Kurzfassungsband

TU Graz

Technische Universität Graz
Graz University of Technology

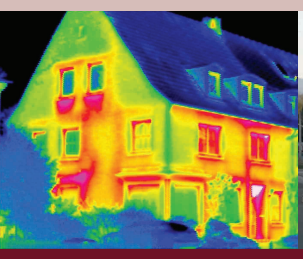
IEE

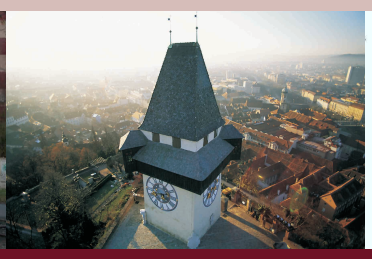
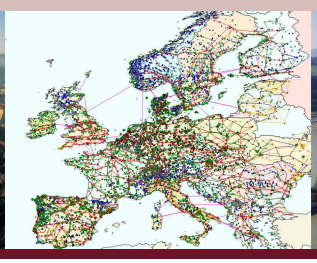
EnInnov2018

15. Symposium Energieinnovation

Neue Energie für unser bewegtes Europa

14.-16. Februar 2018 TU Graz, Österreich




OVE

oesterreichs energie.

WORLD ENERGY COUNCIL AUSTRIA

Technische Universität Graz
Graz University of Technology

IEE

TU Graz
Graz University of Technology

15. SYMPOSIUM ENERGIEINNOVATION

NEUE ENERGIE FÜR UNSER BEWEGTES EUROPA

14. - 16. Februar 2018

TU Graz, Österreich

Veranstalter

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE)
der Technischen Universität Graz (TU Graz)

Mitveranstalter

OVE
Österreichischer Verband für Elektrotechnik (OVE)

oesterreichs energie.
Oesterreichs E-Wirtschaft

WORLD ENERGY COUNCIL AUSTRIA
Österreichisches Nationalkomitee des Weltenergierates (WEC)

Mit freundlicher Unterstützung durch

Das Land Steiermark

BMBWF
BUNDESMINISTERIUM FÜR BILDUNG, WISSENSCHAFT UND FORSCHUNG

BUNDESMINISTERIUM FÜR NACHHALTIGKEIT UND TOURISMUS

bmvit
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

STADT GRAZ

Bildnachweis Fotos am Umschlag:
2. von links: Holding Graz
Mitte: Stadt Graz Tourismus
2. von rechts: IEE/TU Graz
Rechts: Verbund/Pressefotos

IMPRESSUM

Herausgeber
Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE)
Technische Universität Graz (TU Graz)
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, www.eninnov.tugraz.at

Druck
Steiermärkische Landesdruckerei GmbH

© 2018 Verlag der Technischen Universität Graz
www.ub.tugraz.at/Verlag

Kurzfassungsband ISBN print 978-3-85125-584-3
Kurzfassungsband ISBN e-book 978-3-85125-585-0
Kurzfassungsband DOI 10.3217/978-3-85125-584-3
Langfassungsband ISBN e-book 978-3-85125-586-7
Langfassungsband DOI 10.3217/978-3-85125-586-7



https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/deed.de

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über http://www.dnb.de abrufbar.

Rahmen des Symposiums

Bei der Klimakonferenz in Paris im Dezember 2015 haben sich erstmals 195 Staaten auf ein Klimaabkommen geeinigt. Es gilt, die globale Erwärmung langfristig auf zwei Grad oder weniger zu begrenzen und bis zum Ende dieses Jahrhunderts die Wirtschaft CO_2-neutral zu gestalten.

Die Europäische Kommission legte mit ihrem so genannten „Winter-Paket – Saubere Energie für Europa" Ende November 2016 ein umfassendes Regelwerk zu Energieeffizienz, erneuerbaren Energien und dem Strommarkt vor.

Die Energieeffizienz soll bis 2030 auf 30 Prozent erhöht werden. Die Vorgabe, jährlich um 1,5 Prozent effizienter zu werden, wird über das Jahr 2020 hinaus weiter fortgeschrieben. Gleichzeitig soll die Gebäuderichtlinie ehrgeiziger werden und es soll eine neue Öko-Design-Richtlinie geben. Ein wesentlicher Schwerpunkt wird in der Förderung von Elektromobilität und in flankierenden Maßnahmen für eine emissionsarme Mobilität gesehen.

Bei den Erneuerbaren Energien will die EU eine globale Führungsrolle erreichen. Das Mindestziel von 27 % Erneuerbaren für das Jahr 2030 kann nur durch Einbindung von allen EU-Mitgliedstaaten erreicht werden. Das Wachstum soll von den innovativsten Technologien vorangetrieben werden, die zu erheblichen Treibhausgaseinsparungen führen.

Die Zielsetzungen für die Erneuerbaren Energien und die Vorschläge für eine Neugestaltung des Strommarktes sollen einen Regulierungsrahmen vorgeben, der einheitliche Rahmenbedingungen für alle Technologien schafft, ohne die Klima- und Energieziele in Frage zu stellen. Bei der Umstellung auf ein sauberes Energiesystem wird die Elektrizität eine wichtige Rolle spielen. Die Strommarkt-Regeln müssen angepasst werden, um einen noch größeren Anteil erneuerbaren Stroms integrieren zu können.

Die Großhandelsmärkte müssen weiterentwickelt werden, um den Erfordernissen der variablen Erzeugung Rechnung zu tragen. Wesentliche Anforderungen ergeben sich hinsichtlich Flexibilität bei der Erzeugung und der Nachfrage sowie der Speicherung von elektrischer Energie.

Voraussetzung für eine erfolgreiche Integration der Erneuerbaren Energien werden auch weiterhin robuste Übertragungs- und Verteilnetzinfrastrukturen und ein gut vernetztes europäisches Verbundnetz sein. Hierfür werden erhebliche Investitionen erforderlich sein.

Die Position der Verbraucher soll gestärkt werden und ihnen eine höhere Kontrolle bei ihren Wahlmöglichkeiten eingeräumt werden. Die Energiekostenbelastung der armen Haushalte ist in den letzten 10 Jahren um 50 % gestiegen.

Brexit, aktuelle Wahlen in Mitteleuropa und Werthaltungsänderungen stellen einen wahrlich "bewegten" Rahmen für die künftige Entwicklung des Energiebereichs dar. 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 15. Symposium Energieinnovation präsentiert und diskutiert.

Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr.techn.
Heinz Stigler

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

BMBWF
BUNDESMINISTERIUM
FÜR BILDUNG, WISSENSCHAFT
UND FORSCHUNG

Bundesminister Univ.-Prof. Dr. Heinz Faßmann



Sehr geehrte Teilnehmerinnen und Teilnehmer am 15. Symposium Energieinnovation!

Die globalen, europäischen und nationalen Ziele und Schritte hin zu einer nachhaltigen Energiezukunft stehen spätestens seit 2015 ganz oben auf der politischen Agenda. Mit der UN Resolution „Transformation unserer Welt: die Agenda 2030 für nachhaltige Entwicklung“ verpflichten sich die Mitgliedsstaaten u.a. den Zugang zu bezahlbarer, verlässlicher, nachhaltiger und moderner Energie für alle zu sichern (Ziel 7), widerstandsfähige Infrastruktur aufzubauen und Innovationen zu unterstützen (Ziel 9) sowie Maßnahmen zur Bekämpfung des Klimawandels zu ergreifen (Ziel 13).

Im selben Jahr haben sich bei der Klimakonferenz in Paris 195 Staaten auf ein Klimaabkommen geeinigt, um die globale Erwärmung langfristig auf zwei Grad oder weniger zu begrenzen. Die Bundesregierung ist sich seiner Verantwortung in der Umsetzung der globalen Ziele für Österreich bewusst und hat daher im Regierungsprogramm in den Kapiteln Zukunft und Gesellschaft sowie Standort und Nachhaltigkeit konkrete Maßnahmen (wie z.B. Integrierte Klima- und Energiestrategie) im Hinblick auf die Innovationsfähigkeit und Nachhaltigkeit gesetzt.

Bei der Bewältigung dieser Ziele sind keine allgemeinen Rezepte vorhanden, daher ist insbesondere die Wissenschaft gefordert, durch Interdisziplinarität und Kooperation mit der Wirtschaft ihren Beitrag zu leisten.

Es freut mich sehr, dass die TU Graz gemeinsam mit vielen anderen Universitäten, Hochschulen und Wirtschaftspartnern seit vielen Jahren durch das Symposium Energieinnovation diese Fragen aufgreift und gemeinsam behandelt.

Als Bundesminister für Bildung, Wissenschaft und Forschung ist es mir ein besonderes Anliegen, jene Rahmenbedingungen zu gewährleisten, die es Universitäten und (Hoch-) Schulen ermöglichen, die gesellschaftlichen, ökologischen und technischen Fragen entsprechend ihrer gesetzlich verankerten Verantwortung in ihrer Forschung aufzugreifen, durch Kooperationen mit der Wirtschaft voranzutreiben und Auszubildende dafür zu sensibilisieren. Nur so können wir für die bestehenden und künftigen Herausforderungen im Energiebereich Lösungsmöglichkeiten finden.

Daher bedanke ich mich ganz herzlich bei der TU Graz und allen Vortragenden für das Aufgreifen einer Vielzahl an Themen und Zukunftsaufgaben, die eng miteinander verknüpft sind. Ich wünsche allen Teilnehmerinnen und Teilnehmern einen horizonterweiternden und bereichernden Wissens- und Erfahrungsaustausch bei spannenden und innovativen Diskussionen.

Univ.-Prof. Dr. Heinz Faßmann
Bundesminister für Bildung, Wissenschaft und Forschung

Bundesministerin Elisabeth Köstinger

BUNDESMINISTERIUM
FÜR **NACHHALTIGKEIT**
UND TOURISMUS



Österreichs Klima- und Energiestrategie

Das Jahr 2018 markiert den Startschuss für ein ambitioniertes, zukunftsorientiertes Projekt: Mit unserem neuen Regierungsprogramm bekennen wir uns klar zu den internationalen Klimaschutzverträgen und den Nachhaltigkeitszielen der Vereinten Nationen. Wir stehen vor großen globalen Herausforderungen, die eine entschlossene Zusammenarbeit von Politik, Wirtschaft und Gesellschaft erfordern. Darum hat die Ausarbeitung einer effektiven österreichischen Klima- und Energiestrategie für mich höchste Priorität.

Eines der darin festgelegten Ziele wird sein, spätestens im Jahr 2030 den gesamten Strombedarf bilanziell aus erneuerbaren Quellen zu decken. Auch im Bereich Wärmeversorgung müssen wir vermehrt auf klimafreundliche Heizsysteme setzen. Dafür ist es notwendig, nachhaltige Energietechnologien gezielt auszubauen. Zudem werden wir einen klaren Fokus auf Speichertechnologien legen.

Das 15. Symposium Energieinnovation bietet Vertreterinnen und Vertretern aus Wissenschaft, Wirtschaft und Verwaltung die Möglichkeit, ihr umfangreiches Know-how und wertvolle Erfahrungen auszutauschen. Wissenschaftliche Expertise und innovative Unternehmen sind das Erfolgsrezept für das Erreichen unserer Klimaziele. Ich wünsche allen Teilnehmerinnen und Teilnehmern, dass sie zahlreiche kreative und innovative Ideen mit auf den Weg nehmen. Gemeinsam werden wir unser Energiesystem nachhaltig weiterentwickeln!

Elisabeth Köstinger
Bundesministerin für Nachhaltigkeit und Tourismus

Bundesminister Ing. Norbert Hofer

Bundesministerium
für Verkehr,
Innovation und Technologie



Beim Weltklimagipfel in Paris 2015 haben sich 195 Staaten einstimmig auf ein weltweites Klimaschutzabkommen geeinigt, um eine Begrenzung der Erderwärmung auf 1,5 bis 2 Grad sicher zu stellen. Um diese politischen Ziele zu erreichen, spielt die branchenübergreifende und über Systemgrenzen hinweg reichende Weiterentwicklung unserer Energie- und Verkehrssysteme sowie die Ertüchtigung unserer Infrastrukturen eine zentrale Rolle. Letztlich gilt es, die sichere Versorgung und Bereitstellung von Dienstleistungen auf höchstem Qualitätsniveau sicher zu stellen und gleichzeitig für die langfristige Leistbarkeit und soziale Verträglichkeit zu sorgen.

Eine auf die zentralen gesellschaftlichen Herausforderungen ausgerichtete Innovationspolitik muss sich zum Ziel setzen, die kreativen Kräfte aus Forschung und Wirtschaft zu fördern und in Richtung der entscheidenden Fragestellungen zu mobilisieren. Das Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie arbeitet daher an entsprechenden Strategien und fördert die Entwicklung neuer Technologien und Lösungen in Programmen zu Energie- und Mobilitätstechnologien.

Das Bundesministerium begrüßt in diesem Zusammenhang die Ausrichtung des Energieinnovationssymposiums an der TU Graz und spricht ihre Anerkennung für die langjährigen und über die Landesgrenzen hinaus sichtbaren Erfolg der Veranstaltung aus. Insbesondere die Ausbildung und Unterstützung des wissenschaftlichen Nachwuchses ist eine sehr wichtige Aufgabe. Daher freue ich mich besonders über die Zusammenarbeit bei der Vergabe der 10 „Young Scientist Awards“ an hervorragende Nachwuchswissenschafter.

Ich wünsche der diesjährigen Tagung viel Erfolg und den Teilnehmerinnen und Teilnehmern interessante neue Impulse für ihre weitere Arbeit.

Ing. Norbert Hofer
Bundesminister für Verkehr, Innovation und Technologie

Landeshauptmann Hermann Schützenhöfer



Sehr geehrte Damen und Herren!

Wie sehr unser Alltag von Energie geprägt ist, wird vielen erst bewusst, wenn die Energieversorgung nicht funktioniert. Kaum eine Tätigkeit des täglichen Lebens kann ohne Strom uneingeschränkt ausgeführt werden. Deshalb sind die Fragen nach einer zukunftsorientierten Energieversorgung, sowie einer verbesserten Energieeffizienz global von großer Bedeutung. Das nunmehr 15. Symposium Energieinnovation, das vom 14. bis zum 16. Februar 2018 in der steirischen Landeshauptstadt stattfindet und vom Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation ausgerichtet wird, trägt dazu bei, Antworten auf diese Fragen zu finden und die Akteure aus Wissenschaft, Wirtschaft und Politik zu vernetzen. Die großen Fragen der Zukunft kann man nur gemeinsam lösen.

Dieses Symposium unterstreicht auch die Rolle der Steiermark als Innovationsland. Mit einer Forschungs- und Entwicklungsquote von 5,16 Prozent ist unser Land Forschungseuropameister. Das verdanken wir dem hervorragenden Umfeld und der intensiven Zusammenarbeit von Wissenschaft und Wirtschaft, wie sie in der Steiermark beispiellos gelebt wird. Investitionen in diesen Bereich sorgen dafür, dass unser Land auch in Zukunft zu den führenden Regionen Europas zählen wird. In kaum einem anderen Bereich werden sich die Veränderungen in der Mobilität und durch die voranschreitende Digitalisierung so massiv auswirken, wie in der Energieversorgung. Als Innovationsland ist es die Chance unseres Landes mitzugestalten, um nicht ins Hintertreffen zu gelangen.

An dieser Stelle bedanke ich mich bei den Organisatoren dieser hochkarätigen Veranstaltung für ihr Engagement. Allen Teilnehmerinnen und Teilnehmern wünsche ich informative Stunden beim 15. Symposium Energieinnovation, sowie eine schöne Zeit im „Grünen Herz Österreichs“!

Ein steirisches „Glück auf!“

Hermann Schützenhöfer
Landeshauptmann der Steiermark

Bürgermeister Mag. Siegfried Nagl



Sehr geehrte Teilnehmerinnen und Teilnehmer am
15. 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

Rektor Harald Kainz



Zunehmende Digitalisierung und rapider technologischer Wandel in Produktion und Mobilität vor dem Hintergrund wachsender Weltbevölkerung und anhaltender Globalisierung – dies sind nur einige Entwicklungen, die Energie und deren effiziente aber ressourcenschonende Bereitstellung zu einem bestimmenden Faktor im Wettbewerb um attraktive Standorte machen. Mit dem diesjährigen Thema „Neue Energie für unser bewegtes Europa“ stellt das Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation im Rahmen des 15. Symposiums Energieinnovation einmal mehr höchst aktuelle Herausforderungen in den Mittelpunkt.

Hohe Kompetenz in den Bereichen Energie und Energieinnovation werden seit vielen Jahren auf das engste mit der Technischen Universität Graz verbunden. Einerseits betreiben wir intensiv und sehr erfolgreich Forschung auf diesem Gebiet. Andererseits besteht besonders konstruktive Zusammenarbeit mit den relevanten Keyplayern aus Industrie und Wirtschaft sowie einschlägigen Fachverbänden und politischen Institutionen. Angesichts ambitionierter politischer Vorgaben hinsichtlich Klima- und Ressourcenschutz sowie der aktuellen geo- und wirtschaftspolitischen Dynamik bilden diese kooperativen Ansätze eine wichtige Grundlage für eine langfristig gute Entwicklung des Standorts und damit auch unserer Universität.

Nachhaltige Lösungen erfordern auch im akademischen Umfeld zunehmend kreative, interdisziplinäre Ansätze. Lehre und Forschung in allen technisch-naturwissenschaftlichen Bereichen und die Bündelung der exzellenten Forschung in fünf Fields of Expertise ermöglichen an der TU Graz solche ganzheitlichen Ansätze auf wissenschaftlich solider Basis. Dazu gesellen sich außerordentliche Leistungen unserer Studierenden, die sich in Studierendenteams wie etwa den Racing Teams mit herausragendem internationalen Erfolg u.a. mit interdisziplinären Fragestellungen rund um Energie- und Antriebsinnovation auseinandersetzen.

Der wissenschaftliche Diskurs gestaltet sich als besonders ergiebig, wenn er nicht nur institutions- und fachübergreifend, sondern auch noch international geführt wird. All diese Ansätze vereint das Symposium Energieinnovation seit Jahrzehnten in bewährter Weise. Dieser umfassende Zugang erklärt die gute Resonanz und die anhaltend große Beliebtheit des Symposiums bei Expertinnen und Experten. Ich bedanke mich für das vielfältige Engagement des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, wichtige Themen im Energiewesen im breiten Kontext und mit großer Tatkraft voranzubringen. Allen Teilnehmerinnen und Teilnehmern danke ich für ihr Interesse und die Bereitschaft, ihre Erkenntnisse und Ideen hier an unserer TU Graz öffentlich zu diskutieren und weiterzuentwickeln.

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

Unterstützer und Förderer des Symposiums

BMBWF
BUNDESMINISTERIUM
FÜR BILDUNG, WISSENSCHAFT
UND FORSCHUNG

BUNDESMINISTERIUM
FÜR NACHHALTIGKEIT
UND TOURISMUS

bmvit
Bundesministerium
für Verkehr,
Innovation und Technologie

Das Land Steiermark

APG
AUSTRIAN POWER GRID

STADT GRAZ

OVE

oesterreichs energie.

WORLD ENERGY COUNCIL AUSTRIA

Wissenschaftliches Reviewing-Komitee

Dr. Brigitte **Bach**	AIT Austrian Institute of Technology
Assoz.Prof. Udo **Bachhiesl**	TU Graz / Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
Dr. Bettina **Bergauer**	Bundesministerium Nachhaltigkeit und Tourismus
Prof. Oszkar **Biro**	TU Graz / Grundlagen und Theorie der Elektrotechnik
Prof. Wolfgang **Bösch**	TU Graz / Dekan Fakultät für Elektro- u. Informationstechnik
Prof. Wolfgang **Eichlseder**	TU Graz / Verbrennungskraftmaschinen und Thermodyn.
Prof. Bernd **Engel**	TU Braunschweig / Hochspannungstech. u. El. Energieanl.
Prof. Georg **Erdmann**	TU Berlin / Energietechnik
Prof. Wolfgang **Gawlik**	TU Wien / Energiesysteme und Elektrische Antriebe
Prof. Reinhard **Haas**	TU Wien / Energy Economics Group
Prof. Franz **Heitmeir**	TU Graz / Thermische Turbomaschinen und Maschinendyn.
Prof. Urs **Hirschberg**	TU Graz / Field of Expertise „Sustainable Systems“
Prof. Christoph **Hochenauer**	TU Graz / Wärmetechnik
Dr. Franz **Hofbauer**	Österreichischer Verband für Elektrotechnik (OVE)
DI Wolfgang **Jilek**	Landesenergiebeauftragter Steiermark i.R.
Prof. Claudia **Kemfert**	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW)
Prof. Ulrike **Leopold-Wildburger**	Uni Graz / Statistik und Operations Research
Prof. Albert **Moser**	RWTH Aachen / Elektrische Anlagen u. Energiewirtschaft
Prof. Dominik **Möst**	TU Dresden / Lehrstuhl für Energiewirtschaft
Prof. Annette **Mütze**	TU Graz / Elektrische Antriebstechnik und Maschinen
Prof. Nebojsa **Nakicenovic**	TU Wien / Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
GF Prof. Wolfgang **Pribyl**	Joanneum Research
Prof. Harald **Raupenstrauch**	MU Leoben / Lehrstuhl für Thermoprozesstechnik
Ao.Prof. Herwig **Renner**	TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen
Prof. Uwe **Schichler**	TU Graz / Hochspannungstechnik und Systemmanagement
Prof. Robert **Schürhuber**	TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen und Netze
Prof. Heinz **Stigler**	TU Graz / Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
Prof. Manfred **Weissenbacher**	University of Malta / Institute for Sustainable Energy
Prof. Rolf **Witzmann**	TU München / Elektrische Energieversorgungsnetze
DI Reinhard **Wolloner**	VERBUND Trading GmbH
Prof. Gerald **Zenz**	TU Graz / Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft



Balanceakt Stromversorgung
Austrian Power Grid (APG) muss Netz verstärken

Die europäische Stromversorgung ist im Umbruch. Der starke Zubau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen erfordert zusätzliche Anstrengungen, um das zwingend notwendige Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -verbrauch in jeder Sekunde zu halten.

Erzeugung und Verbrauch im Gleichgewicht

Die Stromversorgung basiert auf einem einfachen physikalischen Grundprinzip: In jeder Sekunde muss exakt so viel Strom erzeugt werden, wie gerade verbraucht wird. Grund dafür ist, dass Strom nicht beliebig gespeichert werden kann. Kippt das Gleichgewicht, drohen großflächige Stromausfälle.„In jeder Sekunde das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu halten ist die Kernaufgabe der Austrian Power Grid“, erläutert Dr. Ulrike Baumgartner-Gabitzer, Vorstandsvorsitzende der APG. „Was vermeintlich leicht klingt, wird angesichts der aktuellen Veränderungen am europäischen Stromsektor zum täglichen Balanceakt: Je höher der Anteil der Erzeugung aus Windkraft am gesamten Stromaufkommen wird, desto massiver sind die Schwankungen, die das Stromnetz abfangen muss. Und umso häufiger müssen Netzbetreiber wie die APG ausgleichend eingreifen.“

APG investiert in sichere Stromzukunft

Windkraft und Photovoltaik brauchen ein Stromnetz, das auch mit starken Leistungsschwankungen zurechtkommt. „Der Umbau unserer Stromversorgung in Richtung erneuerbarer Energiequellen erfordert massive Investitionen in unser Stromnetz“, so Baumgartner-Gabitzer. „Wir investieren in den kommenden zehn Jahren über 140 Mio. Euro jährlich in die Verbesserung unserer Anlagen. Nur so können wir auch in Zukunft das hohe Niveau der österreichischen Stromversorgung halten.“

Mehr Infos unter www.apg.at

STREAMS:	A Energie-strategien	B E-Markt und Flexibilisierung	C Erneuerbarer Strom	D Sichere Über-tragungsnetze	E Zukunftsfähige Verteilnetze	F Innovative Energietechnik	G Mobilität und Energieeffizienz

Mittwoch, 14.02.2018

12:00-12:15	**ERÖFFNUNG UND BEGRÜßUNG (Rektor Kainz, i13)**
12:15-14:00	**ERÖFFNUNGS-PLENUM (P0, von der Linden, i13)**
14:00-14:30	**KAFFEEPAUSE (Foyer EnergieZentrumGraz)**
14:30 - 16:30	**P1** *Hoffmann* **i12** — **Energiewende**; **P2** *Christiner* **i13** — **Elektrizitätssystem**
16:30-17:00	**KAFFEEPAUSE (Foyer EnergieZentrumGraz)**
17:00 - 19:00	**A1** *Rechberger* **i1** — **Zukunfts-strategien**; **B1** *Mair* **i2** — **Marktorganisation und -teilnehmer**; **C1** *Haslinger* **i12** — **Biomasse, Klima und Umwelt**; **D1** *Sprey* **i11** — **Hochspannungs-komponenten**; **E1** *Strempfl* **i13** — **Netzplanung u. Wiederaufbau**; **F1** *Kennel* **i7** — **Innovative el. Antriebstechnik**; **G1** *Fickert* **i3** — **Räumliche Aspekte E-Mobilität**
ab 19:30	**ABENDVERANSTALTUNG (Aula der Alten Universität Graz, Innenstadt, Hofgasse 14) (mit Unterstützung durch das Land Steiermark)**

Donnerstag, 15.02.2018

08:00 - 10:00	**A2** *Bach* **i1** — **Energiesystem: Mo-delle u. Methoden**; **B2** *Haas* **i2** — **Erneuerbare Energie u. Markt**; **C2** *Jaberg* **i12** — **Wasserkraft I**; **D2** *Hoppe* **i11** — **Innovationen für Leitstellen**; **E2** *Marketz* **i13** — **Ladeinfrastruktur für E-Mobilität**; **F2** *Sanz* **i7** — **Blockheizkraft-werke und KWK**; **G2** *Weissen-bacher* **i3** — **Antriebe der Zukunft**
10:00-10:30	**KAFFEEPAUSE (Foyer EnergieZentrumGraz)**
10:30 - 12:10 (12:50)	**A3** *Bachhiesl* **i1** — **Energiemodelle**; **B3** *Wolloner* **i2** — **Versorgungssich. u. Preisstrukturen**; **C3** *Zenz* **i12** — **Wasserkraft II**; **D3** *Schichler* **i11** — **Übertragungs-netze**; **E3** *Misak* **i13** — **Batteriespeicher und Netze**; **F3** *Rieberer* **i7** — **Wärmepumpen**; **G3** *Wilkening* **i3** — **Batterien und alt-ernative Speicher**
12:10-14:00	**MITTAGESSEN (Nikola-Tesla-Halle NTH, Inffeldgasse 18) (mit Unterstützung durch Austrian Power Grid AG)**
14:00 - 16:00	**P3** *Mütze* **i12** — **Strommarkt**; **P4** *Bergauer* **i13** — **Erneuerbare Energien und Speicherung**
16:00-16:30	**KAFFEEPAUSE (Foyer EnergieZentrumGraz)**
16:30 - 18:30	**A4** *Kaupa* **i1** — **Regionale Klima- und Energiestrat.**; **B4** *Reichel* **i2** — **Blockchain und Digitalisierung**; **C4** *Moidl* **i12** — **Windenergie und Geothermie**; **D4** *Schür-huber* **i11** — **Modelle und Methoden**; **E4** *Pack* **i13** — **Geräte und Magnetfelder**; **F4** *Draxler* **i7** — **Brennstoffzellen**; **G4** *Wermke* **i3** — **Energieeffiziente Gebäude**
ab 19:30	**ABENDVERANSTALTUNG (Nikola-Tesla-Halle NTH, Inffeldgasse 18) (mit Unterstützung durch die Stadt Graz)**

Freitag, 16.02.2018

08:00 - 10:00	**A5** *Auer* **i1** — **Energiesystem und Biomasse**; **B5** *Gawlik* **i2** — **Flexibilität und Demand Response**; **C5** *Trimmel* **i12** — **Photovoltaik und Gebäude**; **E5** *Schma-ranz* **i13** — **Netzbetrieb**; **F5** *Raupen-strauch* **i7** — **Wärmespeicher und Power-to-Heat**; **G5** *Bauer* **i3** — **Energieeffizienz im Energiesystem**
10:00-10:30	**KAFFEEPAUSE (Foyer EnergieZentrumGraz)**
10:30 - 12:30	**A6** *Schuster* **i1** — **Energiestrategie wachstum. Länder**; **B6** *Mütze* **i2** — **Flexibilisierung in der Industrie**; **C6** *Kronberger* **i12** — **Fortschritte bei PV-Systemen**; **D6** *Großmann* **i11** — **Netzinseln**; **E6** *Renner* **i13** — **Power Quality**; **F6** *Kienberger* **i7** — **Power-to-Gas**; **G6** *Monsberger* **i3** — **Eff. Energieein-satz in Gebäuden**
12:30-13:30	**ABSCHLUSS-PLENUM (P5, Steininger, i13)**

Streams: A-G; Plena: P0-P5; Sessionen: A1-A6, B1-B6, C1-C6, D1-D6, E1-E6, F1-F5, G1-G6; Hörsäle: i1, i2, i3, i7, i11, i12, i13

Leitung des 15. Symposiums Energieinnovation

	Sess.	Titel	Tag	Zeit	Ort	Nachname	Vorname	Titel	Funktion	Organisation
ERÖFFNUNG UND BEGRÜßUNG PLENA ABENDVERANSTALTUNG	-	Eröffnung und Begrüßung	Mi, 14.02.2018	12:00 - 12:15	i13	KAINZ	Harald	Univ.-Prof. DI Dr.techn. Dr.h.c.mult.	Rektor	Technische Universität Graz
	-	Eröffnung und Begrüßung	Mi, 14.02.2018	12:00 - 12:15	i13	STIGLER	Heinz	Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Institutsleiter	TU Graz / Inst. f. Elektrizitätswirtschaft u. Energieinnovation
	P0	Einführungs-Plenum	Mi, 14.02.2018	12:15 - 14:00	i13	VON DER LINDEN	Claudia	Dipl.Wirtschaftsing. (FH) MBA (IMD)	Vize-Rektorin	TU Graz / Kommunikation und Change Management
	P1	Energiewende	Mi, 14.02.2018	14:30 - 16:30	i12	HOFFMANN	Andrea	Mag.iur. MMag.rer.soc.oec. Dr.iur.	Vize-Rektorin	TU Graz / Finanzen und Personal
	P2	Elektrizitätssystem	Mi, 14.02.2018	14:30 - 16:30	i13	CHRISTINER	Gerhard	VDir. Dipl.-Ing. Mag.(FH)	Vorstandsdirektor	Austrian Power Grid AG
	P3	Strommarkt	Do, 15.02.2018	14:00 - 16:00	i12	MÜTZE	Annette	Univ.-Prof. Dr.-Ing.	Institutsleiterin	TU Graz / Inst. f. Elektrische Antriebstechnik und Maschinen
	P4	Erneuerbare Energie und Speicherung	Do, 15.02.2018	14:00 - 16:00	i13	BERGAUER	Bettina	Dipl-Ing. Dr.techn.	Ministerialrätin	Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus
	P5	Abschluss-Plenum	Fr, 16.02.2018	12:30 - 13:30	i13	STEININGER	Karl	Ao.Univ.-Prof. Mag. Dr.rer.soc.oec.	Stv. Leiter	Wegener Center für Klima und Globalen Wandel
	-	Abendveranstaltung Nikola-Tesla-Halle	Do, 15.02.2018	19:30 - 24:00	NTH	BÖSCH	Wolfgang	Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. MBA	Dekan, Institutsleiter	TU Graz / Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
	-	Abendveranstaltung Nikola-Tesla-Halle	Do, 15.02.2018	19:30 - 24:00	NTH	BISCHOF	Horst	Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Vize-Rektor	TU Graz / Forschung
STREAM A Energiestrategien	A1	Zukunftsstrategien	Mi, 14.02.2018	17:00 - 19:00	i1	RECHBERGER	Norbert	Dipl.-Ing.	Geschäftsführer	Energie AG Oberösterreich Kraftwerke GmbH
	A2	Energiesystem: Modelle und Methoden	Do, 15.02.2018	08:00 - 10:00	i1	BACH	Brigitte	Dr.	Head of Center	AIT Austrian Institute of Technology
	A3	Energiemodelle	Do, 15.02.2018	10:30 - 12:10	i1	BACHHIESL	Udo	Assoz.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Stv. Institutsleiter	TU Graz / Inst. f. Elektrizitätswirtschaft u. Energieinnovation
	A4	Regionale Klima- u. Energiestrategien	Do, 15.02.2018	16:30 - 18:30	i1	KAUPA	Heinz	Dipl.-Ing. Dr.techn.	Vorstandsdirektor a.D.	Austrian Power Grid AG
	A5	Energiesystem und Biomasse	Fr, 16.02.2018	08:00 - 10:00	i1	AUER	Hans	Priv.Doz. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Sen. Research Scientist	TU Wien / Energy Economics Group
	A6	Energiestrategie wachstum. Länder	Fr, 16.02.2018	10:30 - 12:30	i1	SCHUSTER	Thomas	Dipl-Ing. Dr.techn.	Abteilungsleiter	Wiener Netze GmbH
STREAM B E-Markt und Flexibilisierung	B1	Marktorganisation und -teilnehmer	Mi, 14.02.2018	17:00 - 19:00	i2	MAIR	Erwin	Dipl.-Ing. Dr.techn.	Geschäftsführer	Energie AG Oberösterreich Trading GmbH
	B2	Erneuerbare Energie und Markt	Do, 15.02.2018	08:00 - 10:00	i2	HAAS	Reinhard	Univ.Prof. Dipl.Ing. Dr.	Abteilungsleiter	TU Wien / Energy Economics Group
	B3	Versorgungssich. und Preisstrukturen	Do, 15.02.2018	10:30 - 12:50	i2	WOLLONER	Reinhard	Dipl.-Ing.	Abteilungsleiter	VERBUND Trading GmbH
	B4	Blockchain und Digitalisierung	Do, 15.02.2018	16:30 - 18:30	i2	REICHEL	Peter	Dipl.-Ing.	Geschäftsführer	Österreichischer Verband für Elektrotechnik (OVE)
	B5	Flexibilität und Deman Response	Fr, 16.02.2018	08:00 - 10:00	i2	GAWLIK	Wolfgang	Univ.-Prof. Dr.Ing.	Institutsleiter	TU Wien / Inst. f. Energiesysteme und Elektrische Antriebe
	B6	Flexibilisierung in der Industrie	Fr, 16.02.2018	10:30 - 12:30	i2	MÜTZE	Annette	Univ.-Prof. Dr.-Ing.	Institutsleiterin	TU Graz / Inst. f. Elektrische Antriebstechnik und Maschinen
STREAM C Erneuerbarer Strom	C1	Biomasse, Klima und Umwelt	Mi, 14.02.2018	17:00 - 19:00	i12	HASLINGER	Walter	Adj. Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Geschäftsführer	BIOENERGY 2020+ GmbH
	C2	Wasserkraft I	Do, 15.02.2018	08:00 - 10:00	i12	JABERG	Helmut	o.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Institutsleiter	TU Graz / Institut für Hydraulische Strömungsmaschinen
	C3	Wasserkraft II	Do, 15.02.2018	10:30 - 12:30	i12	ZENZ	Gerald	Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Institutsleiter	TU Graz / Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft
	C4	Windenergie und Geothermie	Do, 15.02.2018	16:30 - 18:30	i12	MOIDL	Stefan	Mag.	Geschäftsführer	IG Windkraft
	C5	Photovoltaik und Gebäude	Fr, 16.02.2018	08:00 - 10:00	i12	TRIMMEL	Gregor	Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Abteilungsleiter	TU Graz / Institut für Chemische Technologie von Materialien
	C6	Fortschritte bei PV-Systemen	Fr, 16.02.2018	10:30 - 12:30	i12	KRONBERGER	Hans	Dr.	Präsident	Bundesverband Photovoltaic Austria
STREAM D Sichere Übertragungs-netze	D1	Hochspannungskomponenten	Mi, 14.02.2018	17:00 - 19:00	i11	SPREY	Jens	M.Sc.	Stv. Institutsleiter	RWTH Aachen / Institut für El. Anlagen u. Energiewirtschaft
	D2	Innovationen für Leitstellen	Do, 15.02.2018	08:00 - 10:00	i11	HOPPE	Annette	apl. Prof. Dr.-Ing. habil. Dr. paed.	Lehrgebietsleiterin	Brandenburgische Technische Universität (BTU)
	D3	Übertragungsnetze	Do, 15.02.2018	10:30 - 12:50	i11	SCHICHLER	Uwe	Univ.-Prof. Dr.-Ing.	Institutsleiter	TU Graz / Inst. f. Hochspannungstechnik und Systemmgmt.
	D4	Modelle und Methoden	Do, 15.02.2018	16:30 - 18:30	i11	SCHÜRHUBER	Robert	Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Institutsleiter	TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen und Netze
	D6	Netzinseln	Fr, 16.02.2018	10:30 - 12:30	i11	GROßMANN	Steffen	Prof. Dr.-Ing.	Institutsvorstand	TU Dresden / Inst. f. El. Energievers. u. Hochspannungstech.
STREAM E Zukunftsfähige Verteilnetze	E1	Netzplanung und Wiederaufbau	Mi, 14.02.2018	17:00 - 19:00	i13	STREMPFL	Franz	Dipl.-Ing. Dr.techn.	GF u. Spartensprecher	Oesterreichs Energie - Netze
	E2	Ladeinfrastruktur für E-Mobilität	Do, 15.02.2018	08:00 - 10:00	i13	MARKETZ	Michael	Dipl.-Ing. Dr.techn.	Geschäftsführer	KNG-Kärnten Netz GmbH
	E3	Batteriespeicher und Netze	Do, 15.02.2018	10:30 - 12:30	i13	MISAK	Kurt	Dipl.-Ing.	Sachgebietsleiter	Austrian Power Grid AG
	E4	Geräte und Magnetfelder	Do, 15.02.2018	16:30 - 18:30	i13	PACK	Stephan	Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Stv. Institutsleiter	TU Graz / Inst. f. Hochspannungstechnik und Systemmgmt.
	E5	Netzbetrieb	Fr, 16.02.2018	08:00 - 10:00	i13	SCHMARANZ	Robert	Priv.-Doz. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Abteilungsleiter	KNG - Kärnten Netz GmbH
	E6	Power Quality	Fr, 16.02.2018	10:30 - 12:30	i13	RENNER	Herwig	Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Stv. Institutsleiter	TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen und Netze
STREAM F Innovative Energietechnik	F1	Innovative elektrische Antriebstechnik	Mi, 14.02.2018	17:00 - 19:00	i7	KENNEL	Ralph	Univ.-Prof. Dr.-Ing.	Institutsleiter	TU München / Elektrische Antriebssysteme u. Leistungselektr.
	F2	Blockheizkraftwerke und KWK	Do, 15.02.2018	08:00 - 10:00	i7	SANZ	Wolfgang	Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Stv. Institutsleiter	TU Graz / Inst. für Therm. Turbomaschinen u. Maschinendyn.
	F3	Wärmepumpen	Do, 15.02.2018	10:30 - 12:50	i7	RIEBERER	René	Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Stv. Institutsleiter	TU Graz / Institut für Wärmetechnik
	F4	Brennstoffzellen	Do, 15.02.2018	16:30 - 18:30	i7	DRAXLER	Reinhard	Dipl.-Ing. Dr.techn.	Geschäftsführer	KNG-Kärnten Netz GmbH
	F5	Wärmespeicher und Power-to-Heat	Fr, 16.02.2018	08:00 - 10:00	i7	RAUPENSTRAUCH	Harald	Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Institutsleiter	Montanuniversität Leoben / Thermoprozesstechnik
	F6	Power-to-Gas	Fr, 16.02.2018	10:30 - 12:30	i7	KIENBERGER	Thomas	Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Institutsleiter	Montanuniversität Leoben / Energieverbundtechnik
STREAM G Mobilität und Energieeffizienz	G1	Räumliche Aspekte E-Mobilität	Mi, 14.02.2018	17:00 - 19:00	i3	FICKERT	Lothar	em. Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Institutsleiter a.D.	TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen und Netze
	G2	Antriebe der Zukunft	Do, 15.02.2018	08:00 - 10:00	i3	WEISSENBACHER	Manfred	Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. MBA	Institutsleiter	University of Malta /Institute for Sustainable Energy
	G3	Batterien und alternative Speicher	Do, 15.02.2018	10:30 - 12:10	i3	WILKENING	Martin	Univ.-Prof. Dr.rer.nat.	Institutsleiter	TU Graz / Institut für Chemische Technologie von Materialien
	G4	Energieeffiziente Gebäude	Do, 15.02.2018	16:30 - 18:30	i3	WERMKE	Christiane	MArch Mag.arch. BA M.Eng.	Stv. Institutsleiterin	TU Graz / Institut für Gebäude und Energie
	G5	Energieeffizienz im Energiesystem	Fr, 16.02.2018	08:00 - 10:00	i3	BAUER	Ulrich	Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Institutsleiter	TU Graz / Institut für BWL u. Betriebssoziologie
	G6	Eff. Energieeinsatz in Gebäuden	Fr, 16.02.2018	10:30 - 12:30	i3	MONSBERGER	Michael	Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Professur	TU Graz / Professur für Integrated Building Systems

INHALTSVERZEICHNIS

1 PLENAR-SESSIONEN 1

1.1 ENERGIEWENDE (PLENUM P1) 1

1.1.1 Treibhausgas-Emissionen und Lebensstile – Wie werden wir mit den Paris-Zielen leben? 1
Gerfried JUNGMEIER, Neil BIRD

1.1.2 Die Bedeutung der Gemeinden für die Energiewende 4
Bettina BERGAUER

1.1.3 Rahmenbedingungen für den Ausbau erneuerbarer Energie in Afrika anhand des Beispiels Sambia 6
Harald RAUPENSTRAUCH, Prem JAIN

1.1.4 Potential- und kostenorientierte Langfriststrategien der regenerativen Energieversorgung 8
Günther BRAUNER

1.2 ELEKTRIZITÄTSSYSTEM (PLENUM P2) 10

1.2.1 Zukünftige Herausforderungen an elektrische Anlagen und Netze 10
Robert SCHÜRHUBER

1.2.2 Drehzahlvariable Kleinantriebe einiger zehn Watt – Nicht nur Blech und Kupfer wie eh und je? 11
Annette MÜTZE

1.2.3 Innovationen beim Einsatz von Hochspannungskabeln im Übertragungsnetz 13
Uwe SCHICHLER

1.2.4 Schutztechnische Herausforderungen für zukünftige Netze und mögliche Lösungspfade 14
Lothar FICKERT, Elisabeth HUFNAGL

1.3 STROMMARKT (PLENUM P3) 16

1.3.1 Strommarkt 3.0 – Ein demokratisches und nachhaltiges Stromsystem der Zukunft 16
Reinhard HAAS

1.3.2 Beitrag zur volkswirtschaftlichen Theorie der Elektrizitätswirtschaft 18
Heinz STIGLER, Udo BACHHIESL, Robert GAUGL

1.3.3 Nachhaltigkeitsindex – Nachhaltigkeitsbewertung als Kompass für Energie- und Ressourceneffizienz 20
Diana HEHENBERGER-RISSE

1.3.4 Einfluss von Nodal Pricing in Deutschland auf Deckungsbeiträge von Gaskraftwerken und Power-to-Gas 22
Moritz NOBIS, Andreas BLANK, Armin SCHNETTLER

1.4 ERNEUERBARE ENERGIE UND SPEICHERUNG (PLENUM P4) 24

1.4.1 Big Solar Graz – Wenn der Sommer dem Winter einheizt 24
Martin GRAF

1.4.2 Bedeutung der Wasserkraft für die globale Energiezukunft 25
Gerald ZENZ, Franz Georg PIKL, Wolfgang RICHTER

1.4.3 Die Bedeutung des Stromverbrauchs für die Energiewende – Die Rolle von Effizienz und Flexibilität 27
Florian ESS, Marco WÜNSCH, Inka ZIEGENHAGEN

1.4.4 Elektrochemische Energiespeicherung – Zur Zukunft von Li- und Na-Batterien 29
Martin WILKENING

2 STREAM A: ENERGIESTRATEGIEN 31

2.1 ZUKUNFTSSTRATEGIEN (SESSION A1) 31

2.1.1 Energiewende in der Schweiz und ihre Auswirkungen auf die Gesellschaftsform der Genossenschaft 31
Nadja GERMANN

2.1.2 Quantifizierung von Zukunftsszenarien im Rahmen der Strategiefindung eines EVUs 32
Ivo SCHILLIG

2.1.3 Transformation des Stromsektors nach dem Budgetansatz – Kohleausstieg 2035 34
Inka ZIEGENHAGEN

2.1.4 Regenerativer Strom – Ressource einer neuen Kohlenstoffwirtschaft 35
Thomas MARZI

2.1.5 Dekarbonisierung der Industrie mithilfe elektrischer Energie? 36
Christoph SEJKORA, Thomas KIENBERGER

2.2 ENERGIESYSTEM: MODELLE UND METHODEN (SESSION A2) 38

2.2.1 Erweiterung der Investitionsentscheidungen in der Energiesystemmodellierung 38
Markus STEHLE, Markus BLESL

2.2.2 EnergySimCity: Modellierung urbaner Energiesysteme 40
Gerald SCHWEIGER, Thomas MACH, Peter NAGELER, Christian FINK, Ingo LEUSBROCK

2.2.3 Pareto Optimization of a Local Urban Energy System considering Costs and Emissions 42
Andreas FLEISCHHACKER, Georg LETTNER

2.2.4 Dynamische Optimierung von Modelica-basierten Modellen 44
Gerald SCHWEIGER

2.2.5 Application of the Analytic Hierarchy Process to facilitate Implementation of the Cross-Impact Balance Approach 46
Kristina GOVORUKHA, Paul KUNZ, Philip MAYER

2.2.6 Empirische Studie zur Entwicklung von Co-Simulation von Energiesystemen 49
Georg ENGEL, Gerald SCHWEIGER, Josef-Peter SCHÖGGL, Irene HAFNER, Thierry NOUIDUI, Claudio GOMES

2.3 ENERGIEMODELLE (SESSION A3) 51

2.3.1 Bewertung politischer Maßnahmen im Energiesystem mittels Kopplung eines agentenbasierten und linear optimierenden Energiesystemmodells 51
Christoph SCHIMECZEK, Marc DEISSENROTH, Benjamin FLEISCHER, Matthias REEG

2.3.2 Der Nutzen des Kapitalstockkonzepts für den Umbau von Energiesystemen 53
Petra OCHENSBERGER, Heinz STIGLER

2.3.3 Modellgestützte Analyse des Treibhausgasreduktionspotenzials der deutschen Papierindustrie 55
Peter LOPION, Daniel KLÜH, Peter MARKEWITZ, Martin ROBINIUS, Detlef STOLTEN

2.3.4 Model Based Analysis of the Indian Electricity Economics 57
Karthik Subramanya BHAT, Gerald FEICHTINGER, Udo BACHHIESL, Heinz STIGLER

2.3.5 Experiment zur vergleichenden Modellierung der Stromversorgung Deutschlands in 2050 unter Berücksichtigung von Sektorenkopplung 59
Hans Christian GILS, Thomas PREGGER

2.4 REGIONALE KLIMA- UND ENERGIESTRATEGIEN (SESSION A4) 61

2.4.1 Der Weg der Steiermark in die Energiezukunft 61
Udo BACHHIESL, Dieter PREIß

2.4.2 Entwicklung von zukunftsfähigen Versorgungsstrategien für Fernwärmenetze – Tools und Methoden 63
Ralf-Roman SCHMIDT, Steffen ROBBI, Rene HOFMANN, Martin KOLLER, Roman GEYER, Daniele BASCIOTTI

2.4.3 Räumlich und zeitlich aufgelöste Untersuchung von Energiewendeszenarien für Baden-Württemberg 65
Manuel WETZEL, Hans Christian GILS, Frieder BORGGREFE

2.4.4 Energieoptimierung von Microgrid Communities in Österreich und Japan 67
Johannes MÜHLEGGER, Robert HÖLLER, Yuzuru UEDA

2.4.5 Neue energie- & klimapolitische Maßnahmen aus der ganzheitlichen Analyse und Modellierung der Region Amstetten-Süd 69
Lorenz STRIMITZER, Heimo BÜRBAUMER, David PRESCH

2.4.6 Zeitaufgelöste spezifische Treibhausgase beim Strombedarf 71
Horst LUNZER, Petra BUßWALD, Franz NIEDERL, Josef BÄRNTHALER, Günter WIND, Anja STENGLEIN

2.5 ENERGIESYSTEM UND BIOMASSE (SESSION A5) 73

2.5.1 Neue Brennergeometrien für eine bessere Verbrennung durch Additive Manufacturing 73
Nina PAULITSCH, Fabrice GIULIANI, Lukas ANDRACHER, Daniele COZZI, Michael GÖRTLER

