strains has reported not only high hydrogen to substrate yields, but also high hydrogen to carbon dioxide yields. This last key physiological parameter plays one of the main important roles considering future bioprocess integrated systems under carbon dioxide neutrality.

Technology / Methodology

- Dark fermentative biohydrogen production.
- Medium optimization for biomass and biohydrogen productivity increases.

Advantages

- No contamination at high working temperatures.
- Use of pentoses (xylose) as substrate, considered otherwise as waste.
- Further use of organic acids and alcohols, by-products of the fermentation, for energy substrate recovery.

Potential applications

- Two-stage biohydrogen production process. Coupling with photofermentation systems.
- Two-stage system for biohydrogen and biomethane production.
- Integrated biohydrogen and bioethanol production system for biomethane production under carbon dioxide neutrality.

Biological conversion of waste streams to high value added products**Background**

Extreme halophilic microorganisms can grow in conditions with up to saturated NaCl concentrations and therefore have numerous special features. The pink-red halophilic microorganisms are potential sources of carotenoids that are natural antioxidants and also used as food colorants. Halophiles are able to consume a wide variety of organic material; sugars, alcohols, etc. Biological reduction of TOC (total organic carbon) in waste streams with NaCl is a novel industrially applicable biological alternative, a "Waste to value" solution.

Technology

- Recycling waste streams, e.g. from biohydrogen production with NaCl by halophiles
- Bioprocess with extreme halophiles in a corrosion resistant bioreactor
- Production of valuable biomaterials

Advantages

- Process intensification by coupling process streams
- "Waste to value"
- Cost-effective nonsterile bioprocess
- Sustainable waste water treatment alternative

Potential applications

The technology is suitable for saline and non-saline industrial waste streams with organic carbon content, additional NaCl can be required. For instance, the halophilic bioprocess can be coupled with diverse fermentation broths rich in small metabolites.

9.6.6 Bewertung der steigenden Nachfrage nach Dieselkraftstoffen hinsichtlich ihrer CO₂-Emissionen

Philipp FRENZEL¹, Andreas PFENNIG¹

Inhalt

Der heutige globale Primärenergiebedarf wird zu großen Teilen aus fossilen Energiequellen gedeckt. Bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern wird Kohlenstoffdioxid freigesetzt, das sich in der Atmosphäre anreichert und durch seine Treibhauswirkung als Auslöser für den Klimawandel angesehen wird. Es existieren deshalb weltweit Bemühungen, die Nutzung von Kohlenstoffquellen mit langer Zykluszeit zu minimieren.

Auf den Transportsektor entfallen rund 30% des Gesamtenergiebedarfs, weshalb viele Bemühungen zur Reduktion von CO₂-Emissionen dort ansetzen. So sollen im Jahre 2015 Neuwagen in der Europäischen Union nur noch CO₂-Emissionen in Höhe von 130 g/km und voraussichtlich im Jahr 2021 in Höhe von 95 g/km freisetzen. Dabei sind die streckenbezogenen CO₂-Emissionen von Dieselfahrzeugen aufgrund der effizienteren Motoren in der Regel geringer als von vergleichbaren Fahrzeugen mit Ottomotoren. Vor dem Hintergrund der geringeren direkten CO₂-Emissionen von Dieselfahrzeugen werden steuerliche Anreize geschaffen, um den Absatz von Dieselfahrzeugen zu erhöhen. So stieg das Nachfrageverhältnis in der Europäischen Union von Diesel zu Benzin von rund 0,7 zu Beginn der 1990er auf rund 2,1 im Jahre 2010. Dies hat zur Folge, dass in der Europäischen Union mittlerweile verstärkt Benzin exportiert und Diesel importiert wird.

Ein Großteil des exportierten Benzins wird nach Nordamerika verkauft. Prognosen zeigen allerdings, dass dort die Nachfrage nach Benzin zurückgehen wird. Eine Möglichkeit dem Nachfragerückgang zu begegnen, ist die Anpassung des Produktspektrums in den Erdölraffinerien. Dazu werden die großen Moleküle aus den Rückständen der Vakuumdestillation unter dem Einsatz von Wasserstoff gespalten, um die Ausbeute an Dieselkraftstoffen zu erhöhen.

In diesem Beitrag wird untersucht, welche Auswirkungen die Anpassung des Produktspektrums aufgrund der erhöhten Nachfrage an Dieselkraftstoffen auf die CO₂-Emissionen hat. Bei der Erhöhung der Ausbeute an Dieselkraftstoffen entstehen zusätzliche CO₂-Emissionen einerseits durch den zusätzlichen Bedarf an Wasserstoff, der üblicherweise durch die Reformierung von Methan gewonnen wird, und andererseits durch den eigentlichen Cracking-Prozess, der sowohl durch den hohen Reaktionsdruck als auch durch die hohe Reaktionstemperatur in Kombination mit der endothermen Spaltungsreaktion einen hohen Energiebedarf aufweist. Für die Untersuchungen wurden sowohl die Wasserstoffbereitstellung als auch der Cracking-Prozess modelliert und hinsichtlich ihrer CO₂-Emissionen ausgewertet. Während beim Einsatz von Diesel also der CO₂-Ausstoß beim Endnutzer reduziert wird, erhöht er sich in der Vorkette. Als Fazit ergibt sich ein Korrekturfaktor für die Bewertung von Dieselkraftstoff bei der Ermittlung der CO₂-Emissionen, die zukünftig auch bei steuerlichen Anreizsystemen ihren Niederschlag finden sollten.

¹ Institute of Chemical Engineering and Environmental Technology, TU Graz, Inffeldgasse 25/C/II, 8010 Graz, {Tel.: +43 (0) 316 873-4989, Fax: +43 316 873 104989, philipp.frenzel@rwth-aachen.de}, {Tel.: +43 (0) 316 873-7463, Fax: +43 316 873 7469, andreas.pfennig@tugraz.at}, www.icvt.tugraz.at