2.5.2 Erfüllung zukünftiger Anforderungen an Biomassefeuerungsanlagen mit Hilfe moderner Regelungsstrategien 75
Christopher ZEMANN, Daniel MUSCHICK, Markus GÖLLES

2.5.3 Der KD-Trockner mit Brennwerttechnik und ein REDOX-Holzgaskraftwerk – Zwei effiziente Holzenergie-Innovationen als Beitrag zu mehr Umwelt- und Klimaschutz 76
Walter SAILER

2.5.4 Modulares Energiemanagement für sektorübergreifende Energiesysteme 80
Daniel MUSCHICK, Andreas MOSER, Markus GÖLLES

2.5.5 Green Energy Lab – Accelerating User-Centric Integrated Solutions for the Renewable Energy System of Tomorrow 81
Christian PANZER, Georg LETTNER, Susanne SUPPER, Tobias SCHWAB, Thomas NACHT, Christian FINK

2.6 ENERGIESTRATEGIE WACHSTUMSSTARKER LÄNDER (SESSION A6) 83

2.6.1 A Multi-Regional Input-Output Framework to evaluate European Energy Policies 83
Gerald FEICHTINGER

2.6.2 Zukunftsszenarien für die Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft des Balkan-Raumes 84
Robert GAUGL, Amir LEKIC, Bekim PERANI, Udo BACHHIESL

2.6.3 Dekarbonisierung des Elektrizitätssektors in südosteuropäischen Ländern 86
Lukas LIEBMANN, Gustav RESCH, László SZABÓ, András MEZOSI, Zsuzsanna PATÓ, Ágnes KELEMEN

2.6.4 Capital Stock Intensive Planning for India's Energy Transition 88
Karthik Subramanya BHAT, Petra OCHENSBERGER, Udo BACHHIESL, Heinz STIGLER

2.6.5 100 Percent Renewable Generation in Costa Rica – A Possibility? 90
Michael GRÖMER, Karthik Subramanya BHAT, Udo BACHHIESL

3 STREAM B: ELEKTRIZITÄTSMARKT UND FLEXIBILISIERUNG 93

3.1 MARKTORGANISATION UND -TEILNEHMER (SESSION B1) 93

3.1.1 Mutig in die neuen Zeiten – Welchen elektrizitätsrechtlichen Rahmen braucht der zukünftige österreichische Energiemarkt? 93
Uwe TRATTNIG, Rudolf HAUBENHOFER

3.1.2 Strommarktdesign für die Integration eines hohen Anteils erneuerbarer Energie – Ein Verglich des europäischen mit dem U.S.-Strommarkt 95
Hans AUER, Audun BOTTERUD

3.1.3 The Futureflow Project – Promoting TSO-TSO Cooperation in Operation of Balancing Systems 97
Christoph GUTSCHI, Andraz ANDOLSEK, Radovan SERNEC, Mitja KOLENC

3.1.4 Dreieck „Lieferant – Aggregator – Bilanzgruppenverantwortlicher" im Strommarkt 99
Ksenia POPLAVSKAYA

3.1.5 Current and Improved Business Models of Aggregators in European Target Countries 101
Daniel SCHWABENEDER, Andreas FLEISCHHACKER, Georg LETTNER

3.1.6 Flexibility Options in Power Systems – A Benefit Analysis on the Market Value of Variable Renewable Energy 103
Anselm EICKE, Astrid BENSMANN, Richard HANKE-RAUSCHENBACH

3.2 ERNEUERBARE ENERGIE UND MARKT (SESSION B2) 105

3.2.1 Identifizierung kritischer Wettersituationen im Hinblick auf die Stromerzeugung in Westeuropa 105
Katja FRANKE, Benjamin PFLUGER, Frank SENSFUß

3.2.2 Marktdesign von PV-Kurzfristprognosen 107
Simon MOSER, Markus SCHWARZ

3.2.3 Lastmanagement auf Verteilnetzebene – Wann lassen sich erneuerbare Energien wirtschaftlich integrieren? Ein Stromgestehungskostenmodell 109
Marlene GRUBER, Lothar BEHRINGER, Hubert RÖDER, Matthias GADERER, Wolfgang MAYER

3.2.4 Renewable Energy Technology Characteristics and the Dynamics of New Market Openings 111
Bjarne STEFFEN, Tyeler MATSUO, Davita STEINEMANN, Tobias S. SCHMIDT

3.2.5 Diffusionsrate der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 113
Jasper GEIPEL, Gustav RESCH, Andre ORTNER, Frank SENSFUß

3.2.6 Spotpreisvarianz an europäischen Strombörsen – Einflussfaktoren und die Rolle der erneuerbaren Energien 115
Franziska SCHÖNIGER

3.3 VERSORGUNGSSICHERHEIT UND PREISSTRUKTUREN (SESSION B3) 117

3.3.1 Der Wert von Versorgungssicherheit mit Strom – Evidenz für deutsche Haushalte 117
Manuel FRONDEL, Stephan SOMMER

3.3.2 Verwendung adaptiver Zeitraster in Verfahren zur Bewertung von Versorgungssicherheit 119
Philipp BAUMANNS, Denis VOM STEIN, Albert MOSER

3.3.3 Fairness and the Willingness to pay for Renewable Energy 121
Mark ANDOR, Manuel FRONDEL, Stephan SOMMER

3.3.4 Repräsentative Lastprofile für Haushalte 123
Matthias STIFTER, Sabina EICHBERGER

3.3.5 Impact of Peak, Fixed, and Volumetric Network Tariffs on Residential Customers' Electricity Expenditures based on Load Profiles and Socio-Economic Characteristics 125
Valeriya AZAROVA, Dominik ENGEL, Cornelia FERNER, Andrea KOLLMANN, Johannes REICHL

3.3.6 Einsatz von Prognosen in Energiemanagementsystemen zur Berücksichtigung variabler Tarifstrukturen 127
Philipp RECHBERGER, Wolfgang TRAUNMÜLLER, Katharina ERK, Thomas NATSCHLÄGER, Florian ENTLEITNER

3.3.7 Netzentgeltdynamik unter dem Einfluss zunehmender Selbstversorgung 129
Christine BRANDSTÄTT

3.4 BLOCKCHAIN UND DIGITALISIERUNG (SESSION B4) 131

3.4.1 Blockchain als Lösungsansatz für die zukünftige Stromversorgung? 131
Eva GÖTZ, Alfons HABER, Sascha HAUKE

3.4.2 The Blockchain-Technology – Reducing the Lack of Practicable Use Cases 133
Alexander BOGENSPERGER, Andreas ZEISELMAIR

3.4.3 Customer Centric Digitalisation – Unerfüllte Kundenbedürfnisse als Leitlinie für digitales Wachstum und Kommunikation 134
Gerald STEINWENDER

3.4.4 Interoperabilität im Datenaustausch in der Energiewirtschaft – Vom Use Case zum Test der Integrationsprofile 135
Gerald FRANZL, Valerie REIF, Angela BERGER, Matthias FROHNER, Marion GOTTSCHALK, Georg KOCH

3.4.5 Innovative Finanzierung und Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen und erneuerbaren Energien 137
Jürgen FLUCH, Christoph BRUNNER, Anna GRUBBAUER, Winfried BRAUMANN

3.5 FLEXIBILITÄT UND DEMAND RESPONSE (SESSION B5) 139

3.5.1 Bewertung von Flexibilitätsnutzung auf Verteilnetzebene am Anwendungsfall „Netzengpass im 20kV-Netz aufgrund von Windeinspeisung“ 139
Hann RUPPERT, Christoph HEIL, Klaus-Martin GRAF

3.5.2 Modellgestützte Bewertung von Flexibilitätsoptionen und Versorgungsstrukturen eines Bilanzraums mit hohen Eigenversorgungsgraden mit Energie 141
Lukasz BRODECKI, Markus BLESL

3.5.3 Präventives Netzengpassmanagement durch die Nutzung regionaler Flexibilitätsmärkte auf Verteilnetzebene 144
Frederik PAULAT, Jessica HERMANNS, Kevin KOTTHAUS, Sven PACK, Jan MEESE, Markus ZDRALLEK, David PETERMANN

3.5.4 Estimating the Value of Demand Response for Resource Adequacy 146
Hamid AGHAIE

3.5.5 Integration of Demand-Side Response in the Swiss Ancillary Service Markets through the ENTSO-E Central Settlement Model 148
Aby CHACKO, Christoph IMBODEN, Ruedi KUMMER, Thomas REITHOFER

3.5.6 Empirische und synthetische Lastprognose von nutzerabhängigen Verbrauchsgeräten 150
Christian REINHOLD, Farina WILLE, Bernd ENGEL, Frank EGGERT

3.6 FLEXIBILISIERUNG IN DER INDUSTRIE (SESSION B6) 152

3.6.1 The Daily Load Forecasting at the Industrial Complex 152
Boris BIZJAK

3.6.2 Methoden zur Flexibilisierung des Energieverbunds Industrie-Stadt – Eine technische, ökonomische und ökologische Analyse 154
Katharina KARNER, Russell McKENNA, Marian KLOBASA

3.6.3 Effizienzsteigerung in der Industrie durch Einsatz von Effizienztechnologien zur Sektorkopplung an der Schnittstelle zw. Gebäudeinfrastruktur u. Fertigungsprozess 156
Ivan Victor BOGDANOV, Alexander SAUER

3.6.4 Modulare Simulationsumgebung zur Visualisierung und Analyse der Potenziale von industriellen Energieflexibilitäten 158
Stefan ROTH, Jonas RAPPOLD, Stefan BRAUNREUTHER, Gunther REINHART

3.6.5 Sektorkopplung mit Grünstrom 160
Rudolf ZAUNER

3.6.6 Sektorgekoppelte Energiesysteme zur Integration erneuerbarer Energien 161
Jens Hinrich PRAUSE, Raphael WITTENBURG, Moritz HÜBEL, Jürgen NOCKE, Egon HASSEL

4 STREAM C: ERNEUERBARER STROM 163

4.1 BIOMASSE, KLIMA UND UMWELT (SESSION C1) 163

4.1.1 Biomasse-Kraftwerke am Strommarkt 163
Babette HEBENSTREIT, Christine MAIR, Markus PREISSINGER, Klaus LICHTENEGGER

4.1.2 Modellierung eines dynamischen Hackschnitzelmarktes – Ein agenten-basierter Ansatz zur Simulation der Konkurrenzsituation zwischen Biomasseheizkraftwerken am Beispiel Kärnten 165
Florian BREITWIESER, Johannes SCHOLZ, Peter MANDL

4.1.3 Konfigurations- und Leistungsvergleich von Hochtemperaturwärmepumpen zur Biogas-Aufbereitung 167
Michael LAUERMANN, Gerwin DREXLER-SCHMIED, Franz HELMINGER

4.1.4 Reduktion der Formaldehyd- und Methanemissionen von Biogas-BHKW mittels Wasserstoffzugabe 168
Florian RAU, Andreas HERRMANN, Hartmut KRAUSE

4.1.5 Mikro-KWK mit Thermoelektrik am Pelletkessel 170
Michael SCHNEIDERBAUER, Markus SCHWARZ

4.1.6 Zukunft der erneuerbaren Energien im Lichte der allgemeinen Unwissenheit in Bezug auf Fragen zur Ökologie und Energie 172
August RAGGAM

4.2 WASSERKRAFT I (SESSION C2) 174

4.2.1 Hydropower and Wind Energy – Two Inseparable Renewables for enabling the Energy Transition in Europe 174
Mario BACHHIESL

4.2.2 Stromspeicher – Ist-Situation und Ausblick 176
Martin SCHROTT, Christian ADLER, Klaus OBERHAUSER, Markus PFLEGER

4.2.3 Variable Speed Operation of Large Hydro Power Plants 178
Thomas HOLZER

4.2.4 Ein innovatives, elektrisch und thermisch gekoppeltes Energiespeichersystem 180
Franz Georg PIKL, Wolfgang RICHTER, Gerald ZENZ

4.2.5 Buoyant Energy Storage „Light" – Thermodynamische Analyse eines schwimmenden, hydraulischen Energiespeichers 182
Bernd STEIDL, Robert KLAR, Markus AUFLEGER

4.2.6 Digitalisierung in der Wasserkraft 184
Christian FREILER, Florian SENN, Bernd HOLLAUF, Daniela SCHLÜSSELBERGER

4.3 WASSERKRAFT II (SESSION C3) 185

4.3.1 Evolutionary Multiobjective Direct Policy Search (EMODPS) – Eine heuristische Entscheidungshilfe in der Energie-Wasserwirtschaft 185
Christoph LIBISCH-LEHNER

4.3.2 Betriebsführung von Pumpspeicherkraftwerken und Vorteile für das elektrische Netz 187
Helmut JABERG, Stefan HÖLLER-LITZLHAMMER

4.3.3 Lösungsfindung im Spannungsfeld von Ökologie, Landschaftsschutz und Energiestrategie – Das Triftprojekt als bedeutendstes neues Wasserkraftwerk in der Schweiz 189
Steffen SCHWEIZER, Benno SCHWEGLER, Magdalena NÄGELI, Matthias MEYER, Jan BAUMGARTNER, Sandro SCHLÄPPI, Benjamin BERGER, Sonja FAHNER, Andres FANKHAUSER

4.3.4 Urbane Wasserkraft – Eine strategische und ökologisch orientierte Investition 191
Michael WEDENIG, Johann LAMPL, Jörg FASCHALLEGG

4.3.5 Erhöhung des Jahresarbeitsvermögens von Wasserkraftanlagen durch gezieltes Refurbishment 192
Helmut BENIGNI, Jürgen SCHIFFER, Helmut JABERG

4.3.6 Leitungssteigerung bei gleichzeitiger Erhöhung der Flexibilität bei Speicherkraftwerken durch gezielte Druckstoßsimulation 194
Stefan HÖLLER-LITZLHAMMER, Helmut JABERG

4.4 WINDENERGIE UND GEOTHERMIE (SESSION C4) 195

4.4.1 Marktdesign und Verteilungseffekte – Auswirkungen der Rahmensetzungen für Windanlagen auf die regionale Verteilung 195
Frieder BORGGREFE

4.4.2 Qualitative Analyse des volkswirtschaftlichen Nutzens von Repowering in der Stromproduktion aus Windkraft 196
Martin BARESCH, Sebastian GOERS, Robert TICHLER

4.4.3 A Socioeconomical Wind Energy Approach in Egypt, utilizing Tailwinds from a Fast-Moving European Energy Economy 198
Michael PUTTINGER, Udo BACHHIESL

4.4.4 Generierung räumlich und zeitlich hoch aufgelöster Onshore Windeinspeisezeitreihen von 2000 bis 2015 für Deutschland..... 200
Raik BECKER, Daniela THRÄN

4.4.5 Messtechnische Untersuchung einer lokalen Windströmung 202
Georg KONRAD, Phillip EGGER, Wolfgang WOYKE

4.4.6 Mit Elektro-Impulsen zur Erdwärme..... 204
Matthias VOIGT, Erik ANDERS, Steffen GROßMANN

4.5 PV UND GEBÄUDE (SESSION C5) 206

4.5.1 Flexible Testumgebung für die Validierung von Home Energy Management Systemen..... 206
David REIHS, Martin NÖHRER, Stefan ÜBERMASSER

4.5.2 Wirtschaftlichkeitsbewertung und Methoden zur optimalen Dimensionierung von PV-Anlagen und Speichersystemen in Mehrparteienhäusern 208
Bernadette FINA, Andreas FLEISCHHACKER, Hans AUER, Georg LETTNER

4.5.3 Wärmepumpe und Fotovoltaik mit Wasserspeicher und Gebäudemassenaktivierung als thermische Batterie 210
Alexander THÜR, Toni CALABRESE, Wolfgang STREICHER

4.5.4 Demonstration eines gebäudeübergreifenden PV-Stromaustausches 212
Thomas NACHT, Kurt GSCHWEITL, Franz KERN, Martin SCHLOFFER

4.5.5 Nutzergruppenabhängiger Photovoltaik-Heimspeicherbedarf 214
Benjamin BÖCKL, Thomas KIENBERGER

4.5.6 Lastmanagement von PV-Anlagen im Einfamilienhaus 215
Christof SUMEREDER, Dieter PREIß

4.6 FORTSCHRITTE BEI PV-SYSTEMEN (SESSION C6) 216

4.6.1 Innovatives Seil-Tragsystem für Anwendungen in der Agro-Photovoltaik 216
Günther CZALOUN

4.6.2 Agro-Photovoltaik..... 218
Christian LASTA, Georg KONRAD

4.6.3 Energie- und Ressourceneinsparung durch Urban-Mining-Ansätze anhand von Photovoltaik-Modulen 220
Markus SCHWARZ, Simon MOSER

4.6.4 Performance und Degradationsanalyse von PV-Modulen und Systemen 222
Andreas HÖGL, Robert HÖLLER, Yuzuru UEDA

4.6.5 Bedarfsorientierte Konzeptionierung von Photovoltaikanlagen..... 224
Martin FÜRNSCHUß, Mike Alexander LAGLER, Ernst SCHMAUTZER

4.6.6 Techno-ökonomische Pareto-Optimierung von Energiezellen..... 226
Georg LETTNER, Andreas FLEISCHHACKER, Daniel SCHWABENEDER

5 STREAM D: SICHERE ÜBERTRAGUNGSNETZE..... 228

5.1 HOCHSPANNUNGSKOMPONENTEN (SESSION D1)..... 228

5.1.1 GriDConv – Innovativer HVDC/DC-Konverter für HVDC-Netze..... 228
Bernhard AUINGER, Bernd DEUTSCHMANN, Uwe SCHICHLER, Klaus KRISCHAN, Martin HORN, Markus REICHHARTINGER, Herwig RENNER

5.1.2 Superimposed Impulse Voltage Testing on Extruded DC-Cables according to IEC 62895..... 230
Andreas VOß, Michael GAMLIN

5.1.3 Monitoring elektrischer Betriebsmittel im Übertragungsnetz..... 231
Christof RIEDMANN, Alexander PIRKER, Uwe SCHICHLER

5.1.4 Power Hardware-In-The-Loop Testmethode für HVDC Komponenten und Systeme..... 233
Dennis ALBERT, Uwe SCHICHLER

5.1.5 Innovative Technologien zur Schallminimierung von Hochspannungsfreileitungen 235
Oliver PISCHLER, Uwe SCHICHLER, Klemens REICH,
Michael LEONHARDSBERGER, Oskar OBERZAUCHER

5.1.6 Hochspannungssysteme unter transienter Beanspruchung – Korrelationsmethodik..... 236
Jürgen PLESCH, Lukas SCHWALT, Stephan PACK

5.2 INNOVATIONEN FÜR LEITSTELLEN (SESSION D2) 238

5.2.1 Handlungskompetenz ein Erfolgsfaktor für die Zukunft – Das Vierseitenmodell erfolgreichen Handelns 238
Annette HOPPE

5.2.2 Zur Wirkung von Radioprogrammen bei Dauerüberwachungstätigkeiten..... 240
Holger BIALEK, Roberto KOCKROW, Annette HOPPE

5.2.3 Berührungslose Erfassung vom Lidschlagverhalten als Indikator für psychische Beanspruchung bei Operatortätigkeiten 242
Norman REßUT, Annette HOPPE

5.2.4 Bedingungsoptimierte Schicht- und Pausenkonzepte für die Energiewirtschaft 244
Susann RÖMING, Annette HOPPE, Rico GANßAUGE

5.3 ÜBERTRAGUNGSNETZE (SESSION D3) 247

5.3.1 Innovationen im Leitungsbereich der APG 247
Klemens REICH, Anita MACHL

5.3.2 Mid-term Adequacy Forecast 2017 249
Johannes HIERZER, Kurt MISAK

5.3.3 Koordinierte europäische Planung der Übertragungsnetze im Rahmen des TYNDP 2018 251
Stephan ÖSTERBAUER, Stefan FÜHRER, Herbert POPELKA

5.3.4 Strategie Stromnetze – Neue Rahmenbedingungen für die Entwicklung der Stromnetze in der Schweiz 253
Martin MICHEL

5.3.5 Technische und wirtschaftliche Analyse des Einsatzes von Kompensationsanlagen im Übertragungsnetz zur Wahrung der stationären Spannungsstabilität..... 255
Florian BENNEWITZ, Fabian ZIMMERMANN, Sebastian WECK,
Christina FUHR, Jutta HANSON

5.3.6 Bewertungsmethodik für die Anforderungen der Übertragungsnetzebene an die Blindleistungsbereitstellung der Verteilnetzebene 257
Steffen GARSKE, Marcel SARSTEDT, Lutz HOFMANN

5.3.7 Identifikation von Einflussfaktoren auf den Blindleistungsbezug unterlagerter Verteilnetze in der Hochspannungsebene 260
Kim Michael TAYLOR, Patrick LARSCHEID, Tobias VAN LEEUWEN, Albert MOSER

5.4 MODELLE UND METHODEN (SESSION D4) 262

5.4.1 Einfluss der Modellierungsgenauigkeit des Höchstspannungsnetzes auf die Simulation von Hochspannungsnetzen..... 262
Patrick LARSCHEID, Annika KLETTKE, Tobias VAN LEEUWEN, Steffen MEINECKE,
Albert MOSER

5.4.2 Diskussion dynamischer und stationärer Spannungsstabilitätsuntersuchungen bei volatilen Übertragungsaufgaben 264
Moritz MAERCKS, Sirkka PORADA, Albert MOSER

5.4.3 Bewertung des Risikos von Überlastungen im Übertragungsnetz unter Verwendung des probabilistischen Leistungsflusses..... 266
Annika KLETTKE, Veronika BOSCH, Albert MOSER

5.4.4 Verfahren zur Aggregation von Verteilnetzen für dynamische Übertragungsnetzsimulationen 268
Sirkka PORADA, Christian BREDTMANN, Albert MOSER, Lutz GROELL,
Veit HAGENMEYER

5.4.5 Modelle zur Analyse des Frequenzverhaltens ausgedehnter Übertragungsnetze..... 270
Denis MENDE, Holger BECKER, David Sebastian STOCK, Walter SCHITTEK,
Lutz HOFMANN

5.4.6 Angewandte Methoden der dynamischen Netzmodellreduktion – Abbildung von Verteilungsnetzen für die Untersuchung der transienten Stabilität im Übertragungsnetz ... 272
Sebastian KRAHMER, Alix VON HAKEN, Johannes WEIDNER, Peter SCHEGNER

5.5 NETZINSELN (SESSION D6) ... 274

5.5.1 Auswirkung von trägheitslosen Netzeinspeisungen auf Pendelsperren von Distanzschutzgeräten ... 274
Markus MAYER, Wolfgang GAWLIK, Matthias KEREIT

5.5.2 Vergleichskriterien zur objektiven Bewertung von Inselnetzdetektionsverfahren im Verteilnetz ... 276
Sebastian PALM, Peter SCHEGNER

5.5.3 Methode zur einfachen Abschätzung der maximalen Frequenzabweichung bei Lastsprüngen in Inselnetzen ... 278
Michael GRATZA, Christoph J. STEINHART, Dominic HEWES, Michael KREIßL, Rolf WITZMANN, Michael FINKEL

5.5.4 Analyse des realen Verhaltens einer heterogenen PV-Anlagenpopulation bei Überfrequenz-Situationen mithilfe eines Inselnetz-Feldversuchs ... 280
Christoph J. STEINHART, Michael GRATZA, Sonja BAUMGARTNER, Michael FINKEL, Rolf WITZMANN, Georg KERBER

5.5.5 Entwicklung einer Strategie zur dezentralen Netzregelung eingebetteter Inselnetze ... 282
Lennard WILKENING, Günter ACKERMANN, Thanh Trung DO

5.5.6 Das proaktive Verteilnetz ... 284
Annika BRÜGGEMANN, Marius SIEBERICHS, Kilian GESCHERMANN, Daniel TELÖKEN, Sven JUNDEL, Sahra VENNEMANN

6 STREAM E: ZUKUNFTSFÄHIGE VERTEILNETZE ... 286

6.1 NETZPLANUNG UND WIEDERAUFBAU (SESSION E1) ... 286

6.1.1 Der Verteilnetzbetreiber im Pentagon von Netzbetrieb, Netzplanung, Digitalisierung, Smart Meter und Kundenverhalten ... 286
Thomas SCHUSTER

6.1.2 Einfluss vermaschter Topologiekonzepte auf die Netzplanung unter Berücksichtigung der Schutzkoordination ... 288
Daniel WOLTER, Markus ZDRALLEK, Martin BILLER, Johann JÄGER, Christian SCHACHERER, Ivana MLADENOVIC

6.1.3 Advanced Computation Method for Value-Based Distribution Systems Reliability Evaluation ... 290
A. S. Nazmul HUDA, Rastko ZIVANOVIC

6.1.4 Vergleich kommerzieller und freier Solver bei der Durchführung von Netzbetriebssimulationen ... 292
Christian BREDTMANN, Jan KELLERMANN, Albert MOSER

6.1.5 Regionaler Netzwiederaufbau – Voraussetzungen und Herausforderungen ... 294
Stefan POLSTER, Herwig RENNER, Robert SCHMARANZ, Christian TENGG

6.1.6 Review on Network Restoration Strategies as a Part of the RestoreGrid4RES Project ... 296
Yi GUO, Elmira TORABI-MAKHSOS, Gertrud ROSSA-WEBER, Wolfgang GAWLIK, Robert SCHMARANZ, Philipp HINKEL, Martin OSTERMANN, Wolfram WELLßOW, Ewald TRAXLER

6.2 LADEINFRASTRUKTUR FÜR E-MOBILITÄT (SESSION E2) ... 298

6.2.1 Einfluss einer elektrischen Ladeinfrastruktur in städtischen und ländlichen Niederspannungsnetzen auf die Netzplanung ... 298
Mirko WAHL, Julian SPREY, Moritz MAERCKS, Marius SIEBERICHS, Albert MOSER

6.2.2 Bewertung von Standorten für elektrische Ladeinfrastruktur anhand der Lage zum Stromnetz in Kombination mit dem Verkehrsaufkommen ... 300
Jens D. SPREY, Jan KELLERMANN, Mirko WAHL, Albert MOSER

6.2.3 Auswirkungen einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur für Elektromobilität auf die Verteilnetzebene – Ein Fallbeispiel aus dem Projekt Designetz 302
Jan KELLERMANN, Lukas LÖHR, Jens D. SPREY, Albert MOSER

6.2.4 Optimierung der Energieversorgungsstruktur eines Stadtquartiers bei zunehmender Integration von Elektromobilität 304
Timo KANNENGIEßER, Peter STENZEL, Peter MARKEWITZ, Martin ROBINIUS, Detlef STOLTEN

6.2.5 Auswirkungen einphasiger Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen auf städtische Niederspannungsnetze 305
Bernd THORMANN, Julia VOPAVA, René BRAUNSTEIN, Thomas KIENBERGER

6.2.6 Konzept und Prototyp zur Überprüfung der Schutzmaßnahmen gegen elektrischen Schlag von DC-Ladestationen für Elektrofahrzeuge 307
Daniel HERBST, Benjamin JAUK, Ernst SCHMAUTZER, Robert SCHÜRHUBER, Manfred UNTERWEGER, Christian WOLF

6.3 BATTERIESPEICHER UND NETZE (SESSION E3) 309

6.3.1 Life Cycle Emissions and Life Cycle Cost Analysis for Stationary Batteries in Different Geographies 309
Martin BEUSE, Tobias SCHMIDT, Xiaojin ZHANG, Bjarne STEFFEN, Simon Fabian SCHNEIDER, Alejandro PENA BELLO, Christian BAUER, David PARRA MENDOZA

6.3.2 Kostenentwicklung dezentraler Batteriespeicher – Evolution oder Revolution? 311
Albert HIESL

6.3.3 Optimale Bewirtschaftung und wirtschaftliche Bewertung eines zentralen Batteriespeichers im Verteilnetz 313
Fabian MOISL, Georg LETTNER, Wolfgang PRÜGGLER

6.3.4 Batteriespeicher im multimodalen Betrieb für Netzdienstleistungen und Netzstabilisierung – Erste Erkenntnisse aus dem Forschungsprojekt „BatterieSTABIL“ 315
Jürgen MARCHGRABER, Christian ALÀCS, Wolfgang GAWLIK, Johannes KATHAN, Manfred WURM, Günter WAILZER, Wolfgang VITOVEC

6.3.5 Sicherheitstechnische Aspekte von Speichern im Netzparallelbetrieb 317
Michael KAIN, Alfons HABER

6.3.6 Die Bedeutung von Speichern in regionalen Energiesystemen 318
Josef BÄRNTHALER, Petra BUßWALD, Franz NIEDERL, Horst LUNZER, Anja STENGLEIN, Günter WIND

6.4 GERÄTE UND MAGNETFELDER (SESSION E4) 320

6.4.1 New Impacts on Ecological Transformer Design 320
Ernst PAGGER, René BRAUNSTEIN, Georg PUKEL

6.4.2 Einführung eines Diagnosemanagementsystems für Mittelspannungskabel bei der KNG-Kärnten Netz GmbH 321
Hans-Jürgen WERNEGGER, Karl SCHOAß, Rudolf WOSCHITZ, Bernhard HEINE

6.4.3 Flexible Sternpunkterdung in Netzen der HS- und MS-Ebene 323
Christin SCHMOGER

6.4.4 Untersuchung des Betriebsverhaltens von ausgewählten DC-versorgten Komponenten eines Umspannwerkes bei Tiefentladung 325
Hans-Jürgen WERNEGGER

6.4.5 Einfluss von Starkstromanlagen auf Magnetfelder in Gebäuden unter Berücksichtigung von modernen Erdungs- und PA-Anlagen 327
Wolfgang EMMER, Ernst SCHMAUTZER, Robert SCHÜRHUBER, Lothar FICKERT

6.4.6 Geomagnetically Induced Currents in Austria – Aktuelle Forschung und zukünftige Herausforderungen 329
Rachel BAILEY, Roman LEONHARDT, Georg ACHLEITNER, Thomas HALBEDL

6.5 NETZBETRIEB (SESSION E5)..... 330

6.5.1 Ein Regionenmodell zur Herleitung der lokalen elektrischen Residuallast und thermischen Last in Deutschland..... 330
David STEBER, Benedikt HÜMMER, Christian GÜRTNER,Reinhard GERMAN, Marco PRUCKNER

6.5.2 Alternative Solutions in Distribution Network due to Increasing Consumption and Peak Generation..... 333
Matej PINTARIČ, Miran ROŠER, Gorazd ŠTUMBERGER

6.5.3 Auswirkungen von Sektorkopplungsmaßnahmen im zukünftigen innerstädtischen Niederspannungsnetz..... 335
Sascha BIRK, Christian BROSIG, Eberhard WAFFENSCHMIDT

6.5.4 Einfluss von Photovoltaikanlagen mit und ohne Speicher auf die Verteilnetze..... 337
Günter WIND, Josef BÄRENTHALER, Petra BUßWALD, Horst LUNZER, Franz NIEDERL, Anja STENGLEIN

6.5.5 Cloud Passing Forecasting for PV Power Plant Output Power Smothing..... 338
Primož SUKIČ, Gorazd ŠTUMBERGER

6.5.6 Leistungsgrenzen in Verteilnetzen und Kapazitäten für elektrifizierte Wärmetechnologien..... 340
Hann RUPPERT, Simon BRENNER, Klaus-Martin GRAF

6.6 POWER QUALITY (SESSION E6)..... 342

6.6.1 Blindleistungsbilanz im Salzburger Verteilnetz..... 342
Christoph GROIß, David GRUBINGER, Roman SCHWALBE

6.6.2 RPC2 – Netzebenen- und netzbetreiberübergreifende Blindleistungskoordinierung..... 344
Sebastian WENDE - VON BERG

6.6.3 Einsatz elektronisch regelbarer 10kV-/20kV-Ortsnetztransformatoren (ERT) zur Einhaltung des Spannungsbandes sowie der Energieflussoptimierung im Smart Grid..... 346
Jonas CLAUS, Günter SCHULZ, Frank SCHALOW, Wolfgang FREY

6.6.4 Beitrag zur Definition eines Power Quality Index..... 348
Werner SCHÖFFER

6.6.5 Speichersysteme für Netzdienstleistungen im Verteilnetz..... 349
Christopher KAHLER, Roland ZOLL

6.6.6 Einsatz neuronaler Netze zur Kompensation von Kommunikationsausfällen im Speicherbetrieb..... 351
Lorenz VIERNSTEIN, Rolf WITZMANN, Antonius VON PERGER

7 STREAM F: INNOVATIVE ENERGIETECHNIK 353

7.1 INNOVATIVE ELEKTRISCHE ANTRIEBSTECHNIK (SESSION F1)..... 353

7.1.1 Degradation of Magnetic Properties of Electrical Steel Sheets due to Different Cutting Techniques..... 353
Madeleine BALI

7.1.2 Determination of the Energy Conversion Efficiencies of Inverter-Fed Induction Machines..... 355
Stefan STRAUSS, Johann BACHER

7.1.3 Design Considerations to Improve the Efficiency of an AC-AC Converter at Low Partial Load..... 357
Khaled MAHAFZAH, Klaus KRISCHAN

7.1.4 Synchron-Reluktanzmaschinen als alternativer Drehanodenantrieb für Röntgenröhren..... 359
Christiane MELLAK

7.1.5 Unterstützung eines unsymmetrischen Netzes unter Ausnutzung der Induktivitäten einer umrichtergespeisten Asynchronmaschine als Energiespeicher..... 361
Roland SEEBACHER, Klaus KRISCHAN

7.2 BLOCKHEIZKRAFTWERKE UND KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG (SESSION F2) 363

7.2.1 Innovative Gasmotorentechnologie für die Energiewende..... 363
Klaus PAYRHUBER, Stephan LAIMINGER, Jan ZELENKA, Andreas WIMMER

7.2.2 Ein modellgestützter Ausblick auf die KWKG-Ausschreibung 365
Rana MITRA, Jan ANDERSSON

7.2.3 Anpassung der Lastprofile nach deutschen Normen für die Auslegung von Mini-BHKW in Kasachstan..... 366
Nassipkul DYUSSEMBEKOVA, Michael KURRAT, Perizat MADI, Saulesh MINAZHOVA

7.2.4 Das regionale virtuelle Kraftwerk im Praxistest..... 367
Paul SEIDEL, Joachim SEIFERT, Karl Eugen WOLFFGANG, Jens WERNER, Peter SCHEGNER

7.2.5 Solare elektrische und thermische Energiebereitstellung „SETE Prozess“ 369
Richard KROTIL, Christian PINTER

7.2.6 Thermische Überwachung und präzise Verbrennungskontrolle auf Basis optischer Diagnosetechniken in Brennkammern 370
Vanessa MOOSBRUGGER, Fabrice GIULIANI, Lukas ANDRACHER

7.3 WÄRMEPUMPEN (SESSION F3)..... 372

7.3.1 Modellierung von Wärmepumpen in Wärmenetzen und Analyse der Auswirkungen auf das deutsche Stromerzeugungssystem..... 372
Christiane BERNATH, Frank SENSFUß

7.3.2 Systemische und nutzerspezifische Kostenwirkungen eines flexiblen Wärmepumpeneinsatzes 374
Matthias KÜHNBACH, Anke ESSER, Marian KLOBASA

7.3.3 Marktorientierter Betrieb von Wärmepumpen – Fallstudienbasierte Evaluierung von Flexibilitäts- und Kosteneinsparpotenzialen aus dem Projekt „Die Stadt als Speicher“ 376
Andreas DIETRICH, Christoph WEBER

7.3.4 Techno-ökonomische Analyse von Wärmepumpen für die industrielle Trocknung mit Monte-Carlo-Simulationen 378
Veronika WILK, Michael LAUERMANN, Michael HARTL, Raphael PRIESNER, Stefan PUSKAS

7.3.5 Optimierung von Gebäudesanierung und hybriden Wärmepumpen..... 379
Noha SAAD HUSSEIN, Luis LANG

7.3.6 Modellbasierte Optimierung von Kälteversorgungssystemen..... 381
Jörg BENTZ, Christian SCHWEIGLER

7.3.7 Effizienzsteigerung von gasbetriebenen Absorptionswärmepumpen durch kältemittelgekühlten Abgaswärmeübertrager..... 383
Philipp WAGNER, Rene RIEBERER

7.4 BRENNSTOFFZELLEN (SESSION F4) 385

7.4.1 Solid Oxide Electrolyzes System Development 385
Richard SCHAUPERL, David REICHHOLF, Jürgen RECHBERGER

7.4.2 Autarkes reversibles Festoxid-Brennstoff-/ Elektrolysezellen-System (SOFC/SOEC) als zukunftsträchtige Power-to-Gas-Technologie 386
Michael PREININGER, Bernhard STÖCKL, Richard SCHAUPERL, Christoph HOCHENAUER

7.4.3 Hochtemperaturbrennstoff- und -elektrolysezellen für die Flexibilisierung des zukünftigen Energiebedarfs 388
Vanja SUBOTIĆ, Bernhard STÖCKL, Michael PREININGER, Christoph HOCHENAUER

7.4.4 Innovative Antriebe mit Brennstoffzelle – Potenzial und Beispiele 390
Alexander TRATTNER, Frank MAIR, Patrick PERTL, Manfred KLELL

7.4.5 Auslegung und Bewertung von Wasserstoffrückverstromungspfaden in nationalen Energiesystemen mittels räumlich-zeitlich aufgelöster Energiesystemoptimierung 392
Lara WELDER, Peter STENZEL, Natalie EBERSBACH, Peter MARKEWITZ, Martin ROBINIUS, Bernd EMONTS, Detlef STOLTEN

7.5 WÄRMESPEICHER UND POWER-TO-HEAT (SESSION F5) 394

7.5.1 Entwicklung eines Hochtemperatur-Latent-Wärmespeichers für hohe Ausspeiseleistung 394
Andreas DENGEL, Maike JOHNSON, Bernd HACHMANN

7.5.2 Hochtemperatur-Wärmespeicher 396
Nina HACK, Simon UNZ, Tobias REICH, Michael BECKMANN

7.5.3 Thermal Storage and Discharge Efficiency as a Function of the PCM Critical Temperature – Simulations and Experimental Analysis 398
Jacques ROBADEY, Elena-Lavinia NIEDERHÄUSER

7.5.4 Einsatz von Power-to-Heat Anlagen zur Verwertung von EE-Überschussstrom – Neuer Rechtsrahmen in Deutschland, bisher ohne Wirkung 400
Robert HINTERBERGER, Johannes HINRICHSEN, Stefanie DEDEYNE

7.5.5 Elektrische Lasten aus Power-2-Heat im österreichischen Gebäudestand – Status Quo und Ausblick bis 2050 402
Michael HARTNER, Andreas MÜLLER

7.5.6 Power-to-Heat-Anlagen in Nahwärmenetzen zur Unterstützung der Elektrizitätsnetze 404
Stefan ROTH, Steven RINK, Henri OLIVERAS, Ralf LEVACHER

7.6 POWER-TO-GAS (SESSION F6) 406

7.6.1 Ein vereinfachtes Systemmodell des Energieversorgungssystems Deutschlands zur Bewertung von chemischen Speichern und Sektorkopplungstechnologien 406
Kristin BOBLENZ, Valentine FRANK, Christian WOLFERSDORF, Felix BAITALOW, Bernd MEYER

7.6.2 Analyse des Betriebsverhaltens einer Power-to-Gas Anlage mit modularer Hochdruck-PEM-Elektrolyse 408
Markus SARTORY, Markus JUSTL, Alexander TRATTNER, Manfred KLELL

7.6.3 Betrieb und Speicherbewirtschaftung einer „Closed-Loop“-Power-to-Gas Anlage 410
Thomas GRANDL, Benjamin BÖCKL, Peter PECHTL, Thomas KIENBERGER

7.6.4 Integration einer Power-to-Gas-Anlage in ein integriertes Stahlwerk 412
Ana Roza MEDVED, Philipp BIEGGER, Markus LEHNER

7.6.5 Betriebsstrategieentwicklung von Ottomotoren für KWK-Anlagen im Kontext von Power-to-Gas-Konzepten 414
Jens STEINMILL, Amir POURSHAHIDZADEH

7.6.6 Kläranlagen in Kombination mit der Wasserelektrolyse als neue Anbieter von Regelenergieprodukten 415
Franziska HÖNIG, Matthias EBERT, Ulrich BLUM

8 STREAM G: MOBILITÄT UND ENERGIEEFFIZIENZ 417

8.1 RÄUMLICHE ASPEKTE E-MOBILITÄT (SESSION G1) 417

8.1.1 Survey to Assess the Barriers to Widespread Electric Vehicle Use in a Mediterranean Island Setting 417
Manfred WEISSENBACHER, Emma AHOMAA

8.1.2 Determinants of Transport Mode Choice in the Bodensee-Alpenrhein Region 419
Seyedeh R. ASHRAFI

8.1.3 Ladestationen für den Bergtourismus in Tirol 421
Wolfgang WOYKE

8.1.4 Netzanbindung von Schnellladestationen an Autobahnen 423
Nils KRETH, Hans-Peter BECK

8.1.5 E-Mobility in Agriculture – Differences in Perception Among Experienced and Non-Experienced Electrical Vehicle Users 425
Lukas RIEDNER, Claudia MAIR, Martina ZIMEK, Thomas BRUDERMANN, Tobias STERN

8.1.6 Halving the Emissions of Academic Conferences – A Multi-Location, Semi-Virtual Approach 426
Richard PARNCUTT

8.2 ANTRIEBE DER ZUKUNFT (SESSION G2) 428

8.2.1 On Economic and Environmental Prospects of Electric Vehicles 428
Amela AJANOVIC, Reinhard HAAS

8.2.2 Energetische Bewertung von Elektro-Bussen und daraus ableitbare Handlungsempfehlungen für den öffentlichen Verkehr 430
Dominik FASTHUBER

8.2.3 Grundlagenuntersuchungen zum Einfluss biogener Kraftstoffe auf die Partikelemissionen bei der ottomotorischen Verbrennung 432
Isabel FRENZEL, Dimosthenis TRIMIS, Hartmut KRAUSE

8.2.4 Auswirkungen von Wasserstoffmobilität auf den europäischen Stromsektor 434
Benjamin LUX, Benjamin PFLUGER, Frank SENSFUß

8.2.5 Infrastrukturvergleich für die Elektromobilität in Deutschland – Betankung mit Wasserstoff und elektrisches Laden 436
Martin ROBINIUS, Jochen LINßEN, Thomas GRUBE, Markus REUß, Peter STENZEL, Konstantinos SYRANIDIS, Detlef STOLTEN

8.3 BATTERIEN UND ALTERNATIVE SPEICHER (SESSION G3) 438

8.3.1 Lithium-Ionen-Batterien als elektrochemische Energiespeicher im Automobil der Zukunft 438
Jürgen FABIAN, Florian PROSSNIGG, Nikolaus HOCHGATTERER

8.3.2 Ökologisch-ökonomische Performance stationärer Li-Ion-Batteriespeicher 439
Manuel BAUMANN, Jens PETERS, Marcel WEIL

8.3.3 Schwungradspeicher für Elektrofahrzeug-Schnellladestationen 441
Armin BUCHROITHNER, Hannes WEGLEITER, Bernhard SCHWEIGHOFER, Michael BADER, Peter HAIDL

8.3.4 Thermal Energy Storage for Thermal Management in E-Mobility 443
Georg ENGEL, Markus HINTEREGGER, Gregor GREGORCIC

8.3.5 Anwendung der Lastgangrechnung am Beispiel der Elektromobilität 445
Andreas HEIER, Andreas HUTTERER, Alfons HABER

8.4 ENERGIEEFFIZIENTE GEBÄUDE (SESSION G4) 447

8.4.1 Bestimmung energetisch zusammenhängender urbaner Gebäudegruppen als Grundlage für die Quartiersplanung 447
Verena WEILER, Jann WEINAND, Sally KÖHLER, Russell McKENNA, Ursula EICKER

8.4.2 Vernetzte Gebäude zur Steigerung der regenerativen Energiebereitstellung 450
Anne MÄDLOW, Andreas GÄBLER, Andreas HERRMANN, Konrad UEBEL, Hartmut KRAUSE

8.4.3 Verbindung von Energieeffizienz und Flexibilität bei der Gebäudesanierung – Neue, innovative Geschäftsmodelle 452
Christof AMANN

8.4.4 Die Bedeutung des Planungsprozesses für die Energieeffizienz von Gebäuden 454
Johannes WALL, Christian HOFSTADLER

8.4.5 Comparison of Nearly Zero-Energy Buildings (nZEBs) – Energy Performance Definitions across EU-Countries 456
Iná MAIA, Juan GARCIA, Lukas KRANZL

8.4.6 SEMA – Erkenntnisse aus dem Betrieb eines Social Energy Management Systems 457
Stephan ENGEL, David NESTLE, Jan VON APPEN, Elias DÖRRE

8.5 ENERGIEEFFIZIENZ IM ENERGIESYSTEM (SESSION G5) 459

8.5.1 Umsetzung der Energieeffizienz-Richtlinie – Status der Energieeffizienz in Österreich 459
Günter SIMADER, Gregor THENIUS, Christoph PLOINER

8.5.2 Die Kompetenzstelle Energieeffizienz Ostwürttemberg – Ein Beitrag zur Energiewende 461
Martin HEIN, Verena MISCHO, Martina HOFMANN

8.5.3 ICP Europe macht Energieeffizienz investierbar 463
Willibald KALTENBRUNNER, Andreas LINDINGER

8.5.4 Modellgestützte Untersuchung dynamischer Primärenergiefaktoren für Flexibilisierungstechnologien 465
Rita DORNMAIR, Philipp KUHN

8.5.5 What Can We Learn from Sharing Experience about Evaluation Practices? 467
Gregor THENIUS

8.5.6 Life Cycle Assessment of an Ingot Manufacturing Process using Silicon Powders from Recycling 468
Zuzana KOVACOVA, Peter BIERMAYR, Erich NEUBAUER

8.6 EFFIZIENTER ENERGIEEINSATZ IN GEBÄUDEN (SESSION G6) 470

8.6.1 Sensitivitäten in hybriden Energiesystemen 470
Mike Alexander LAGLER, Ernst SCHMAUTZER, Robert SCHÜRHUBER

8.6.2 Heiz- und Kühlenergieeinsparung durch Nutzung der Wettervorhersage für die Regelung im Gebäude 472
Martin PICHLER, Hermann SCHRANZHOFER, Michael HERZLIEB

8.6.3 Gebäudeenergieversorgung mit Wasserstoff – Sackgasse oder realistische Zukunftsoption? 473
Andreas HERRMANN, Anne MÄDLOW, Hartmut KRAUSE

8.6.4 Aluminium Foam Heat Exchangers for Future Zero Energy Buildings 475
Jaroslav JERZ, Jozef ŠEBEK, František SIMANČÍK, Ján ŠPANIELKA

8.6.5 Projektstart IEA EBC Annex 72 – Bewertung von Umweltwirkungen während des gesamten Lebenszyklus von Gebäuden 476
Alexander PASSER, Martin RÖCK, Rolf FRISCHKNECHT, Thomas LÜTZKENDORF

8.6.6 Energieeinsparungen durch Implementierung eines Zeitsteuerprogrammes bei raumlufttechnischen Anlagen in Forschungseinrichtungen 477
Thomas KITZBERGER, Jan KOTIK, Matthias SCHMÖLLERL, Tobias PRÖLL

1 PLENAR-SESSIONEN

1.1 ENERGIEWENDE (PLENUM P1)

1.1.1 Treibhausgas-Emissionen und Lebensstile – Wie werden wir mit den Paris-Zielen leben?

Gerfried JUNGMEIER[1], Neil BIRD[1]

Inhalt

Das mittlerweile von 192 Staaten ratifizierte Klimaschutzabkommen von Paris 2015 sieht vor die globale Erwärmung auf möglichst 1,5 °C bis 2100 zu begrenzen. Hierzu sind ein rascher Umstieg auf erneuerbare Energien und eine signifikante Steigerung der Energieeffizienz notwendig. Neben der Entwicklung und Anwendung dieser Energietechnologien, der Gestaltung der ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen ist auch ein Wandel zu zukunftsfähigen Lebensstilen notwendig. Die wachsende Nachfrage für klimaverträgliche Produkte und Dienstleistungen zeigt schon heute, dass die Zukunft große Entwicklungsmöglichkeiten bietet. Ausgehend von den aktuellen Fakten zum Klimawandel werden das zukunftsfähige Technologie-Portfolio und klimafreundliche Lebensstile („Paris-Lebensstile“) zur Erreichung des Klimaschutzabkommens von Paris 2015 vorgestellt. Es werden die unterschiedlichen Sichtweisen zu den Konflikt- und Kooperationspotentialen der notwendigen technologischen, gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Umbrüche dargestellt.

Zusammenfassung

„Der „Paris Lebensstil“ ist ein innovativer „Low Carbon Lifestyle”, der sich durch geringe Treibhausgas-Emissionen auszeichnet und zu den Zielen des Paris-Abkommen beiträgt, die globale Erwärmung (< 2°C) zu begrenzen.“ Die aktuellen Trends und Entwicklungen sind gekennzeichnet durch zwei starke Gegensätze: einerseits das Paris-Abkommen zur Begrenzung der globalen Erwärmung und andererseits die derzeit niedrigen bzw. weiter fallenden Energiepreise. Jedoch müssen schon heute die Chancen einer Low Carbon Gesellschaft genutzt werden, indem an der Entwicklung, Umsetzung und Bewertung von zukunftsfähigen Energiesystemen, Produkten und Dienstleistungen für „Low-Carbon Lebensstile“ geforscht wird, die die Schlüsseltechnologien zur Erfüllung des Klimaschutzabkommens von Paris sind.

Basis dafür ist ein zukunftsfähiges Energiesystem, das durch erneuerbare Energie, höchste Energieeffizienz, die Bereitstellung intelligenter, bedarfsorientierter Energiedienstleistungen und Produkte, sowie die Einbeziehung der Nutzer- bzw. Konsumenten/innen, (z. B. Änderung des Lebensstils) gekennzeichnet ist. Ziel ist es, die Treibhausgas-Emissionen des Wirtschaftssystems auf ein Minimum zu reduzieren („Low Carbon Economy“), indem zukunftsfähige Produkte und Dienstleistungen mitentwickelt und der gesellschaftliche Wandel zu Low Carbon Lifestyles unterstützt werden. Die Lifecycle-Perspektive ist eine bevorzugte Methode, um nachhaltige Lebensstile gezielt zu erforschen. Das Lifecycle-Assessment deckt die gesamte Spanne von der Produktion bis zur Entsorgung/Wiederverwertung von Produkten ab und basiert auf wissenschaftlich fundierten Parametern für Umwelt, Wirtschaft und Gesellschaft. Auf dieser Grundlage können lebensstilspezifische Entwicklungen und Entscheidungen evaluiert werden.

Einerseits müssen Technologien für zukunftsfähige und andererseits gesellschaftliche Veränderungen in Richtung „Low Carbon Lifestyles“ entwickelt und realisiert werden. „Low-Carbon Lifestyles“ – auch „Paris-Lebensstile genannt - zeichnen sich durch signifikant niedrigere (> 80%) Treibhausgas-Emissionen aus als die meisten heutigen Lebensstile in Industrieländern aus.

Diese sehr geringen Emissionen kommen durch die Menge und Art an Produkten und Dienstleistungen zustande, die zur Bedürfnisbefriedigung benötigt werden. Die Charakterisierung, Entwicklung und Verwirklichung von „Low-Carbon Lifestyles“ muss im Forschungsfokus mit vier zentralen Fragen stehen:

[1] JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH, Zentrum für Klima, Energie und Gesellschaft, Science Tower, Waagner-Biro-Straße 100, 8020 Graz, gerfried.jungmeier@joanneum.at

- Wie viel? – Quantifizierung von Produkten und Dienstleistungen
- Wovon? – Spezifizierung der Art konsumierter Produkte und Dienstleistungen und zugehöriger Treibhausgas-Emissionen
- Wer? – Identifizierung von soziodemokratische Merkmale wie z.B. Alter, Ausbildung, Einkommen, Wertehaltungen
- Warum? – Analyse von Verhaltensweisen und Gründen für Konsumentscheidungen

Um die Lebensstileffekte auf die Klimafreundlichkeit zu quantifizieren und zu bewerten, sind u.a. die folgenden Bedürfnisfelder wesentlich: Ernährung, Wohnen (Gebäude, Heizung, Elektrizität), Mobilität, Konsum, Freizeit und öffentliche Dienste. Die Ergebnisse zeigen, dass die konsumbasierten Treibhausgas-Emissionen von Österreich mit 13 – 15 t CO_2-Äq/(Jahr*Kopf) signifikant (45 – 55 %) höher sind als die nationale Treibhausgasbilanz mit etwa 10 t CO_2-Äq/(Jahr*Kopf) ausweist (Abb. 1). Bei Strom, Nahrung und Konsumgütern sind die im Ausland anfallenden Emissionen deutlich höher als die inländischen Emissionen. Die Treibhausgas-Emissionen von typischen Lebensstil-Modelltypen zeigen, dass zukunftsfähige Lebensstile mit geringen Umweltauswirkungen möglich sind. Ein erster wesentlicher Zusammenhang von Haushaltseinkommen und Treibhausgas-Emissionen von Lebensstilen konnte festgestellt werden. Derzeit wird ein soziologisches Model mit 6 Energie-Lebensstilen empirisch getestet.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Treibhausgas-Emissionen von Lebensstilen nur auf Basis der konsumierten Produkte und Dienstleistungen mit deren lebens-zyklusbasierten Treibhausgas-Emissionen ermittelt werden können. Die nationalen Inventuren werden zunehmend obsolet zur Darstellung der tatsächlichen Emissionen pro Kopf. Für die Treibhausgas-Emissionen von Lebensstilen sind vor allem die eingesetzten Energieträger und das Mobilitätsverhalten relevant. Die Paris-Lebensstile können einen Megatrend für die Entwicklung, Erzeugung und Kennzeichnung von „Low Carbon"-Produkten bzw. -Dienstleistungen auslösen, und damit den Klimawandel auch als Chance für eine zukunftsfähige Wirtschafts- und Lebensweise zu nutzen.

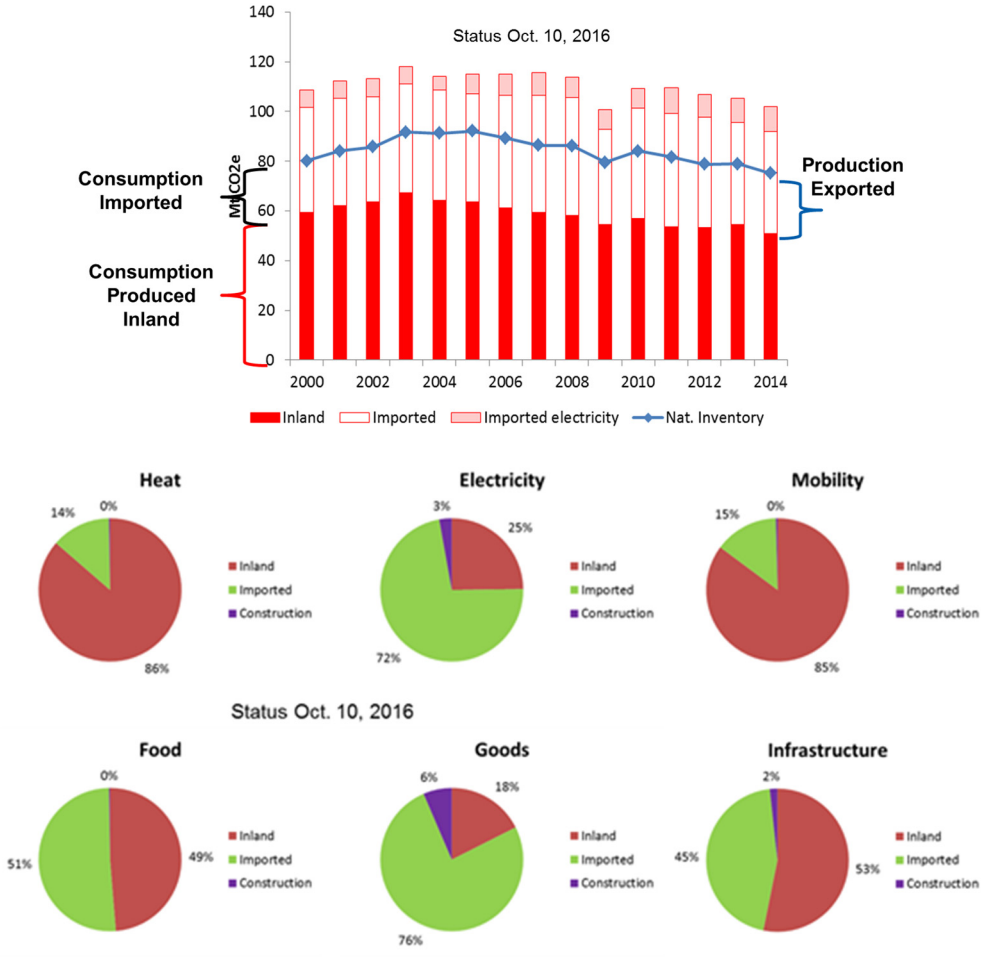


Abbildung 1: Konsumbasierte Treibhausgas-Emissionen der Österreicher (2000-2014)

Literatur

[1] Bird et al: Consumption based GHG emission in Austria 2000 – 2014, Final Report, 2017

[2] Jungmeier et al. 2014: Die Rolle der Abfallwirtschaft in der Ökobilanz unterschiedlicher Lebensstile – Treibhausgase, Energie- und Flächenbedarf, Tagungsband DepoTech 2014, 11/2014

[3] Jungmeier et al. 2012: Aus dem Leben eines Smart Citizen - Lebensstile unterschiedlicher Steirertypen und deren Einfluss auf Treibhausgas-Emissionen, Energie-und Flächenbedarf, Tagungsband EnInnov 2012, 2012

[4] Jungmeier et al. 2011: Triple-E - Erneuerbare Energie & Ethik, Endbericht, Graz 2011

[5] Jungmeier et al. 2011: Smart Citizens Living A Smart Life - Mögliche Lebensstile in einer nachhaltigen Ressourcen- und Energiewirtschaft, Tagungsband Forum Economy 2011, 2011

[6] Mayer & Jungmeier 2010: Die Umweltauswirkungen unterschiedlicher Lebensstile - Analyse der Treibhausgas-Emissionen, des Primärenergiebedarfes und des landwirtschaftlichen Flächenbedarfes von Lebensstilen, 2010

1.1.2 Die Bedeutung der Gemeinden für die Energiewende

Bettina BERGAUER[1]

Motivation und zentrale Fragestellung

Die Europäische Union hat sich eine Reduktion der Treibhausgasemissionen von mindestens 40 % bis 2030 bezogen auf das Jahr 1990 zum Ziel gesetzt. Für Österreich bedeutet dies eine anteilige Treibhausgasreduktion von 36 % [1], [2].

Die österreichische Bundesregierung, die seit Dezember 2017 im Amt ist, hat dazu ein ambitioniertes Programm vorgelegt. Österreich soll unabhängiger von Energieimporten werden und die Energieversorgung kontinuierlich durch erneuerbare Energieträger aus eigener Produktion decken. Gleichzeitig soll damit auch ein Impuls für neue Investitionen und damit nationale Wertschöpfung, Schaffung von Arbeitsplätzen und zusätzliches Wirtschaftswachstum gegeben werden.

Mit einem Bündel an Maßnahmen im Verkehrsbereich soll eine umwelt- und innovationsfreundliche Mobilitätswende ins Rollen gebracht werden. Dabei sollen die unterschiedlichen Mobilitätsbedürfnisse der Bevölkerung in urbanen und in ländlichen Lebensräumen besondere Berücksichtigung finden [3].

Dazu wird es einen Ausbau aller erneuerbaren Energieträger brauchen und Energieeffizienzpotenziale müssen auf allen Ebenen, vor allem im Gebäudebereich, im Verkehr sowie bei der Industrie und bei den kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) gehoben werden.

Methodische Vorgangsweise

Die Erreichung dieses Zieles erfordert die Zusammenarbeit aller Gebietskörperschaften und Stakeholder, insbesondere der Gemeinden. Jedes Windrad, jede Photovoltaikanlage, jede Anlage zur Nutzung erneuerbarer Wärme steht in einer Gemeinde. Menschen vor Ort wählen einen Standort, initiieren ein Projekt und treiben es voran. Das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus setzt daher auf Instrumente zur Ermächtigung und Stärkung der Gemeinden und Regionen und der lokalen Bevölkerung.

Das e5-Programm für energieeffiziente Gemeinden bietet Gemeinden eine konkrete und längerfristige Begleitung im Bereich Klimaschutz und Energieeffizienz an. e5 wird von den Bundesländern getragen. klima**aktiv**, die Klimaschutzinitiative des Umweltministeriums, betreut das e5-Programm auf nationaler Ebene, entwickelt es weiter und stellt die Qualitätssicherung der Programminhalte und die Koordinierung auf europäischer Ebene sicher [4]. Auf europäischer Ebene heißt das Programm European Energy Award, an dem mittlerweile mehr als 1.340 Kommunen in elf Ländern teilnehmen [5]. Mit Unterstützung des Bundesministeriums für Nachhaltigkeit und Tourismus wurde nun der nächste Schritt gesetzt und ein European Energy Award Club auf europäischer Ebene gegründet. Die Gründungsveranstaltung fand am 5. Dezember 2017 in der Ständigen Vertretung Österreichs in Brüssel statt.

Ziel des European Energy Award Clubs ist es, einerseits den European Energy Award in Europa noch bekannter zu machen und weitere Mitgliedstaaten zu motivieren, sich diesem Qualifizierungs-programm für Gemeinden anzuschließen. Andererseits soll der Informationsfluss von den aktuellen Entwicklungen auf europäischer Ebene von Seiten der EU-Kommission sowie des EU-Parlaments zu den Gemeinden gestärkt werden.

Viele Herausforderungen im Energiebereich lassen sich besser gemeindeübergreifend in einer Region lösen, beispielsweise bei der Mobilität oder bei der Zusammenarbeit von Schulen. Dafür eignet sich das Programm Klima- und Energie-Modellregionen [6], das vom Klima- und Energiefonds abgewickelt wird. Eine Klima- und Energiemodell-Region hat max. 60.000 Einwohner und besteht aus mehreren Gemeinden. Eine Modellregions-Managerin oder ein Modellregions-Manager wird aus dem Programm finanziert. Deren/dessen Aufgabe ist es, Energie- und Mobilitätsprojekte in einer Region zu initiieren, durch die politischen Entscheidungsprozesse zu begleiten und umzusetzen. Dafür wurde ein eigenes Qualitätssicherungstool entwickelt, das sich weitgehend an der e5-Systematik orientiert.

[1] Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, Abteilung I/2, Stubenbastei 5, 1010 Wien, Tel.: +43 1 71100-611328, bettina.bergauer@bmnt.gv.at, www.bmnt.gv.at

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus kann mit seinen Instrumenten auf sehr gute Erfolge verweisen. Mit der Klimaschutzinitiative klima**aktiv** und dem Programm Klima- und Energiemodellregionen, konnte ein beachtliches Netzwerk aufgebaut werden.

Etwa 200 e5-Gemeinden in ganz Österreich integrieren Klimaschutz umfassend in die Gemeindepolitik. Rund 40 Coaches der Bundesländer unterstützen die Gemeinden bei der Planung und der Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen.

Zweieinhalb Millionen Menschen in Österreich leben in den 91 Klima- und Energiemodellregionen, die bereits zukunftsweisende Projekte zur Energiewende umgesetzt haben. Mehr als 1600 Gemeinden in ganz Österreich werden im Rahmen von klima**aktiv** regelmäßig über Aktivitäten und neue Angebote zum Thema Klimaschutz informiert.

2016 haben rund 2.700 Personen an von klima**aktiv** initiierten oder verbesserten Ausbildungen in den Themengebieten Bauen und Sanieren, Energie- und Gebäudetechnik, Green IT, Stromsparen, Energiemanagement und -beratung sowie umweltfreundliche Mobilität teilgenommen. Insgesamt waren bis Ende 2016 mehr als 17.000 Teilnehmende in den klima**aktiv**-Ausbildungen.

Zahlreiche klimafreundliche Mobilitätsprojekte werden im Rahmen von klima**aktiv** mobil sowie mit Unterstützung des Klima- und Energiefonds aus Mitteln des Bundesministeriums für Nachhaltigkeit und Tourismus mit einer Fördersumme von ca. 87,5 Mio. Euro gefördert. Damit werden Gesamtinvestitionen von rund 510 Mio. Euro ausgelöst, die in klimafreundliches Mobilitätsmanagement, in den Ausbau der Radinfrastruktur und in die Markteinführung alternativer Antriebe und Elektromobilität fließen und rund 6.000 Arbeitsplätze schaffen bzw. sichern [7].

Literatur

[1] COM(2016) 482 final, Vorschlag für eine VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021-2030 zwecks Schaffung einer krisenfesten Energieunion und Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris, Brüssel, 20.7.2016; https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/DE/1-2016-482-DE-F1-1.PDF [05.01.2018]

[2] COM(2016) 482 final, Annexes 1-4, Vorschlag für eine VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021-2030 zwecks Schaffung einer krisenfesten Energieunion und Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris, Brüssel, 20.7.2016; https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/DE/1-2016-482-DE-F1-1-ANNEX-1.PDF [05.01.2018]

[3] Zusammen. Für Österreich. Regierungsprogramm 2017-2022 (PDF, 1661 KB); https://www.bundeskanzleramt.gv.at/at.gv.bka.liferay-app/documents/131008/569203/Regierungsprogramm_2017%E2%80%932022.pdf/b2fe3f65-5a04-47b6-913d-2fe512ff4ce6 [05.01.2018]

[4] klima**aktiv** Gemeinden http://www.klimaaktiv.at/gemeinden.html [05.01.2018]

[5] European Energy Award, http://www.european-energy-award.de/ [05.01.2018]

[6] Klima- und Energie-Modellregionen; https://www.klimaundenergiemodellregionen.at/ [05.01.2018]]

[7] WIR SIND KLIMA**AKTIV** Jahresbericht 2017; https://www.klimaaktiv.at/dam/jcr:486d3939-f236-4550-92fd-e403ba95a80e/ka_Jahresbericht__2017__fuer_barrierefrei%20Kopie.pdf [05.01.2018]

1.1.3 Rahmenbedingungen für den Ausbau erneuerbarer Energie in Afrika anhand des Beispiels Sambia

Harald RAUPENSTRAUCH[1], Prem JAIN[2]

Einleitung

Das Thema der diesjährigen Konferenz „Neue Energie für unser bewegtes Europa“ drückt die Komplexität des Themenbereichs „Energie“ ganz ausgezeichnet aus: Um eine nachhaltige, ausreichende Energieversorgung Europas sicherzustellen, müssen die Betrachtungsräume deutlich weiter ausgedehnt werden. Dies betrifft natürlich die in Europa künftig einzusetzenden Technologien zur Energiebereitstellung, es beinhaltet jedoch auch die Einflüsse anderer Kontinente auf die europäische Situation in wirtschaftlicher und umweltpolitischer, aber auch sicherheitspolitischer Hinsicht. Darüber hinaus ist die Verfügbarkeit von Rohstoffen im Allgemeinen und von Rohstoffen für innovative Energiebereitstellungstechnologien im Besonderen von zentraler Bedeutung. Primärrohstoffe sind in Europa nur in sehr beschränktem Ausmaß verfügbar und Sekundärrohstoffe können nur dann ökologisch und ökonomisch sinnvoll bereitgestellt werden, wenn für deren Aufbereitung ausreichend nachhaltige Energieressourcen verfügbar sind. Für die erfolgreiche Umsetzung von nachhaltigen Energieversorgungskonzepten sind neben technologischen Innovationen auch innovative Finanzierungsmodelle und vor allem innovative politische Konzepte von entscheidender Bedeutung.

Im folgenden Abschnitt soll beispielhaft für Afrika die aktuelle Situation in Sambia – quasi als Lokalaugenschein – erläutert werden und deren Einfluss auf die europäische Entwicklung im Bereich Energie.

Rahmenbedingungen [1, 2, 3]

Die Republik Sambia liegt auf dem zentralafrikanischen Plateau, ist etwa doppelt so groß wie Deutschland und ist seit 1964 unabhängig. Sambia grenzt an 8 Nachbarstaaten, wie etwa Angola, Tansania, Mosambik, Namibia, Botswana, Simbabwe, Malawi und die Demokratische Republik Kongo, mit der sie sich sozusagen die besonders rohstoffreiche Region „Copperbelt“ teilt.

Etwa 70 % des gesamten Energieverbrauchs Sambias werden durch Holz (firewood) und Holzkohle abgedeckt, ca. 20 % des Gesamtenergieverbrauchs sind der Elektrizität zuzuordnen. Seit Sambias Unabhängigkeit wird die elektrische Energie zu 100 % durch Wasserkraft bereitgestellt. Aufgrund des starken wirtschaftlichen Wachstums einerseits und regenarmen Jahren andererseits ist es zu Zeiten drastischer Stromknappheit gekommen, was zu täglich mehrstündigen Stromausfällen und stark steigenden Strompreisen geführt hat. Dies hat dazu geführt, dass über andere Energiequellen nachgedacht wurde und mittlerweile auch Kohle, Gas und Schweröl gefeuerte Kraftwerke errichtet und in Betrieb genommen wurden.

Basis für die Energiepolitik Sambias sind die National Energy Policy (NEP) von 2008 sowie der Entwurf der National Energy Strategy (NES) für 2008 bis 2030. Ziel von NEP ist die Sicherstellung von Energie zu wirtschaftlichen, finanziell günstigen, sozialverträglichen sowie umweltfreundlichen Faktoren zu realisieren; Hauptziele für die Weiterentwicklung des Energiesektors sind dabei [4]:

- 42 % Elektrifizierungsrate, 28 % in ländlichen und 64 % in städtischen Gebieten. (Anm.: Im Jahr 2013 lagen die Elektrifizierungsraten bei 3 % ländlich, 48 % städtisch und 23 % gesamt, woraus ein enormes Potential abgeleitet werden kann.)
- Verbesserter Zugang und Zuverlässigkeit der Energieversorgung, insbesondere für ärmere Bevölkerungsgruppen und Ausbau des Stromnetzes in abgelegene Gegenden.
- Steigerung der Energieeffizienz in allen Bereichen der Wirtschaft.

[1] Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Thermoprozesstechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, Tel.: +43 3842 402 5800, harald.raupenstrauch@unileoben.ac.at, tpt.unileoben.ac.at
[2] The University of Zambia, Physics Department, P.O. Box 32379, Zambia, Tel.: +260 211 293809, pjain@microlink.zm

- Verstärkter Stromhandel und regionale Zusammenarbeit für eine verbesserte Energiesicherheit und Senkung der Kosten.
- Effektive Beteiligung von privaten Investoren auf allen Ebenen des Energiesektors.
- Erneuerbare Energie, insbesondere Photovoltaik, Kleinwasserkraftwerke und Bioenergie, sollen stärker in den Energiemix eingebunden werden.

Auswirkungen und Lösungsansätze

Das Potential an erneuerbaren Energiequellen ist in Sambia beachtlich, es wird aber bisher lediglich Wasserkraft entsprechend genutzt, die Möglichkeiten der Energiebereitstellung durch Sonne, Wind und Biomasse (inkl. Abfälle) wird jedoch bei weitem noch nicht ausgeschöpft. Aber selbst bei der Wasserkraft entspricht die tatsächliche Produktion nicht dem Potential, da zu bestimmte Jahreszeiten die Wasserstände zu niedrig sind. Gerade in den letzten Jahren ist dies häufiger der Fall gewesen als früher.

Aufgrund der Stromknappheit gibt es sogar Tendenzen der Nutzung fossiler Brennstoffe, so wurde beispielsweise ein neues Kohlekraftwerk in Betrieb genommen.

Eine weitere Folge der Stromknappheit sind stark steigende Strompreise, aber auch eine Einschränkung der Liefermengen. Bei der energieintensiven Industrie führt dies dazu, dass teilweise Elektrowärme durch alte, ölbetriebene Brenner ersetzt wird, um nicht die Produktion drosseln zu müssen.

Für eine erfolgreiche Umsetzung einer flächendeckenden Energieversorgung basierend auf erneuerbaren Energieträgern erscheinen 4 Komponenten unabdingbar:

(1) Verankerung der Elektrifizierung mittels erneuerbaren Ressourcen in Entwicklungsplänen und der politische Wille diese auch umzusetzen

(2) Auswahl der geeigneten bzw. den Rahmenbedingungen entsprechenden Technologien

(3) Miteinbeziehung und Koordination aller Akteure

(4) Innovative Finanzierungskonzepte

Insbesondere bei den Positionen 2 bis 4 kann Europa entscheidende Beiträge leisten, was rückwirkend auch einen enormen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit „grüner“ Technologien in Europa hat und damit die Umsetzung deutlich beschleunigen kann. Andere Länder, wie China, Indien, UK sind hier Vorreiter.

Literatur

[1] A. Holzer, H. Raupenstrauch, „Infrastrukturreport Sambia“, Montanuniversität Leoben, interner Bericht (2017)

[2] P. Jain, „Coal Power in Zambia – Time to Rethink” (2017)

[3] Ministry of National Development Planning, „7th National Development 2017-2021 Plan” Zambia (2017)

[4] Dt. Industrie- und Handelskammer für das Südliche Afrika (2015)

1.1.4 Potential- und kostenorientierte Langfriststrategien der regenerativen Energieversorgung

Günther BRAUNER[1]

Langfristige Energieszenarien

Die Transformation der Energiesysteme von der fossilen zur überwiegend regenerativen Energieversorgung stellt in vielen Staaten ein vorgegebenes Entwicklungsziel dar. Die Transformation selbst stellt einen längerfristigen Evolutionsprozess der Energiewirtschaft dar, der daher nur schwer im Detail prognostizierbar und planbar ist.

Folgende grundsätzliche Tendenzen sind in ihrer Umsetzung wahrscheinlich:

- Die Transformation der Energiesysteme ist mit einem hohen Kapitalaufwand für eine flächendeckende regenerative Erzeugung und die Anpassung von Übertragung, Verteilung und Speicherung verbunden. Die Änderungsrate ist daher nur etwa 1 % pro Jahr und die Umsetzung beträgt mehrere Jahrzehnte. Es bleibt daher ausreichend Zeit für neue Strategien und technologische Entwicklungen.
- Die Energiesysteme werden stärker dezentral und digital ausgerichtet und müssen nach wirtschaftlichen und umweltrelevanten Standards gesamtheitlich optimiert werden.
- Bei überwiegend regenerativer Erzeugung müssen heutige Fördermodelle durch Marktmodelle ersetzt und sektorale Subventionen durch systemorientierte Anschubfinanzierungen werden.
- Wegen der stärker leistungsorientierten Nutzung der Netzinfrastrukturen mit niedrigen Volllaststunden besteht ein Bedarf, die Erzeugungscharakteristik der zukünftigen Quellen stärker an den möglichen Netzausbau anzupassen, anstelle den Netzausbau entsprechend der Charakteristik der heutigen Quellentechnologien zu betreiben.
- Das technisch, wirtschaftlich und umweltrelevant mögliche regenerative Ausbaupotenzial und die damit verbunden charakteristischen Energiekosten bestimmen zukünftig den möglichen Bedarf. Erhebliche Effizienzsteigerungen in der Endanwendung von Energie sind daher erforderlich.

Erneuerbares Potenzial und Effizienz in Industrieländern

Für Österreich wurde in einem Forschungsprojekt [1] das längerfristige nutzbare Potenzial aus Wasserkraft, Windenergie, Photovoltaik und Biomasse untersucht. Dabei wurde der voraussichtliche Klimawandel bis zum Jahr 2050 auf das regenerative Potenzial tendenziell berücksichtigt. Entsprechen der gültigen und zu erwartenden Verordnungen und Raumordnungsvorgaben wurde das reduzierte Potenzial entsprechend z.B. der Wasserrahmenrichtlinie und der Abstandsvorgaben für Windenergieanlagen berücksichtigt.

Für Österreich ergibt sich hierbei ein regenatives Potenzial von etwa 100 bis 120 TWh/a. Dies entspricht dem zweifachen Elektrizitätsbedarf von heute. Durch Effizienzverbesserung muss etwa 60 % des heutigen Primärenergiebedarfs eingespart werden. Davon kann etwa 70 % durch Umstellung auf neue (elektrische) Technologie und nur etwa 30 % durch Änderung des Nutzerverhaltens bewirkt werden (Abbildung 1).

Die Umstellung von fossiler Energie auf Elektrizitätsanwendung bewirkt bereits eine Effizienzverbesserung durch geringen Stand-by-Bedarf und höhere Effizienz z.B. von Elektroantrieben im Vergleich zu Verbrennungsmotoren.

Der heutige fossile Energiebedarf im Verkehrssektor beträgt in Österreich 98 TWh/a und liegt damit in der Größenordnung des regenerativen Potentials. Eine technologische Umstellung auf elektrische Antriebe würden den Bedarf auf etwa 30 TWh/a absenken können und wäre damit zielführend. Eine Änderung des Nutzerverhaltens bei Beibehaltung von Verbrennungsmotoren erscheint dagegen aussichtslos.

[1] Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25/370-1, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801 370101, Fax: +43 1 58801 370199, guenther.brauner@tuwien.ac.at

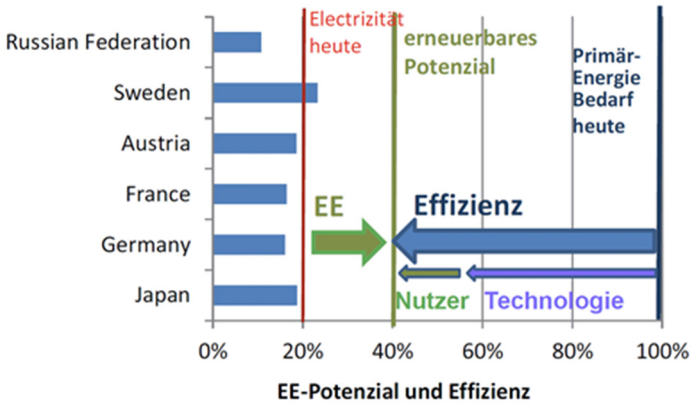


Abbildung 1: Erneuerbares Potenzial und Effizienzmaßnahmen in Industrieländern

Effizienzpotenzial nach Sektoren und Anwendungsarten

In Tabelle 1 ist der Endenergiebedarf nach Sektoren und Nutzungsarten jeweils in Prozent des Gesamtbedarfs dargestellt [2].

Energieanwendung	Anteil	Sektoren des Endenergiebedarfs			
	%	Industrie	GHD	Haushalt	Verkehr
mechanisch	43,3/***20***	6,6	4,2	2,6	30/***7***
Heizwärme	26,1/***5***	2,3	5,8/***0,5***	17,9/***2***	0,1
Prozesswärme	23,1/***15***	18,8/***10***	2,9	1,4	0
Warmwasser	5	0,3	1,5	3,2	0
Beleuchtung	2,4/***2***	0,5	1,3	0,5	0,1
Summe	100/***47***	28,5/19,7	15,7/10	25,6/**9,7**	30,2/**7**

Tabelle 1: Energiebedarf und Effizienzpotenzial nach Sektoren und Anwendungsarten [2]

Es sind in fett die wichtigsten technologischen Einsparungspotenziale dargestellt. Im Sektor Verkehr ist dies die mechanische Energie die durch Umstellung auf elektrische Antriebe und intermodale Nahverkehrskonzepte von 30 TWh/a auf etwa 7 TWh/a abzusenken ist.

Im Sektor Haushalt lässt sich der fossile Heizwärmebedarf durch Umstellung auf Plusenergiehäuser mit elektrischen Wärmepumpen erheblich vermindern.

Im Sektor Industrie stellt die Hochtemperatur-Prozesswärme den größten Anteil dar. Durch Umstellung auf Elektrowärme und effizientere Produktionsverfahren sind hier längerfristig Einsparungen möglich. Es wird gezeigt, dass durch Effizienzsteigerung die Kosten des Energiebedarfs im Sektor Haushalt nahezu unverändert bleiben.

Literatur

[1] Super-4-Micro-Grid: Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel. Forschungsprojekt des Österreichischen Klima- und Energiefonds, 2011.

[2] Brauner, G.: Energiesysteme: regenerativ und dezentral. Springer-Verlag 2016.

1.2 ELEKTRIZITÄTSSYSTEM (PLENUM P2)

1.2.1 Zukünftige Herausforderungen an elektrische Anlagen und Netze

Robert SCHÜRHUBER[1]

Motivation

Der Vortrag beleuchte überblicksartig zukünftige Herausforderung an Elektrische Anlagen und Netze, wie sie im europäischen Umfeld in den nächsten Jahren bis Jahrzehnten zu erwarten sind. In der letzten Zeit hat, getrieben wesentlich durch die Energiewende, ein noch nie dagewesener Wandel im Bereich der elektrischen Energietechnik stattgefunden. In Stichworte gefasst sind die Haupttreiber dieses Umbruchs die

- Dekarbonisierung, die
- Digitalisierung und die
- Ökonomisierung

der Energieversorgung. Ein konsequentes Weiterschreiten dieses Weges wird ab einem gewissen Integrationsgrad regenerativer, dezentraler und volatiler Erzeugung neue Strukturen und Technologien erfordern, um weiterhin eine zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung zu ermöglichen.

Herausforderungen für verschiedene Anlagen

Die unterschiedlichen elektrischen Anlagen und Netzebenen werden mit verschiedenen Herausforderungen konfrontiert:

Energieerzeugung
Die Bedeutung der Großkraftwerke für die Energieerzeugung wird schwinden. Der dezentral und regenerativ erzeugte Anteil elektrischer Energie hoher Volatilität wird weiter anwachsen. Wie schnell dieser Wandler von statten geht ist maßgeblich von der zukünftigen Organisation des Energiemarktes abhängig.

Energiespeicher
Ohne Speicher wird die Energiewende nicht funktionieren. Mittelfristig ist eine Lösung für Großspeicher notwendig, in Summe ist eine Steigerung verschiedenster Typen, Leistungs- und Energieklassen von Speichern zu erwarten.

Leistungselektronik
Der technologische Wandel hin zu einem Energiesystem, in dem der Großteil der Elemente (Erzeuger, Verbraucher, Speicher, (AC/DC)-Leitungen) über leistungselektronische Komponenten (Umrichter) ans Netz gekoppelt ist, stellt vor allem die Netzplanung und den Netzbetrieb vor große Herausforderungen.

Netze
Beim Übertragungsnetz ist ein Ausbau bzw. Umbau zu erwarten, um die steigenden transeuropäischen Energieflüsse zu tragen sowie um einen zunehmend alternden Anlagenpark an die neuen Herausforderungen anzupassen. Ein weiterer wichtiger Punkt ist eine stärkere Kooperation der verschiedenen Netzebenen, was neue Aufgaben sowohl an den Netzbetrieb als auch an die Informations- und Kommunikationstechnik mit sich bringt. Im Niederspannungsnetz sind ebenfalls große Veränderungen zu erwarten, welche in starkem Maße durch die Einbindung von E-Mobilität, Prosumern und Speichern bedingt sind, welche einen bidirektionalen Lastfluss erfordern. Hier gilt es u. A. eine begleitende, sichere Informationstechnik aufzubauen und zu betreiben sowie die Schutztechnik und die Schutzmaßnahmen an diese neuen Erfordernisse anzupassen.

[1] Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Inffeldgasse 18/I, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7550, robert.schuerhuber@tugraz.at

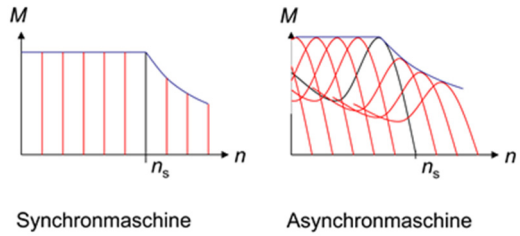
1.2.2 Drehzahlvariable Kleinantriebe einiger zehn Watt – Nicht nur Blech und Kupfer wie eh und je?

Annette MÜTZE[1]

Einleitung

Die starke Entwicklung der Elektrotechnikindustrie in den letzten Jahrzehnten führte in der Leistungselektronik zu immer kleineren, leichteren, sowie energieeffizienteren Komponenten und elektronischen Systemen. Mit Leistungselektronik betriebene Antriebe ersetzen teilweise konventionelle mechanische und hydraulische Systeme und verändern die Strategie, mit der Systeme betrieben werden. Dieser Beitrag beschreibt beispielhaft aktuelle Entwicklungen solcher modernen Antriebe aus verschiedenen Anwendungsgebieten.

Betriebsbereiche versus Drehzahl-Drehmomentkurven



Für viele Anwendungen bieten drehzahlvariable, auf Leistungselektronik basierende Antriebe nicht nur höhere Wirkungsgrade und Leistungsdichten als ihre konventionellen Vorgänger, sondern auch bedeutende Vorteile hinsichtlich Designflexibilität. Dies ist vor allem in ihrer Drehzahlvariabilität begründet, durch die die Drehzahl-Drehmoment Kurven konventioneller Antriebe durch Drehzahlbereiche, die durch drehzahlabhängige maximale Momente begrenzt werden, ersetzt werden.

Abbildung 1: Betriebsbereiche (blaue Linien = Begrenzung durch drehzahlabhängiges maximales Moment) versus Drehzahl-Drehmoment Kurven (rote Linien, jeweils für eine Speisefrequenz)

Beispiel 1: Stellantrieb für Arbeiten in Umgebungen erhöhter Temperaturen

Ein Beispiel für den Einsatz solcher modernen Antriebe ist in der Realisierung für Aktuatoren für Hochtemperaturanwendungen gegeben. Aufgrund der Temperaturempfindlichkeit der Permanentmagnete sind hier bevorzugt permanentmagnetfreie Topologien von Interesse. Abb. 2 zeigt die gemeinsam mit dem Institut EAM realisierten Läufer und Ständer für eine solche Anwendung realisierten Prototypen. (z.B. [1-2])



Abbildung 2: Läufer (links) und Ständer (rechts) einer synchronen Reluktanzmaschine und einer Asynchronmaschine für Hochtemperatur-Aktuatoranwendungen (in Zusammenarbeit mit KS Engineers Kristl, Seibt & Co GmbH) [1,2]

[1] Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7240, muetze@tugraz.at, www.eam.tugraz.at

Beispiel 2: Drehzahlvariabler Antrieb für eine Lüfteranwendung

Ein anderes Beispiel für solche Entwicklungen sind elektrische Hilfsantriebe, wie Sie in einem modernen Fahrzeug eingesetzt werden. Solche Antriebe unterliegen, wie in der Automobilindustrie üblich, stark einschränkenden Anforderungen und müssen unter härtesten Umgebungseinflüssen eingesetzt werden können. Abb. 3 zeigt die Herstellung eines gemeinsam mit dem Institut EAM entwickelten integrierten Lüfterantriebs (z.B. [3-5]) (Die Darstellung der Beispiele 1 und 2 erfolgt in Anlehnung an „Visionäre Perspektiven für die elektrischen Energiesysteme der Zukunft“, TU Graz Research #15/2016).

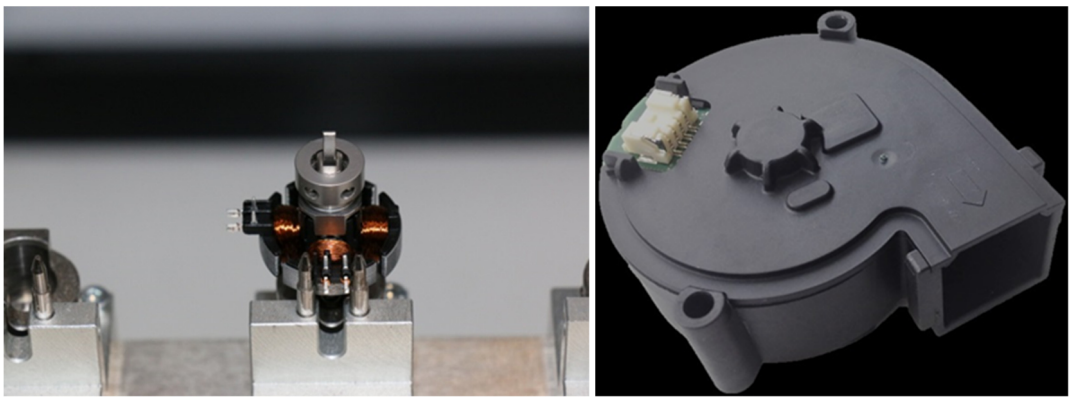


Abbildung 3: Herstellung eines von der Firma Mechatronik Systems GmbH gemeinsam mit dem EAM entwickelten integrierten Lüfterantriebs

Weitere Aspekte

Die obigen Beispiele für Anwendungen und daher Auslegungskriterien können natürlich um zahlreiche weitere ergänzt werden. Beispielhaft erwähnt sei hier die das weite Gebiet der biomedizinischen Anwendungen (siehe z.B. [6]).

Des Weiteren sei hier beispielhaft genannt, dass die magnetischen Eigenschaften von Elektroblechen, die typischerweise in solchen elektrischen Maschinen zum Einsatz kommen, durch den Schneidprozess negativ beeinflusst werden. – Ein Aspekt, der aufgrund des großen Verhältnisses von Schneidkantenlänge zu geschnittener Fläche insbesondere bei kleinen Maschinen besonders von Relevanz ist (siehe z.B. [7]).

Referenzen

[1] K. Lang, A. Muetze, R. Bauer, W. Rossegger, “Design of PM-free AC machine-based actuators for elevated-temperature environments,” IEEE Tr. Ind. Appl., vol. 52, no. 3, pp. 2241-2252, May/June 2016.

[2] K. Lang, A. Muetze, R. Bauer, S. Pircher, “Comparison of induction and synchronous reluctance machine based actuators for elevated temperature environments,” IEEE Tr. Energy Conversion, vol. 31, no. 3, pp. 1012-1022, September 2016.

[3] S. Dunkl, A. Muetze, G. Schoener, “Design constraints of small single-phase permanent magnet brushless DC drives for a cooling application,” IEEE Tr. Ind. Appl., vol. 51, no. 4, pp. 3178-3186, July/August 2015.

[4] H. Gruebler, S. Leitner, A. Muetze, G. Schoener, “Improved switching strategy for a single-phase brushless direct current motor and its impact on motor efficiency,” Proc. 10th IEEE Int. Electric Machines and Drives Conference (IEMDC), Miami, FL, USA, 21-24 May 2017.

[5] Christian-Doppler Labor für Bürstenlose Antrieben für Pumpen- und Lüfteranwendungen

[6] C. Mellak, „Synchron-Reluktanzmaschinen als alternativer Drehanodenantrieb für Röntgenröhren“, 18. Symposium Energieinnovation: Neue Energie für unser bewegtes Europa, Graz, 14.-16. Februar 2018.

[7] M. Bali, „Degradation of magnetic properties of electrical steel sheets due to different cutting techniques “, 18. Symposium Energieinnovation: Neue Energie für unser bewegtes Europa, Graz, 14.-16. Februar 2018.

1.2.3 Innovationen beim Einsatz von Hochspannungskabeln im Übertragungsnetz

Uwe SCHICHLER[1]

Einleitung

Die heute in Europa vorhandenen elektrischen Übertragungsnetze weisen eine Netzstruktur mit zahlreichen Engpässen auf, da sich aufgrund der mit den politisch festgelegten Klimazielen verbundenen Energiewende die vormals verbrauchernahe Energieerzeugung in eine dezentrale und verbraucherferne Energieerzeugung wandelt. Abhilfe wird durch die Netzoptimierung und den Netzausbau im HDÜ-Übertragungsnetz sowie durch die Errichtung von HGÜ-Übertragungsleitungen geschaffen (Beispiele: ULTRANET, Alegro, SüdLink), die in der Zukunft zu einem HGÜ-Übertragungsnetz ausgebaut werden sollen. HDÜ- und HGÜ-Übertragungsleitungen werden im europäischen Supergrid der Zukunft miteinander kombiniert sein, um die technischen Vorteile beider Technologien in einem gemeinsamen Hybrid-Netz zu nutzen [1] [2]. Die Möglichkeit der Verbindung von Hybrid-Netzen unterschiedlicher Frequenzen und Nennspannungen mit HGÜ-Kupplungen und HVDC/DC-Konvertern erlaubt auch den Aufbau eines zukünftigen globalen Supergrids. Die Übertragungsspannungen in Europa werden hauptsächlich durch die Abmessungen der bestehenden Freileitungstrassen begrenzt und betragen 400 kV für HDÜ und werden für HGÜ bis zu ±500 kV betragen, wobei sich einzelne HGÜ-Kabelprojekte mit einer Betriebsspannung von ±600 kV bereits in Bau befinden. In diesem Zusammenhang ist zu erwähnen, dass eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende auch auf einer optimierten Energieübertragung im Mittelspannungsnetz basieren wird und bestehende HGÜ-Technologien zukünftig entsprechend zu adaptieren sind (MVDC). Für die Übertragungsleitungen im Hoch- und Höchstspannungsnetz können verschiedene Technologien eingesetzt werden: Freileitungen, Kabel und gasisolierte Leitungen (GIL). Der projektspezifische Einsatz dieser unterschiedlichen Betriebsmittel richtet sich nach den jeweiligen Anforderungen, wobei neben den technischen und wirtschaftlichen Aspekten (Versorgungssicherheit, Betriebserfahrung, Betriebsführung, Wirtschaftlichkeit) auch zunehmend gesellschaftliche Aspekte (Umweltverträglichkeit, allgemeine Akzeptanz) im Vordergrund stehen.

Innovationen

Im Rahmen des europäischen Netzausbaus werden derzeit 400-kV-VPE-Kabel im HDÜ-Übertragungsnetz in Form von Pilotprojekten eingesetzt, um praktische Erfahrungen bzgl. Verlegung und Betriebsverhalten zu sammeln. Im Hinblick auf die stationäre und transiente Übertragungsleistung wird insbesondere die Kabelerwärmung mit multiphysikalischen Simulationen und Messungen untersucht. Für HGÜ-Verbindungen stehen heutzutage polymerisolierte Kabelsysteme mit Nennspannungen von ±320 kV (Offshore-Anbindungen, Alegro-Projekt) und bis zu ±640 kV zur Verfügung (SüdLink: ±500 kV, [3]). Umfangreiche dielektrische Prüfungen und Präqualifikationstests mit einer Dauer von 12 Monaten sollen die verschiedenen Langzeitphänomene im elektrischen Isoliersystem vollständig nachbilden und die erforderliche Betriebssicherheit dieser neuen Technologie nachweisen. Für die zukünftige Energieübertragung im Mittelspannungsbereich wird die Umrüstung von bestehenden Kabelstrecken auf DC-Betrieb diskutiert und in einem Pilotprojekt praktisch umgesetzt [4].

Literatur

[1] MacLeod, Callavik, Boden, Dhesi, Huuva, Kuljaca, Schettler: A Technological Roadmap for the Development of the European Supergrid. CIGRE International Symposium „Across Borders - HVDC Systems and Market Integration“, Lund, Sweden, 2015, Report 151

[2] Smeets: Safeguarding the Supergrid. IEEE Spectrum, December 2015, pp. 37 - 41

[3] Abbasi, Bergelin, Jeroense, Rapp: Fully Qualified Low Loss 525 kV and 640 kV Extruded DC Cable Systems. CIGRE SC B1 Colloquium, New Delhi, India, 2017

[4] Long, Wu, Smith, Moon, Bryans, Yu: MVDC Link in a 33 kV Distribution Network. 24th International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Glasgow, UK, 2017, Report 0168

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

1.2.4 Schutztechnische Herausforderungen für zukünftige Netze und mögliche Lösungspfade

Lothar FICKERT[1], Elisabeth HUFNAGL[1]

Entwicklungstendenzen im Anlagensektor

Der derzeitig zu beobachtende Netzausbau auf dem Gebiet der Erzeugungsanlagen erfolgt zunehmend durch fluktuierende, inverterbasierte Einspeiseeinrichtungen unter kostenmäßigen Restriktionen. Für den Schutz der Erzeugungsanlagen selbst stellen sich dabei grundsätzlich keine erhöhten Anforderungen, da die Hersteller dieser Einspeiseeinrichtungen – im Sinne der Leitlinie „Selbstschutz vor Fremdschutz“ - eine netzfehlerbedingte Zerstörung dieser Anlagen unterbinden können.

Als Ergebnis für den traditionellen Netzschutz bedeutet diese Ausgangslage Dreierlei:

(1) Die im Fall eines Isolationsverlustes zur Fehlerstelle fließenden Ströme sind in der Größenordnung der Betriebsströme und sind daher, weil sie damit definitionsgemäß nicht thermisch gefährlich sind, nicht dem üblichen Kurzschlussschutz-Regime unterworfen. Folgerichtig greift die übliche Einstellung eines Kurzschlussschutzes mit $I_{Schutz} = 1{,}2 \cdot I_N$ nicht mehr zwangsläufig ein.

(2) Weil die Halbleiter in der Serienschaltung: Primärenergie-Quelle → Wechselrichter/Halbleiter → Leitungszug → Fehlerstelle die höchsten spezifischen Verluste aufweisen, sind sie die wahren Schwachstellen. Der Schutz dieser sensiblen Stellen ist, in Wahrnehmung ihrer Verantwortung, durch die Gerätehersteller so empfindlich realisiert, dass i.d.R. die Quelle vor dem Leitungszug abgeschaltet wird. Das ist ein grundsätzlicher Fehler i.S. der geforderten Selektivität der meistens in den Verteilnetzebenen verwendeten Überstrom-Zeitstaffelschutz-Schemata.

(3) Eine Fehlerschleife stellt aus physikalischen Gründen eine (wirk-)verlustbehaftete Induktivität dar. Deshalb erfolgt bei fluktuierender Position der wirksamen Einspeisequellen der Blindleistungsfluss grundsätzlich bidirektional.

Entwicklungstendenzen im Netzsektor

Zunehmend gewinnt der Wunsch nach kleinräumig autarken/autonomen Netzregionen bzw. großräumigen, übergeordneten Schutzeinrichtungen an Interesse, z.B. durch Wide-Area-Protection. Die hierbei skizzierten Lösungen sind dem Systemschutz zuzuordnen, weil hier konzeptgemäß z.B. in die Netzregler eingegriffen wird.

Für den Netzschutz bedeutet das auch eine Einbeziehung der Lastflusssituation in die Schutzkonzepte, speziell hinsichtlich der Überlastungen in der Tiefe der Verteilnetze. Präventives Schalten bzw. Steuern werden Teil der Netzschutzkonzepte.

Pfade für sichere und selektive Schutzlösungen im Anlagensektor

Methodisch hilft es bei derartigen Fragestellungen, zuerst einmal auf erprobte Lösungen zurückzugreifen, welche auf ein ausgereiftes Engineering zurückblicken können. Diese sind u.a. beim 400-kV- und 750-kV-Schutz zu finden.

Dazu zählen:

- Verwendung von Richtungsgliedern zur Erkennung der Fehlerrichtung, also von Phasenkomparatoren der Spannungs- und Stromsignale. Dazu sind Spannungssensoren erforderlich, welche mit einem gewissen Aufwand nachzurüsten sind.
- Unterspannungsgesteuerter Überstromschutz (Voltage Restrained Overcurrent Protection): Hier wird bei Spannungen von beispielsweise größer 0,6 p.u. an der üblichen Einstellung des Kurzschlussschutzes mit $I_{Schutz} = 1{,}2 \cdot I_N$ festgehalten.

[1] Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Inffeldgasse 18/I, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-{7564|7552}, {lothar.fickert|elisabeth.hufnagl}@tugraz.at, www.ifea.tugraz.at

Wenn bei geringen Kurzschlussströmen die Spannung im betroffenen Netzteil unter den o.a. Wert sinkt, wird die Empfindlichkeit z.B. auf ein Zehntel herabgesetzt, und die Staffelsequenz wird korrekt durchgefahren.

- Die Selbsthaltung des Anregesignals in Verbindung mit einem Selbsthaltungsabwurf bei wiederkehrender Spannung und dem üblichen Zeitstaffelschutz ist eine Abhilfe, sollte die Stromflussdauer wegen der zeitlichen Begrenzung der Stromeinspeisung nicht für die Erreichung der größten Staffelzeit (z.B. 1,0 s) ausreichen. Voraussetzung für dieses Schema ist allerdings eine verlässliche Spannungswiederkehr nach Fehlerabschaltung, also ein bedingungsloses Low Voltage Ride Through (LVRT)-Verhalten aller Quellen im Netz.
  Hier sind derzeit noch große Anstrengungen nötig, da oftmals die in den Wechselrichtern verwendeten Regelkreise in gewissen Fehlerfällen bei Spannungsverlust versagen und instabil werden.
- Distanzschutzeinrichtungen (möglichst sechssystemig) mit Unterimpedanzanregung und einer Stromfreigabe bei z.B. 0,1 p.u. Diese sind als „Weak-Infeed-Protection“ längst Stand der Technik und haben viele, eine rasche selektive Abschaltung begünstigende, Eigenschaften wie z.B. Signalvergleich (Freigabe- / Blockierverfahren).
- Differentialrelais oder auch Schutzverfahren nach dem Verfahren der rückwärtigen Verriegelung erfüllen die beiden Anforderungen (kleine Fehlerstrompegel bei kurzer Einspeisedauer).
- Ein gänzlich anderer Ansatz zur Lösung des Dilemmas „Selbstschutz vor Fremdschutz“ besteht darin, mittels Normen bzw. Bestellanforderungen nur noch solche Wechselrichter zuzulassen, welche über eine schutzkompatible Konfiguration der Ausgangskreise verfügen. Hier ist in erster Linie die Vorgabe des Verhaltens der Reglerstrukturen von Wechselrichtern als „cyberphysical systems“ im Fehlerfall erforderlich. Darüber weit hinausgehend ist allerdings die eigentliche Herausforderung, eine belastbare Kompromisslinie der widerstrebenden Forderungen nach geringen Wechselrichterkosten vs. günstigen Schutzkosten vs. hoher Versorgungssicherheit zu erzielen.
- Bemerkung: Ungeeignet sind nur auf der Spannung basierende Verfahren, da die Spannung im betroffenen Netzteil im schutztechnischen Sinne (Robustheit der Verfahren) als homogener Parameter ohne Fehlerortsbezug gesehen werden muss.

Pfade für sichere und selektive Schutzlösungen im Netzsektor

Gegen die Überlastungen in der Tiefe der Verteilnetze (Intrafeeder Overload) hilft eine lokale Ausweitung der Erfassungs- und Abschaltpunkte.

Anders ist der Fall bei Systemschutzlösungen, welche konzeptgemäß in die Netzregler eingreifen. Da hier präventiv u.U. massive Lastflussrestriktionen ausgelöst werden, ist das Testen dieser Schemata im Realbetrieb de facto unmöglich, da hier im Falle einer Fehlsteuerung dzt. im Rechtssystem rudimentär abgedeckte Haftungsfragen schlagend werden würden. Hier muss vorab oder parallel die Rechtsgrundlage geschaffen werden!

Zusammenfassung

Inverterbasierte Einspeiseeinrichtungen liefern i.d.R. für den traditionellen überstrombasierten Anlagen- und Netzschutz zu wenig und zu kurzzeitigen Fehlerstrom. Hier hilft es in vielen Fällen, die Spannungsinformation mit einzubeziehen, z.B. in Form von unterspannungsgesteuertem Überstromschutz oder Distanzschutz, oder höherwertige Schutzeinrichtungen (Distanzschutz, Schutzschemata mit Signalvergleich) einzusetzen. Hier sind hohe Aufwände auf der Netzseite erforderlich.

Ein anderer Weg ist eine normungsmäßige Lösung, die sicherstellt, dass ein genügend hoher Strom mit ausreichender Stabilität durch die Einspeiser auch im Fehlerfall fließt.

Im Falle fortgeschrittener Systemschutzlösungen ist vor der Implementierung die Rechtslage aufzuarbeiten.

1.3 STROMMARKT (PLENUM P3)

1.3.1 Strommarkt 3.0 – Ein demokratisches und nachhaltiges Stromsystem der Zukunft

Reinhard HAAS[1]

Inhalt

In der Geschichte der Stromsysteme in verschiedenen Ländern hat es unterschiedliche Konstellationen in Bezug auf die Preisbildung in den Strommärkten gegeben. Nach den Perioden der staatlichen Regulierung und der Liberalisierung der Großhandelsmärkte steht das Stromsystem derzeit vor der dritten großen Herausforderung: dem Umbau zu einem bidirektionalen System, das demokratischer und nachhaltiger sein soll. Dies ist zumindest in einigen Ländern, wie Deutschland, Kalifornien oder Österreich der Fall. Und in diesen Ländern ist die Änderung des Prinzips der Preisbildung auch bereits im Gange.

Ein zentraler Grund dafür ist, dass in den letzten Jahren die Stromproduktion aus variablen erneuerbaren Energieträgern (EET), speziell aus Wind- und PV-Kraftwerken vor allem in Deutschland, beträchtlich gestiegen ist. Dies hat weiters zur Befürchtung geführt, dass aufgrund großer Mengen variabler EET und reduzierter Verfügbarkeit (flexibler) thermischer Kraftwerke die Versorgungssicherheit sinken könnte. Dies führte in vielen Ländern Europas und auch auf EU-Ebene zur Forderung nach einem neuen „Strommarktdesign“.

Das zentrale Ziel dieses Beitrags ist es, zu zeigen, wie im Strommarkt 3.0 Anreize geschaffen werden, um sehr große Mengen variabler erneuerbarer Energie in das Stromsystem zu integrieren und das System (energiewirtschaftlich) trotzdem ausgeglichen zu halten.

Die drei historischen Perioden des Marktdesigns in Strommärkten und die daraus resultierende Preisbildung zeigt Abb.1. Ein wichtiger Aspekt der zweiten (mittleren) Periode in Abb. 1 ist, dass in Europa zu Beginn der Liberalisierung große Überkapazitäten an Kraftwerken existierten, die es möglich machten, auf reiner, auf kurzfristigen Grenzkosten basierender, Preisbildung zu vertrauen.

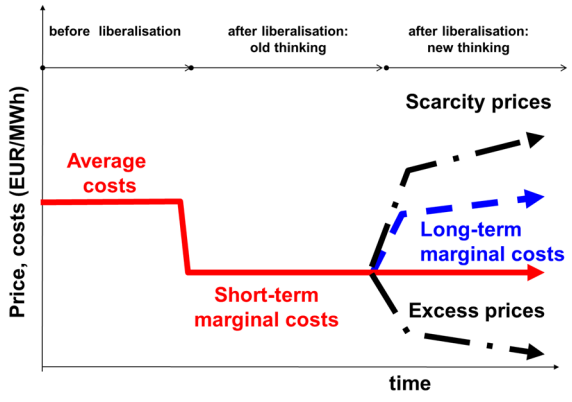


Abbildung 1: Drei Perioden des Marktdesigns in Strommärkten und die daraus resultierende Preisbildung

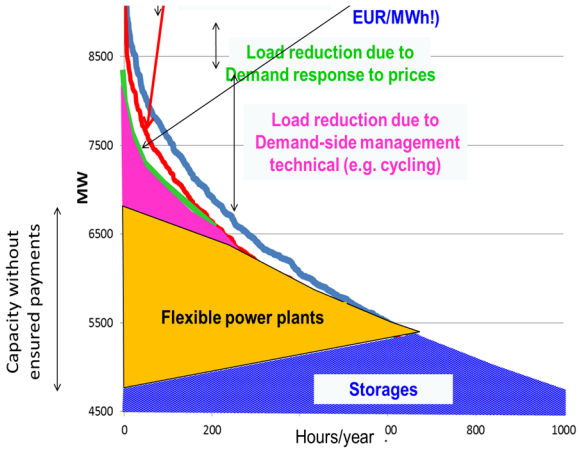


Abbildung 2: Anteile einzelner möglicher angebots- und nachfrageseitiger Optionen zur flexiblen Deckung der Residuallast zu Engpasszeiten

Die wichtigsten Optionen zur Lösung der vermuteten Probleme – *Revised Energy-only-markets* und staatlichen Kapazitätszahlungen für angebotsseitige Kapazitäten – werden im Folgenden analysiert und deren Vor- und Nachteile zu identifizieren.

[1] Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe / Energy Economics Group, Gußhausstraße 25/370-3, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801-37352, haas@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

Die Idee der *Revised Energy-only-markets* basiert auf der Überzeugung, 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. Am einfachsten und am kompatibelsten mit Wettbewerb ist es daher, die Strompreise weiterhin die Märkte bestimmen zu lassen. Es werden sicher nicht alle konventionellen Kraftwerke von heute auf morgen abgeschaltet oder eingemottet werden und es werden sich Strommarktpreise und angebotene Kraftwerkskapazitäten nach einiger Zeit einpendeln. Allerdings ist dazu das in Abb. 1 beschriebene Preismuster der dritten Periode (ganz rechts) zu akzeptieren. 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.

Als wichtigste Erkenntnis ergibt sich, dass im derzeitigen und zukünftigen System also nicht mehr die Erzeuger im Mittelpunkt stehen, sondern die Vertriebsunternehmen bzw. die Bilanzgruppen, siehe Abb. 4. Eine Bilanzgruppe ist eine Einheit in einer Regelzone eines Strommarktes (zumindest in Deutschland und Österreich), welche sicherzustellen hat, dass Angebot und Nachfrage in jedem Moment ausgeglichen sind, z.B. die Grazer oder die Wiener Stadtwerke. Um dieses Ziel zu erreichen sind Eigenstromerzeugung, zentrale oder dezentrale Speicher, kurz- und langfristiger Handel sowie diverse Flexibilitätsmaßnahmen möglich. Wichtig ist, dass jede Abweichung vom Fahrplan bzw. Differenz hohe Kosten verursacht und somit eine Bestrafung bewirkt. Das Stromsystem im Neuen Denken der Zukunft wird also anders aussehen als das eindimensionale Alte Denken. Es wird die Bilanzgruppe im Mittelpunkt haben, bidirektional sein und „Prosumagers“ werden eine wichtige Rolle spielen. Darauf würde ein Modell zur zukünftig möglichen flexiblen Deckung der Residuallast aufbauen.

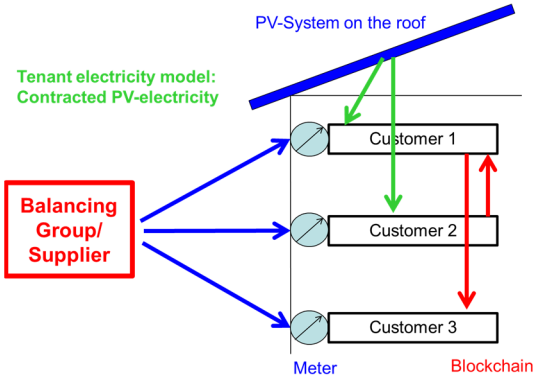


Abbildung 3: Das Mieterstrommodell und Blockchain: Zukünftige mögliche flexible Deckung der Residuallast zu Engpaßzeiten

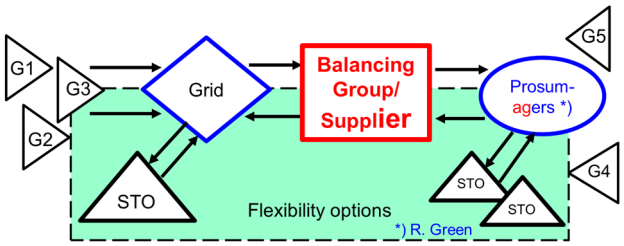


Abbildung 4: Neues Denken in Strommärkten: Birektionaler Stromfluß und -handel und zunehmende Bedeutung von „Prosumagers“

Als Alternative dazu werden zentrale Kapazitätszahlungen 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 Problem dieses Ansatzes ist, dass dieser rein auf der Stromerzeugung fokussiert und damit die Marktanreize für viele andere Optionen vor allem nachfrageseitiger Aspekte völlig vernachlässigen würden.

Die wichtigsten *Schlussfolgerungen* sind: (i) die Annahme, dass der Strompreis immer aus den kurzfristigen Grenzkosten zu resultieren hat, ist nicht länger haltbar; (ii) Kapazitätsmärkte bedeuten eher Rückschläge für die Wettbewerbsidee und die Rückkehr zu einer rein angebotsorientierten Strom„planwirtschaft“; (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, Speicher und verbraucherseitige Optionen) eine Chance zu geben; (iv) Eine bedeutende Rolle im zukünftigen Stromsystem wird die dezentrale Photovoltaik spielen, Abb. 3, inkl. und exkl. dezentrale Speicher, vor allem, wenn die Schere zwischen Kosten und Endverbraucherpreisen noch weiter auseinander geht.

1.3.2 Beitrag zur volkswirtschaftlichen Theorie der Elektrizitätswirtschaft

Heinz STIGLER[1], Udo BACHHIESL[1], Robert GAUGL[1]

Marktordnungsbestimmende Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft

Das Produkt „Elektrische Energie“ ist durch abweichende Eigenschaften von den Voraussetzungen für die Anwendung der ökonomischen Theorien der Volkswirtschaftslehre an Produkte gekennzeichnet.

Lange Lebensdauer der Anlagen und lange Vorlaufzeiten für die Errichtung; „sunk costs“

In den ökonomischen Theorien kommt der Zeitfaktor wenig bis gar nicht vor. Es werden offenbar Betriebe und Produkte so betrachtet, dass sie sich in kürzester Zeit an den Markt anpassen können. Die Unternehmen verdienen in kurzer Zeit ihre Investitionen; falls nicht, scheiden sie aus. Es gibt keine Markteintritts- und -austrittsbarrieren. Demgegenüber stellen elektrizitätswirtschaftliche Investitionen so genannte „sunk costs“ dar. Falls sie nicht sicher verdient werden können, werden sie unterbleiben.

Hohe Kapitalintensität; gilt besonders für die Erneuerbaren Energien; vwl. Grenzkosten

Die Gesamtkostenkurve der Elektrizitätserzeugung verläuft deshalb sehr steil. Dementsprechend zeigt die Kurve der volkswirtschaftlichen Grenzkosten einen recht flachen konvexen Verlauf, wenngleich auch auf hohem Niveau. Die vwl. Grenzkosten der Erneuerbaren Energien stellen überhaupt eine Gerade parallel zur Abszisse dar. Aktuell liegen die vwl. Grenzkosten der Photovoltaik rund viermal höher als jene der Windkraft.

Nicht-Speicherbarkeit der elektrischen Energie

Da Strom in der Sekunde des Verbrauchs erzeugt werden muss, ergibt sich die schlechte Auslastung der Kraftwerkskapazität während des Jahres. Die höchste auftretende Last verursacht den Kraftwerkszubau. Dem entsprechend sollen laut den vwl. Theorien die Kosten der Maximalkapazität den jeweiligen Verursachern zugerechnet werden („peak-load-pricing“).

Netzgebundenheit; Leitungsgebundenheit

Verbundnetze verbinden alle Erzeuger miteinander – deshalb der Name. Dadurch wird die Versorgungssicherheit gewährleistet und gleichzeitig der Bedarf an teuren Reservekraftwerken minimiert. Der Begriff „Übertragungsnetze“ täuscht über die wesentliche Funktion der Verbundnetze hinweg. Die Leitungsgebundenheit bezieht sich auf die unterlagerten Netzebenen, die durchwegs Strahlennetze sind. Diese Leitungen dienen der flächigen Versorgung und stellen „natürliche Gebietsmonopole“ dar.

Dargebotsabhängige vs. bedarfsgerechte Erzeugung

Die dargebotsabhängigen Energien Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik sind z.T. stark schwankend und entsprechen weder hinsichtlich Zeitpunkt als auch Ort dem Bedarf. Folglich ergeben sich hoher Speicher- und Transportbedarf. Die bedarfsgerechte Erzeugung passt in beiden Dimensionen besser; die durchschnittliche Stromtransport-Entfernung betrug früher 100 - 200 km.

Gesamtsystemabhängigkeit für die Erfüllung der Gesamtaufgabe; Gesamtkostenfunktion

Wenngleich durch die Entflechtung die Funktionen des Elektrizitätssystems von einander getrennt wurden, ist das reibungslose Ineinanderwirken Voraussetzung für die Erfüllung der Gesamtaufgabe. Die volatilen Erneuerbaren Energien erheischen für die Letztverbraucherversorgung adäquate Speicher oder bedarfsgerechte Erzeugung sowie umfangreichen kostenintensiven Stromtransport, da sie zumeist in räumlich großer Entfernung zum Bedarf anfallen. Ähnliches gilt für Speicherkraftwerke. Die Angebotsfunktion des Elektrizitätssystems verläuft entsprechend den vwl. Grenzkosten und ist damit nur durch eine Gesamtsystembetrachtung aller unterschiedlichen Teile (KW-Arten usw.) zu finden.

[1] Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-{7900|7903|7904}, Fax: +43 316 873-107900, {stigler|bachhiesl|robert.gaugl}@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

Grenzkostenermittlung und Grenzkostenbegriff

Die vwl. Theorie leitet ihre Kostenbegriffe ohne Einbeziehung der Langlebigkeit der Elektrizitätswirtschaft her. Die vwl. Grenzkosten leiten sich aus der Differenzierung der Gesamtkostenfunktion der einzelnen Betriebe und, in der Folge, aus der zur Branche aufsummierten Betriebe her. Dabei wird generell von einer gleichen oder zumindest ähnlichen Produktionstechnologie aller Betriebe ausgegangen. Es ist nun für marktwirtschaftliche Betriebe sinnvoll, entsprechend ihren vwl. Grenzkosten anzubieten. Betrachtet man die Gesamtkostenkurve, besteht diese inbesondere aus den Kosten für das Investment (Abschreibungen und Verzinsung des eingesetzten Kapitals) und den zugehörigen Betriebskosten (v.a. Brennstoffkosten). Diese Grenzkosten bestehen demnach aus wesentlich mehr Kosten als den reinen Brennstoffkosten. Um diese Kosten klarer zu unterscheiden, sind die zugehörigen Begriffe „long-run-marginal-costs“ und „incremental costs“ hilfreich.

Wenn nun Strombörsen meinen, mit den auf variablen Brennstoffpreisen beruhenden Stromanboten und der Nachfragekurve ein langfristiges marktwirtschaftliches Optimum von Erzeugung und Verbrauch zu gewährleisten, so bewegen diese sich nicht auf sicherem ökonomischen Terrain. Tatsächlich optimieren sie durch die Minimierung der „incremental costs“ diese Kosten für die Teilnehmer an der Strombörse.

Die Ermittlung der LRMC-Kurve – also der Angebotskurve – ist nun nur durch eine Gesamtsystembetrachtung der Branche möglich. Dies vor allem deshalb, da die Stromproduktion keine einheitliche Produktionstechnologie hat, sondern auf unterschiedlichen Technologien beruht. Wesentlich ist dabei die Berücksichtigung der unterschiedlichen Aufgaben eines Kraftwerks während seiner Lebensdauer: anfangs Grundlastkraftwerk, dann Mittel- und Spitzenlastkraftwerk, letztlich Reservekraftwerk. Strom muss zum Verbrauch transportiert werden können, Speicherkraftwerke müssen die volatile Erzeugung ausgleichen können usw.

Die LRMC-Kurve kennt den Zeitfaktor nicht. Die betriebswirtschaftlichen Kosten (= Aufwendungen der Gewinn- und Verlustrechnung) haben aufgrund des bilanziellen Prinzips der historischen Anschaffungswerte und der Inflation wesentlich andere Verläufe als die volkswirtschaftlichen Kosten.

Aufbauorganisation des Elektrizitätsmarktes – Alternativen

Märkte stellen das Zusammentreffen von Angebot und Nachfrage dar. Auf den aktuellen Strommärkten sind (neben Derivate-Händlern) sowohl Anbieter als auch Nachfrager Stromerzeuger. Schon wegen des Verursacherprinzips sollten die Nachfrager langfristig in Nachfragegruppen gegliedert werden, sodass sich gesamtkostensparendes Verbrauchsverhalten auszahlt – oder eben nicht.

Je größer das Angebot der volatilen Erzeugung wird, umso bedeutsamer wird der aufnehmende und abgebende Beitrag von Speicherkraftwerken. Gleiches gilt für Stromverbraucher, die ihren Bedarf an der volatilen Stromerzeugung ausrichten können. Klarerweise haben solche Verbraucher höhere Kosten (keine just-in-time-Produktion, Lagerkosten, höhere Produktionskapazitäten), die ihnen abgegolten werden müssen. Gerade der zunehmende Anteil volatiler Erneuerbarer Energien macht eine Ausweitung der Systemgrenzen für eine gesamtwirtschaftlich optimale Elektrizitätsversorgung sinnvoll. Ansätze hinsichtlich Power-to-Gas oder Power-to-Heat sollten jedenfalls unter exergetischen Gesichtspunkten betrachtet werden.

Dementsprechend ist vor allem an eine Änderung der Aufbauorganisation der Elektrizitätswirtschaft zu denken. Derzeit zielt der Marktaufbau vor allem auf den Endenergie-Markt, also auf das Zusammentreffen an der Übergabestelle vom Netz zum Verbraucher. Zielführend wäre wohl die Einbeziehung anpassungsfähiger Verbraucher in die Systemgrenzen. Eine weitere Möglichkeit wären Nutzenergiemärkte, bei denen den Kunden Nutzenergie (z.B. Raumwärme) bereitgestellt wird. Dies um so mehr, da die meisten Kunden ja selbst keine Energie-Experten sind und das technische und ökonomische Know-How von den Energiedienstleistern eingebracht würde.

Eine besonders attraktive Aufgabenstellung wäre die Einbeziehung von Energiedienstleistungen, da diese – also hohe oder niedrige Temperatur, Kommunikation, Transport-Kilometer usw. (die selbst KEINE Energiedimension mehr haben!) – einen wesentlichen Beitrag als Speicher leisten können.

1.3.3 Nachhaltigkeitsindex – Nachhaltigkeitsbewertung als Kompass für Energie- und Ressourceneffizienz

Diana HEHENBERGER-RISSE[1]

Inhalt

Die Einhaltung der European Energy Directive zur Erreichung von Energie-/Ressourceneffizienz und Klimaschutzzielen, stellt Staaten und Unternehmen vor große Herausforderungen. Die Umsetzung von europäischen Richtlinien mündet in eine Vielzahl von Gesetzen, Normen und Zertifizierungssystemen z. B. für Umweltmanagement und Energieeffizienz. Einige Beispiele hierfür sind das Energiedienstleistungsgesetz, die Ökodesignrichtlinie, die Spitzenausgleich-Effizienzsystemverordnung, Energieeinsparverordnung und die Gesetze zur Einhaltung von Umwelt-/Arbeitsschutz. Hinzu kommen das Qualitätsmanagement nach DIN ISO 9001 / Umweltmanagement nach DIN ISO 14001 sowie zahlreiche Audits.

Daraus ergeben sich viele Zahlen und Aussagen über den firmeneigenen Energie- und Ressourcenverbrauch die in viele Seiten und komplexe Berichte münden, welche als Entscheidungshilfe bei Investitions- oder Produktentwicklungsstrategien schwer zu greifen sind. Hinzu kommt das umweltfreundlichen/ressourcensparenden Maßnahmen oft die Umsatzrendite gegenübersteht. Die Nachhaltigkeitsbewertung als Kompass für die Umwelt- und Ressourceneffizienz von Unternehmen (übertragbar auf Regionen, Länder), dient deshalb als möglicher Ansatz zur Lösung des Problems.

Für viele Unternehmen war die Einführung von Umweltmanagement- oder Energiemanagementsystemen der erste Schritt in Richtung nachhaltige Entwicklung. Bei der europäischen Norm zur Einführung eines Energiemanagementsystems gemäß ISO 50001 z. B. wird erfasst welche Verbraucher wie viel Energie benötigen und Maßnahmen entwickelt um die Energieeffizienz zu erhöhen, also weniger Energie zu verbrauchen und damit CO_2 einzusparen.

Um den Überblick aus der Vielzahl der Einzelwerte und Zahlen aus den Management-/ Zertifizierungssystemen nicht zu verlieren, wurde ein Nachhaltigkeitsindex entwickelt den, die Entscheider gegenüber der Umsatzrendite zum Vergleich aufstellen können. Die Nachhaltigkeitsanalyse kann in bestehende Managementsysteme integriert werden und dient als Entscheidungshilfe ob eine Investitionsentscheidung, ein Produkt oder eine Dienstleistung ökologisch, ökonomisch, technisch und sozial sinnvoll ist.

Methodik

Zur Entwicklung des Nachhaltigkeitsindex wurde ein Nachhaltigkeitsindikatorenset bestehend aus Input-, Output-, Effizienz- und Bilanz- Indikatoren entwickelt. Zur Durchführung wurde ein Verfahren zur Bewertung der Nachhaltigkeit am Beispiel von regenerativen Nahwärmenetzen im Vergleich zum fossilen Referenzszenario mit dem Schwerpunkt Ökologie unter Berücksichtigung wirtschaftlicher und sozialer Aspekte, entwickelt. Um die Verbesserung im Vergleich zum Istzustand aufzuzeigen, wurde als Umweltqualitätsziel die Verringerung der Umweltauswirkungen um mindestens 75 % zur Ausgangssituation definiert. Der Bilanzindikator vermiedene Umweltauswirkungen (Nachhaltigkeitsindex) stellt das Gesamtergebnis in Prozent dar.

Zur Entwicklung und Anwendung der Indikatoren wurden für die Projektbeispiele Speichersdorf und Mitterteich verschiedene Szenarien zur kombinierten Wärmeerzeugung aus Biomasse, Biogas, Solarthermie mit Erdwärmespeicher sowie Tiefengeothermie und fossiler Spitzenlastversorgung mit unterschiedlichen Netzlängen und Wärmeabnahmedichten mit Gemis 4.8 berechnet. Diese wurden in Relation zum Referenzszenario auf Basis fossiler Energien gesetzt. Untersucht wurden die Hauptsystemkomponenten Kesselanlagen, Solarkollektor, Erdwärmespeicher, Tiefengeothermieanlage sowie das Wärmenetz.

[1] Hochschule für angewandte Wissenschaften Landshut, Lehrstuhl für effiziente Energiesysteme, Technologiezentrum Ruhstorf, Universität Leuphana Lüneburg, Am Lurzenhof 1, 84036 Landshut, Tel.: +49 871 506 565, diana.hehenberger-risse@haw-landshut.de, www.haw-landshut.de

Hierzu wurden auf Basis einer Lebenszyklusanalyse anhand von insgesamt 12 Indikatoren der Energie- und Rohstoffaufwand, die Emissionen sowie der spezifische Wärmepreis und die regionale Wertschöpfung berechnet. Für die einzelnen Indikatoren wurde ein auf die kWh normiertes und skaliertes Bewertungssystem mit Gewichtung und dimensionsloser Skalierung zwischen -1 und 1 entwickelt. Die Ergebnisse hieraus werden in dem Bilanzindikator vermiedene Umweltauswirkungen in Prozent dargestellt.

Ergebnisse

Die Nahwärmeversorgungsvarianten aus erneuerbaren Energieträgern liegen im Vergleich nahe zusammen. Hierbei hat der Erdwärmespeicher und das Wärmenetz bei dem großen Versorgungsnetz Speichersdorf einen Einfluss von 3,5 bis 13 % der Umweltauswirkungen. Bei dem kleinen Nahwärmenetz Mitterteich beträgt der Anteil der Umweltauswirkungen für das Wärmenetz nur 1,58 %. Die Nahwärmeversorgung auf Basis Biomasse, Biogas und fossiler Spitzenlast mit vermiedenen Umweltauswirkungen von 95,92 %, schneidet aufgrund des derzeit noch hohen kumulierten Energieaufwands für Solarthermie und Erdwärmespeicher mit 86,63 % sowie für die Geothermieanlage mit 86,75 %, leicht besser ab. Durch die weiter zunehmende Stromproduktion aus erneuerbarer Energien, der Rohstoffverknappung und dem Brennstoffpreisanstieg kehrt sich dieses Bild in naher Zukunft jedoch um.

Der entwickelte Nachhaltigkeitsindex auf Basis eines Nachhaltigkeitsbewertungssystems, dient als Planungshilfe zur Bewertung von Nahwärmeversorgungsvarianten und Projekten sowie als Instrument für die Erstellung von Energie- und Klimaschutzkonzepten. Weiterhin können die einzelnen Indikatoren in Relation zu verschiedenen Bezugsgrößen wie einer anderen Region, der Bundesrepublik oder verschiedenen Ländern gesetzt werden. Der Nachhaltigkeitsindex kann für Dienstleistungen, Produkte, Liegenschaften u. a. modifiziert und angewendet werden und dient als transparente Entscheidungshilfe und Werkzeug um komplexe Zusammenhänge zusammengefasst darzustellen.

1.3.4 Einfluss von Nodal Pricing in Deutschland auf Deckungsbeiträge von Gaskraftwerken und Power-to-Gas

Moritz NOBIS[1], Andreas BLANK[1], Armin SCHNETTLER[1]

Motivation und Zielsetzung

Vor dem Hintergrund des verzögerten Netzausbaus und der damit einhergehenden steigenden Anzahl von Redispatcheingriffen [1], sowie steigender Deckungslücken konventioneller Erzeuger [2], steht die Ausgestaltung des derzeitigen Marktdesigns unter Druck. Die Berücksichtigung von Netzrestriktionen innerhalb eines Marktgebiets zur optimalen Allokation von Kraftwerksleistung, analog dem Nodal Pricing (NP) im US-PJM, ist daher ein energiewirtschaftlich vieldiskutierter Ansatz in Europa. Gleichwohl sind Wohlfahrtsverluste durch eine Umstellung des Marktes auf lokalere oder gar knotenscharfe Preise durch Liquiditätsminderung und verringerte Markteffizienz möglich [3]. Das Ziel dieses Papiers ist es den Einfluss der Berücksichtigung von Netzrestriktionen in der Markträumung auf den Kraftwerkseinsatz zu bestimmen. Dabei stehen Implikationen für Gaskraftwerkte in Süddeutschland und Power-to-Gas Aggregate in Norddeutschland für ein Szenario in 2025 exemplarisch im Fokus.

Mehrstufige Marktsimulation

Das Simulationsmodell ist formuliert als ein mathematisches Optimierungsproblem zur Berechnung des kostenminimalen, stündlichen Kraftwerkseinsatzes zentraler Kraftwerke und Speicher in Europa unter der Nebenbedingung, dass das Stromnetz unterhalb seiner thermischen Belastbarkeit n-1-sicher betrieben wird. Zur Reduktion der mathematischen Komplexität wird ein mehrstufiges Verfahren angewandt. In der ersten Stufe wird ein lineares Transportmodell genutzt, um die Stromimporte und -exporte der einzelnen Marktgebiete zu bestimmen. Dazu werden Leitungsrestriktionen innerhalb der Zonen vernachlässigt und Interkonnektoren gebündelt über einen NTC-Ansatz modelliert. Die internationalen Handelsflüsse werden fixiert, sodass die zweite Stufe die Interaktion mit Anrainern über reale Kuppelleitungen mittels Auslandshubs vereinfacht darstellt. Der kostenminimale Kraftwerkseinsatz wird mithilfe linearer Programmierung ermittelt. Der Einfluss des Kraftwerkseinsatzes auf die Leistungsflüsse (auf allen Leitungen) im 380/220 kV Übertragungsnetz, sowie im 110 kV Verteilnetz, wird über Power Transfer Distribution Factors (PTDF) abgebildet. Die Knotenpreise können dabei durch die dualen Variablen der Lastdeckungsnebenbedingung, sowie die dualen Variablen der Leitungsnebenbedingungen und den auf diese wirkenden PTDFs bestimmt werden.

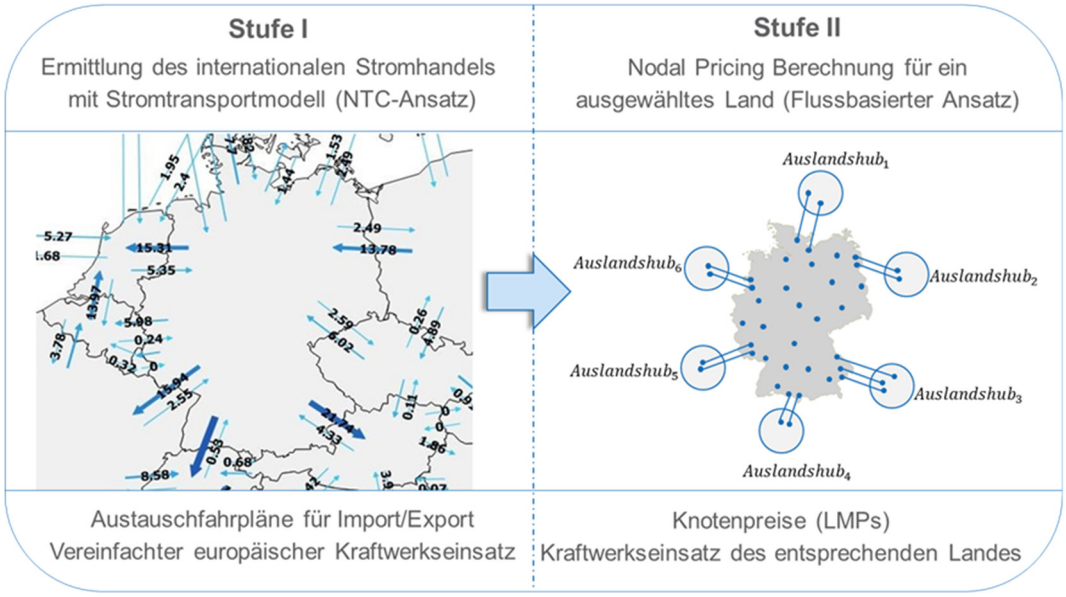


Abbildung 1: Ablauf des zweistufigen Optimierungsmodells

[1] RWTH Aachen, Institut für Hochspannungstechnik, Schinkelstraße 2, 52062 Aachen,
Tel.: +49 241 80 93040, Fax: +49 241 80 92135, nobis@ifht.rwth-aachen.de, www.ifht.rwth-aachen.de

Erwartete Ergebnisse

Das Simulationsmodell wird im Rahmen der Langfassung detailliert erläutert und die Funktionalität, sowie die Ergebnisse des Modells anhand eines exemplarischen Szenariorahmens vorgestellt. Grundlage stellt hierbei das Szenario B1 2025 des genehmigten Szenariorahmens des Netzentwicklungsplans 2025 dar [4]. Für den Netzausbauzustand wurde ein verzögerter Ausbau *(Es werden lediglich EnLAG-Vorhaben und BBP-Maßnahmen berücksichtigt. Aufgrund sich aktuell abzeichnender Entwicklungen, wird eine Bauverzögerung von 2 Jahren angenommen)* bis 2025 angenommen. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass es ohne NP einen hohen Bedarf für Redispatch gibt. Unter Berücksichtigung von NP führen diese Leitungsrestriktionen in der Simulation zu teilweise signifikanten Preisunterschieden zwischen den Netzknoten. Durch die hohe installierte Leistung erneuerbarer Energien sind im Norden Deutschlands, durch einen Übertragungsengpass in Nord-Süd Richtung, die niedrigsten Knotenpreise zu verzeichnen. Eine exemplarische Wirtschaftlichkeitsberechnung für das gewählte Szenario hat gezeigt, dass der Einsatz von Power-to-Gas(-to-Power) Anlagen im Norden, auch bei Nodal Pricing, noch keine betriebswirtschaftlichen Potentiale aufweist. Dahingegen führt der nodale Ansatz in Süddeutschland zu höheren Deckungsbeiträgen von Gaskraftwerken.

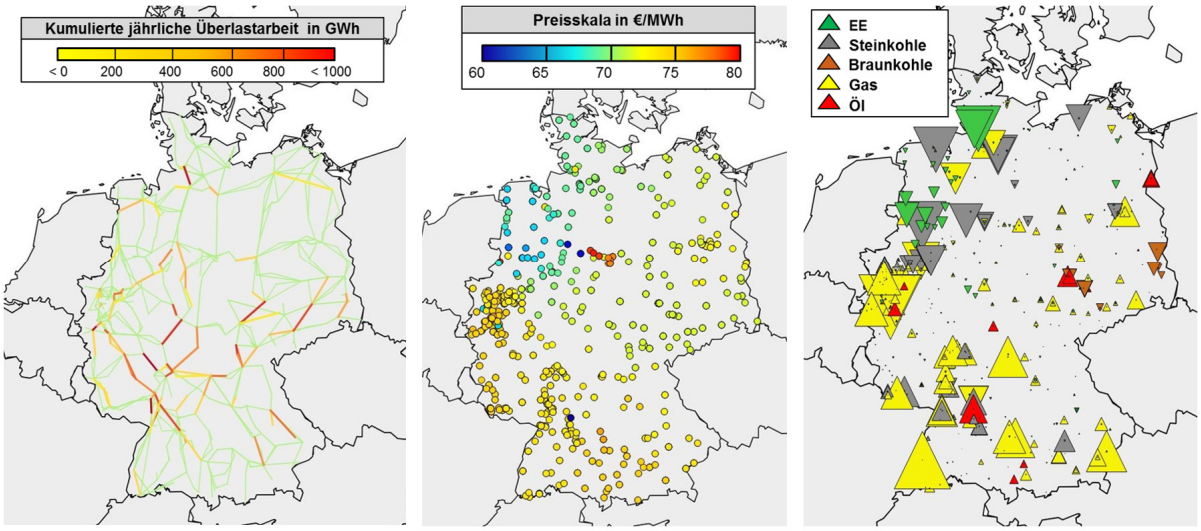


Abbildung 2: Überlastungen im Transportnetz (links), mittlere Knotenpreise zu Peakstunden (mittig), veränderter Kraftwerkseinsatz durch Berücksichtigung von Engpässen auf Leitungen (rechts)

Literatur

[1] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, „Monitoringbericht 2017," Bonn, 13.12.2017.

[2] P. Graichen, „Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt? – Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland," Berlin, 01.03.2013.

[3] Consentec GmbH, „Economic efficiency analysisof introducing smaller bidding zones," Aachen, 13.01.2015.

[4] Bundesnetzagentur, „Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung," Bonn, 19.12.2014.

1.4 ERNEUERBARE ENERGIE UND SPEICHERUNG (PLENUM P4)

1.4.1 Big Solar Graz – Wenn der Sommer dem Winter einheizt

Martin GRAF[1]

Inhalt

„Die Wärme des Sommers für den Winter speichern“. Das ist der Grundsatz eines gewaltigen Solarthermie-Projektes, mit dem die Energie Steiermark Wärme GmbH gemeinsam mit einem dänischen Investor vor den Toren der Stadt Graz ein neues Zeitalter der Wärmeversorgung einläuten möchte.

Graz ist schon seit mehr als einem Jahrzehnt Vorreiter in Sachen „Solarthermie in der Fernwärme“ – zumindest in Mitteleuropa. Wärme aus 13.000 m² Kollektorfläche trägt schon heute zur Aufbringung zur Fernwärme bei –allerdings erzeugt man mit dieser Fläche nur 0,5 Prozent des Gesamtbedarfs von Graz. Und das noch dazu hauptsächlich in den Sommermonaten.

Dass das mehr werden kann, hat man in Dänemark gelernt, wo derzeit eine Erfolgsgeschichte in Bezug auf solare Fernwärme geschrieben wird. Dort werden Projekte umgesetzt, wo Großflächen-Kollektoren mit Gesamtflächen von bis zu 150.000 m² und riesige Erdbeckenspeicher - die als saisonale Speicher die Sommerwärme in den Herbst und Winter transferieren - errichtet werden. Das sind lautstarke Aufbruchssignale in Richtung Energieautarkie und CO_2-freier Wärmeerzeugung.

Die Inspirationen aus Dänemark ließen die Planungen für das Projekt BIG SOLAR GRAZ gedeihen. Nach dem Motto: Wenn sich Projekte dieser Art im vergleichsweise sonnenarmen Dänemark rentiert, warum sollte es im weit südlicheren Graz nicht auch wirtschaftlich funktionieren? Die Suche nach Alternativen für die in Bedrängnis geratene Kraft-Wärme-Kopplung war massiv herausfordernd und es war klar, dass auch unkonventionelle Lösungen zugelassen werden müssen.

Eine 2016 veröffentlichte Machbarkeitsstudie bestätigte, dass BIG SOLAR GRAZ technisch jedenfalls umsetzbar wäre und etwa 20 % des gesamten Fernwärmebedarfs in Graz durch Solarenergie gedeckt werden könnte. Für die jährliche Wärmeerzeugung von 230 GWh benötigt man 450.000 m² Kollektorfläche und einen 1,8 Millionen Kubikmeter Wasser fassenden Erdbeckenspeicher.

Trotz großer Zustimmung vieler Stakeholder zu diesem Projekt – auch und gerade aus dem Bereich der Umweltorganisationen, die diesen Ansatz als europaweit beispielhaften Modellfall sehen, gestaltet sich die Sicherung der notwendigen Grundstücke als sehr herausfordernd.

Die endgültige Entscheidung über die Umsetzung des Projekts wird 2018 erwartet, mit einer Fertigstellung ist frühestens 2020 zu rechnen.

[1] Energie Steiermark AG, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz, Tel.: +43 316 9000-5921, martin.graf@e-steiermark.com, www.e-steiermark.com

1.4.2 Bedeutung der Wasserkraft für die globale Energiezukunft

Gerald ZENZ[1], Franz Georg PIKL[1], Wolfgang RICHTER[1]

Einleitung

Die Nutzung der Wasserkraft hat sehr viele Vorteile für sich zu verbuchen und ist eine nachhaltige Form der Sonnenergie mit hoher Energiedichte, sodass Kraftwerksanlagen sehr kompakt errichtet werden können. Wasserkraft ist einerseits eine bewährte Technologie mit hoher Zuverlässigkeit, erlaubt eine effiziente Speicherung von Energie und kann dies andererseits unter geringen Betriebs- und Erhaltungskosten leisten. Darüber hinaus sind Hochdruckwasserkraftanlagen für die Energiebereitstellung sehr flexibel und rasch verfügbar und somit ein wichtiges Instrument für die Regulierung variabler Beiträge aus anderen erneuerbaren Quellen, wie z.B. Wind und Photovoltaik. Wasserkraftanlagen erfüllen darüber hinaus sehr oft auch noch Mehrzweckaufgaben, wie unter anderem zum Hochwasserschutz, zur Trinkwasserversorgung, zur Bewässerung, zur Schifffahrt und für den Tourismus.

Wasserkraft ist seit jeher die wirtschaftliche Art Energie aus erneuerbarer Quelle zu nutzen, ist verbunden mit Nachhaltigkeit und einem positiven Beitrag für die subsidiäre Versorgungssicherheit. Allerdings erfordert der weitere Ausbau der Wasserkraft klare gesetzliche Vorgaben in Hinblick auf deren Eigenfinanzierung unter Berücksichtigung der Förderungssysteme anderer Energieträger. Den, mit dem Ausbau der Wasserkraft einhergehenden Auswirkungen auf die Umwelt wird durch ökologische Ausgleichsmaßnahmen unter Berücksichtigung des gesamten Flusseinzugsgebietes Rechnung getragen. Umsichtig ausgeführte, repräsentative Beispiele, wissenschaftlich dokumentiert durch Monitoring aus unmittelbarer Vergangenheit geben davon Zeugnis. Darüber hinaus ist es auch so, dass die Wasserkraftnutzung einen sehr hohen Grad der Zustimmung aus der Bevölkerung – insbesondere der in unmittelbarer Nachbarschaft zu bestehenden Anlagen wohnenden – genießt. Diese Aspekte spielen eine große Rolle in industrialisierten Ländern und tragen zur ökologischen Aufwertung bei.

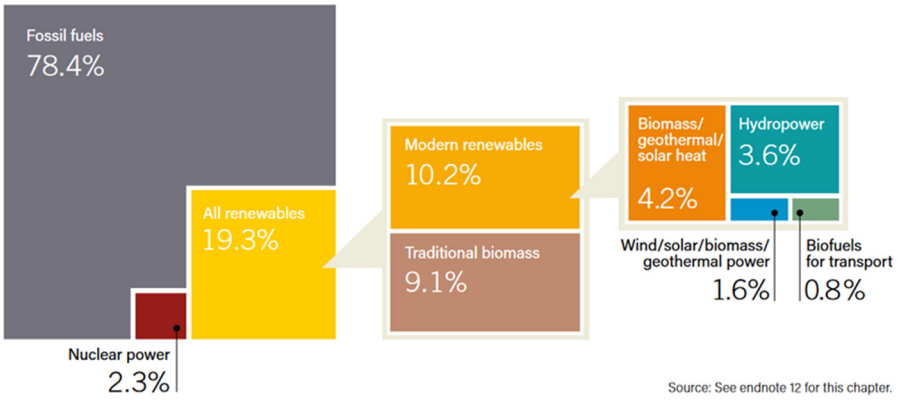


Abbildung 1: REN21 – Global Status Report 2017 – Globaler Primärenergieverbrauch

Die globale Situation der Energiebereitstellung zeigt ganz klar die Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen für Wärme, Industrie, Verkehr und elektrischer Energie. An dieser Gesamtenergiebereitstellung für unser Wirtschaften haben erneuerbare Quellen etwa 20 % Anteil und dabei die Wasserkraft einen Anteil von etwa 4 %. Obschon diese zusammenfassende Darstellung nur einen geringen Anteil der Wasserkraft zugesteht, hat diese wegen des noch vorhandenen Potentials, ihrer Nachhaltigkeit, ihres hochflexiblen Einsatzbereichs und der Möglichkeit in Pumpspeicherkraftwerken elektrische Energie großtechnisch, effizient speichern zu können eine sehr gewichtige Rolle in der weiter fortschreitenden Elektrifizierung.

Wasserkraftpotentiale weltweit

Aus Vergleichen des regionalen Niederschlages mit den Potentialdifferenzen und dem vorhandenen Ausbaugrad sind Studien über das theoretisch mögliche mit dem praktisch umsetzbaren Wasserkraftausbau entwickelt.

[1] Technische Universität Graz, Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft, 8010 Graz, Stremayrgasse 10/II, Tel.: +43 316 873-{8360|6268|8352}, {gerald.zenz|franz.pikl|wolfgang.richter}@tugraz.at, www.hydro.tugraz.at

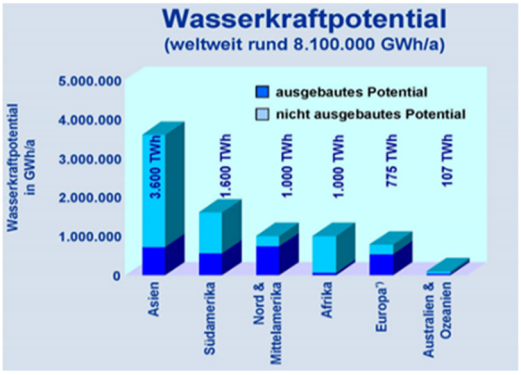


Abbildung 2: HydroPower and Dams World Atlas

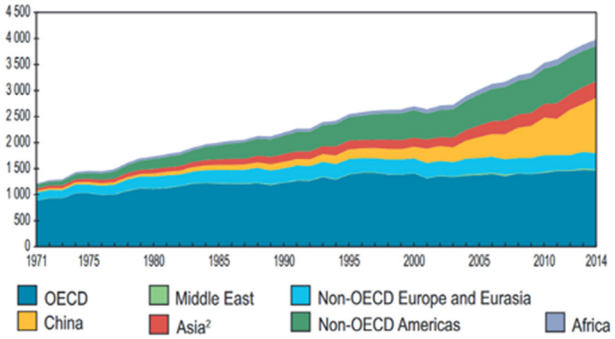


Abbildung 3: Jahresproduktion in [TWh]

Durch diese Auswertung erkennt man, dass erst etwa 1/3 des Wasserkraftpotentials ausgebaut ist und noch eine hohes zukünftiges Potential in Asien (80 %), Südamerika (74 %) und Afrika (90 %) für Energie aus der erneuerbarer Quelle Wasserkraft besteht. Mit weiteren etwa 8000 TWh/a kann der Wasserkraftausbau wesentlich für die CO_2-reduzierte Energiebereitstellung beitragen. In EU-28 ist, zum Vergleich, der elektrische Energieverbrauch bei etwa 3000 TWh/a. Zusätzlich tragen diese Anlagen auch zur Entwicklung einer Basisinfrastruktur in den Regionen bei.

Zukünftige Entwicklung

Die Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemission sind direkt mit der Forderung zum nachhaltigen Wirtschaften gekoppelt. Eine Kreislaufwirtschaft bei signifikanter Reduktion der fossilen Rohstoffe zusammen mit der Anpassung des exzessiven, kapitalistischen Wirtschaftens auf Kosten der Umwelt ist eher früher als später durch politische Rahmenbedingungen zu ermöglichen. Einen wesentlichen Beitrag dazu wird sicher die nachhaltige Nutzung von Sonnenergie leisten. Die Wasserkraft ist darunter das bewährte Konzept der Sonnenenergienutzung mit großem Potential für eine gesicherte Energiezukunft. Zur technischen, ökologischen und soziökonomischen Weiterentwicklung der Wasserkrafttechnologie sind Forschungsanstrengungen zur Erfüllung zukünftiger Anforderungen erforderlich.

Literatur

[1] International Energy Agency; Technology Roadmap – Hydropower; 2012; www.iea.org.

[2] International Energy Agency; Key World Energy Statistics; 2017; Web Page http://www.iea.org/statistics/ ; visited 30. January 2018.

[3] Hydro Power and Dams; World Atlas and Industry Guide; Aqua-Media International Ltd; PO Box 285; Wallington, Surrey, SM6 6AN, U.K.

[4] REN21; Renewables 2017 - Global Status Report (Paris – REN21 Secretariat); ISBN 978-3-9818107-6-9.

1.4.3 Die Bedeutung des Stromverbrauchs für die Energiewende – Die Rolle von Effizienz und Flexibilität

Florian ESS[1], Marco WÜNSCH[1], Inka ZIEGENHAGEN[1]

Inhalt

Bei Anstrebung der langfristigen Klimaziele in Deutschland muss insbesondere die Energiewirtschaft einem umfassenden Beitrag leisten. Das zukünftige Stromsystem ist dann von hohen Anteilen erneuerbarer Energien und einer zu großen Teilen dekarbonisierten Stromerzeugung gekennzeichnet. Gleichzeitig stellt die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors eine zentrale Option zur Reduktion der CO_2-Emissionen dar. Dadurch ist ein Anstieg des Stromverbrauchs zu erwarten. Neben flexiblen Kraftwerkskapazitäten und Stromspeichern kann jedoch insbesondere der Stromverbrauch einen Beitrag in einem zukünftigen Stromsystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Stromerzeugung leisten. Dabei sind zwei Optionen von Bedeutung: Einerseits kann durch verstärkte Effizienz der Stromverbrauch, insbesondere auch zu Spitzenlastzeiten, gesenkt werden. Andererseits können (neue) Stromverbraucher flexibel eingesetzt werden und damit das Stromsystem entlasten. Dabei stellt sich die Frage, welche Stromverbraucher für diese beiden Optionen grundsätzlich in Frage kommen, welcher Beitrag durch verstärkte Effizienz und die Flexibilisierung des Stromverbrauchs insgesamt geleistet werden kann und welche Maßnahmen für eine solche Entwicklung notwendig sind.

Methodik

In den hier durchgeführten Analysen wird die Entwicklung des Energie- und Stromsystems in Deutschland unter Anstrebung der langfristigen Klimaziele (-80 % bis -95 % an Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 im Vergleich zu 1990) dargestellt. Die Entwicklung des Stromverbrauchs wird dabei im Rahmen einer Bottom-up-Modellierung der Energienachfragesektoren berechnet. Für den Stromverbrauch wird eine Fallunterscheidung durchgeführt: Stromverbraucher werden in (1) klassische Stromverbraucher mit inflexibler Nachfrage und (2) flexible Stromverbraucher unterschieden.

(1) Für die klassischen Stromverbraucher wird im Rahmen der Energienachfragemodellierung die jährliche Stromnachfrage pro Anwendung (z.B. für Beleuchtung, Prozesswärme, Raumwärme, etc.) ermittelt und es wird unter Verwendung anwendungsspezifischer Lastprofile der Effekt auf das Gesamtlastprofil modelliert. Die Stromnachfrage dieser Verbraucher wird dabei als inflexibel modelliert. Bei verstärkter Energieeffizienz wird jedoch der jährliche Stromverbrauch in den Anwendungen gesenkt, wodurch das Gesamtlastprofil und die Spitzenlast im Stromsystem reduziert wird.

(2) Für flexible Stromverbraucher ergibt sich der jährliche Stromverbrauch ebenfalls aus der Modellierung der Energienachfrage. Die zeitliche Struktur der flexiblen Stromverbraucher wird modelliert, indem sich die stündliche Stromnachfrage auf Basis von Strompreissignalen verändert. Unter Berücksichtigung der wesentlichen Parameter und Restriktionen der Flexibilität dieser Stromverbraucher (z.B. Wärmelastprofile, Nutzungsprofile für Elektrofahrzeuge, Batteriespeicherkapazität) wird ein flexibler Einsatz modelliert. Damit resultiert ein systemdienlicher Verlauf der Stromnachfrage.

Durch einen Vergleich der Ergebnisse mit einer Referenzentwicklung (mit geringer Stromeffizienz und geringer Flexibilität des Stromverbrauchs) kann die Bedeutung von Effizienz und der Flexibilisierung des Stromverbrauchs quantifiziert werden. Als zentrale Vergleichsgrößen werden dabei die Entwicklung des Gesamtlastprofils des Stromverbrauchs und der Residuallast (Stromverbrauch minus Einspeisung erneuerbarer Energien) verwendet. Wenn die Extremwerte der Verbraucherlast (Maximum bzw. Spitzenlast) und der Residuallast (Minimum, Maximum) sowie die Summe der negativen bzw. positiven Werte der Residuallast reduziert werden können, wird die Integration des Stromsystems unterstützt und gleichzeitig die CO_2-Intensität der Stromerzeugung reduziert.

[1] Prognos AG, St. Alban-Vorstadt 24 in 4052 Basel & Goethestraße 85 in 10623 Berlin, Tel.: +41 61 3273-361, florian.ess@prognos.com, www.prognos.com

Ergebnisse

Durch den im Zeitverlauf sinkenden Stromverbrauch und die Flexibilisierung der (neuen) Stromverbraucher kann die Energiewende im Stromsektor wesentlich unterstützt werden. Durch verstärkte Stromeffizienz sinkt die Spitzenlast (für den inflexiblen Stromverbrauch) in Deutschland in dem betrachteten Szenario von knapp 90 GW auf etwas mehr als 70 GW. Gleichzeitig sorgt die Flexibilisierung des Stromverbrauchs für eine Entlastung des Stromverbrauchs zu Spitzenlastzeiten. Dadurch sinkt die Residuallast im Vergleich zu einer Entwicklung mit geringer Stromeffizienz und wenig Flexibilität im Stromverbrauch deutlich, wodurch die notwendige verfügbare Leistung und Erzeugung aus flexiblen (konventionellen) Kraftwerkskapazitäten reduziert werden kann. Zudem können flexible Stromnachfrager dazu beitragen, in Stunden hoher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (z.B. bei hoher Erzeugung aus Windkraftanlagen) CO_2-freie Stromerzeugung zu integrieren.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine langfristige Reduktion des Stromverbrauchs nur durch die konsequente Umsetzung von Effizienzmaßnahmen realisierbar ist. Insbesondere zusätzliche Effizienzmaßnahmen in Anwendungen mit hohen Anteilen an der Spitzenlast (z.B. Beleuchtung, IKT, Raumwärme) können die Erreichung der Klimaziele im Stromsektor unterstützen. Gleichzeitig sind Maßnahmen zur Flexibilisierung des Stromverbrauchs, vor allem bei einer umfassenden Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors, von hoher Bedeutung. Die Digitalisierung und eine intelligente Steuerung des Stromverbrauchs kann dabei einen wesentlichen Beitrag leisten.

1.4.4 Elektrochemische Energiespeicherung – Zur Zukunft von Li- und Na-Batterien

Martin WILKENING[1]

Inhalt

Das Verbrennen billiger, fossiler Brennstoffe erzeugt in vielen Industriestädten hohe Feinstaubwerte und trägt maßgeblich zum NO_x-Ausstoß und CO_2-Emissionenen bei. Alternative Möglichkeiten der Energiekonversion für die mobile und stationäre Stromversorgung müssen dringend weiterentwickelt werden. Die Speicherung elektrischer Energie, z.B. aus Windparks, Wasserkraftwerken und Photovoltaikanlagen, kann mittelfristig durch sichere und leistungsfähige elektrochemische Energiespeicher erfolgen. Die Einführung „emissionsfreier" Neufahrzeuge soll ebenfalls die Probleme lösen; immerhin werden 23 % der CO_2-Emissionen durch den Personen- und Gütertransport verursacht [1]. Ob die zurzeit diskutierten Fahrzeuge im Hinblick auf Produktion und Lebensdauer tatsächlich eine „grüne Bilanz" aufweisen, ist zumindest diskussionswürdig. Auf deutschen Straßen sind beispielsweise um die 40 Millionen PKW unterwegs, aber nur 0,07 % davon sind Elektroautos. Lithiumbatterien sind, z.B. neben Brennstoffzellen, eine der praktikablen Speichermöglichkeiten.

In den meisten Fällen sind Elektroautos mit Li-Batterien, die fast ausschließlich in Asien gefertigt werden, aber noch zu teuer. Zudem birgt die mittlerweile konventionelle Li-Ionenbatterie ein Risiko: die verwendeten flüssigen, aprotischen Elektrolyte sind entflammbar. Unsachgemäße Handhabung oder Herstellungsfehler, wie der Multimilliarden-Dollarverlust des Handy-Herstellers Samsung zeigt, können die Zellen ungewollt und irreversibel schädigen. Dies ist dramatisch für Mobiltelefone aber wesentlich dramatischer für hochskalierte Systeme in Fahrzeugen oder in stationären Speichern. Festkörperbatterien mit keramischen Elektrolyten stellen eine vielversprechende Lösung dar (Abb. 1).

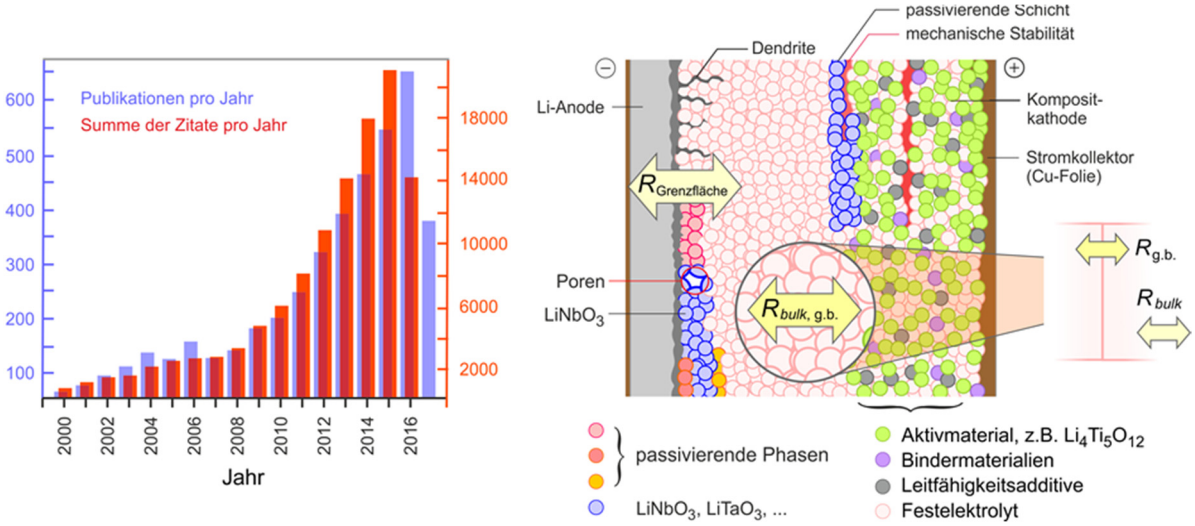


Abbildung 1: a) Anzahl der Publikationen und Zitate, die sich dem Thema „Keramische Festkörperbatterien" widmen (Web of Science (Reuters), Suchbegriff: all-solid-state-batteries, Stand: 10. August 2017).
b) Schematische Darstellung einer Festkörperbatterie mit Li-Anode und keramischem Elektrolyten, siehe [2].

Die EU sieht mittlerweile deutlichen Handlungsbedarf, neue Generationen von Batterien zu fördern und Programme zur Etablierung von europäischen Batterieproduktionsstätten zu konzipieren, um dem deutlichen Technologievorsprung in Asien nachzukommen. In diesen Konzepten spielen sowohl erweiterte ‚klassische' Li-Ionenbatterien eine Rolle (Generationen 1 und 2), z.B. mit neuen hochleistungsfähigeren Kathoden- und Anodenmaterialien (Generation 3), als auch Festkörperbatterien (Generation 4, siehe Abb. 1b) und Metall-Sauerstoff-Systeme (Generation 5).

[1] Technische Universität Graz, Institut für Chemische Technologie von Materialien / Christian Doppler Labor für Lithiumbatterien, Stremayrgasse 9, 8010 Graz, wilkening@tugraz.at, www.lithium.tugraz.at, www.ictm.tugraz.at

Im Bereich stationärer Speicher könnten Na-basierte Systeme eine Vorreiterrolle einnehmen. Auch Na-Festkörperbatterien gehören derzeit zu den hochaktuellen Forschungsthemen. Dabei sind natürlich auch Fragen zur Rohstoffverfügbarkeit und der Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge von zentraler Bedeutung.

Unabhängig von diesen Bemühungen oder Modetrends sind kristalline, nanokristalline oder amorphe Ionenleiter ein beständiges Studienobjekt der physikalisch-chemischen Grundlagenforschung, wenn es um die Charakterisierung des Ionentransportes auf unterschiedlichen Längenskalen geht. Fragen nach den Formen der zugrundeliegenden Bewegungskorrelationsfunktion, den elementaren Selbstdiffusionsmechanismen oder der Präsenz von unabhängigen oder korrelierten Bewegungen sind von zentraler Bedeutung [2].

Geeignete Festkörperelektrolyte müssen folgende Anforderungen erfüllen, um in der Praxis mit ihren flüssigen Analoga konkurrieren zu können:

- sehr hohe ionische Leitfähigkeit, > 10^{-3} S/cm bei z.B. Raumtemperatur, schwache Temperaturabhängigkeit, um einen nahezu ungehinderten Ionentransport zu gewährleisten; geringe Grenzflächen- und Durchtrittswiderstände
- elektronisch isolierend, d.h. die ionische Überführungszahl t_{ion} ist praktisch eins. Es bilden sich keine Li-Gradienten und somit keine Überspannungen aus
- elektrochemisch stabil über einen großen Potentialbereich, z.B. bis zu 5 V; Stabilität gegenüber metallischem Li, falls Li-Anoden anstelle von Insertionsmaterialien wieder zum Einsatz kommen sollen
- flexibel und kostengünstig herstellbar, z.B. auch in Form von Hybridmaterialien
- nicht toxisch, Verwendung von Elementen mit hoher natürlicher Häufigkeit, z.B. Na, Fe

Noch immer wird fieberhaft nach passenden Kandidaten zur Entwicklung von *all-solid-state batteries* gesucht. Schnelle Ionenleiter sind für alle Festkörperbatterien die Hauptvoraussetzung ihrer Realisierung. Oxidische Materialien, wie z.B. Li-Granate [3], oder Sulfide [4] mit geringerer Härte sind attraktive chemische Verbindungen. Im Vortrag werden auf zukünftige Materialentwicklungen und Trends zur Realisierung der nächsten Generation von Li- und Na-basierten Batterien eingegangen.

Referenzen

[1] F. Creutzig, P. Jochem, O. Y. Edelenbosch, L. Mattauch, D. P. van Vuuren, D. McCollum, and J. Minx, Science 350 (2015) 911.

[2] M. Uitz, V. Epp, P. Bottke, M. Wilkening, J. Electroceram. 38 (2017) 142.

[3] B Stanje, D. Rettenwander, S. Breuer, M. Uitz, S. Berendts, M. Lerch, R. Uecker, G. Redham-mer, I. Hanzu, M. Wilkening, Ann. Phys. 529 (2017) 1700140.

[4] V. Epp, O. Gün, H.-J. Deiseroth, M. Wilkening, J. Phys. Chem. Lett., 4 (2013) 2118.

2 STREAM A: ENERGIESTRATEGIEN

2.1 ZUKUNFTSSTRATEGIEN (SESSION A1)

2.1.1 Energiewende in der Schweiz und ihre Auswirkungen auf die Gesellschaftsform der Genossenschaft

Nadja GERMANN[1]

Inhalt

Der Beitrag beschreibt die wichtigsten Elemente der Energiestrategie 2050 des Bundes sowie einige der bereits sichtbaren Auswirkungen, welche die Energiewende in der Schweiz bislang hervorgebracht hat, wie z.B. die zunehmende Dezentralisierung der Energieproduktion. Während die Rechtsform der Genossenschaft bei den bestehenden Energieversorgungsunternehmen eher spärlich vertreten ist, wird im vorliegenden Papier analysiert, ob und wenn ja, welche Auswirkungen die ersten Ergebnisse der Energiewende in der Schweiz auf die Entwicklung der Gesellschaftsform der Genossenschaft haben und was für die Zukunft prognostiziert werden kann. Die Analyse erfolgt unter Berücksichtigung der Kernelemente der Genossenschaften, der sogenannten „DNA der Genossenschaften“ [1] und der Tendenz der Generationen Y und Z, zahlreiche Güter zu teilen (Stichwort: Sharing-Economy) [2].

Methodik

Mittels Desk Research und einzelner qualitativer Experteninterviews, wird die Entwicklung der Energiegenossenschaften in der Schweiz, besonders seit Beginn der Energiewende im Jahr 2011, kurz dargestellt. Diese Entwicklung wird in Bezug gesetzt zu verschiedenen Massnahmen, welche, im Hinblick auf die Energiestrategie 2050 des Bundes durch Bund, Kantone und Gemeinden zur Förderung der Energiewende ergriffen wurden und deren erste Auswirkungen bereits sichtbar sind. Besonderes Augenmerk wird auf die Auswirkung dieser Massnahmen auf die Gesellschaftsform der Genossenschaften gelegt. Die Ergebnisse werden verknüpft mit ersten Ergebnissen einer Studie zur Analyse der Generationen Y und Z in Bezug auf Genossenschaften, welche mit derselben Methodik erarbeitet wird.

Ergebnisse

Formelle und informelle Energiegenossenschaften nehmen zu. Die dezentrale Energieproduktion, der Wunsch zahlreicher Bürgerinnen und Bürger, einen Beitrag an die Energiewende zu leisten und der Trend, insbesondere auch der Generationen Y und Z, zahlreiche Güter zu teilen (Stichwort: Sharing-Economy), tragen dazu bei, dass die Genossenschaft – sei dies, als formelle Gesellschaftsform oder informell, entsprechend der DNA einer Genossenschaft, aber ohne deren formelle Rechtsform - im Bereich der Energieversorgung Aufschwung erhält. Trotz eines Abflauens der Anzahl neu gegründeter formeller Energiegenossenschaften in der Schweiz in den letzten drei Jahren, kann davon ausgegangen werden, dass die Zahl der formellen und der informellen Genossenschaften unter der Ägide der Energiestrategie 2050 des Bundes weiter zunehmen wird. Es wird Aufgabe der weiteren Forschung sein, die informellen Genossenschaften als solche zu erkennen und die Grundlagen für den passenden und notwendigen rechtlichen Rahmen zu erarbeiten.

Quellen

[1] Taisch, F., Jungmeister, A., & Fabrizio, N. (ab 2014). versch. Publikationen und Präsentationen des Instituts f. Unternehmensführung IFU I BLI Universität Luzern zur DNA d. Genossenschaften. Luzern.

[2] Amstutz, C., & Germann, N. (2017-2018 (Arbeitspapier)). Genossenschaften und die Generationen Y und Z. Luzern: IFU I BLI Universität Luzern.

[1] Universität Luzern, Institut für Unternehmensrecht, Frohburgstrasse 3, 6002 Luzern,
Tel.: +41 79 640 49 13, Fax: +41 41 229 53 35, nadja.germann@unilu.ch, www.unilu.ch

2.1.2 Quantifizierung von Zukunftsszenarien im Rahmen der Strategiefindung eines EVUs

Ivo SCHILLIG[1]

Inhalt

Die Energiewirtschaft steht vor großen Herausforderungen. Bestehende Geschäftsmodelle sind in Frage gestellt. Energiedienstleistungen und Digitalisierung bieten neue Marktchancen. Gleichzeitig ist Wahrung der gewohnten Versorgungssicherheit die bestehende Versorgung zu gewährleisten und es sind Beiträge an ökologische Zielsetzungen zu leisten. Die Situation in der Schweiz ist durch die Teilmarktliberalisierung und die offenen bilateralen Verträge mit der EU noch zusätzlich herausfordernd.

Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) beschreibt in seinen „Energiewelten“ vier mögliche, weit auseinanderliegende Energiewelten als Zukunftsszenarien für das Jahr 2035.

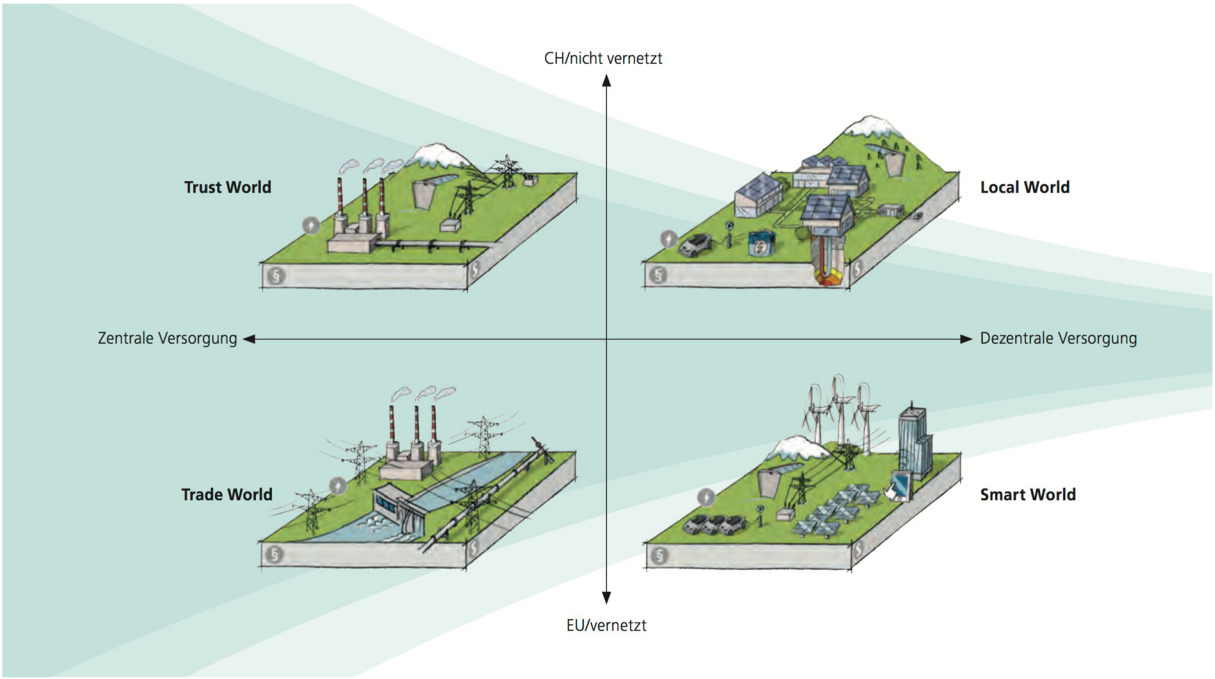


Abbildung 1: Energiewelten [1]

Basierend auf den Energiewelten bietet der Verband den Energieversorgungsunternehmen (EVU) die Möglichkeit, eine subjektive aktuelle Gesamtsicht sowie eine Beurteilung der eigenen Position als EVU vorzunehmen. Weiter kann eine Abschätzung der Gesamtentwicklung sowie der Entwicklung des eigenen Unternehmens für das Jahr 2035 vorgenommen werden.

Im Rahmen der Strategiearbeit eines EVUs generiert eine derartige Auseinandersetzung Voraussetzungen für anstehende Entscheidungen und leistet einen Beitrag zur Klärung der eigenen Position für heute und in Zukunft.

Zusätzlich zu den qualitativen Überlegungen unterstützen quantitative Aussagen den Strategieprozess. Die vorstellbaren Entwicklungen sollen bezüglich der Gewinnentwicklung beurteilbar werden. Dabei ist die konkrete unterschiedliche Ertragsmechanik der heutigen Geschäftsfelder zu berücksichtigen.

Das Modell errechnet die Gesamtgewinnentwicklung sowie die Gewinnentwicklung der zugrundeliegenden unterschiedlichen Ertragsmechaniken.

[1] Stiftung Alpines Energieforschungscenter AlpEnForCe, c/o Benediktinerkloster Disentis, Via Claustra 1, 7180 Disentis/Mustér, Tel.: +41 81 947 40 60, ivo.schillig@alpenforce.ch, www.alpenforce.ch

Methode

Das Modell basiert auf den bestehenden, nach unterschiedlichen Ertragsmechaniken gegliederten Ist-Rechnungen der letzten drei Jahre. In Abhängigkeit von den gewählten Entwicklungsabsichten des EVUs werden auf Jahresbasis bis zum Jahr 2035 Bilanz und Erfolgsrechnung gerechnet.

Die vom VSE vorgegebenen Treiber für die Umwelt respektive für das EVU werden hinsichtlich ihres Einflusses auf die Ertrags- und Kostenentwicklung quantifiziert und in das Modell eingerechnet.

Die Gewinnentwicklungen werden im Jahresvergleich bis 2035 dargestellt.

Ergebnisse

Das Modell setzt auf einer qualitativen Aussage bezüglich zukünftiger Umwelt und beabsichtigter Positionierung des eigenen EVUs auf.

Das Zwischenresultat beinhaltet die quantifizierte Wirkung der Treiber für die Umwelt respektive für das EVU auf konkrete Werte im Modell. Die Wirkung ist sowohl zeitlich wie auch wertmäßig quantifiziert.

Das Resultat beinhaltet Erfolgsrechnungen und Bilanzen in einer beurteilungsrelevanten Aggregation. Insbesondere sind neben der Gesamtgewinnentwicklung die Ertragsentwicklungen und die Entwicklungen der Kostenblöcke der nach Ertragsmechanik unterscheidbaren Teilbereiche sichtbar.

Die Auswertung lässt langfristige ungewollte Gewinnentwicklungen erkennen und bietet eine differenzierte Sichtbarkeit auf die Ursachen.

Eingesetzt für verschiedene Szenarien, sei es Umwelt- oder EVU-seitig, bietet das Modell eine Risikobewertung der gewählten strategischen Absichten.

Literatur

[1] Abouri C. et al., Energiewelten, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) (Herausgeber), S. 18 (2017)

2.1.3 Transformation des Stromsektors nach dem Budgetansatz – Kohleausstieg 2035

Inka ZIEGENHAGEN[1]

Inhalt

Die deutsche Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, die nationalen Treibhausgase bis 2050 um 80 bis 95 % im Vergleich zu 1990 zu reduzieren. Hintergrund hierfür ist das Bekenntnis der internationalen Staatengemeinschaft, die Erderwärmung auf deutlich unter 2 Grad Celsius zu begrenzen. Wie die für 2050 gesteckten Ziele in Deutschland erreicht werden können, ist Forschungsgegenstand von zahlreichen Studien. Besonderer Fokus liegt dabei auf dem Stromsektor, da dieser für 40 % der deutschen Treibhausgasemissionen verantwortlich ist. Zur Erreichung des 2-Grad-Ziels sind jedoch nicht die Emissionen eines einzelnen Stichjahrs relevant. Vielmehr müssen die kumulierten Emissionen über die Zeit (Emissionsbudget) betrachtet werden. Aus diesen Überlegungen heraus, stellt sich die Frage, wie ein faires Emissionsbudget für den deutschen Stromsektor abgeleitet werden kann und welche Maßnahmen erforderlich sind, um dieses Budget einzuhalten.

Methodik

Im ersten Schritt der Untersuchung [1] wurde hergeleitet, wie ein faires nationales Budget für Deutschland bestimmt werden kann. Hierfür wurde das global zur Verfügung stehende Budget von 890 Gigatonnen auf die einzelnen Nationalstaaten anhand verschiedener Kriterien (Verteilungsschlüssel, Einbeziehung von historischen Emissionen) abgeleitet. Das ermittelte, nationale Budget wurde dann auf den Stromsektor heruntergebrochen. Im zweiten Schritt wurden verschiedene Szenarien mit Hilfe eines fundamentalen Strommarktmodells simuliert. Folgende Parameter wurden variiert:

- *Abschaltdaten für Kohlekraftwerke*
- *Ausbaugeschwindigkeit der erneuerbaren Energien*

Zusätzlich wurden die Rahmenbedingungen (Brennstoff- und CO_2-Preise sowie Stromverbrauch) variiert, um ein möglichst robustes Ergebnis zu erzielen. Als Ergebnis der Untersuchung wurde ein Entwicklungspfad identifiziert, der sowohl das Budgetkriterium erfüllt als auch einen möglichst langsamen Transformationspfad erfordert.

Ergebnisse

In der Untersuchung wurde das nationale Budget für Deutschland über einen Bevölkerungsschlüssel abgeleitet. Demnach stehen Deutschland noch 10 Gigatonnen zur Verfügung. Der Anteil für den Stromsektor wurde anhand seines heutigen Anteils auf 4 Gigatonnen abgeleitet. Um dieses Ziel zu erreichen, wurde ein Pfad entwickelt, der auf verschiedenen Maßnahmen aufbaut: Die erste Maßnahme ist die Begrenzung der Lebensdauer von Kohlekraftwerke auf 30 Jahre. Als zweite Maßnahme muss die Kohleverstromung im Jahr 2035 auslaufen. Als dritte Maßnahme dürfen Kohlekraftwerke, die älter als 20 Jahre sind, nur eine begrenzte Menge an Emissionen ausstoßen. Dieses Budget beträgt 3,35 t CO_2 je Kilowatt Kraftwerksleistung. Emissionsarme Gaskraftwerke wären damit nicht betroffen. Als vierte Maßnahme muss der Ausbau der erneuerbaren Energien deutlich schneller erfolgen, als es aktuell im Erneuerbaren Energien-Gesetz (EEG) vorgesehen ist. Erdgaskraftwerke würden vor allem zur Leistungsabsicherung beitragen. Begleitend zu diesen Maßnahmen müssen die vorhandenen Instrumente zur Sicherung der Systemstabilität und Versorgungssicherheit überprüft werden. Des Weiteren müssen die regionalwirtschaftlichen und sozialen Auswirkungen eines beschleunigten Kohleausstiegs umfangreich untersucht und berücksichtigt werden.

Literatur

[1] Matthes, F. C., Emele, L., Hermann, H., Loreck, C., Peter, F., Ziegenhagen, I., Cook, V. (2017): Zukunft Stromsystem. Kohleausstieg 2035. Vom Ziel her denken. Berlin: WWF Deutschland.

[1] Prognos AG, Goethestraße 85, 10623 Berlin, Tel.: +49 30 520059-277, inka.ziegenhagen@prognos.com, www.prognos.com

2.1.4 Regenerativer Strom – Ressource einer neuen Kohlenstoffwirtschaft

Thomas MARZI[1]

Inhalt

Um das von der Pariser Klimaschutzkonferenz vereinbarte »Zwei-Grad-Ziel« zu erreichen, mit dem drastische, unumkehrbare Umweltveränderungen durch den Klimawandel vermieden werden sollen, dürfen netto in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts wahrscheinlich keine Treibhausgase mehr emittiert werden. Hiervon sind neben dem Energiesystem auch wichtige Industrien wie die Stahl-, Zement- und chemische Industrie betroffen, deren Produktionsstrukturen wesentlich auf der Verarbeitung von fossilen Kohlenstoffverbindungen aufbauen. Soll wirklich »Nullemission« erreicht werden, ist auch in diesen Industrien ein Systemwechsel erforderlich, der eine fundamental andere Bewirtschaftung kohlenstoffhaltiger Rohstoffe beinhaltet und regenerative Energie in erheblicher Größenordnung erfordert.

Will man Erdgas, Erdöl und Kohle ersetzen, kommen als alternative Kohlenstoffträger nur Biomasse und CO_2 in Frage. Doch wie ist es um die Verfügbarkeit dieser Ressourcen bestellt? Reichen die zur Verfügung stehenden Mengen aus, die o. g. Industriebereiche zu versorgen, und wie hoch ist der Energiebedarf zur Erschließung dieser »neuen« Rohstoffe?

Eine besondere Rolle spielt dabei die Vision eines zukünftigen Produktionssystems, das Kohlenstoff kaskadenförmig nutzt und die Kopplung verschiedener Branchen vorsieht. Als systemverknüpfende bzw. sektorkoppelnde Technologien kommen Carbon-Capture-and-Utilisation- oder Power2X-Verfahren in Frage, die CO_2 in energiereiche chemische Verbindungen, die entweder als Energiespeicher oder Basischemikalie eingesetzt werden können. Sie ermöglichen es, Kohlenstoff mehrfach zu nutzen, Produktionskreisläufe zu schließen und die insgesamt benötigte Biomassemenge zu verringern. Im vorliegenden Beitrag wird die Vision eines Produktionssystems diskutiert, das auf regenerativer Energie basiert und ohne fossile Rohstoffe auskommt. Eine besondere Rolle spielt dabei die Kopplung verschiedener Branchen, wie die Chemie und Stahlindustrie. Hier wird mit Carbon2Chem® ein Projekt vorgestellt, bei dem Hüttengase der Stahlindustrie mit Hilfe regenerativer Energie zu chemischen Produkten umgewandelt werden.

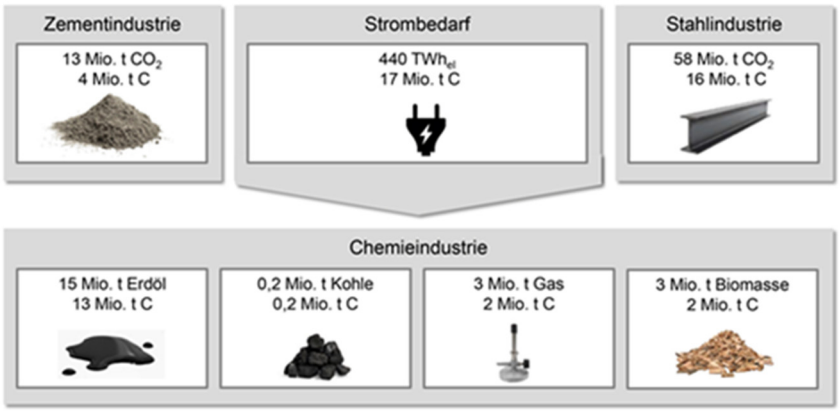


Abbildung 1: Kohlenstoffbedarf der deutschen chemischen Industrie im Vergleich zu relevanten CO_2-Quellen und zum Strombedarf bei einer hypothetischen, rein auf CO_2 basierenden Chemie (Quelle: [1])

Literatur

[1] Marzi T. et. al. (2017) Kohlenstoff, Biomasse und regenerativer Strom – Ressourcen einer neuen Kohlenstoffwirtschaft? (UMSICHT-Diskurs 1); Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT (Hrsg.) Oberhausen: Verlag Karl Maria Laufen. ISBN 978-3-87468-358-6, www.umsicht.fraunhofer.de/de/presse-medien/2017/umsicht-diskurs-neue-kohlenstoffwirtschaft.html)

[1] Fraunhofer / Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik, Osterfelderstrasse 3, 46047 Oberhausen, Tel.: +49 208 85981230, thomas.marzi@umsicht.fraunhofer.de, www.umsicht.fraunhofer.de

2.1.5 Dekarbonisierung der Industrie mithilfe elektrischer Energie?

Christoph SEJKORA[1], Thomas KIENBERGER[1]

Inhalt

Der Klimawandel zählt wohl zu einer der größten Herausforderungen unserer Zeit. Aus diesem Grund wäre das Bestreben eines energieautonomen Österreichs auf Basis erneuerbarer Energie ein großer und wichtiger Schritt. In diesem Zusammenhang wird oft das Stichwort „Dekarbonisierung“, das bedeutet die Umstellung der Energieversorgung auf Energieträger mit weniger oder keinen CO_2-Emissionen, genannt. Dabei kann die Dekarbonisierung auf verschiedene Arten erfolgen. Im Zuge des Projektes „Renewables 4 Industry“, durchgeführt im Auftrag vom Klima- und Energiefonds, wurde eine mögliche Dekarbonisierung der österreichischen Industrie mit ausschließlich erneuerbarem Strom aus Österreich untersucht. So wurden u.a. die ortsaufgelösten erneuerbaren Potentiale dem ortsaufgelösten industriellen Verbrauch gegenübergestellt und Aussagen über die Qualität der oben angeführten Dekarbonisierungsstrategie abgeleitet.

Methodik

Die Methodik gliedert sich in zwei Bereiche. So wird zunächst die Ermittlung eines geografisch verorteten, industriellen Energieverbrauchs diskutiert und anschließend auf die Bestimmung der erneuerbaren Energiepotentiale Österreichs eingegangen. Abschließend wurde sowohl für jeden einzelnen Bezirk, als auch für ganz Österreich, ein Vergleich zwischen Potential und Verbrauch erstellt.

Industrieller Energieverbrauch

Zur Beschreibung eines geografisch aufgelösten industriellen Energieverbrauchs wurde ein Modell gewählt, welches auf eine Kombination eines Bottom-Up- sowie eines Top-Down-Ansatzes setzt. So erfolgte zunächst im Rahmen eines Bottom-Up-Verfahrens mithilfe von Nachhaltigkeits- und Umweltberichten, welche von Unternehmen auf freiwilliger Basis veröffentlicht werden können, eine ortsaufgelöste Verbrauchsbestimmung. Durch dieses Vorgehen konnte etwa die Hälfte des gesamten österreichischen industriellen Energieverbrauches auf die Bezirke aufgeteilt werden. Anschließend wurde der restliche industrielle Energieverbrauch mithilfe eines Top-Down-Verfahrens auf Basis von öffentlich verfügbaren Energiestatistiken und Beschäftigtenzahlen auf die einzelnen Bezirke aufgeteilt. Durch die Kombination beider Vorgehensweisen konnte ein Modell geschaffen werden, welches den gesamten industriellen Energieverbrauch den politischen Bezirken in Österreich zuordnet. Die Genauigkeit des Modells wurde qualitativ beurteilt. Unsicherheiten können bei den zugrundeliegenden statistischen Daten und Umweltberichten, bei der Abschätzung unternehmenseigener Energieerzeugungsanlangen sowie bei der Methodik des Top-Down-Ansatzes liegen. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass durch die Kombination des Bottom-Up- mit dem Top-Down-Ansatz eine für diese Verwendung ausreichende Genauigkeit erreicht wird.

Erneuerbare Potentiale

Zur Modellierung des maximal verfügbaren Potentials an Erneuerbaren in Österreich wurden verschiedene Studien sowie eigene Berechnungen verwendet. Ziel war es, ein so genanntes „reduziertes, technisches Potential“ zu bestimmen. Dieses Potential sieht zwar den maximalen Ausbau von erneuerbaren Energien vor (z.B. die Installation von Solarthermie und Photovoltaik auf jedem geeigneten Hausdach oder jeder brachliegenden Fläche), jedoch werden mögliche Potentiale, welche in Naturschutzgebieten liegen, nicht berücksichtigt und die Ackerflächen nur soweit zum Anbau von Energiepflanzen verwendet, dass keine Verknappung der Nahrungs- und Futtermittel zu erwarten ist.

Berücksichtigt wurden Photovoltaik- und Solarthermiemodule, Wind- und Wasserkraftwerke, KWK-Anlagen für die Verwendung von holz- und halmgutartiger Biomasse sowie Biogasanlagen inkl. energetischer Gärrestverwertung.

[1] Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, Tel.: +43 3842 402-{5010|5000}, Fax: +43 3842 402-5002, {christoph.sejkora|thomas.kienberger}@unileoben.ac.at, evt.unileoben.ac.at

Ergebnisse

Bei der gesamtösterreichischen energetischen Gegenüberstellung von Potentialen und Gesamtverbrauch stellte sich heraus, dass der gesamte österreichische Primärenergiebedarf von fast 400 TWh im Jahr 2015 nicht mit erneuerbarer Energie aus Österreich gedeckt werden kann. So muss für eine autonome und erneuerbare Energieversorgung in Österreich der Gesamtprimärenergiebedarf um etwa 144 TWh (ca. 39 %) reduziert werden.

Eine bezirksweise Gegenüberstellung zwischen industriellem Verbrauch und erneuerbarem Strompotential zeigt, dass in vielen österreichischen Bezirken die Dekarbonisierung der Industrie durch lokal produzierte, erneuerbare, elektrische Energie möglich ist bzw. es nur geringe Abweichungen zwischen Potential und Verbrauch gibt. Jedoch wurden auch drei konkrete Industrieregionen identifiziert, welche auf deutliche erneuerbare Energieimporte angewiesen sind (siehe Abbildung 1).

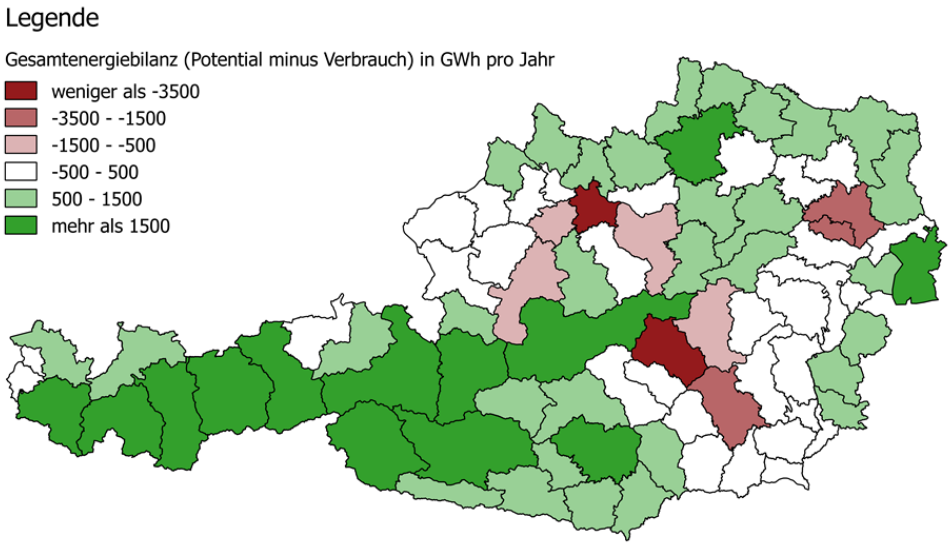


Abbildung 1: Gegenüberstellung des geografisch aufgelösten fossilen sowie elektrischen Verbrauchs und den erneuerbaren Strompotentialen. Die stärkste Unterversorgung liegt in den Bezirken Linz mit Umgebung (ca. -27 TWh) und Leoben (ca. -7 TWh) vor. Hinweis: einige politische Bezirke wurden zusammengefasst. (Datenquelle der Bezirksgrenzen: CC-BY-3.0: Statistik Austria - data.statistik.gv.at)

Der Anteil der elektrischen Energie am gesamten erneuerbaren Energiepotential in Österreich beträgt bei der in dieser Arbeit verfolgten Ausbaustrategie rund 50 % (ca. 113 TWh). Demgegenüber steht ein fossiler und elektrischer Energieverbrauch der österreichischen Industrie in der Höhe von etwa 100 TWh. Im Zuge einer Dekarbonisierung der österreichischen Industrie wäre es daher theoretisch möglich, sämtliche derzeit fossil betriebenen Prozesse durch Prozesse zu ersetzen, die mit österreichischem, erneuerbarem Strom versorgt werden.

Jedoch muss berücksichtigt werden, dass auch andere Sektoren, wie z.B. Haushalte, Gewerbe oder Mobilität, in einem energieautonomen Österreich Versorgungsbedarf aufweisen und ebenfalls auf elektrische Energie angewiesen sind. Werden diese Sektoren auch berücksichtigt, wird klar, dass eine erneuerbare und autonome Energiezukunft in Österreich nur durch ganzheitliche, sektorübergreifende Betrachtung mit kaskadischer Energienutzung zur Minimierung des Exergiebedarfs möglich ist.

2.2 ENERGIESYSTEM: MODELLE UND METHODEN (SESSION A2)

2.2.1 Erweiterung der Investitionsentscheidungen in der Energiesystemmodellierung

Markus STEHLE[1], Markus BLESL[1]

Hintergrund und Zielsetzung

An der Transformation des Energiesystems ist eine steigende Zahl und Vielfalt von Akteuren beteiligt. Dabei erfahren vor dem Hintergrund der Wärmewende insbesondere dezentrale, lokale Akteure wie kleine Energieversorger (z.B. Stadtwerke) als auch Haushalte eine zunehmende Bedeutung für die Dekarbonisierung des Energiesystems. Diese Akteure investieren jedoch nicht im volkswirtschaflichen Sinne – wie es in optimierenden Energiesystemmodellen oftmals vereinfacht unterstellt wird – sondern verfolgen eigene Ziele mit unterschiedlichen Präferenzen für energierelevante Investitionsentscheidungen. Daraus folgt ein heterogenes Investitionsverhalten, dem auch in der Modellierung eines Energiesystems vor dem Hintergrund des Bedeutungswandels einzelner Akteure Rechnung getragen werden muss. Ziel ist es daher, in einem ganzheitlichen Energiesystemmodell die Akteurssicht bei Investitionsentscheidungen einzubringen. Damit soll untersucht werden, welche Auswirkungen Akteursentscheidungen auf die Entwicklung des Energiesystems haben, wobei der Fokus auf dem Wärmemarkt liegt. Vergleichend soll der volkswirtschaftlich kostenoptimale Ausbaupfad der Wärmeversorgung gegenübergestellt werden, um herauszufinden, wie groß das Delta zwischen volkswirtschaflich optimalen Investitionen und den Akteursinvestitionen ist.

Das Stadtmodell TIMES Local

Das mit dem Modellgenerator TIMES (The Integrated MARKAL EFOM System) (ETSAP 2002) entwickelte Stadtmodell TIMES Local (Blesl 2014) ist ein lineares Optimierungsmodell mit dem Ziel die diskontierten Systemkosten für den Ausbau des lokalen Energiesystems zu minimieren, wobei ggf. energiepolitische Vorgaben in Form von Restriktionen wie z.B. Treibhausgas-Minderungsziele einzuhalten sind. Betrachtet wird eine aggregierte Modellregion im Zeitraum von 2010 bis 2050 in 5-Jahresschritten. Das lokale Energiesystem ist Bottom-up über ein sog. Referenzenergiesystem (RES) repräsentiert, in dem Güter (z.B. Energieträger) und Prozesse (z.B. Technologien) durch Verknüpfungen verbunden sind (Remme 2006). Die Energienachfrage der Sektoren Haushalte, GHD, etc., die über unterschiedliche, im Wettbewerb stehende Prozesse und Güter entlang des Energieflusses innerhalb des Energiesystems (von Primärenergie bis hin zu Nutzenergie) gedeckt werden kann, beeinflusst die lokale Energieversorgungsstruktur.

Modellerweiterung

Investitionsentscheidungen disaggregiert abzubilden erfordert eine Repräsentation der Akteure im Energiesystemmodell. Dabei wird auf bestehende Strukturen aufgesetzt: Versorgungsaufgaben werden im Haushaltssektor differenziert nach unterschiedlichen Wohngebäudetypen (Einfamilienhäuser (EFH), Mehrfamlienhäuser (MFH)) abgebildet, wobei vereinfacht eine Zuordnung des selbstnutzenden Eigentümers zu EFH und des Vermieters zu MFH erfolgt. Damit erhalten beide Investortypen jeweils ihr eigenes Portfolio an Technologien, aus dem die präferierten Alternativen gewählt werden können (unter Berücksichtigung der Restriktionen des lokalen Energiesystems). Die Erweiterung der Investitionsentscheidung kann auf mono- und multikriterieller Basis erfolgen. Eine monokriterielle Bewertung der Technologien bedeutet in TIMES Local eine monetäre Begründung der Investitionsentscheidung auf Basis der Annuitätenmethode unter Berücksichtigung von Restriktionen. Akteure können dahingehend unterschieden werden, indem ihnen unterschiedliche interne Zinssätze zugeordnet werden, die die Präferenzen bezüglich der Gegenwartsorientierung (Zeitpräferenz) als auch der Risikoeinstellung (Risikopräferenz) widerspiegeln.

[1] Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Heßbrühlstraße 49a, Tel.: +49 711 685-87{831|865}, Fax: +49 711 685-87873, {markus.stehle|markus.blesl}@ier.uni-stuttgart.de, www.ier.uni-stuttgart.de

Die präskriptive Entscheidungstheorie unterscheidet überdies noch die Höhen- und Artenpräferenz. Zur Abbildung dieser Präferenzen bedarf es eines Verfahrens, das den Nutzen bzw. Nutzwert (Höhenpräferenz) als auch die Berücksichtigung von mehreren Zielen (Artenpräferenzen) ermöglicht. Die multikriterielle Nutzwertanalyse (Zangemeister 1976) erlaubt die Betrachtung eines multidimensionalen Zielsystems, indem sowohl quantitative als auch qualitive Kriterien vergleichend bewertet werden können. Dabei werden die jeweiligen Zielerträge unterschiedlicher Bewertungsdimensionen über eine Nutzwertfunktion auf eine einheitliche und damit zu vergleichende Skala übertragen. Durch die Gewichtung der Teilnutzen von nicht-monetären Kriterien mit dem Teilnutzen eines monetären Kriteriums liegt eine Austauschbeziehung (trade-off) vor, über die - wenn auch stark vereinfacht - Präferenzen monetarisiert werden (ähnlich dem Prinzip zur Schätzung der Zahlungsbereitschaft in Choice-Experimenten).

Die vereinfacht abgebildete und geschätzte Preissicht der Akteure kann somit für unterschiedliche zur Auswahl stehende Technologien Bottom-up im Modell implementiert werden und damit Hinweise darauf geben, wie die jeweiligen Akteure vor dem Hintergrund der getroffenen Vereinfachungen und Annahmen unter multikriterieller Bewertung investieren könnten.

Ergebnisse

Anhand einer Beispielgemeinde werden die Effekte unterschiedlicher Investitionskalküle von verschiedenen Akteuren auf die Entwicklung des lokalen Energiesystems im Rahmen einer Szenarioanalyse am Beispiel der Heiztechnologiewahl von selbstnutzenden Eigentümern und Vermietern von Wohngebäuden vergleichend untersucht und der Entwicklung des Energiesystems ohne Akteurssicht auf die Investitionen gegenübergestellt.

Dabei werden Implikationen gezogen hinsichtlich der Fragestellung, wie sich eine kostenoptimale und aus Sicht der Akteure eine nutzenoptimale Entwicklung der lokalen Energieversorgungsstruktur unterscheiden.

Literatur

[1] (Blesl 2014) Blesl, M.: Kraft-Wärme-Kopplung im Wärmemarkt Deutschlands und Europas - eine Energiesystem- und Technikanalyse, Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, 2011.

[2] (ETSAP 2002) Energy Technology Systems Anaylsis Program (ETSAP): International Energy Agency Energy Technology Systems Analysis Programme: Contributing to the Kyoto Protocol, Summary of Annex VII (1999-2002), 2002.

[3] (Remme 2006) Remme, U.: Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell, Dissertation, Stuttgart, 2006.

[4] (Zangemeister 1976) Zangemeister, C.: Nutzwertanalyse in der Systemtechnik, 1976.

2.2.2 EnergySimCity: Modellierung urbaner Energiesysteme

Gerald SCHWEIGER[1], Thomas MACH[2], Peter NAGELER[2], Christian FINK[1], Ingo LEUSBROCK[1]

Einleitung

Unsere Städte sind im Wandel; steigende Anforderungen an Klimaschutz und Ressourceneinsparung setzen Politik und Energieversorger zunehmend unter Druck, unsere Energieversorgung nachhaltig zu gestalten. Bisher konnte weder ein einzelner Energieträger, noch eine einzelne Technologie als alleinige Lösung einer nachhaltigen Energieversorgung identifiziert werden. Forschungsergebnisse haben gezeigt, dass eine Kombination mehrerer, aufeinander abgestimmter Technologien sowie die Kopplung verschiedener Sektoren vielversprechend ist [1], [2]. Dies stellt Planer und Investoren energietechnischer Infrastruktur vor enorme Herausforderungen, insbesondere da die Konzepte für zukunftsfähige Energiesysteme oftmals deutlich komplexer sind als existierende Systeme.

Methode

Im Zuge des laufenden Research Studio Austria – EnergySimCity (2014 bis 2018), wurden die grundlegenden Anforderungen an eine zukunftsfähige Energiesystemplanung durch die vier Anforderungen „intersektoral“, „dynamisch“, „interaktiv“ und „intermodular“ definiert (Abbildung 1).

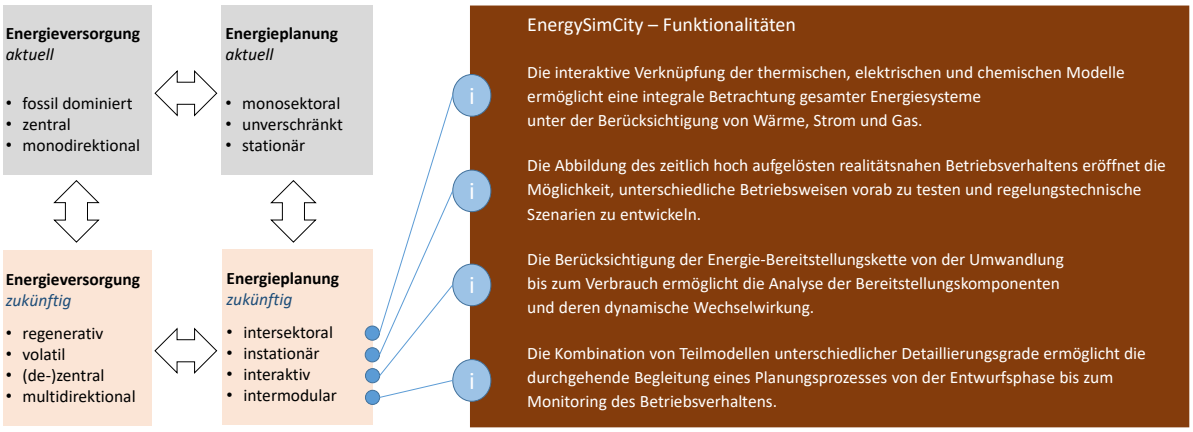
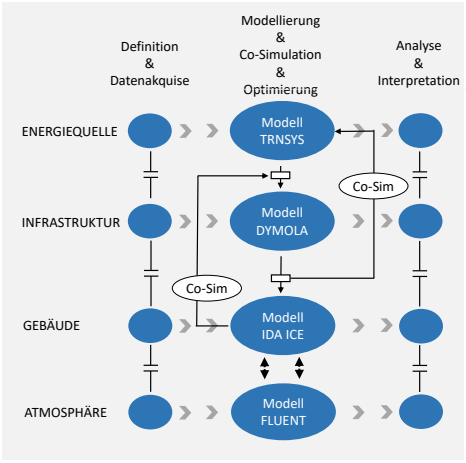


Abbildung 1: Aktuelle u. zukünftige Energieversorgung und deren Anforderungen an die Energieplanung



Die vier Modellierungsdomänen sind: Energiequelle, Infrastruktur, Gebäude und Atmosphäre (Abbildung 2). Klassisch werden Systeme in einem einzelnen Tool modelliert (monolithische Simulation). Neben vielen Vorteilen wie Stabilität, Fehlerabschätzung, etc. haben monolithische Ansätze auch Nachteile. Komplexe Systeme sind meistens in mehrere Submodelle gegliedert, die jeweils in unterschiedlichen Teams entwickelt werden. Diese Programme sind meistens speziell auf die jeweiligen Anforderungen abgestimmt. Co-Simulation bezeichnet die Simulation von Systemen, die zumindest aus zwei Subsystemen bestehen, die (i) in unterschiedlichen Programmen implementiert sind und (ii) gemeinsam ein (gekoppeltes) algebraisches Differential-gleichungssystem bilden [3].

Abbildung 2: Gekoppelte Modellierungsdomänen

[1] AEE INTEC - Institut für Nachhaltige Technologien, Feldgasse 19, 8200 Gleisdorf, Tel.: +43 3112 5886-0, Fax: +43 3112 5886-18, g.schweiger@aee.at, www.aee-intec.at
[2] Technische Universität Graz, Institut für Wärmetechnik, Inffeldgasse 25/B, 8010 Graz, {thomas.mach|peter.nageler}@tugraz.at, www.iwt.tugraz.at

In der Plattform EnergySimCity werden die Gebäude in IDA ICE, netzgebundene Energieversorgungssysteme in Modelica, Erzeugungsanlagen und Speicher in TRNSYS und Modelica sowie atmosphärische Modelle in Fluent modelliert. Je nach Anwendung werden einzelne Programme in BCVTB oder via Functional Mockup Units gekoppelt [3]. Die in diesem Paper präsentierte Fallstudie wird in der akausalen, gleichungsbasierten Sprache Modelica modelliert. Modellentwicklungen sowie Möglichkeiten und Einschränkungen von gleichungsbasierten Modellierungsansätzen im Bereich Simulation und dynamischer Optimierung werden in [4] diskutiert.

Fallstudie

Wir präsentieren eine Fallstudie, welche die Möglichkeiten der Plattform EnergySimCity im Bereich der dynamischen domainübergreifenden Simulation aufzeigt. Ein typisches urbanes Energiesystem wurde adaptiert, um die zukünftigen Herausforderungen an die Simulation zu testen (3): Eine Power-to-Heat Anlage wurde integriert, welche die Rücklauftemperatur des Fernwärmenetzes erhöht (Abbildung 4) und sehr schnell auf Überschüsse im elektrischen Netz reagieren kann; der Energieinhalt des Power-to-Heat Speichers ist in 5 dargestellt. Eine dezentrale Top Unit wurde integriert, um eine Temperaturwelle zu simulieren (Abbildung 6). Des Weiteren wurden mehrere kleine dezentrale Solaranlagen (sogenannte Prosumer) sowie eine große dezentrale Solaranlage integriert, welche in das Fernwärmenetz einspeisen. Insgesamt nehmen mit diesen Änderungen die Dynamiken im gesamten System zu.

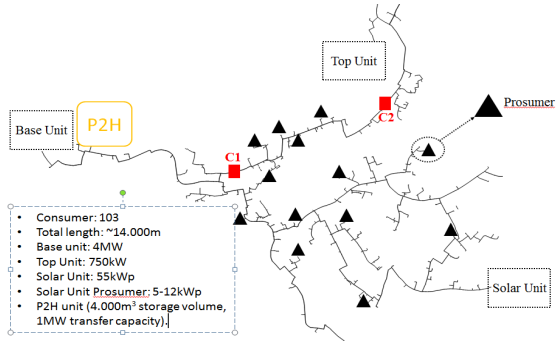


Abbildung 3: Adaptiertes urbanes Energiesystem

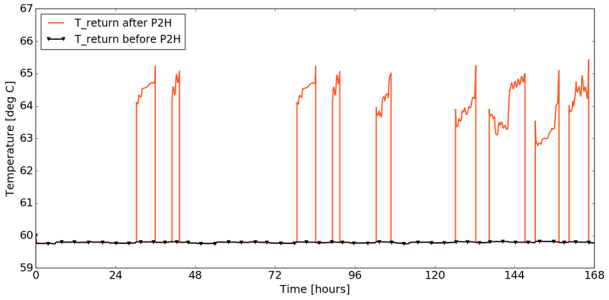


Abbildung 4: Power-to-Heat Anlage erhöht bei Bedarf die Rücklauftemperatur

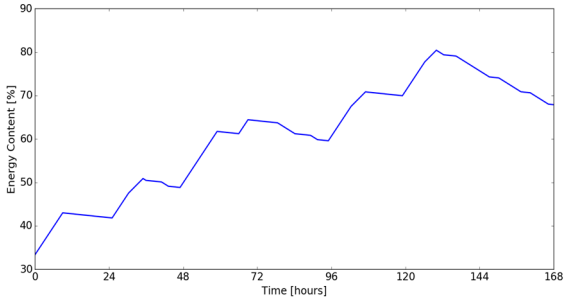


Abbildung 5: Energieinhalt der Power-to-Heat Anlage

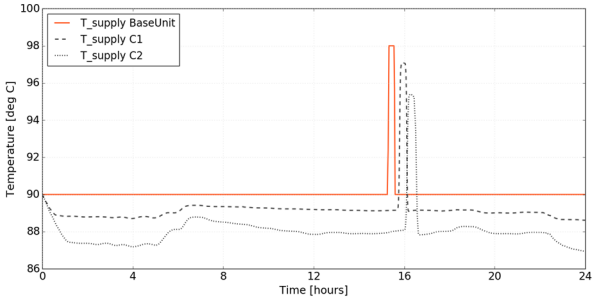


Abbildung 6: Temperaturwelle durch das Fernwärmenetz

Literatur

[1] H. Lund et al., “4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems,” Energy, 2014.

[2] G. Schweiger, J. Rantzer, K. Ericsson, and P. Lauenburg, “The potential of power-to-heat in Swedish district heating systems,” Energy, 2017.

[3] C. Gomes, C. Thule, D. Broman, P. Gorm Larsen, and H. Vangheluwe, “Co-simulation: State of the art,” 2017.

[4] G. Schweiger, P.-O. Larsson, F. Magnusson, P. Lauenburg, and S. Velut, “District heating and cooling systems - Framework for Modelica-based simulation and dynamic optimization,” Energy, 2017.

2.2.3 Pareto Optimization of a Local Urban Energy System considering Costs and Emissions

Andreas FLEISCHHACKER[1], Georg LETTNER[1]

Introduction

The significant challenges in the development of cities and municipalities regarding sustainability and a low-carbon society address the sensible integration of existing buildings and infrastructures. The Austrian government founded project "SC_Mikroquartiere" [1] shows the possibilities of the city planning on a district level towards a low carbon city with a high quality of living and excellent resilience taking into account existing and planned buildings, infrastructure and utilization. The central element of this project is the modeling of urban areas on a city block level. This approach allows us to formulate and present of viable district/neighborhood models on a high-resolution spatial scale. (Figure 1 shows one city area).

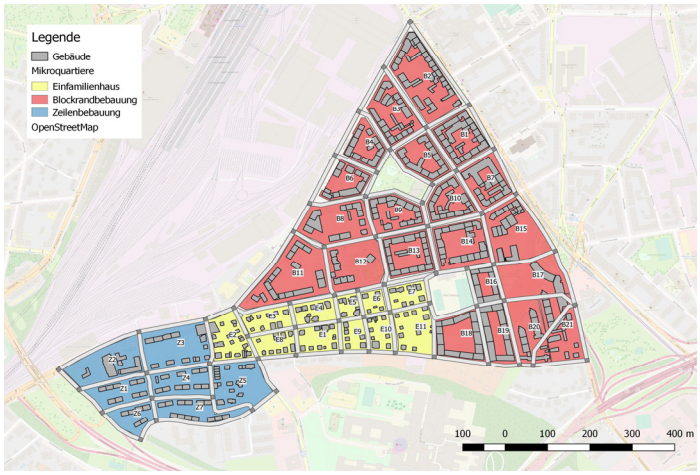


Figure 1: Investigated city area, including the block assignment (three types) in Linz (Austria)

Methods

Within this project, we developed an optimization model "urbs_HERO" (Based on two open-source python open source optimization model "*urbs*" [3] and "*rivus*" [4]) consisting of multiple energy-hubs. Energy hubs are a simplification of an urban (i.e., it is an abstraction of a spatial area). We characterize an energy hub with a production capacity, energy consumption, and storage capacity. Energy grids, such as electrical, district heating and gas grids connect the energy hubs. Mathematically, energy hubs are formulated by a multidimensional linear system. These predefined energy sources are grid conducted energy sources (e.g., electrical, natural gas and heat grid) as well as stationary energy sources (e.g., coal or biomass). This concept allows us to investigate multiple levels of aggregation, starting from analyzing optimum energy distribution systems on building level up to district level.

The objective of this optimization model does not only address minimal costs rather ϵ-constrained multi-objective optimization allows us to conduct a combined analysis of multiple objectives:

(1) Minimum total costs: minimizing total costs, i.e., investment, maintenance and operating costs. This objective function is used to illustrate the maximum cost-effectiveness.

(2) Minimum emissions: minimization of operation related emission. We are not considering underlying emissions, as incurred by the production of technology.

Results and Conclusions

Figure 2 shows both, the Pareto Front and the corresponding quantities of electricity, heat, cooling, and emissions necessary to cover the load. The results show that a very high share of photovoltaic is essential to reduce emissions. Heat pumps may be an essential technology for the integration of renewable generation. On the other hand, grid enforcement measures are necessary, as shown in Figure 3. We will discuss advantages and disadvantages of the electrification in our work.

[1] Vienna University of Technology, Institute of Energy Systems and Electrical Drives / Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29 / E370-3, 1040 Vienna, {fleischhacker|lettner}@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

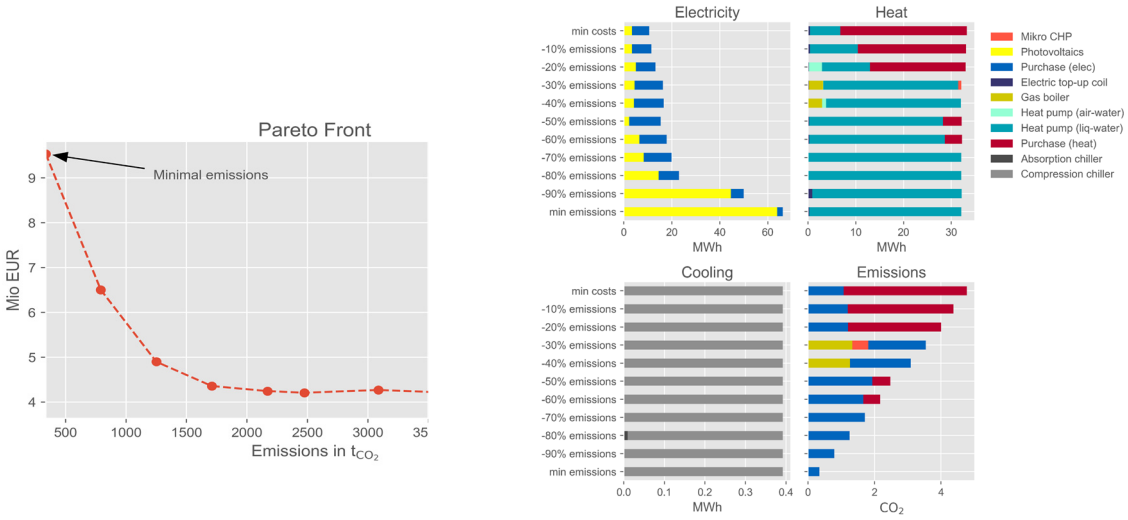


Figure 2: Pareto Front (left) and the corresponding quantities of electricity, heat, cooling, and emissions (right). The composition (e.g. photovoltaic or heat pumps) is shown as well.



Figure 3: Electricity distribution grid capacity in the "minimum cost" scenario (left) and "minimum emissions" scenario (right)

Acknowledgements

This project has received funding from the Austrian Federal Ministry of Transport, Innovation, and Technology (BMVIT) research and technology program “Stadt der Zukunft.” On behalf of BMVIT, it is handled by the Austrian Research Promotion Agency together with Austria Wirtschaftsservice GmbH and the Austrian Society for Environment and Technology ÖGUT.

References

[1] https://nachhaltigwirtschaften.at/de/sdz/projekte/sc-mikroquartiere.php, visited April 1st, 2017.

[2] Hart, William E., Jean-Paul Watson, and David L. Woodruff. "Pyomo: modeling and solving mathematical programs in Python." Mathematical Programming Computation 3, no. 3 (2011): 219-260.

[3] Johannes Dorfner, “Open Source Modelling and Optimisation of Energy Infrastructure at Urban Scale”, Munich, 2016.

[4] Johannes Dorfner, https://github.com/ojdo/urbs/, visited Dez. 1st 2017.

[5] Johannes Dorfner, https://github.com/tum-ens/rivus/, visited Dez. 1st 2017.

2.2.4 Dynamische Optimierung von Modelica-basierten Modellen

Gerald SCHWEIGER[1]

Einleitung

Modelica ist eine objektorientierte Sprache für die Modellierung physikalischer Systeme. Gegenüber anderen Modellierungssprachen, die auf kausalen Ansätzen basieren (e.g. Simulink), ergeben sich zwei wesentliche Vorteile. (i) Modelica unterstützt die akausale Modellierung auf Basis von impliziten „differential-algebraic equation“ (DAE) Systemen. Die akausale Modellierung erhöht die Wieder verwendbarkeit von Modellen im Vergleich zu Modellen, die in kausalen Sprachen modelliert sind, in denen die Input-Output Kausalität fixiert ist. In Modelica können sowohl kausale als auch akausale Modelle erstellt werden; des Weiteren können in einem Modell beide kombiniert werden. (ii) Modelica unterstützt die Modellierung von Multi-Domain Systemen. Beide Punkte sind Bereich der Modellierung von Energiesystemen von Vorteil: vielversprechende konzeptionelle Überlegungen für zukünftige Energiesysteme basieren auf der sektoralen Kopplung (Strom-Wärme-Gas); um das Potential dieser Systemkonzepte zu bewerten und verschiedene Konzepte zu vergleichen, müssen diese in Multi-Domain Modellen abgebildet werden. Die objektorientierte akausale Modellierung unterstützt Rapid Prototyping. Dies ist in einem interdisziplinarem, sich schnell entwickelnden Forschungsfeld enorm wichtig. Des Weiteren eignet sich Modelica, um dynamische Optimierungsprobleme und Parameterschätzprobleme zu definieren.

Modelica-basierte Optimierung

Ursprünglich wurde Modelica für simulationsbasierte Analysen entwickelt, ohne eine direkte Unterstützung für Optimierung. Um Modelica-basierte Optimierung zu ermöglichen, wurde die Erweiterung Optimica eingeführt [1], welche unter anderem die Formulierung von Zielfunktionen und Nebenbedingungen erlaubt (Abbildung 1).

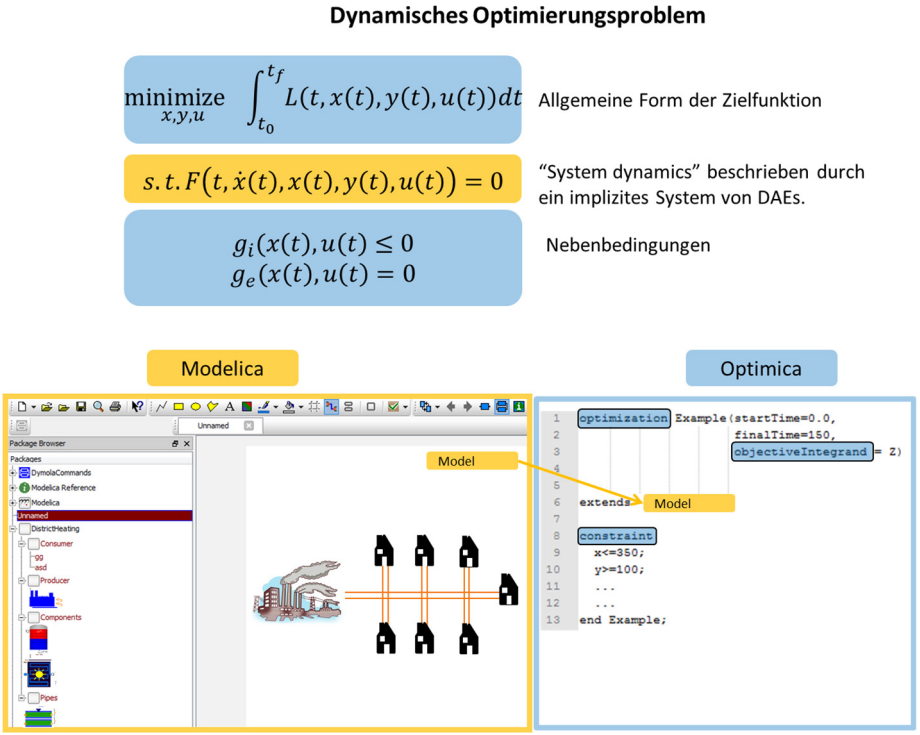


Abbildung 1: Dynamische Optimierung in Modelica:
In gelb: Das Modelica-Model kann direkt in die Optimierung übernommen werden
In blau: Formulierung des Optimierungsproblems

[1] AEE INTEC - Institut für Nachhaltige Technologien, Feldgasse 19, 8200 Gleisdorf, Tel.: +43 3112 5886-0, Fax: +43 3112 5886-18, g.schweiger@aee.at, www.aee-intec.at

X bezeichnet die Zustandsvariablen, *y* algebraische Variablen und *u* Kontrollvariablen. Der große Vorteil von Modelica-basierter Optimierung liegt darin, dass das Model, welches in einer Simulationsumgebung, die eine graphische, akausale, hierarchische Komponentenmodellierung ermöglicht („drag and drop“ Komposition), direkt in die Optimierung übernommen werden kann (gelb markiert in Abbildung 1). Zusätzlich zu dem Modell muss die Zielfunktion und optional Nebenbedingungen definiert werden (blau markiert in Abbildung 1). Optimica wird aktuell von JModelica.org und OpenModelica unterstützt. JModelica.org hat eine Schnittstelle zu dem Tool CasADi, welches (i) eine symbolische Repräsentation des Optimierungsproblems und (ii) die benötigten ersten und zweiten Ableitungen liefert. Diese Repräsentation wird dann verwendet, um das unendlich-dimensionale Problem mittels lokaler Kollokation zu diskreditieren; das Ergebnis ist ein nichtlineares Optimierungsproblem (NLP). Das NLP wird dann mittels eines Interior-Point Algorithmus (IPOPT) gelöst; da viele Probleme im Bereich der Energiesystemoptimierung nicht konvex sind, kann kein globales Optimum garantiert werden. IN OpenModelica gibt es neben einem ähnlichen Workflow (CasADi, IPOPT) noch die Möglichkeit, OpenModelica in Verbindung mit dem Tool ADOL-C zu nutzen [2]. JModelica.org ist sowohl im akademischen Bereich als auch in der Industrie am weitesten verbreitet. Es wurde in verschiedenen Bereichen der Energiesystemoptimierung eingesetzt: Optimierung von GuD-Kraftwerken [3], Optimierung eines Kesselstartes [4], dynamische Optimierung von Fernwärmenetzen [5], Optimierung von Speichern im elektrischen Netz [6].

Zukünftige Herausforderungen

Optimierung ist grundsätzlich komplexer als Simulation; die Anforderungen an den Anwender als auch an Tool-Entwickler sind dementsprechend höher. Im Zuge der laufenden empirischen Studie zum Thema „Modelica-based optimization: state of the art and future challenges“ [7], werden neben zukünftigen Anforderungen auch die Stärken, Schwäche, Chancen und Möglichkeiten von Modelica-basierter Optimierung analysiert. Weiteres soll die Frage beantwortet werden, welche Barrieren aktuell für Modelica-basierte Optimierung vorliegen und wie diese bestmöglich beseitigt werden können. Erste Ergebnisse zeigen, dass die Community folgende Punkte als zentrale Barrieren ansieht: (i) Es gibt wenige Bibliotheken, die für Simulation und Optimierung geeignet sind; aufgrund mathematischer Restriktionen ist die Entwicklung von Bibliotheken für die Optimierung um einiges aufwendiger. (ii) Sogenannte „Gemischt-ganzzahlige Optimierungsprobleme“ (MINLP) sind weit verbreitet im Bereich der Energiesystemoptimierung. Aktuell unterstützt Modelica/Optimica keine Formulierung von solchen Problemen, es wäre jedoch ohne großem Aufwand möglich, die Sprache dahingehend zu erweitern. Aufgrund der Komplexität von MINLP Problemen könnten jedoch nur sehr simple Probleme gelöst werden. (iii) Es werden standardisierte Fallstudien benötigt, die einen fairen vergleichen von verschiedenen Methoden ermöglichen. Grundsätzlich sieht die Community vor allem im Bereich von Model-Predictive-Control von (hybriden) Energiesystemen für Modelica-basierte Optimierung ein großes Potential.

Literatur

[1] J. Åkesson, “Optimica — An Extension of Modelica Supporting Dynamic Optimization,” 2008.

[2] G. Schweiger, B. Falay, G. Engel, and I. Leusbrock, “Multi-domain, open general tools for modelling urban energy systems.,” Energy (submitted), 2017.

[3] K. Dietl, S. G. Yances, and A. Johnsson, “Industrial application of optimization with Modelica and Optimica using intelligent Python scripting,” in 10th International ModelicaConference, 2014, pp. 777–786.

[4] F. Belkhir, D. K. Cabo, F. Felgner, and G. Frey, “Optimal Startup Control of a Steam Power Plant Using the JModelica Platform,” IFAC-PapersOnLine, vol. 48, no. 1, pp. 204–209, 2015.

[5] G. Schweiger, P. Larsson, F. Magnusson, and P. Lauenburg, “District heating and cooling systems - Framework for Modelica-based simulation and dynamic optimization,” pp. 1–13, 2017.

[6] M. Ceraolo, G. Lutzemberger, D. Poli, V. Ruge, and B. Bachmann, “Dynamic optimisation of price arbitrage techniques,” in 2016 IEEE 2nd International Forum on Research and Technologies for Society and Industry Leveraging a better tomorrow (RTSI), 2016, pp. 1–6.

[7] G. Schweiger, D. Blum, and M. Wetter, “Modelica-based optimization: State of the art and future challenges.,” 2017.

2.2.5 Application of the Analytic Hierarchy Process to facilitate Implementation of the Cross-Impact Balance Approach

Kristina GOVORUKHA[1], Paul KUNZ[2], Philip MAYER[1]

Content

Extensive scenario studies are commonly conducted to describe possible future developments of complex interdepended systems, like the energy system. During the last decades, a variety of scenario techniques have been elaborated to competently consult and inform politics, businesses and public. In this context, the Cross-Impact Balance (CIB) analysis was developed (Weimer-Jehle 2006) on the basis of standard cross-impact methods, allowing for larger methodological flexibility and transparency. The CIB analysis supports transparent construction of consistent scenarios, based on judgements of interdisciplinary experts and stakeholders about system elements and their systemic interactions (Weimer-Jehle 2006). Among others, the effectiveness of CIB was proven in multiple studies focused on development or validation of scenarios for the energy sector (Schweizer & Kriegler 2012; Vögele S. et al. 2017). These systems are often complex and sometimes comprise of a large number of system elements or even different subsystem levels (Hansen et al. 2014). Thus, CIB analysis is complicated by the challenge of consistent and thorough weighting of their multiple cross-impacts. This article introduces an extension to the CIB analysis with a multi-criteria-analysis tool, which solves the issue of possible weighting problems within the CIB. The new approach was initially applied in the CIB scenario construction process of the BMWi founded 4NEMO project. This article shows the under-lying idea of the approach, discusses the achieved improvements of the CIB analysis and displays its advantages.

Method

The CIB allows to formalize our knowledge about systems of different complexities, taking into consideration their elements, further called ‘descriptors’, which qualitatively and quantitatively describe the system under investigation. Each descriptor can have more than two ‘states’ that reflect the nature of it’s possible future changes, which complicates comprehensible evaluation process for large matrices. Experts are asked to give their judgements – they assign specific impact weights that characterize mutual relationships of descriptors and their states. Afterwards, the obtained evaluations of all identified ‘cross-impacts’ are collected in the cross-impact matrix (Figure 1) and the CIB algorithm defines combinations of descriptor states in such a manner that they reflect logics of experts’ judgements coded in the matrix (Weimer-Jehle W 2009).

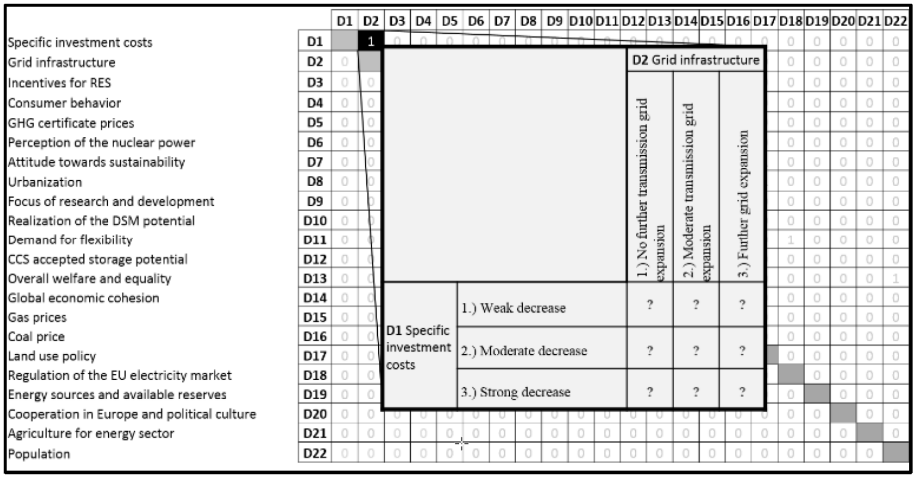


Figure 1: Cross-impact matrix and the judgment fields for evaluation of cross-impacts between the states of the descriptor D1 and D3

[1] Technische Universität Bergakademie Freiberg, Lehrstuhl für Allgemeine Volkswirtschaftslehre, Schloßplatz 1, 09596 Freiberg, Tel.: +49 3731 39-3547, kristina.govorukha@vwl.tu-freiberg.de

[2] Forschungszentrum Jülich GmbH, Institut für Energie und Klimaforschung, Wilhelm-Johnen-Straße, 52425 Jülich, Tel.: +49 2461 61 9835, p.kunz@fz-juelich.de

The result is a scenario room, where each scenario contains a collection of descriptor states satisfying the consistency criteria. It can be used for further scenario analysis, for example, in combination with computational modelling methods. Scenarios are sensitive to the assigned impact weights, which is extremely important for large investigated systems with multiple elements. To solve the challenge of arbitrary descriptor weightings in large CIB matrices, the current article presents the analytic hierarchy process (AHP) introduced by Saaty (1980) as an intermediary step within the CIB. The combination of the methods is displayed exemplarily in the Figure 2.

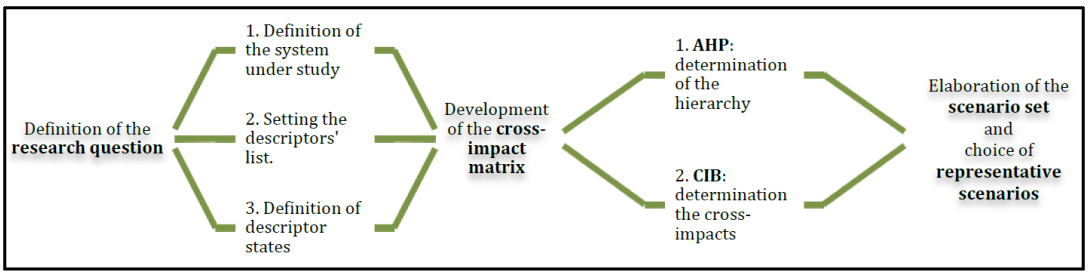


Figure 2: Steps in CIB and AHP complementary process

The complementary AHP step allows to identify and display the hierarchy of the CIB descriptors. It helps to reveal their perceived ability to in-fluence other system elements and the system as a whole. Within the AHP, weightings are obtained by the pairwise comparison of the descriptors by experts with regard to their relative importance within the system under investigation. The AHP provides descriptors' weights in a range from 1-100 %, revealing their internal hierarchy. It becomes especially relevant if extraordinary large CIB matrices are taken into account.

The identified individual weights of all descriptors allow not to focus on their relative importance during the following phase of the CIB analysis, when evaluating cross-impacts between the descriptors (see Figure 2). Hence, in the following phase only the distribution and balancing of impact-weights between the descriptor states have to be taken into account. Figure 3 shows how the AHP ratings (r_A,…r_X) of the descriptors (A,…X) can be applied to develop individual rating (F(r)) for each respective judgement field in the cross-impact matrix. These ratings take into consideration unequal relative importance of descriptors.

			D_1		D_2		… D_n	
			r_1		r_2		… r_n	
			s_1	s_2	s_1	s_1	s_2	s_1
					F($r_{A,B}$)		F($r_{A,X}$)	
A	r_A	v_1			$J_{(A1,B1)}$	$J_{(A1,B2)}$	$J_{(A1,X1)}$	$J_{(A1,X2)}$
		v_2			$J_{(A2,B1)}$	$J_{(A2,B2)}$	$J_{(A2,X1)}$	$J_{(A2,X2)}$
			F($r_{B,A}$)				F($r_{B,X}$)	
B	r_B	v_1	$J_{(B1,A1)}$	$J_{(B1,A2)}$			$J_{(B1,X1)}$	$J_{(B1,X2)}$
		v_2	$J_{(B2,A1)}$	$J_{(B2,A2)}$			$J_{(B2,X1)}$	$J_{(B2,X2)}$
			F($r_{X,A}$)		F($r_{X,B}$)			
…	…	v_1	$J_{(X1,A1)}$	$J_{(X1,A2)}$	$J_{(X1,B1)}$	$J_{(X1,B2)}$		
X	r_X	v_2	$J_{(X2,A1)}$	$J_{(X2,A2)}$	$J_{(X2,B1)}$	$J_{(X2,B2)}$		

A,B,…X	x descriptors
r_n	descriptor weighting/ combined weighting
v_{1-2}	descriptor states (in the above example just two states are considered)
J	impact strength (defined by expert judgements)
F(r)	combined weighting of each descriptor intersection

Figure 3: Exemplary application of the AHP weightings in the CIB-matrix

Result

The opportunity of the AHP - CIB tandem is to eliminate the limitations of both approaches without making the process more complicated. It helps to incorporate expert judgments in a consistent manner and avoids misunderstandings during the judgement procedure on the intensity of the impacts in the CIB matrix. This article demonstrates how the AHP can be applied to improve the CIB analysis and how the CIB results differ due to the implementation of the AHP.

Results shown on the Figure 4 come from the 4NEMO project, which aims, among other goals, to develop consistent socio-economic scenarios for the EU electricity market until 2050. The task is challenging due to the fact, that there are seven participating models with different requirements for the context framework, which is delivered by the CIB. While Figure 1 shows the identified descriptor list and the cross-impact matrix, Figure 4 represents the associated AHP weightings and reveals the tendency of the experts' perception towards the influence of the considered system elements.

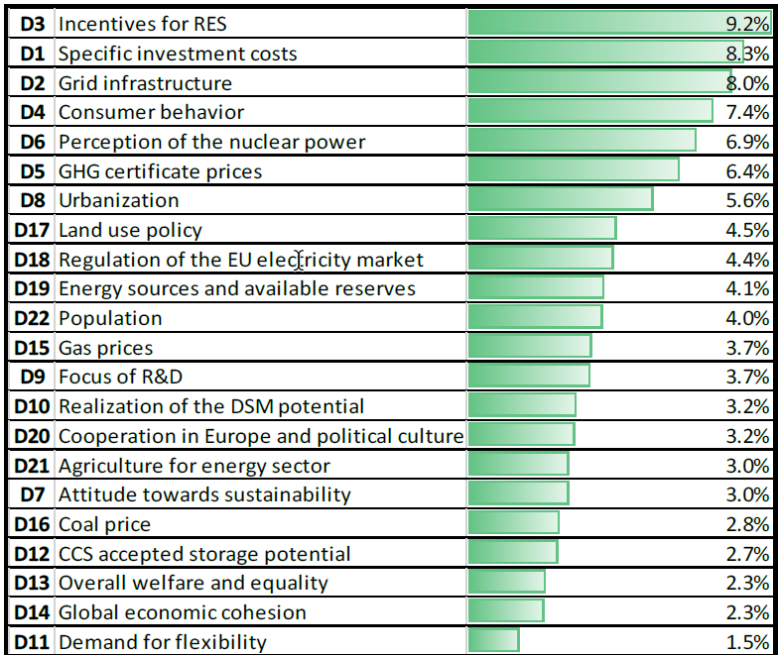


Figure 4: Received AHP weights for the descriptor list identified for the 4NEMO project

Literature

[1] Saaty, T.L., 1980. The Analytic Hierarchy Process, McGraw-Hill, New York.

[2] Schweizer, V.J. & Kriegler, E., 2012. Improving environmental change research with systematic techniques for qualitative scenarios. Environ Res Lett, 7:044011.

[3] Vögele S. et al., 2017. Analysis of the energy consumption of private households in Germany using multi-level cross-impact balance approach. Data Data in Brief, 10, pp.515–517.

[4] Weimer-Jehle W, 2009. Properties of Cross-Impact Balance Analysis., arXiv:0912.5352 [physics.soc-ph].

[5] Weimer-Jehle, W., 2006. Cross-impact balances: A system-theoretical approach to cross-impact analysis. Technological Forecasting & Social Change, 73, pp.334–361.

2.2.6 Empirische Studie zur Entwicklung von Co-Simulation von Energiesystemen

Georg ENGEL[1], Gerald SCHWEIGER[1], Josef-Peter SCHÖGGL[2], Irene HAFNER[3], Thierry NOUIDUI[4], Claudio GOMES[5]

Motivation

Co-Simulation ist ein vielversprechender Ansatz um eine Simulation von komplexen Single- oder Multi-Domain-Systemen zu ermöglichen, die aus mindestens zwei Subsystemen besteht, welche in verschiedenen Tools modelliert sein können (siehe z.B. [Gomes et al., 2017]). Die Vorteile davon sind: (i) es ermöglicht die Kombination und Wiederverwendung von bestehenden Werkzeugen und Methoden, die robust und für ihre jeweilige Domäne gut geeignet sind, (ii) es ermöglicht disziplinübergreifende und unternehmensübergreifende Zusammenarbeit, (iii) die Möglichkeit, die Rechte an geistigem Eigentum an Subsystemen zu schützen, und (iv) robuste Co-Simulations-Frameworks können den Innovationszyklus („Rapid Prototyping“) von neuartigen System- und Steuerungskonzepten erheblich verkürzen. Die Notwendigkeit einer Co-Simulation im Bereich der Energiesysteme ergibt sich aus dem Ziel der Energiewende: (i) bestehende Systeme müssen möglichst effizient werden, (ii) Übergang zu emissionsmindernden Technologien und (iii) Der Anteil erneuerbarer Energien wie Wind - und Sonnenenergie wird größer, andere Teile der Energiesysteme müssen flexibler werden [Lund et al., 2015; Schweiger et al., 2017].

Ansatz

In vorhergehenden Arbeiten wurde von den Autoren der Stand der Technik zu Co-Simulation aus Literaturrecherche diskutiert [Gomes et al., 2017]. Weiters wurde eine neue Co-Simulations-Schnittstelle entwickelt [Engel et al., 2017a] und eine Methode vorgeschlagen um verschiedene Schnittstellen zu vergleichen und an Hand eines Fallbeispiels durchgeführt [Engel et al., 2017b]. Die Diskussion zielte auf Kriterien wie Anwenderfreundlichkeit, Rechengeschwindigkeit und Rechengenauigkeit der verschiedenen Schnittstellen. Die vorliegende Arbeit stellt eine ausführliche methodische Erweiterung dieser Diskussion dar.

Die vorgeschlagene empirische Untersuchung zielt darauf ab, verschiedene Ansichten von heterogenen Disziplinen, die auf dem Gebiet der Co-Simulation arbeiten, über den Stand der Technik, Forschungslücken und zukünftige Herausforderungen zusammenzuführen. Als methodische Grundlage der empirischen Erhebung dient die Delphi-Methode. Diese ist eine Prognosetechnik, die auf der Sammlung und Zusammenstellung von Expertenwissen eines Expertengremiums in einem mehrstufigen Prozess basiert [Dalkey & Helmer, 1963; Hsu & Sandford, 2007]. Die Delphi-Methode eignet sich besonders zur Lösung von interdisziplinären Forschungsproblemen in einem heterogenen Umfeld. Darüber hinaus ermöglicht es eine Vorhersage wahrscheinlicher zukünftiger Szenarien.

Methode

Für die Auswahl der Teilnehmer an der Delphi-Studie wird ein Knowledge Resource Nomination Worksheet (KRNW) als Richtlinie verwendet. Der Zweck eines KRNW besteht darin, die Experten vor der Kontaktaufnahme zu kategorisieren, um zu verhindern, dass eine wichtige Klasse von Experten übersehen wird. In dieser Studie wird der folgende fünfstufige Ansatz zur Entwicklung eines KRNW verfolgt. (1) Vorbereitung eines KRNW, (2) Befüllen des KRNW mit Namen, (3) Definieren von Erstkontakten, (4) Ranking von Experten nach Qualifikationen, (5) Einladung von Experten zur Studie. Die Delphi-Studie wird in zwei Runden durchgeführt.

[1] AEE INTEC - Institute for Sustainable Technologies, Feldgasse 19, 8200 Gleisdorf, Tel.: +43 3112 5886262, g.engel@aee.at, www.aee-intec.at
[2] Karl-Franzens-Universität Graz, josef.schoeggl@uni-graz.at
[3] dwh GmbH - Simulation Services und Technical Solutions, Neustiftgasse 57-59, 1070 Wien, irene.hafner@dwh.at
[4] Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, USA, tsnouidui@lbl.gov
[5] University of Antwerp, Antwerp, Belgium, claudio.goncalvesgomes@uantwerpen.be

Die erste Runde besteht aus einer Mischung aus offenen und geschlossenen Fragen. Die zweite Runde beinhaltet nur geschlossene Fragen, die basierend auf den Ergebnissen der ersten Runde formuliert werden.

Zusätzlich zu diesen Standardfragen wird eine quantitative Analyse der Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken (SWOT) der Co-Simulation unter Verwendung des Analytischen Hierarchieprozesses (AHP) durchgeführt. In dieser Studie wird die SWOT-AHP-Methode verwendet, um die Ergebnisse der Delphi-Studie durch eine zusätzliche und neue Perspektive auf den aktuellen Stand der Co-Simulation zu bereichern.

Der Fragebogen ist in vier Teile gegliedert: (i) Ursprünge der Co-Simulation. Dies beinhaltet Fragen zu verschiedenen Ursprüngen für Co-Simulation, Konzepte und Formulierungen. (ii) Theoretische Fragen. Dazu gehören Fragen zum Stand der Technik, zu Forschungslücken und offenen Fragen der kontinuierlichen, diskreten und hybriden Co-Simulation. (iii) Funktionale Mock-Up-Schnittstelle (FMI). Da FMI insbesondere im Energie- und Mobilitätssektor weit verbreitet ist und es ein vielversprechender Kandidat ist, der wichtigste Standard für Industrie und Wissenschaft zu werden, wurde ein Abschnitt mit spezifischen FMI-bezogenen Fragen entworfen. (iv) Fragen im Zusammenhang mit einer SWOT-AHP-Gesamtanalyse der Co-Simulation. In dieser Phase der Umfrage wird der Fragebogen abgeschlossen und die Expertenauswahl abgeschlossen. Mehr als 25 Experten haben bereits zur Teilnahme zugesagt.

Resultate

Abgeschlossene Fragebögen werden bis Anfang 2018 erwartet. Die Ergebnisse werden auf der Konferenz präsentiert.

Referenzen

[1] [Dalkey & Helmer 1963] Dalkey, N. & Helmer, O., (1963). An Experimental Application of the Delphi Method to the Use of Experts. Management Science, 9(3), pp.458–467. Available at: http://www.rand.org/content/dam/rand/pubs/research_memoranda/2009/RM727.1.pdf.

[2] [Engel et al., 2017a] Engel, G., Chakkaravarthy, A. S., & Schweiger, G. (2017). Co-Simulation between Trnsys and Simulink based on Type155. In International Conference on Software Engineering and Formal Methods.

[3] [Engel et al., 2017b] Engel, G., Chakkaravarthy, A., and Schweiger, G. (2017). A methodology to compare different co-simulation interfaces: A thermal engineering case study. In SIMULTECH 2017 - Proceedings of the 7th International Conference on Simulation and Modeling Methodologies, Technologies and Applications.

[4] [Gomes et al., 2017] Gomes, C., Thule, C., Broman, D., Larsen, P. G., and Vangheluwe, H. (2017). Co-simulation: State of the art. CoRR, abs/1702.0.

[5] [Hsu & Sandford, 2007] Hsu, C. & Sandford, B., (2007). The delphi technique: making sense of consensus. Practical Assessment, Research & Evaluation, 12(10), pp.1–8.

[6] [Lund et al., 2015] Lund, P. D., Lindgren, J., Mikkola, J., and Salpakari, J. (2015). Review of energy system exibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 45:785{807.

[7] [Schweiger et al., 2017] Schweiger, G., Rantzer, J., Ericsson, K., and Lauenburg, P. (2017). The potential of power-to-heat in Swedish district heating systems. Energy, in press, https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.02.075.

2.3 ENERGIEMODELLE (SESSION A3)

2.3.1 Bewertung politischer Maßnahmen im Energiesystem mittels Kopplung eines agentenbasierten und linear optimierenden Energiesystemmodells

Christoph SCHIMECZEK[1,3], Marc DEISSENROTH[1,3], Benjamin FLEISCHER[2,3], Matthias REEG[1,3]

Motivation

Zur effektiven Steuerung der Transformation der weltweiten Energiesysteme mit dem Ziel verbesserter Nachhaltigkeit müssen nicht nur optimale Zielzustände identifiziert werden, sondern auch die Pfade, die zur Erreichung dieser Zielzustände notwendig sind. Die für die Ermittlung von Zielzuständen vielfach herangezogene Modellklasse der linearen Optimierungsmodelle [1] ist zwar prinzipiell in der Lage, ein volkswirtschaftlich optimales Energiesystem zu finden, versagt aber bei der Frage, ob und mittels welcher politischer Maßnahmen dieser Zustand von den Marktteilnehmern unter Berücksichtigung ihrer individuellen betriebswirtschaftlich optimierenden Zielfunktionen und des damit verknüpften Verhaltens erreicht werden kann [2]. Agentenbasierte Modelle [3] hingegen können das Entscheidungsverhalten einzelner Marktteilnehmer berücksichtigen, welches beispielweise durch unvollkommene Informationen sowie Gewinnstreben geprägt ist. Diese Modelle können jedoch keine volkswirtschaftlich optimalen Zielzustände identifizieren. Durch Kopplung der beiden Modellklassen [4] kann das gesamtökonomische Optimum, welches auch die Kosten und Wirkungen politischer Maßnahmen berücksichtigt, bestimmt werden. Im Rahmen des Projektes ERAFlex [5] wird eine solche Modellkopplung erarbeitet und exemplarisch zur Untersuchung von Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor angewendet.

Methode

Das Europäische Elektrizitätsmarktmodell „E2M2“ [6] ermittelt den Einsatz und Zubau konventioneller Kraftwerkskapazitäten, die Stromerzeugung aus regenerativen Quellen, sowie den Einsatz gegebener Flexibilitätsoptionen, beispielsweise Energiespeicher und Abregelung von Last oder Erzeugung, mittels linearer Optimierung in stündlicher Auflösung. Hierfür werden sowohl betriebswirtschaftliche Parameter (z. B. Investitionskosten und Betriebskosten) als auch technische Parameter (z. B. Mindestleistungen und lastabhängige Brennstoffverbräuche) der Kraftwerke berücksichtigt. Im Gegensatz zu E2M2 simuliert das Agentenmodell zur Integration Regenerativer [Energie] in die Strommärkte „AMIRIS“ [7] die Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen regulatorischen Rahmenbedingungen. Im Simulationsmodell sind die relevanten Akteure die Direktvermarkter sowie die Betreiber der Erneuerbaren-Energien-Anlagen als Agenten prototypisiert abgebildet. Dabei unterscheiden sich verschiedene Typen von Agenten (z. B. Stadtwerke und Grünstromhändler als Direktvermarkter) anhand sozio-ökonomischer Profile, welche das Handeln (z. B. Gebote und Abregelungsentscheidungen) der Agenten mitbestimmen. Im Vergleich zu E2M2 existiert keine übergeordnete Zielfunktion. Stattdessen ergibt sich das Simulationsergebnis aus dem Zusammenspiel der Handlungen der einzelnen als Agenten abgebildeten Akteure unter ausgewählten regulatorischen Rahmenbedingungen.

Modellkopplung

Die beiden Modelle werden, wie in Abbildung 1 gezeigt, gekoppelt: E2M2 bestimmt einen Kraftwerkspark, welcher dem vorher gesetzten energiepolitischen Rahmen (z. B. CO_2-Emissionen oder Anteil erneuerbarer Energien) genügt. Zudem wird in E2M2 der kostenminimale Einsatz des Kraftwerksparks und der Flexibilitätsoptionen bestimmt. Die resultierenden CO_2-Preise sowie der Kraftwerkspark werden an AMIRIS übergeben, welches dann das individuelle Handeln der Marktteilnehmer simuliert.

[1] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Institut für Technische Thermodynamik, Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart, Tel.: +49 711 6862-8223, christoph.schimeczek@dlr.de, www.dlr.de
[2] Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Heßbrühlstraße 49a, 70565 Stuttgart, benjamin.fleischer@ier.uni-stuttgart.de, www.ier.uni-stuttgart.de
[3] Stuttgart Research Initiative on Integrated Systems Analysis for Energy (STRise), www.strise.de

Aus abweichenden Einsatzprofilen der Stromerzeuger in beiden Modellen kann dann ermittelt werden, welche politischen Rahmenbedingungen notwendig wären, um einen volkswirtschaftlich optimaleren Einsatz des Kraftwerksparks in AMIRIS zu erreichen. Zudem können betriebswirtschaftlichen Randbedingungen an die Zusammensetzung des Kraftwerksparks in E2M2 abgeleitet werden. Durch Wiederholen dieser Schritte und wechselseitiger Anpassung der Rahmenbedingungen sollen die Ergebnisse beider Modelle zur Konvergenz gebracht und der Weg hin zu einem mikroökonomisch realisierbaren makroökonomischen Optimum aufgezeigt werden.

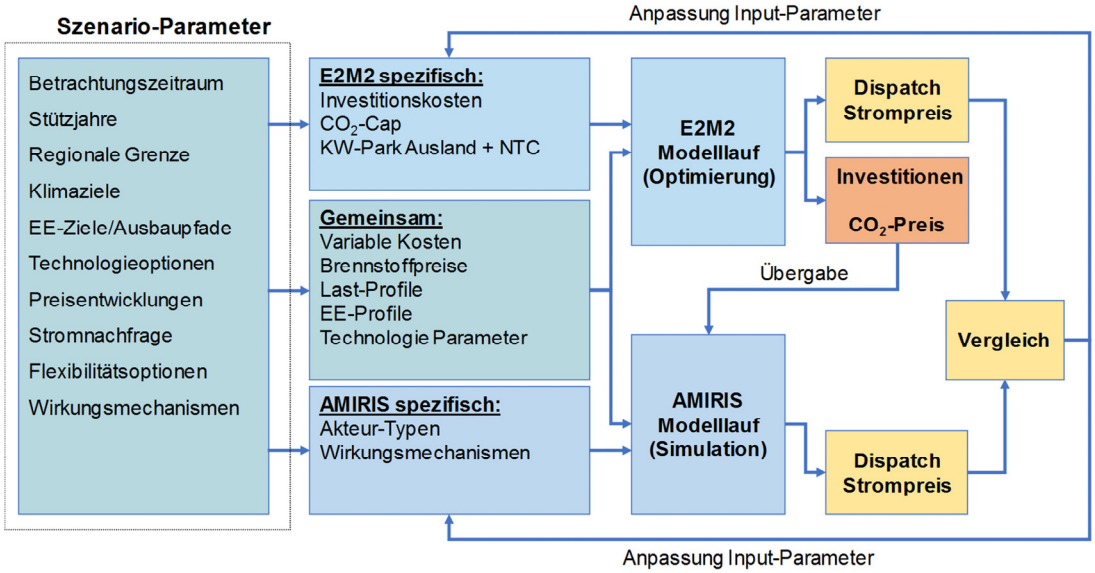


Abbildung 1: Kopplungsschema des Optimierungsmodells E2M2 und Agentenmodells AMIRIS vgl. [5]

Ergebnisse der Modellharmonisierung

Um die erwarteten Unterschiede der Ergebnisse der beiden Modelle besser verstehen zu können, wurden die Modelle zunächst auf Komponentenebene harmonisiert. Hierfür wurden gemeinsame Eingabeparameter angeglichen und Handlungsstrategien der beteiligten Agenten bzw. Modellkomponenten aneinander angepasst. Ein Vergleich der Modellergebnisse zeigte, dass sich bei isolierter Betrachtung der Komponenten Energieerzeuger, Abregelung und Energiespeicher deren Verhalten in beiden Modellen harmonisieren lässt. Auch abgeleitete Größen wie Börsenpreise wiesen in diesen Fällen jeweils nahezu identische Ergebniszeitreihen auf. Nach der Harmonisierung führt der gezielte Einsatz unvollkommener Informationen in AMIRIS zu relevanten Abweichungen bei den Ergebnissen der Modelle. Die Analyse dieser Abweichungen verspricht spannende Einsichten über den optimalen Ausbau und Einsatz von Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor.

Literatur

[1] Möst et al., Einführung zur Energiesystemanalyse, Universitätsverlag Karlsruhe, 2009

[2] Chappin et al., Simulating climate and energy policy with agent-based modelling: The Energy Modelling Laboratory (EMLab), Environmental Modelling & Software, 2017

[3] Ringler et al., Agent-based modelling and simulation of smart electricity grids and markets – A literature review, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016

[4] Weiss et al., Market designs for a 100 % renewable energy system: Case isolated power system of Israel, Energy, 2017

[5] Deissenroth et al., Efficient pathways for the energy transition by soft coupling of optimization and simulation model, IAEE Conference Proceedings, 2017

[6] Sun N., Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes – Kraftwerkeinsatzplanung und Investitionen, Universität Stuttgart, 2013

[7] Deissenroth et al., Assessing the Plurality of Actors and Policy Interactions - Agent-based Modelling of Renewable Energy Market Integration, Complexity (in press), 2017

2.3.2 Der Nutzen des Kapitalstockkonzepts für den Umbau von Energiesystemen

Petra OCHENSBERGER[1], Heinz STIGLER[1]

Motivation

Aufgrund der Kapitalintensität und der Langlebigkeit der Anlagen kommt dem Vermögen bzw. dem investierten Kapital in der Elektrizitätswirtschaft eine besondere Bedeutung zu. Anlagen zur Elektrizitätsproduktion weisen im Vergleich mit Anlagen anderer Sektoren eine viel höhere Lebensdauer auf. Deshalb ist es wichtig, dem Vermögen der Elektrizitätswirtschaft besondere Aufmerksamkeit zu widmen. Dies geschieht durch Berechnung und Darstellung des Kapitalstocks (Gsodam et al., 2016). Das Kapitalstockkonzept hat seinen Ursprung in der Volkswirtschaftslehre und wird für eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung der europäischen Elektrizitätswirtschaft angewendet.

Um Investitionen zu tätigen, muss Kapital vorhanden sein, welches idealerweise aus dem Cashflow stammt. Kapital für Investitionen steht üblicherweise nicht sofort zur Verfügung, weshalb Investitionen nicht sofort getätigt werden können. Auf die Elektrizitätswirtschaft angewendet bedeutet das, dass der Aufbau des Kraftwerksparks bzw. das „Austauschen" der bestehenden Produktionstechnologien ausreichend Zeit benötigt, wie schon Marchetti (1977) in seinem Modell zum Substitutionsprozess von Primärenergieträgern aufgezeigt hat (siehe Abbildung 1). In diesem Modell sind alle Primärenergieträger nichts Anderes als Güter, die auf einem Markt miteinander in Wettbewerb stehen. Der Marktanteil (F) eines Primärenergieträgers steigt an, während der eines anderen Primärenergieträgers abnimmt, wobei das „first in – first out"-Prinzip angewendet wird. Der neue Primärenergieträger, der in das Energiesystem eintritt und dessen wachsender Marktanteil seine Bedeutung im Energiemarkt erhöht, substituiert den ältesten vorhandenen Primärenergieträger. Demnach soll der Kapitalstock nur so schnell auf- bzw. abgebaut werden, wie Kapital für Investitionen in Form des Cashflows zur Verfügung steht.

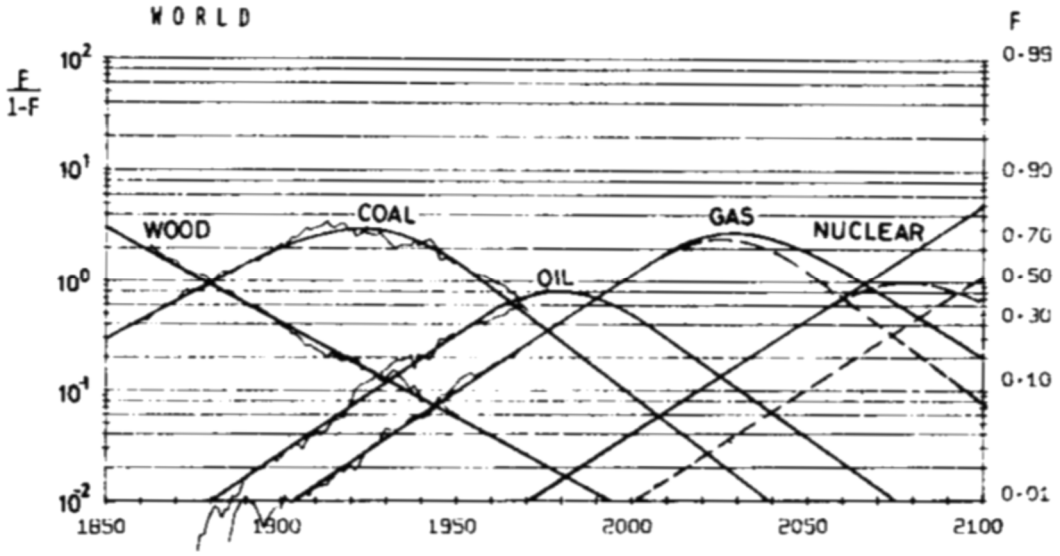


Abbildung 1: Historische Entwicklung der Primärenergieträger weltweit (Quelle: Marchetti, 1977)

Die Geschichte der Substitution von Primärenergieträgern zeigt, dass eine neue Technologie in etwa 100 Jahre benötigt, um von einem Marktanteil von 1 % auf 50 % zu wachsen. Dabei soll der Aufbau eines neuen Elektrizitätssystems mit neuen Primärenergieträgern idealerweise über den Cashflow finanziert werden. Da Investitionen Kosten in Form von Abschreibungen und Zinsen verursachen, wird verhindert, dass der Kapitalstock von zwei Systemen parallel aufgebaut wird und die Kosten für zwei Systeme gleichzeitig zu tragen sind.

[1] Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-{7902|7900}, Fax: +43 316 873-107902, {petra.ochensberger|stigler}@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

Methodik

Das techno-ökonomische Modell ATLANTIS bildet die real- und nominalwirtschaftlichen Gegebenheiten der Elektrizitätswirtschaft ab und ermöglicht eine gesamtsystemische Untersuchung unterschiedlicher elektrizitätswirtschaftlicher Fragestellungen. ATLANTIS berücksichtigt die physikalischen Gegebenheiten sowie die verschiedenen wirtschaftlichen Marktmechanismen in der Elektrizitätswirtschaft und ermöglicht es, sehr realitätsnahe Simulationen zur zukünftigen Entwicklung des Elektrizitätssystems durchzuführen (Stigler, et al., 2016).

Für jedes in ATLANTIS hinterlegte Elektrizitätsversorgungsunternehmen werden am Ende eines jeden simulierten Jahres Modelle erstellt, die vereinfachte Bilanzen sowie Gewinn- und Verlustrechnungen enthalten. Diese Modelle können auch aggregiert für einzelne Produktionstechnologien oder Länder erstellt werden und beinhalten u. a. die fixen und variablen Kosten der Stromproduktion, wodurch sich der Cashflow zur Finanzierung der Investitionen darstellen lässt.

ATLANTIS wird verwendet, um Kapitalstockberechnungen durchzuführen und so die Investitionen in die europäische Elektrizitätswirtschaft darzustellen. Innerhalb der Kapitalstockberechnung wird der Brutto- und Nettokapitalstock auf Basis von historischen Anschaffungswerten und Wiederbeschaffungswerten unter Berücksichtigung (1) der ökonomischen und tatsächlichen (technischen) Nutzungslebensdauer und (2) der linearen und geometrischen Abschreibungsvariante berechnet. Der Kapitalstock kann länder-, technologie- oder unternehmensspezifisch dargestellt werden.

Ergebnisse

Die Kapitalstockbetrachtung zeigt den auch in Zukunft weiterhin starken Ausbau der kapitalintensiven erneuerbaren Energien. Von allen Kraftwerkstechnologien weißt die Windkraft mit einem durchschnittlichen jährlichen Wachstum des Bruttokapitalstocks von 5,6 % (Onshore) und 8,6 % (Offshore) zwischen 2015 und 2040 das höchste Wachstum auf. Gegen Ende der 2030er Jahre nimmt die Windkraft (On- und Offshore) in etwa 20 % des Bruttokapitalstocks ein. Zu rund drei Viertel setzten sich die elektrizitätswirtschaftlichen Abschreibungen im Jahr 2040 aus Abschreibungen auf erneuerbare Energien zusammen. Deren Anteil an den gesamten Abschreibungen hat sich damit seit dem Jahr 2006 mehr als verdoppelt. Bei der Wasserkraft ist auffällig, dass zwar der Bruttokapitalstock einen sehr hohen Anteil einnimmt, die Abschreibungen jedoch einen deutlich niedrigeren Anteil aufweisen. Dies ist aufgrund der langen Lebensdauer von Wasserkraftwerken der Fall.

Weiters wird gezeigt, dass im direkten Vergleich der produzierten Energie mit dem entsprechenden Kapitalstock Photovoltaikanlagen am schlechtesten abschneiden. Im Vergleich mit anderen Technologien ist der Kapitalstock, der Fixkosten in Form von Abschreibungen und Zinsen verursacht, für die vergleichsweise geringe produzierte Energie aus Photovoltaik zu hoch.

Anlagegüter in der Elektrizitätswirtschaft verfügen über eine sehr hohe Nutzungsdauer. Zwischen der Erstinvestition und einer möglichen Ersatzinvestition vergehen in den meisten Fällen Jahrzehnte. Innerhalb dieser langen Zeitspanne kommt es aufgrund der Inflation zu nominellen Preisanstiegen. Deshalb ist es in einer langlebigen Branche nicht möglich, Ersatzinvestitionen nur aus den Abschreibungen zu finanzieren. Nur in äußerst wenigen Jahren sind die Abschreibungen alleine ausreichend, um die Nettoinvestitionen zu finanzieren.

Referenzen

[1] Gsodam, P., Feichtinger, G., Stigler, H., 2016. Ansätze zur Ermittlung des Kapitalstocks der europäischen Elektrizitätswirtschaft. 14. Symposium Energieinnovation, Technische Universität Graz.

[2] Marchetti, C., 1977. Primary Energy Substitution Models: On the Interaction between Energy and Society. Technological forecasting and social change 10, pp. 345-356.

[3] Stigler, H., Bachhiesl, U., Nischler, G. & Feichtinger, G., 2016. ATLANTIS: techno-economic model of the European electricity sector. Central European Journal of Operations Research, Vol 24, Issue 4, pp. 965-988.

2.3.3 Modellgestützte Analyse des Treibhausgasreduktionspotenzials der deutschen Papierindustrie

Peter LOPION[1], Daniel KLÜH[1], Peter MARKEWITZ[1], Martin ROBINIUS[1], Detlef STOLTEN[1]

Inhalt

In Deutschland stellt die Papierindustrie den drittgrößten industriellen Endenergieverbraucher dar [1]. Ihr gesamter Brennstoff-, Strom- und Fernwärmebedarf lag im Jahr 2016 bei etwa 72 TWh [1]. Die jährlichen CO_2-Emissionen der Papierindustrie betragen etwa 5,5 Mio.t, äquivalent zum Anteil von 4,4 % an den emissionshandelspflichtigen deutschen Industrieemissionen [2]. Um die stringenten Klimagas-reduktionsziele einzuhalten, muss auch von der Papierindustrie ein signifikanter Beitrag geleistet werden. Hierfür bedarf es u.a. alternativer und zukunftsweisender Prozesstechnologien. Nach Schätzungen des internationalen Papierverbandes CEPI sind solche disruptiven, neuen Technologien wichtiger Bestandteil zukünftiger Produktionsanalgen, um die ambitionierten Klimaziele bis zum Jahr 2050 einhalten zu können [3].

Zur Bestimmung des CO_2-Reduktionspotenzials und den damit verbundenen Kosten wurde die deutsche Papierindustrie mit Hilfe eines linearen (LP) Optimierungsmodells abgebildet. Das Modell berücksichtigt neben dem heutigen Stand der Technik auch effizientere Verfahren der Papierherstellung. Insbesondere werden alternative Technologien in energieintensiven Bereichen untersucht, wie der Trocken- und Pressenpartie sowie der Frischfaserherstellung. Für die Energiebereitstellung werden verschiedene Optionen zur Strom- und Wärmeversorgung sowie Kraft-Wärme-Kopplung unter Verwendung unterschiedlicher Brennstoffe berücksichtigt. Obwohl die Energieversorgung der Papierindustrie im Vergleich zu anderen Branchen niedrige CO_2-Emissionen aufgrund eines hohen Biomasseanteils aufweist, bietet der Brennstoffwechsel dennoch Emissionsreduktionspotenzial.

Methodik

Die Modellierung basiert auf einem LP-Optimierungsmodell, welches am IEK-3 des Forschungszentrums Jülich entwickelt wurde. Aus einem Netzwerk unterschiedlicher Komponenten, wie Quellen, Senken, Speicher und Transformatoren sowie definierter Energie- und Stoffströme wird die kostenminimale Systemkonfiguration bestimmt. Die Berechnung basiert auf wirtschaftlichen und technischen Parametern, wie Wirkungsgraden, Lebensdauern, Kapitalkosten, Betriebskosten, Brennstoffkosten, etc. Hinzu kommen Nebenbedingungen, welche beispielsweise CO_2-Emissionen, Kapazitäten oder Volllaststunden begrenzen. Die Modellierung umfasst die Produktion von 10 unterschiedlichen Papiersortengruppen sowie der Holz-/Zellstoffherstellung. Jeder Produktgruppe werden spezifische Energieverbräuche (Strom und Wärme) zugeordnet. Die alternativen Technologien werden als Systemoption mit entsprechenden Spezifikationen implementiert. Als Referenzszenario für die Validierung dient das Jahr 2016. Die Optimierung mit inkrementeller Reduktion der Treibhausgasemissionen wird für das Zieljahr 2050 durchgeführt.

Ergebnisse

Ziel der Untersuchung ist es, unter Limitierung der Treibhausgasemissionen, die möglichen zukünftigen Entwicklungen der Papierindustrie in Deutschland zu analysieren. Dabei wird die Optimierung des Technologiemix der Herstellungsverfahren alternativen Energieversorgungstechnologien gegenüber-gestellt. Dies geht mit der Auswahl des kostenminimalen Brennstoffes einher. Abschließend kann mit der Berechnung von CO_2-Vermeidungskosten ein Rückschluss auf die Rentabilität der Investitionen im Rahmen des europäischen Emissionshandels gezogen werden. Die kalkulierten Vermeidungskosten können zudem für einen Vergleich der Papierindustrie mit anderen Industrie- und Endenergiesektoren herangezogen werden.

[1] Forschungszentrum Jülich GmbH, Institut für Energie und Klimaforschung, Wilhelm-Johnen-Straße, 52428 Jülich, Tel.: +49 2461 61-{9743|3076}, {p.lopion|d.stolten}@fz-juelich.de

Literatur

[1] Ein Leistungsbericht. 2017, Verband Deutscher Papierfabriken: Bonn.

[2] Treibhausgasemissionen 2016 - Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2016). 2017, Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt: Berlin.

[3] CEPI, The Forest Fibre Industry: 2050 Roadmap to a low-carbon bio-economy, in Unfold the future. 2011, Confederation of European Paper Industries: Brüssel.

2.3.4 Model Based Analysis of the Indian Electricity Economics

Karthik Subramanya BHAT[1], Gerald FEICHTINGER[1], Udo BACHHIESL[1], Heinz STIGLER[1]

Introduction

India is a country with a huge electricity system having a transmission network spanning over more than 145,400 circuit kilometres [1], 330 GW of installed power plant capacity [2], and 900 TWh of annual electricity consumption [3]. In between an energy transition process towards carbon free energy, India has to successfully manage the transition while maintaining its rapidly increasing economic growth. India's agreement to the COP 21 Paris treaty to reduce its carbon intensity of energy generation has shown its intent towards battling the adverse effects of climate change, on a global level. Additionally, the lessons that were learned from the unchecked expansion of cheap coal power plant capacity resulting from the economic reforms of 1990 [4], puts the Indian policy makers on their toes with respect to the present 'Make in India' industrial initiative. The Indian electricity sector faces several problems already and would face even more challenges when considering such a drastic change in its system.

For a sustainable and successful transition, the country has to strategize its energy transition to such an extent that it not only solves the already prevailing problems of electricity access, security of supply, and exponentially increasing demand, but also prevents the financial failure of the country's energy sector. Thus, a model-based analysis is an absolute requirement, if we are to strategize the energy transition on such a level. Interestingly, the model developed for this study is one of the first of its kind, taking into account both the physical and the economic structures and limitations of the Indian electricity sector. Using such a techno-economic model, studies can be conducted with several scenarios for a target year of say 2050, to check the sustainability of its energy strategies and if necessary, to provide the best possible alternatives. The development, analysis and the possible results of such a techno economic simulation model is thoroughly discussed in the scope of this study.

Methodology

The development of such a large model would of course require a significantly large amount of input data. Initially, the energy strategies and policies set up by the Indian government for the next few decades are intensively studied, to get a general idea of the direction in which the electricity sector would develop. The annual electricity demand growth rates and electricity generation values over the years are then analysed to be taken as a part of the input data. Subsequently, the Indian transmission network is physically modelled along with the physical constraints as close to reality as possible (with reference to the techno-economic model ATLANTIS, developed at the Institute for Electricity economics and Energy innovation (IEE), Graz University of Technology) [5].

The power plant fleet of the Indian electricity sector, also along with the technical and the economic parameters are also to be included along with the input data. The electricity demand for each region is distributed locally by assigning weightages to each node in the physical model accordingly, based on the concentration of the population, industrial, and agricultural regions in the surrounding vicinity of the node. It is to be noted that the demand weightage in the model can also be eventually altered over the course of time, in the case of a higher demand growth at a particular node, if and when necessary. Full Load Hours for renewable based power plants, Inter-regional cross border capacities, power plant Availability Factors and Net Transmission Capacities are also included so as to provide a real-life simulation of the load flows in the network. The visualization of the physical structure and the simulated load flows are also made possible by the visualization software VISU developed at the IEE. The economic structure of the sector is analysed next, including the two different electricity markets operational in the country. The investment costs, working capital, interest rates, depreciation rates, fuel costs and several other economic parameters are then analysed for the development of the economical part of the model.

[1] Graz University of Technology, Institute of Electricity Economics and Energy Innovation, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-{7908|7910|7903|7900}, {karthik.bhat|gerald.feichtinger|bachhiesl|stigler}@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

The net export / import of electricity in India is later on analysed, and the electricity systems of Bangladesh, Bhutan, Nepal and Sri Lanka are also additionally included in the model, as the energy strategies of these countries are considered to also play a significant role. Base simulations are conducted to validate the results of the completed model, and necessary alterations are to be identified and made. Several possible scenarios for India, including possibilities of electro mobility [6] and centralized variable renewable systems [7] until the target year 2050 are to be then discussed.

Probable conclusions

With this model, the electricity sector of not just India, but also the electricity sectors of most of the Indian subcontinent can be simulated together for the target year 2050. The future of the Indian electricity sector would not just have serious implications on the welfare of the sectors of Bangladesh, Bhutan, Nepal, and Sri Lanka, the development of the energy sectors in these countries may also play a similar role for India ex. by providing the much needed hydro power capacity and pump storage options for India. By studying the load flows, the existing transmission network, and the expansion plans for each power region can be optimally strategized. Similarly by analysing the economic simulation results, investments in specific technology types can also be planned for sustainability in the long run. In a nut shell, several probabilistic scenarios for the overall welfare and sustainability in the region can be suggested as conclusion.

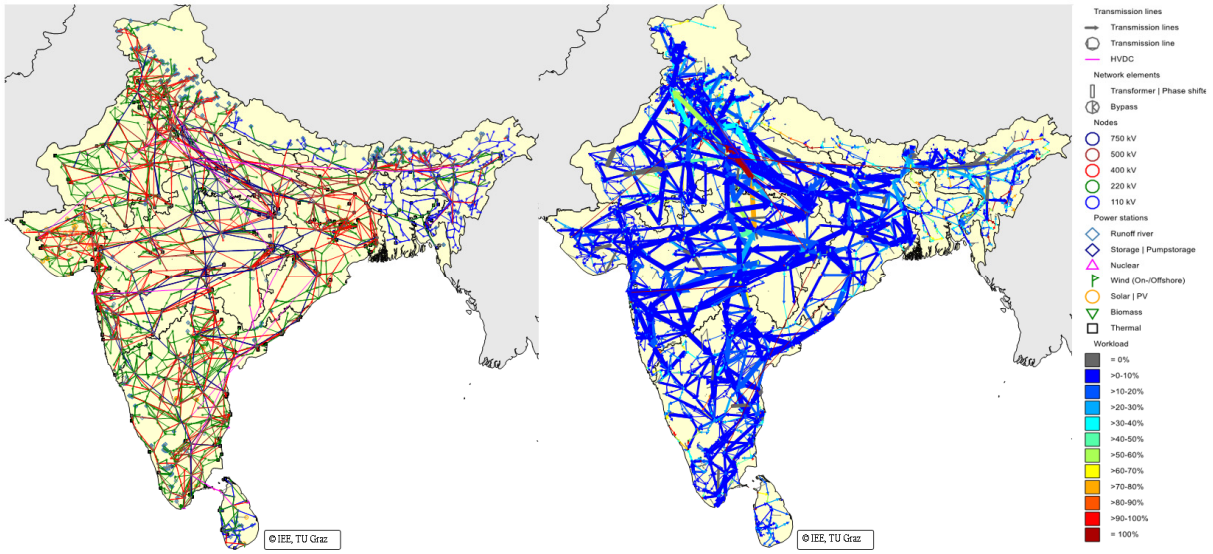


Figure 1: The physical structure of the electricity system (right) and Initial simulations for the Indian subcontinent showing the physical load flows in the transmission network (left)

References

[1] Power Grid Corporation India Limited (PGCIL), Annual report, Overview, 2016

[2] Executive Summary, August 2017, Central Electricity Authority, Ministry of power, Government of India

[3] India energy outlook, World Energy Outlook Special Report, International Energy Agency, 2015

[4] Panagriya, A., 'India in the 1980s and 1990s: A Triumph of Reforms', IMF working paper, March 2004

[5] U. Bachhiesl, G. Nischler, H. Stigler, 'Techno - economic modelling of the European electricity sector', Central European Journal of Operations Research (CEJOR)

[6] 'Role of Electro mobility in India's renewable scenario 2050', Bhat, K et al, 0. Internationale Energiewirtschaftstagung, 2017, Vienna

[7] 'An analysis on Variable Renewable Energy and the importance of Hybrid systems in India' , Bhat, K et.al, 15th IAEE European Conference, 2017, Vienna

2.3.5 Experiment zur vergleichenden Modellierung der Stromversorgung Deutschlands in 2050 unter Berücksichtigung von Sektorenkopplung

Hans Christian GILS[1], Thomas PREGGER[1]

Inhalt

Aufgrund einer Vielzahl unterschiedlicher Modellierungsansätze, Annahmen und Ergebnisse sind die verschiedenen Darstellungen und Ergebnisse von Systemsimulationen und -modellen nur schwer miteinander vergleichbar. Übergeordnetes Ziel des in diesem Beitrag vorgestellten Modellexperiments ist es daher, vielversprechende Modellansätze und -instrumentarien zur zeitlich und räumlich aufgelösten Simulation zukünftiger Stromversorgungen in Deutschland systematisch zu vergleichen. Die Modellierungsansätze von vier Forschungsinstituten werden verglichen und drei ausgewählte Szenarien der Stromversorgung in einem gemeinsamen Modellexperiment untersucht. Durch die einheitliche Parametrierung der Modelle können aus den Ergebnissen Rückschlüsse auf die Auswirkung der verschiedenen Modellierungsansätze gezogen werden. Der Vergleich der Ergebnisse ermöglicht zudem eine Stärkung der Robustheit modellgestützter Energiesystemanalysen.

Methodik

Im Zentrum des Modellexperiments steht die Analyse der Unterschiede in den Ergebnissen optimierender Energiesystemmodelle, die sich bei Verwendung möglichst identischer Eingangsdaten aus den jeweiligen Modellierungsmethoden und Technologieabbildungen ergeben. Diese erfolgt anhand einer Modellierung des stündlichen Einsatzes von Lastausgleichsoptionen im Laufe eines Jahres, mit Fokus auf Versorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Geographischer Schwerpunkt des Modellexperiments ist Deutschland, ein Stromaustausch mit den europäischen Nachbarländern wird jedoch durch die Einbindung stündlicher und regional aufgelöster Export- und Importzeitreihen aus vorgelagerten Modellläufen berücksichtigt (Abbildung 1). Stromflüsse innerhalb Deutschlands werden durch die Berücksichtigung von 18 Modellregionen abgebildet.

Die betrachteten Lastausgleichsoptionen umfassen den internationalen und überregionalen Stromaustausch, die Nutzung von Strom-zu-Strom-Energiespeichern, regelbare konventionelle und erneuerbare Kraftwerke, die Abregelung fluktuierender erneuerbarer Erzeugung, Lastmanagement sowie die Kopplung zu den Sektoren Wärme und Verkehr über Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), Wärmepumpen, direktelektrische Wärmeerzeugung, Batterieelektrofahrzeugen, sowie der dezentralen Wasserstoff-elektrolyse.

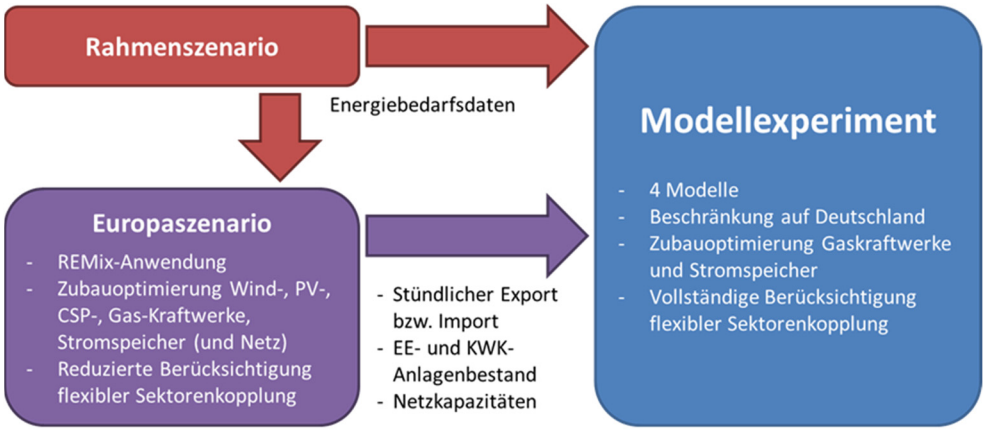


Abbildung 1: Übersicht der Vorgehensweise im Modellexperiment

[1] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Institut für Technische Thermodynamik, Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart, Tel.: +49 711 6862-477, hans-christian.gils@dlr.de, www.dlr.de/tt

Das Experiment umfasst die Anwendung von vier Energiesystemmodellen: REMix des Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt, SCOPE des Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, PowerFlex des Öko-Instituts und ELMOD der Technischen Universität Dresden. Es werden drei Szenarien für das Jahr 2050 untersucht. Diese unterscheiden sich einerseits in den zur Verfügung stehenden Stromübertragungskapazitäten und andererseits in der EE-Versorgungsstruktur (Abbildung 2).

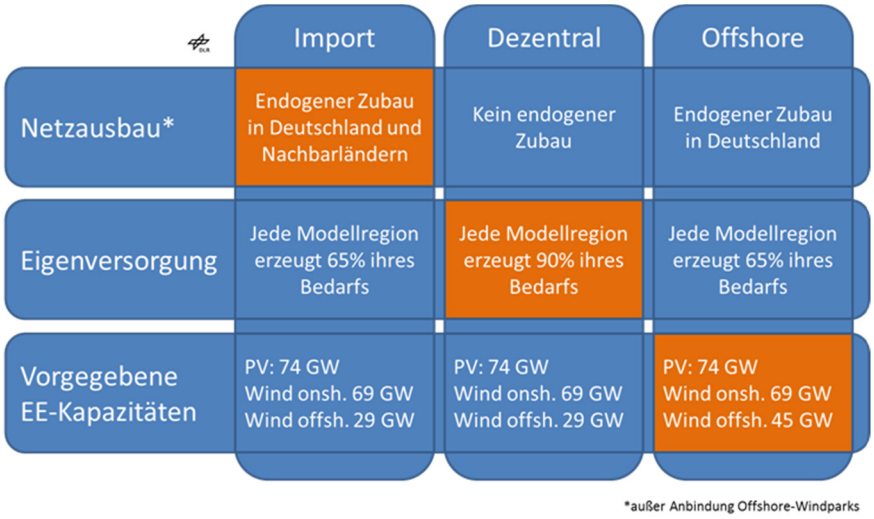


Abbildung 2: Definition der im Modellexperiment betrachteten Szenarien

Der Modellvergleich erfolgt anhand des Bedarfs nach den verschiedenen Lastausgleichsoptionen sowie der jährlichen Auslastung aller installierten Leistungen. Darüber hinaus werden die jährlichen Versorgungskosten und die resultierenden CO_2-Emissionen verglichen.

Ergebnisse

Die vergleichende Analyse der Technologieabbildung in den eingesetzten Modellen zeigt, dass wesentliche Unterschiede vor allem bei konventionellen Kraftwerken, KWK-Anlagen, Elektromobilität und Lastmanagement liegen. Im Gegensatz dazu ist die Abbildung von Energiespeichern, Übertragungsnetzen und erneuerbarer Stromerzeugung in allen Modellen sehr ähnlich realisiert. Dies spiegelt sich in den Ergebnissen des Modellexperiments wider. Dort zeigen sich Unterschiede vor allem bei der Nutzung von flexibler Sektorenkopplung, insbesondere bei KWK und Wärmepumpen mit thermischen Speichern, Ladesteuerung von Batterieelektrofahrzeugen, und industriellem Lastmanagement (Abbildung 3).

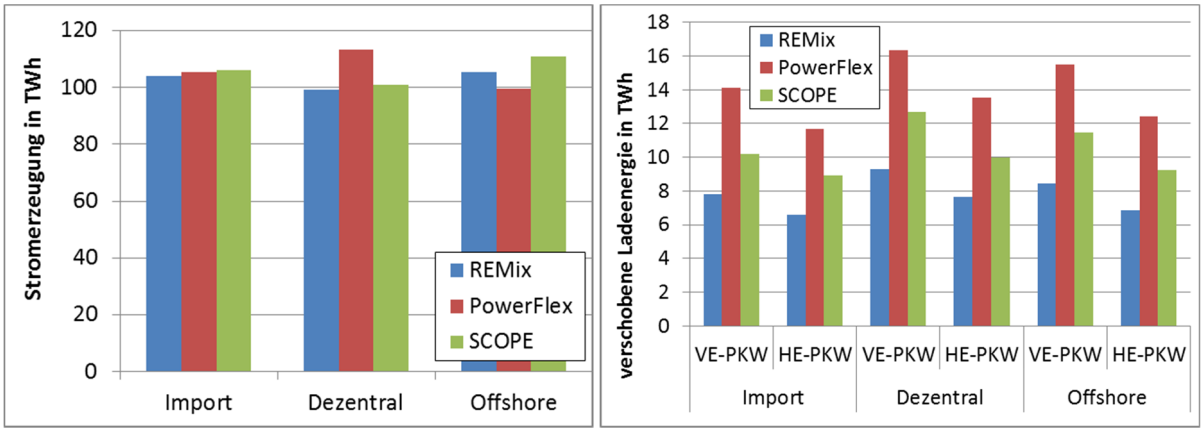


Abbildung 3: Ergebnisse des Modellvergleichs: Jährliche Stromerzeugung in regelbaren Kondensationskraftwerken und KWK-Anlagen (links) und Ladeverschiebung von Batteriefahrzeugen (rechts)

2.4 REGIONALE KLIMA- UND ENERGIESTRATEGIEN (SESSION A4)

2.4.1 Der Weg der Steiermark in die Energiezukunft

Udo BACHHIESL[1], Dieter PREIß[2]

Inhalt

Angesichts der großen globalen Herausforderungen im Umweltbereich sowie der Energiewirtschaft besteht auch für ein Bundesland die Anforderung, entsprechende Zukunftsstrategien für den Klimaschutz- und Energiebereich zu formulieren. Die Steiermark hat sich als eines der ersten Bundesländer Österreichs bereits frühzeitig mit Fragen der energiewirtschaftlichen Entwicklung beschäftigt und dementsprechende strategische Planungen durchgeführt. Bereits im Rahmen des Landesenergieplans 1984 [1] hat die Steiermark der zentralen Bedeutung einer gesicherten Energieversorgung Rechnung getragen und dies mit den Energieplänen 1995, 2005 und der „Energiestrategie Steiermark 2025“ [2] fortgeführt. Entsprechend eines Beschlusses des Steirischen Landtages wurde festgelegt, dass der zuvor parallel bestehende Klimaschutzplan Steiermark und die Energiestrategie 2025 zu einer Gesamtstrategie (Klima- und Energiestrategie Steiermark 2030 [3]) zusammengefasst werden und somit eine sektorübergreifende zentrale Säule für die Zukunftsgestaltung der Energiewirtschaft unter klimapolitischen Gesichtspunkten in der Steiermark werden soll. Die Klima- und Energiestrategie wurde daraufhin in einem partizipativen Prozess erarbeitet und Anfang 2018 im Landtag beschlossen.

Die Erstellung zukunftsweisender Energiestrategien erfordert eine profunde Datenbasis, welche in der Steiermark im Rahmen von jährlichen Energieberichten [4] inklusive entsprechender Energieflussbilder auf Basis zentraler statistischer Daten [5] erarbeitet wird und somit Aussagen über die Entwicklung der Energiewirtschaft in der Steiermark zulassen. Im Rahmen dieses Beitrages werden diese Entwicklungen vorgestellt und diskutiert. Die Ziele der Klima- und Energiestrategie umfassen den Energiebedarf zu senken, verstärkt erneuerbare Energieträger einzusetzen sowie den Klimaschutz voranzutreiben und zugleich eine leistbare Versorgung mit Energie sicherzustellen. Zentraler Gedanke der Klima- und Energiestrategie 2030 ist, den Energieeinsatz spürbar zu reduzieren und den Restbedarf mit einem möglichst hohen Anteil an erneuerbaren Energieträgern zu decken – dies unter besonderer Berücksichtigung der nachhaltigen Nutzung technischer Potentiale aus Wasser- und Windkraft sowie Solarenergie, Biomasse, Erd- und Umgebungsenergie. Innovation, Forschung- und Entwicklung sowie Infrastrukturfragestellungen sind dabei ebenfalls integraler Bestandteil. Die in der Europäischen Union, in Österreich und in der Steiermark formulierten Ziele in Bezug auf die Anteile an erneuerbarer Energie sind nur dann erreichbar, wenn der Energieverbrauch in den Sektoren Haushalte, Dienstleistungen, Gewerbe, Industrie etc. verringert werden kann. Die Klima- und Energiestrategie Steiermark 2030 besteht aus einer Vielzahl von Handlungsfeldern, die folgende zentrale Maßnahmenbereiche umfassen: Abfall- und Ressourcenwirtschaft (A), Bildung und Lebensstil (B), Energieaufbringung und -verteilung (E), Gebäude und Siedlungsstrukturen (G), Land- und Forstwirtschaft (L), Mobilität (M), Vorbildfunktion öffentlicher Bereich (V) sowie Wirtschaft und Innovation (W).

Literatur

[1] Amt der Steiermärkischen Landesregierung: „Energieplan - Landesentwicklungsprogramm für Rohstoff- und Energieversorgung“, Graz, 1984

[2] Amt der Steiermärkischen Landesregierung: „Energiestrategie Steiermark 2025“, Graz, 2015

[3] Amt der Steiermärkischen Landesregierung: „Klima- und Energiestrategie 2030“, Graz, 2018

[4] Amt der Steiermärkischen Landesregierung: „Energiebericht 2016“, Graz, 2017

[5] Statistik Austria: „Bundesländer-Energiebilanzen 2016 – Steiermark 1988-2016“, Wien, 2017

[1] Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7903, Fax: +43 316 873-107903, bachhiesl@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

[2] Amt der Steiermärkischen Landesregierung, A15 Energie, Wohnbau, Technik, Landhausgasse 7, 8010 Graz, dieter.preiss@stmk.gv.at, www.technik.steiermark.at

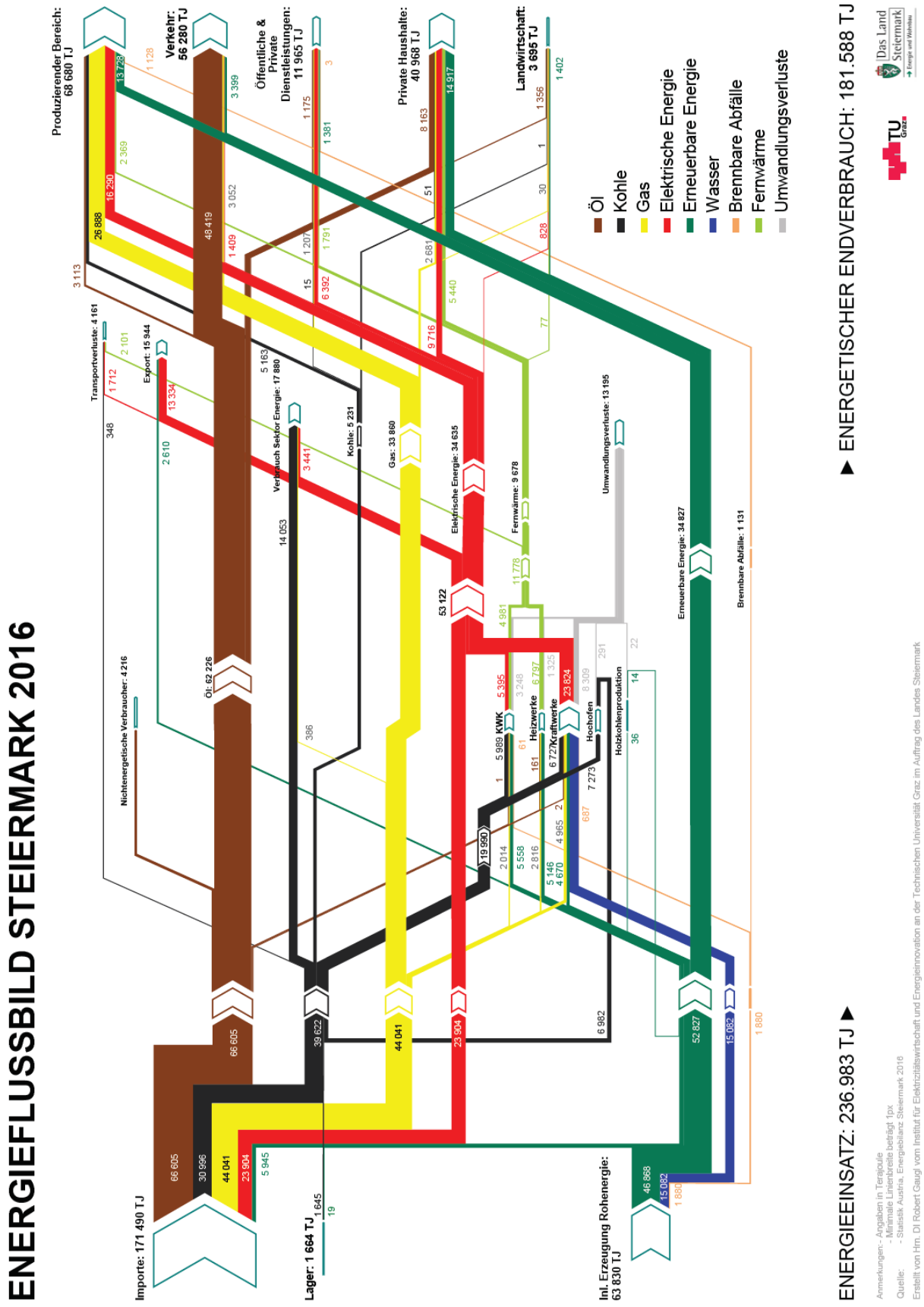


Abbildung 1: Energieflussbild der Steiermark 2016

2.4.2 Entwicklung von zukunftsfähigen Versorgungsstrategien für Fernwärmenetze – Tools und Methoden

Ralf-Roman SCHMIDT[1], Steffen ROBBI[1], Rene HOFMANN[2,1], Martin KOLLER[2], Roman GEYER[1], Daniele BASCIOTTI[1]

Einführung

Sich ändernde Marktbedingungen (fluktuierende Energiepreise, regulative Randbedingungen und ein tendenziell sinkender spezifischer Wärmebedarf) sowie der steigende Druck zur Senkung der CO_2-Emissionen machen die Überdenkung gegenwärtiger Erzeugungsstrukturen in der Fernwärme notwendig. In diesem Beitrag wird eine Methode zur Entwicklung von zukunftsfähigen und im Gesamtenergiesystem integrierten Wärmeversorgungskonzepten für Fernwärmenetze im Zieldreieck Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit vorgestellt sowie die jeweiligen Tools erläutert. Die übergeordnete Methode gliedert sich in die folgenden drei Phasen:

(1) Festlegung von Bewertungskriterien und Analyse der techno-ökonomischen Randbedingungen

Die erste Phase schafft elementare Grundlagen für die weiteren Betrachtungen in Phase 2 und 3 und inkludiert folgende Aspekte:

- Abstimmung der Bewertungskriterien (inkl. der Berechnungsmethodik und -parameter) und des zu betrachtenden Zeithorizonts (z.B. 2030/40) mit den beteiligten Stakeholdern, um eine große Akzeptanz des Wärmeversorgungskonzeptes zu erreichen.
- Bewertung der bestehenden Erzeugungsanlagen der Netzinfrastruktur und der Verbraucher bzgl. des Status-Quo nach oben genannten Bewertungskriterien und Ausarbeitung von Perspektiven im oben genannten Zeithorizont. Hierbei sind die Erstellung von Szenarien zur Entwicklung des Wärmebedarfs und der Netztemperaturen sowie die die Analyse von hydraulischen Restriktionen im Netz wesentlicher Bestandteil.
- Analyse der energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen, mit Fokus auf der Erstellung einer Prognose der Strom- und Brennstoffpreise. Dieses inkludiert auch die Berücksichtigung von aktuellen bzw. absehbaren Entwicklungen bzw. (verbindlichen) Zielsetzungen seitens der Stadt/ Gemeinde, der Bundesregierung und der EU sowie gesellschaftspolitische Ziel, inkl. relevanter Steuern und Subventionen.
- Recherche und Zusammenführung der techno-ökonomischen Charakteristika relevanter Neuanlagen, insbesondere (Teillast-)Wirkungsgrade sowie Investitions- und Betriebskosten.

(2) Entwicklung von Technologieszenarien bzw. Erzeugerportfolios

In der zweiten Phase werden unterschiedliche Technologieszenarien bzw. Erzeugerportfolios als Grundlage der Entscheidungsfindung in Phase 3 entwickelt und bewertet. Dieses inkludiert:

- Berechnung der Wärmegestehungskosten auf Basis von Volllaststunden der relevanten Erzeugungstechnologien. Dies ermöglicht einen groben Überblick mit Hilfe einfacher Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsberechnung und Effizienz der Technologien.
- Entwicklung von Erzeugerportfolios für unterschiedliche Stützjahre auf Basis der jeweiligen Wärmebedarfskurven sowie unter Berücksichtigung der Wärmegestehungskosten und ggf. Bestandsanlagen.
- Sensitivitätsanalyse mit Hilfe einer Einsatz- und Betriebsoptimierung für unterschiedliche externe Randbedingungen aus Phase 1 (insbesondere Strom- und Brennstoffpreise, Wärmebedarf und Investitionskosten). Auf diese Weise wird die Robustheit der einzelnen Szenarien gegenüber zukünftigen Änderungen getestet.

[1] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Wien, Tel.: +43 50550-6695, Fax: +43 50550-6679, ralf-roman.schmidt@ait.ac.at, www.ait.ac.at
[2] Technische Universität Wien, Institut für Energietechnik und Thermodynamik, Getreidemarkt 9/E302, 1060 Wien, Tel.: +43 50550-6039, Fax: +43 50550-6679, rene.hofmann@ait.ac.at, www.iet.tuwien.ac.at/forschungsbereich_industrielle_energiesysteme

(3) *Entscheidung zum finalen Wärmeversorgungskonzept*

Die finale Konzeptentwicklung in Phase 3 fasst die Ergebnisse aus Phase 2 zusammen und vergleicht alle Szenarien. Dieses inkludiert:

- Entwicklung von sinnvollen Erzeugungsportfolios und SWOT- Analyse der einzelnen Erzeugungstechnologien unter Berücksichtigung qualitativer Kriterien aus Phase 1.
- Multi-Kriterien-Bewertung mit Hilfe einer normierten, gewichteten Entscheidungsmatrix für alle sinnvollen Erzeugungsportfolios. Die Bewertung der einzelnen Portfolios erfolgt, wo möglich, auf quantitativen Daten (wirtschaftliche und ökologische Parameter) sowie auf den Ergebnissen der SWOT-Analyse (technische und sonstige Kriterien). Gewichtung Kriterien miteinander als auch die jeweiligen Subkriterien untereinander.
- Ableitung strategischer Herausforderungen und notwendiger Umsetzungsmaßnahmen und qualitative Bewertung hinsichtlich der strategischen Ziele.
- Erstellung einer Priorisierung der Szenarien und eines Zeitplans für eine Transformation der Bestandsanlagen. Dieser berücksichtigt neben der minimalen benötigten Kapazität zur Deckung der Wärmebedarfsszenarien auch eine n-1 Ausfallsicherheit und die Restlaufzeit der Bestandsanlagen.

Zusammenfassung

Die vorgestellt mehrstufige Methode erlaubt eine klare Entscheidungsfindung für zukunftsfähige Versorgungsstrategien von Wärmenetzen. Durch die Nutzung von eindeutigen Meilensteinen zwischen den jeweiligen Phasen und der transparenten Darstellung von Zwischenergebnissen, können die relevanten Stakeholder intensiv eingebunden werden. Durch die Verwendung von unterschiedlichen Simulationstools und Parametervariationen kann eine hohe Robustheit der Ergebnisse gegenüber energiewirtschaftlichen Änderungen erreicht werden.

2.4.3 Räumlich und zeitlich aufgelöste Untersuchung von Energiewendeszenarien für Baden-Württemberg

Manuel WETZEL[1], Hans Christian GILS[1], Frieder BORGGREFE[1]

Inhalt

Ziel des Projekts ist die modellgestützte Ableitung und Untersuchung von Klimaschutzszenarien für das Bundesland Baden-Württemberg. Besondere Schwerpunkte der Analyse liegen auf der Bewertung des Stromimports aus Norddeutschland, dem dafür benötigten Netzausbau, der zukünftigen Rolle einer stärkeren Kopplung von Strom-, Wärme- und Verkehrssektor, sowie die Versorgungssicherheit.

Methodik

Die Analysen basieren auf der Anwendung des räumlich und zeitlich aufgelösten Energiesystemmodells REMix. In diesem werden der Stromsektor sowie die wesentlichen Kopplungen zum Wärme- und Verkehrssektor abgebildet (Abbildung 1). Das Modell optimiert den Zubau und Einsatz aller Systemkomponenten aus der Perspektive eines volkswirtschaftlichen Planers. Im hier vorgestellten Fall werden die Jahre 2020 bis 2050 in Dekadenschritten betrachtet, und eine myopische Ausbauplanung betrachtet. Das heißt, dass in die Annahmen zum Anlagenbestand die Ergebnisse der Optimierung der vorherigen Zeitpunkte mit einfließen. Geographischer Fokus der Analyse ist Baden-Württemberg, das entsprechend der Regierungsbezirke in vier Regionen aufgeteilt wird. Für eine vereinfachte Abbildung des überregionalen und internationalen Stromaustausches werden die umliegenden deutschen Bundesländer, sowie die europäischen Nachbarländer in einer geringen regionalen Auflösung betrachtet.

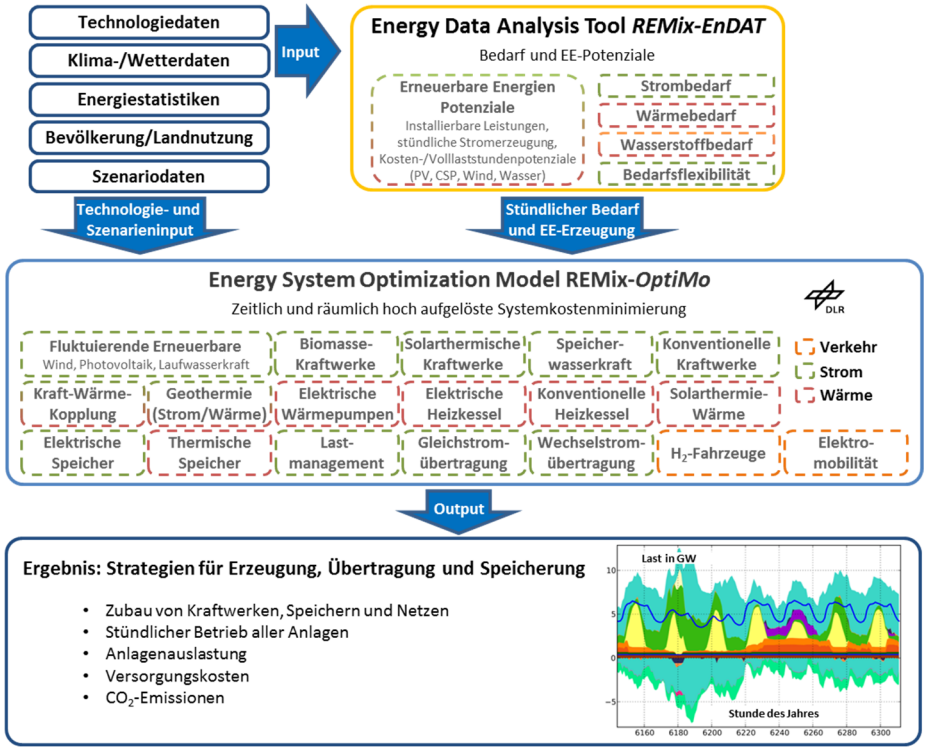


Abbildung 1: Übersicht REMix-Modell

Die betrachteten Szenarien vergleichen insbesondere die Beiträge von dezentralen Stromspeichern, Stromübertragung und Sektorenkopplung zu einer kostengünstigen und klimafreundlichen Energieversorgung. Alle Szenarien basieren auf der Annahme einer deutlichen Reduktion des CO_2-Ausstoßes bis 2050 um 90 % gegenüber dem Jahr 1990. In verschiedenen Sensitivitätsrechnungen wird die Auswirkung besonders unsicherer oder kritischer Modellannahmen geprüft.

[1] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Institut für Technische Thermodynamik, Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart, Tel.: +49 711 6862-477, manuel.wetzel@dlr.de, www.dlr.de/tt

Ergebnisse

Die Modellergebnisse zeigen die Beiträge der verschiedenen Erzeugungs- und Lastausgleichtechnologien auf dem Weg zu einer nahezu klimaneutralen Stromversorgung in Baden-Württemberg im Jahr 2050. Durch die vergleichsweise geringen Potenziale zur Nutzung von Windkraft und den hohen Strombedarf weisen die Modellergebnisse eine hohe Abhängigkeit des Bundeslandes von Stromimporten aus anderen Teilen Deutschlands – insbesondere der Windstromerzeugung im Norden und Nordwesten – und dem europäischen Ausland auf (Abbildung 2 und 3).

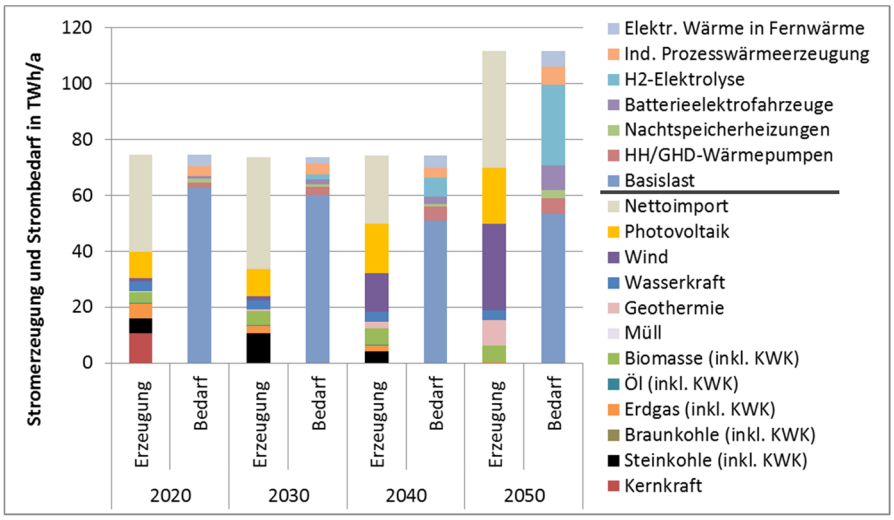


Abbildung 2: Entwicklung der Energiebilanz in Baden-Württemberg im Basisszenario

Neben dem Stromnetz liefern die im Modell betrachteten Sektorenkopplungsoptionen wesentliche Beiträge zum Ausgleich der fluktuierenden Wind- und Photovoltaikstromerzeugung. So wird ein gesteuertes Laden von Batterieelektrofahrzeugen in späteren Szenarienjahren zunehmend genutzt und erreicht im Jahr 2050 etwa 10 % des jährlichen Ladestroms. Die Nutzung von Strom im Wärmesektor nimmt ebenfalls klar an Bedeutung zu, und liefert nach 2030 auch in Wärmenetzen den größten Beitrag zur Wärmebereitstellung. Dies wird möglich durch den Zubau von großen Wärmepumpen und thermischen Energiespeichern. Mit Auslegungen für jährliche Volllaststunden zwischen 3500 und 6500 leisten auch flexibel betriebene dezentrale Wasserstoffelektrolyseure einen bedeutenden Beitrag zum Lastausgleich.

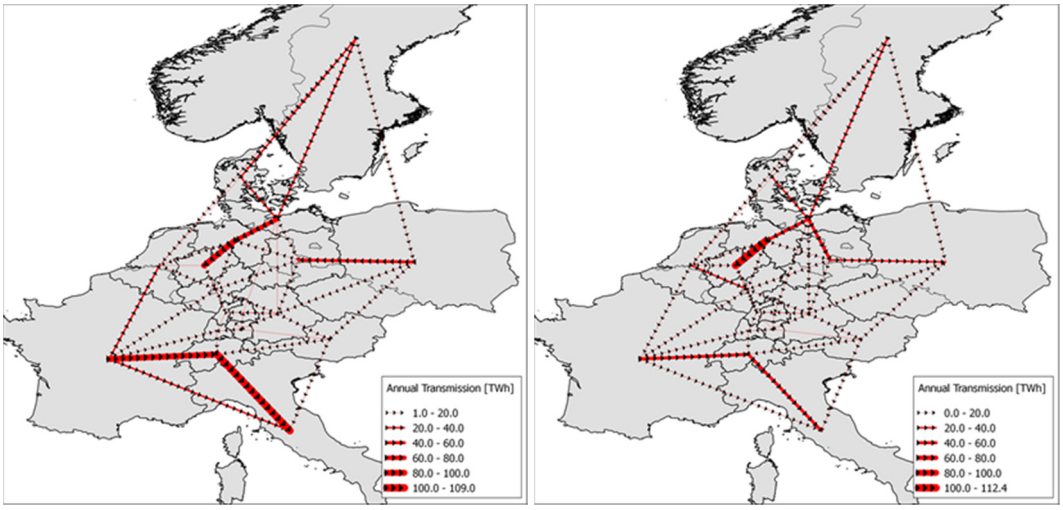


Abbildung 3: Lastflüsse im Basisszenario für das Jahr 2020 (links) und 2050 (rechts)

2.4.4 Energieoptimierung von Microgrid Communities in Österreich und Japan

Johannes MÜHLEGGER[1], Robert HÖLLER[1], Yuzuru UEDA[2]

Inhalt

Diese Arbeit umfasst die Analyse von gemessenen österreichischen und japanischen Community Lastprofilen, sowie Simulationen basierend auf diesen Messdaten. Ziel der Simulationen ist es zu untersuchen, welche Möglichkeiten erreicht werden können, wenn die 540 untersuchten Haushalte der jeweiligen Community mit einem ideal dimensionierten Photovoltaik- (PV) und Batteriespeicher (BS) System ausgestattet werden. Dabei zielt die Systemauslegung darauf ab, eine zu 100 % stromautarke- und zugleich Zero-Energy-Community zu ermöglichen.

Methodik

Die Analyse der Messdaten zeigte eine sehr hohe Temperaturabhängigkeit des japanischen Community-Lastprofils, welche im Fall des österreichischen Community-Lastprofils nicht auftritt (siehe Abbildung 1a). Eine genauere Recherche der möglichen Ursachen für die starke Temperaturabhängigkeit ergab, dass dies vor allem auf die praktisch nichtexistierende Wärmedämmung der Gebäudehülle, sowie die Verwendung von Einzelraum-Klimageräten für Heiz- und Kühlzwecke, zurückzuführen ist. Aufgrund dessen wurde das japanische Community-Lastprofil verändert, um festzustellen, welches Potenzial in Bezug auf den Stromverbrauch durch eine angemessene Wärmedämmung realisiert werden kann (siehe Abbildung 1b).

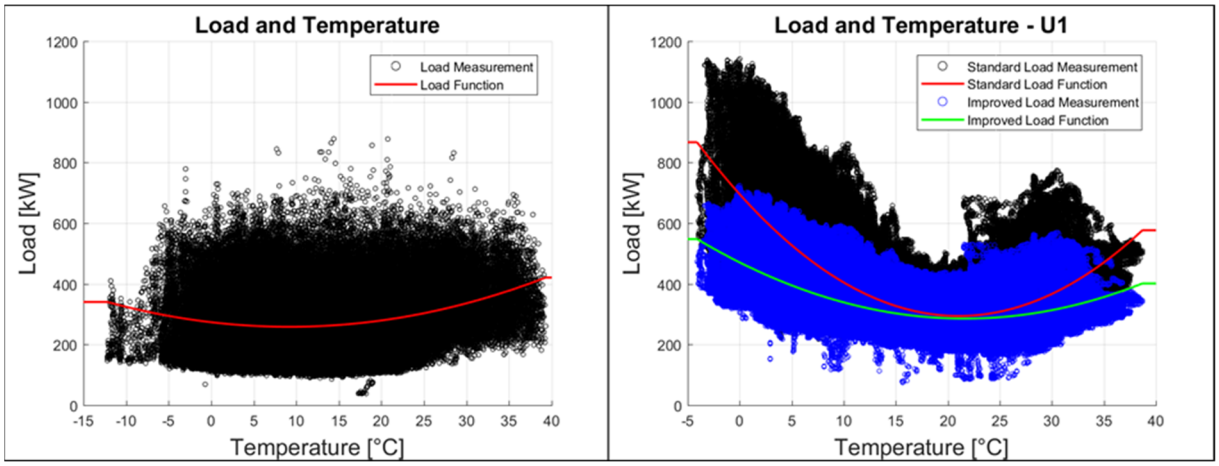


Abbildung 1: a) Temperaturabhängigkeit des österreichischen Lastprofils
b) Temperaturabhängigkeit des japanischen Lastprofils
(schwarz/rot: gemessenes Lastprofil, blau/grün: verbessertes Lastprofil)

In den Simulationen, welche auch eine PV-Ertragsberechnung basierend auf Messdaten der Einstrahlung und Temperatur beinhalten, werden die PV- und BS-Systemgröße schrittweise erhöht, um die mindestens notwendige Systemgröße für die autarke Stromversorgung der Community zu erhalten. Die Zero-Energy-Community Simulation zielt darauf ab, die gesamte Community-Stromlast mit PV erzeugter Energie und dem BS-System abzudecken. Jedoch stellte sich heraus, dass dieses Ziel mit einer wirtschaftlich und technisch vertretbaren PV- und BS-Systemgröße, sowohl für die österreichische als auch für die japanische Community, nicht zu ermöglichen ist. Daher wurde das Ziel des Ermöglichens einer zu 100 % stromautarken Community (Zero-Energy-Community), auf das Ermöglichen einer zu 90 % stromautarken Community (Net-Zero-Energy-Community) geändert.

[1] FH Oberösterreich Studienbetriebs GmbH, Studiengang Öko-Energietechnik, Stelzhamerstraße 23, 4600 Wels, Tel.: +43 5 0804 43070, Fax: +43 5 0804 943070, info@fh-wels.at, www.fh-ooe.at/campus-wels
[2] Tokyo University of Science, Katsushika Campus, 6-3-1 Niijuku, Katsushika-ku, Tokyo 125-8585, Tel.: +81 3 5876 1360, Fax: +81 3 5876 1614, ueda@ee.kagu.tus.ac.jp, www.tus.ac.jp/en/campus/katsushika.html

Ergebnisse

In Tabelle 1 sind die berechneten PV- und BS-Systemgrößen sowie einige wichtige Kennzahlen für die jeweiligen Fälle aufgelistet.

System Parameter	Japanisches System	Österreichisches System
PV Leistung [kWp/Haus]	6,48	9,26
Batterie Kapazität [kWh/Haus]	15,00	17,00
Autarkiegrad [%]	91,02	90,02
Eigenverbrauchsquote [%]	61,85	44,69
Stromnetzbezug [%]	8,98	9,98
Nettoenergiequote [%]	147,16	201,44
LCOE [€ct/kWh] ([Yen/kWh])	11,52 (14,97)	30,98 (40,27)

Tabelle 1: Ergebnisse der Systemauslegungssimulationen zur Erreichung der Leistungsbegrenzung sowie der zu 90 % stromautarken Community

Da der Ertrag einer PV-Anlage am Standort Wels dem am Standort Ota sichtlich unterlegen ist, wird für das österreichische System trotz der geringeren Community-Stromlast eine deutlich höhere Anlagengröße benötigt. Dies führt einerseits zu einer geringeren Eigenverbrauchsquote, andererseits jedoch auch zu einer besseren Nettoenergiequote. Sowohl die benötigte PV-Anlagengröße, als auch die Größe des BS-Systems, fallen für die japanische Community unter der Voraussetzung, dass die angenommene Verbrauchsoptimierung durch eine verbesserte Wärmedämmung umgesetzt wurde, geringer aus.

Verglichen mit Österreich beziehungsweise Europa sind die Preise für ein PV- und BS-System in Japan bedeutend höher, was wiederum zu relativ hohen Stromgestehungskosten (LCOE) führt. Daher ist das Betreiben einer autarken Energieversorgung für die untersuchte Community in Japan unter den gegebenen Umständen noch nicht wirtschaftlich rentabel. Sofern jedoch die für die Zukunft prognostizierten Investitionskosten erreicht werden, besteht die Möglichkeit, dass das japanische Community-Energieversorgungssystem technisch und auch wirtschaftlich das Österreichische übertrifft.

2.4.5 Neue energie- & klimapolitische Maßnahmen aus der ganzheitlichen Analyse und Modellierung der Region Amstetten-Süd

Lorenz STRIMITZER[1], Heimo BÜRBAUMER[1], David PRESCH[1]

Einleitung und Ziel des Vorhabens

Die Realisierung einer möglichst fossilfreien Zukunft (visionzero) ist im Sinne des Pariser Klimaschutzabkommens eine der wesentlichsten Aufgaben dieses Jahrhunderts. Nur durch eine solche Zukunft ist die notwendige, aber ambitionierte Treibhausgasreduktion erreichbar. Dies bedeutet konsequenterweise einen kompletten Systemumbau in den unterschiedlichsten Dimensionen wie z.B. die weitere Forcierung erneuerbarer Energie, eine Steigerung sowohl der Energie-, als auch der Material- und Ressourceneffizienz, sowie den Ersatz von fossilen Rohstoffen in allen stofflichen und energetischen Anwendungen (Bioökonomie). Um Energie- und umweltpolitische Erfordernisse in Einklang zu bringen, bzw. um neue Strategien und Instrumente für den effektiven Klimaschutz zu formulieren, braucht es ganzheitliche, systemische Analysen, die Energie- und Materialflüsse sowie damit einhergehende direkte und indirekte Umweltauswirkungen ganzheitlich bewerten.

Vor diesem Hintergrund ist das Ziel des vom Klima- und Energiefonds geförderten Projekts, anhand einer ausgewählten Klima- und Energie-Modellregion (KEM) ein ganzheitliches Modell zu erstellen, welches die Energie- und Materialflüsse sämtlicher relevanten Wirtschafts- und Lebensbereiche der Untersuchungsregion darstellt und bewertet. So können erstmals die Größenordnungen von Emissionen der einzelnen Bereiche (Land- und Forstwirtschaft, produzierendes Gewerbe, Dienstleistung, Handel, Haushalte (inkl. Konsum) sowie Kommunales und Daseinsvorsorge inkl. Infrastruktur, Verkehr und Energieproduktion) im Verhältnis zueinander analysiert, und die Relevanz der bisher gesetzten Energieeffizienz- und Klimaschutzmaßnahmen aufgezeigt werden. Darüber hinaus wird dargestellt wie viel „graue Energie“ in Form von fossilen Rohstoffen (gegliedert nach Erdöl, Erdgas, Kohle, etc.) jeweils direkt und indirekt benötigt wird. Zusätzlich werden – unter Einbeziehung von externen Experten im Rahmen von Workshops – technologische Alternativen und wirtschaftlich bzw. technisch mögliche Optionen zur Erreichung einer möglichst „fossilfreien Wirtschaft“ (visionzero) entlang einer Zeitachse analysiert und bewertet. Durch die Integration dieser Aspekte in die systemische Betrachtung der Modellregion und ganzheitliche Bewertung der Umweltauswirkungen können gänzlich neue Maßnahmen zur Unterstützung von Entscheidungsträgern hinsichtlich der Erreichung der visionzero formuliert werden.

Methodik

Zu Beginn wurde eine konkrete KEM-Region ausgewählt, die aufgrund ihrer Wirtschaftsstruktur eine für Österreich „typische“, ländliche Region darstellt. Damit ist sichergestellt, dass die im Projekt erarbeiteten Ergebnisse (s.u.) auch für andere Regionen in Österreich aussagekräftig sind. Die Modellierung der ausgewählten Modellregion „Amstetten-Süd“ erfolgt mittels der Ökobilanzsoftware GaBi ts und umfassender Ökobilanzdatenbanken wie Ecoinvent 3.3 und GaBi Professional. Zusätzlich werden benötigte Daten zur Wirtschaftsstruktur der Region in Experteninterviews erfragt und das Modell mit diversen Literaturdaten ergänzt. Das Modell wird in die einzelnen Lebens- und Wirtschaftsbereiche (s.o.) gegliedert und im Rahmen eines Workshops mit regionalen Stakeholdern validiert, um sicherzustellen, dass die regionalen Gegebenheiten bestmöglich abgebildet werden. Die Industrieproduktion wird aufgrund der heterogenen, branchenspezifischen und standortabhängigen Gegebenheiten nicht mitbetrachtet. Aufgrund der großen Komplexität des zu analysierenden Gesamtsystems wird vorrangig auf vorgefertigte Prozessbausteine der Ökobilanzdatenbanken (s.o.) zurückgegriffen, mitsamt allen dort implementierten Methoden (z.B. Allokationen etc.). Die Energie- und Materialflüsse werden in weiterer Folge in Form von Sankey-Diagrammen übersichtlich dargestellt und die Umweltauswirkungen in Anlehnung an die Normenreiche ISO 14040/44 über den gesamten Lebenszyklus (d.h. inkl. Vorketten) hinweg berechnet.

[1] Austrian Energy Agency GmbH, Center Nachwachsende Rohstoffe & Ressourcen, Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien, Tel.: +43 1 5861524-{135|161|132}, Fax+43 1 5861524-340, {lorenz.strimitzer|heimo.buerbaumer|david.presch}@energyagency.at, www.energyagency.at

Die Wirkungsabschätzung erfolgt mittels von ILCD (International Reference Life Cycle Data System) anerkannter Methoden wie ILCD PEF bzw. CML, d.h. es werden neben dem Klimawandel auch andere Wirkungskategorien betrachtet. In wie weit die Ergebnisse auf Variationen der Eingangsparameter reagieren, wird im Zuge von Sensitivitätsanalysen untersucht. Als funktionelle Einheit der systemischen Betrachtung dient die Sicherstellung des derzeitigen Lebensstandards der Bevölkerung der betrachteten KEM-Region über ein Jahr. Die räumliche Systemgrenze der Analyse deckt sich mit den administrativen Grenzen der Untersuchungsregion.

Jene Bereiche, welche die relevantesten Verbräuche an fossilen Energieträgern sowie Umweltauswirkungen aufweisen, und in denen gleichzeitig noch wenige bis keine Maßnahmen (im Sinne politischer Ziele) formuliert sind, werden besonders detailliert untersucht. Dabei wird – im Gegensatz zu vielen gängigen Analysen und offiziellen Statistiken zu THG-Emissionen – zwischen jenen Emissionen unterschieden, welche direkt der untersuchten Region zuzuordnen sind, sowie jenen, welche im Zuge z.B. des Konsums an Gütern virtuell importiert wurden. Durch die Bewertung der Umweltauswirkungen im Rahmen der Ökobilanz wird die notwendige Verknüpfung von energie- und umweltpolitischen Erfordernissen verdeutlicht. Um den Lebensmittel- und Güterkonsum pro Kopf abzubilden, werden Daten aus bestehenden Forschungsprojekten verwendet. Auf Basis der Ergebnisse der Ökobilanz ist es in weiterer Folge vorgesehen, jene „Stellschrauben“ des Systems zu identifizieren, die im Hinblick auf die Substitution von fossiler Energie bzw. der Relevanz ihrer Umweltauswirkungen die größten Potenziale aufweisen. Im Zuge von Sensitivitätsanalysen werden Optimierungsmöglichkeiten auf verschiedenen Ebenen und bestehende Wechselwirkungen im Gesamtsystem untersucht (z.B. Prozessoptimierung wie Effizienzsteigerungen, technologische Optionen wie alternative Antriebe in Transport und Logistik, Substitutionspotenziale von besonders energieintensiven Materialien, Auswirkungen verschiedener Energiemixe und Technologien usw.). Die Modellierung des Systems wird durch externe Experten inhaltlich begleitet und validiert, zudem werden die Ergebnisse mit Literaturdaten verglichen. Um von den komplexen, ökobilanziellen Analysen konkrete Maßnahmen abzuleiten, werden Expertenworkshops durchgeführt, in denen die Ergebnisse der Ökobilanz und Sensitivitätsanalysen vorgestellt werden. Die identifizierten, strategischen Handlungsoptionen werden im Detail diskutiert, sowie unter Berücksichtigung technologischer, wirtschaftlicher und sozialer Aspekte qualitativ bewertet. Diese qualitative Bewertung hat den Anspruch möglichst ganzheitlich zu sein, beispielsweise sollen neben betriebswirtschaftlichen Aspekten ebenso volkswirtschaftliche Effekte mitbedacht werden. Aus diesem Grund wird die Zusammensetzung der geladenen Experten entsprechend interdisziplinär ausfallen. Die Bewertung schließt auch eine Beurteilung ein, welche Maßnahmen kurz-, mittel- oder erst langfristig umsetzbar sind.

Zu erwartende Ergebnisse

Die beschriebene, systemische Analyse wird erstmals quantifizieren, wie viel fossile Energie in den Wirtschafts- und Lebensbereichen der Untersuchungsregion direkt und indirekt benötigt wird und welche direkten und indirekten Umweltauswirkungen damit einhergehen. Zudem macht das Modell die detaillierten Verknüpfungen und Abhängigkeiten der einzelnen Bereiche und des Energiesystems sichtbar. Darüber hinaus werden konkrete Energieeffizienz-, Ressourceneffizienz- und Materialeffizienzpotenziale aufgezeigt und deren Relevanz für die Emissionsreduktion des Gesamtsystems quantifiziert.

Zusammenfassend wird ein konkreter Maßnahmenkatalog zur Forcierung der „visionzero“ erstellt, in dem gänzlich neue Maßnahmen und Handlungsansätze für Entscheidungsträger zusammengefasst sind, die über gängige Maßnahmen hinaus gehen, sowie deren Umwelteffekte (u.a. THG-Emissionen, Verbrauch von fossiler Energie) quantifiziert.

2.4.6 Zeitaufgelöste spezifische Treibhausgase beim Strombedarf

Horst LUNZER[1], Petra BUßWALD[2], Franz NIEDERL[2], Josef BÄRNTHALER[3], Günter WIND[4], Anja STENGLEIN[5]

Inhalt

Aktuell werden viele Maßnahmen im Bereich erneuerbarer Energie und Energieeffizienz mittels Einsparung bzw. Amortisation von Treibhausgasen bewertet. Dabei werden etwa für den Strombedarf Jahresmittelwerte der Erzeugung und dadurch mittlere Emissionswerte je Energieeinheit (etwa kg CO_2Äquivalent/kWh) angewandt. Durch den volatilen Verlauf der erneuerbaren Energieproduktion kann eine detailliertere zeitliche Auflösung jedoch genauere Aussagen bringen. Zusätzlich könnten so Einflüsse des Einsatzes von Speichern miteinfließen und in der Bewertung mitgespiegelt werden. Und es wäre letztlich auch bei Wärme sehr spannend, etwa bei solaren Großspeichern, welche die Wärme um Monate zeitversetzt nutzen lassen.

Mittels des Resys-Tools bzw. der integrierten Simulationsmodelle (www.resys-tool.at) wird der Energiebedarf und die Produktion bzw. Produktionspotentiale einer Region über die Zeit stundenaufgelöst simuliert. Damit lassen sich Kurzzeit- und Langzeitspeicher in ihrer Auswirkung bewerten. Im Tool integriert werden als Resultat gegenständlicher wissenschaftlicher Arbeit monatlich aufgelöste Emissionsbewertungen der spezifischen Treibhausgase des österreichischen Stromnetzes, wobei auch die Stromimporte berücksichtigt werden.

Methodik

Als Betrachtungsjahr wurde 2016 gewählt. Die Datengrundlage stammt aus den Informationen der e-control zu den Österreichischen und den ENTSO-E-Mix-Daten. Es wurden die Stromexporte von den Importen abgezogen. Mittels GEMIS wurden per Life-Cycle-Assessment für die Kraftwerksparks von Österreich und die der Importländer Deutschland (49 % des Importstromes), Tschechien (45 % des Importstromes), Slowenien (3 %), Ungarn (2 %) und Schweiz (1 %) die Treibhausgase nach den jeweiligen monatlichen Produktions-Mixes berechnet. Dabei wurden auch Netzverluste unterschiedlicher Netzebenen berücksichtigt, wobei die Nutzung einen durchschnittlichen (etwa in der Mitte von Österreich) gelegenen Ort annimmt.

Für die Zukunft ist geplant, die Methodik, die für 2016 sehr gut den aktuellen Zustand wiederspiegelt, zumindest alle 2 Jahre/besser jährlich mit einem jeweils aktuellen spezifischen Gang der Treibhausgase je Energieeinheit zu aktualisieren. Änderungen resultieren einerseits aus der Veränderung des Kraftwerkparks und andererseits aus der Lieferzusammensetzung der Importländer ab. Weiters ist die Stromproduktion gerade bei Wind und Wasserkraft je nach den klimatischen Bedingungen eines Jahres unterschiedlich. Gerade in Österreich kann durch die dominierende Erzeugung des Stromes aus Wasserkraft ein trockenes und ein feuchtes Jahr die Stromimporte sogar verdoppeln bzw. halbieren.

Ergebnisse

Der Jahresgesamt- bzw. -mittelwert an Treibhausgasen für den Strombedarf beträgt nach Berechnungen des Umweltbundesamtes (Gemis 4.9) in Österreich derzeit 213,8 kg CO_2Äquivalente je MWh. Betrachten wir den Jahresverlauf der einzelnen Monate, so ist dieser Kennwert stark variierend. Der Maximalwert findet sich für das Jahr 2016 im Dezember mit 369 kg der Minimalwert im Mai mit 46 kg CO_2Äquivalente je MWh.

[1] Resys-Konsortium/Dr. Lunzer Energie und Umwelt e.U., Pfaffendorf 15, 2052 Pernersdorf, Tel.: +43 650 4449198, office@drlunzer.eu, www.drlunzer.eu
[2] akaryon GmbH, Grazer Straße 77, 8665 Langenwang, Tel.: +43 3854 25099, Fax: +43 3854 25098, {busswald|niederl}@akaryon.com, www.akaryon.com
[3] Energieagentur Obersteiermark GmbH, Holzinnovationszentrum 1a, 8740 Zeltweg, Tel.: +43 3577 26664-23, Fax: +43 3577 26664-4, josef.baernthaler@eao.st, www.eao.st
[4] Ingenieurbüro für Physik Dr. Günter Wind, Markstraße 3, 7000 Eisenstadt, Tel.: +43 680 2326415, g.wind@ibwind.at, www.ibwind.at
[5] Sigmundstadl 7, 8020 Graz, Tel.: +43 650 2821550, anja.stenglein@aon.at

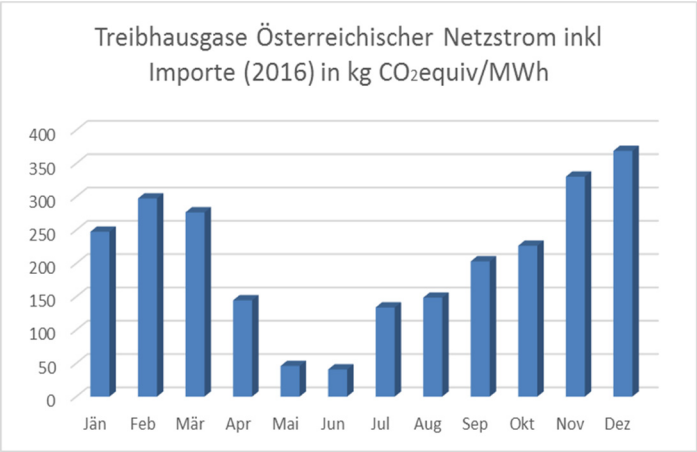


Abbildung 1: Treibhausgase österreichischer Netzstrom inkl. Importe (2016) in kg CO_2equiv/MWh

Gerade bei Betrachtungen der längerfristigen Speicherung etwa per Windgas kann die Beurteilung nach monatlichen Netzvergleichswerten eine deutlich größere CO_2-Einsparung zeigen als über Jahresmittelwerte. Wärmepumpen, die im Winter Netzstrom benötigen, schneiden schlechter ab als jene, die sich den Strom von einem nahegelegenen Windpark oder einem wärmegeführten Biogas-BHKW holen.

Die geschaffenen methodischen Grundlagen und ersten Ergebnisse können in Zukunft zur zeitaufgelösten Analyse zahlreicher weiterer Energiebereitstellungskonfigurationen - mit und ohne Speicherung – herangezogen werden.

2.5 ENERGIESYSTEM UND BIOMASSE (SESSION A5)

2.5.1 Neue Brennergeometrien für eine bessere Verbrennung durch Additive Manufacturing

Nina PAULITSCH[1], Fabrice GIULIANI[1], Lukas ANDRACHER[2], Daniele COZZI[3], Michael GÖRTLER[3]

Inhalt

Das 3D-Drucken unter Verwendung von Metallpulvern ist eine neue Herstellungstechnik, die es erlaubt, sich bei der Konstruktion von maschinellen Beschränkungen der üblichen Bearbeitungsvorgänge zu befreien. Das zu erschaffende Teil muss nicht mehr gedreht, gefräst oder gebohrt werden um die gewünschte Form anzunehmen. Durch Additive Manufacturing ist es möglich komplexere Geometrien (vor allem auch in den Innenräumen) zu erschaffen, im Vergleich zu den zurzeit herkömmlichen Verfahren. Darüber hinaus kann das Gewicht als auch die mechanische Belastbarkeit des Bauteiles, auf die auftretende Last hin, optimiert werden. Zusätzliche Funktionalitäten, wie optimiertes Thermomanagement oder in die Struktur integrierte Kanäle können hergestellt werden.

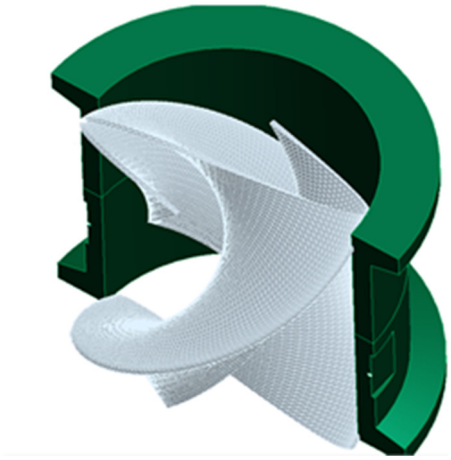


Abbildung 1: 3D Konzept für den Drallerzeuger



Abbildung 2: Drallerzeuger aus Inconel 718 mit Additive Manufacturing hergestellt

[1] Combustion Bay One e.U, Ruckerlberggasse 13, 8010 Graz, www.cbone.at,
{Tel.: +43 316 22 89 80, nina.paulitsch@cbone.at},
{Tel.: +43 664 4552585, fabrice.giuliani@cbone.at}
[2] FH JOANNEUM Gesellschaft mbH, Institut Luftfahrt / Aviation, Alte Poststraße 149, 8020 Graz,
Tel.: +43 316 5453-6416, lukas.andracher@fh-joanneum.at, www.fh-joanneum.at
[3] JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH, Institut für Oberflächentechnologien und Photonik,
Leonhardstraße 59, 8010 Graz, Tel.: +43 316 876-{3308|3318}, {daniele.cozzi|michael.goertler}@joanneum.at,
www.joanneum.at



Abbildung 3: Drallstabilisierte, vorgemischte Flamme

Methodik

Das Konsortium CBOne, Joanneum Research/Materials und FH Joanneum/Aviation möchte ermitteln, in wie fern die Produktion von kleinen Serien von Premium-Teilen im Bereich Energie- und Antriebs-technik sinnvoll ist. Dabei soll einerseits die Anwendbarkeit als auch das Potential der SLM (Selective Laser Melting) Methode evaluiert werden.

Bei der Herstellung dieser Teile wird auch ein Vergleich des Kosten- und Arbeitsaufwands zu bisher konventionellen Methoden gezogen. Die Motivation dieses Projektes ist insbesondere die Herstellung eines integrativen Brenners. Der konventionelle Brenner besteht typischerweise aus vier bis zehn Teilen, welche sich aufgrund ihrer unterschiedlichen Materialzusammensetzung und Herstellungsverfahren stets in ihrem thermischen Verhalten unterscheiden.

Die Grundidee ist, einen besseren Brenner mithilfe von 3D-Druck herzustellen. Folgende Parameter sind dabei zu beachten:

- Gewicht, Volumen, Anzahl an Teilen (alles in ein Teil integrieren soweit wie möglich)
- Herstellung komplexer Strömungswege (Drallerzeugung der Luft, Treibstoffeinspritzung) ohne großen Bedarf an Nachbearbeitung (z.B. Oberflächenbehandlung, Entfernung von Träger-strukturen)
- Fortgeschrittenes thermisches Management (Nutzung der Flammenwärme mittels Wärme-rückführung durch den Brenner um das frische Gemisch vorzuwärmen, und somit die Verbrennungsqualität zu steigern)
- Integrierte Messstellen für Instrumentierungen (Temperatur, Druck)

Ergebnisse

Die neue Form eines effizienten Drahlerzeugers wurde konstruiert, mit CFD simuliert, mit Additive Manufacturing aus Inconel 718 hergestellt und letztendlich getestet. Wir berichten über die Frühergebnisse dieses Projekts.

2.5.2 Erfüllung zukünftiger Anforderungen an Biomassefeuerungsanlagen mit Hilfe moderner Regelungsstrategien

Christopher ZEMANN[1,2], Daniel MUSCHICK[1], Markus GÖLLES[1]

Inhalt

Biomassefeuerungen bieten die Möglichkeit sowohl Strom als auch Wärme weitgehend CO_2-neutral bereitzustellen. Diese Tatsache und die Fähigkeit Wärmeleistung gezielt nach Bedarf zu erzeugen macht Biomassefeuerungen besonders interessant für den Einsatz in sektorübergreifenden Energiesystemen. Aus dem Wunsch den Einsatz von Biomassefeuerungen in zukünftigen Energie-systemen weiter auszubauen ergibt sich eine Reihe von Anforderungen zur Weiterentwicklung der aktuellen eingesetzten Feuerungskonzepte. Eine der zentralen Anforderungen ist dabei die Modulationsfähigkeit zu verbessern, also die Fähigkeit auf wechselnde Lastanforderungen zu reagieren und stets den benötigten Wärmestrom bereitzustellen. Schnelle Leistungsänderungen und auch der Betrieb in Teillast führen bei aktuell eingesetzten Biomassefeuerungen häufig zu hohen Schadstoffemissionen und zu geringen Wirkungsgraden. Um diesen Problemen entgegenzuwirken ist der Einsatz moderner Regelungsstrategien notwendig, welche eine hohe Ausbrandqualität in allen Betriebszuständen ermöglichen. Eine weitere Anforderung ist, die Verwendung kostengünstiger, alternativer Biomassebrennstoffe zu ermöglichen. Die damit einhergehenden inhomogenen und abrupt variierenden Brennstoffeigenschaften stellen eine Herausforderung für moderne Biomasse-feuerungen dar. Der Umgang mit Brennstoffen geringer Qualität erfordert eine Kombination aus konstruktiven Maßnahmen mit einer Regelung, die einen stabilen, emissionsarmen Betrieb für wechselnde Brennstoffeigenschaften ermöglicht.

In diesem Beitrag wird besonders auf regelungstechnische Maßnahmen zur Verbesserung der Modulationsfähigkeit und Brennstoffflexibilität von Biomassefeuerungen eingegangen. Dazu wird ein Reglerkonzept bestehend aus einer modellbasierten Feuerungsregelung, einem Algorithmus zur Adaption an wechselnde Brennstoffeigenschaften und einer übergeordneten Ausbrandoptimierung vorgestellt. Der Kern dieses Reglerkonzepts ist eine modellbasierte Feuerungsregelung, welche das Betriebsverhalten einer Biomassefeuerung, insbesondere hinsichtlich Modulationsfähigkeit, verbessert. Dieser Regler verwendet ein mathematisches Modell der Biomassefeuerung, d.h. der komplexen Vorgänge des Verbrennungsprozesses. Durch die Berücksichtigung der dynamischen Eigenschaften der Biomassefeuerungen kann der Verbrennungsprozess selbst bei schnellen Laständerungen stabil geregelt werden. Darüber hinaus werden messbare Störungen schneller kompensiert, wodurch ein insgesamt stabilerer Betrieb der Biomassefeuerung erreicht wird. Ein adaptiver Algorithmus wird zur Erkennung wechselnder Brennstoffeigenschaften (Schüttdichte, Wassergehalt) verwendet. Dieser passt Parameter des von der Feuerungsregelung verwendeten mathematischen Modells während des Betriebs an. Dadurch wird eine hohe Verbrennungsqualität bei variierender Brennstoffqualität oder wechselnden Brennstoffen ermöglicht. Eine übergeordnete Ausbrandoptimierung (CO-λ-Optimierung) ermöglicht einen möglichst vollständigen Ausbrand in jedem Betriebszustand. Dadurch wird ein Betrieb bei minimalen Emissionen und größtmöglichem Wirkungsgrad unabhängig von der Anlagenleistung und vom verwendeten Brennstoff erzielt.

In diesem Beitrag werden zunächst die Anforderungen an Biomassefeuerungen für den Einsatz in zukünftigen Energiesystemen diskutiert. Basierend darauf wird dann ein Regelungskonzept vorgestellt, welches dazu beitragen soll, diese Anforderungen zu erfüllen.

[1] BIOENERGY 2020+ GmbH, Inffeldgasse 21b, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-{9227|9248|9208}, {christopher.zemann|daniel.muschick|markus.goelles}@bioenergy2020.eu, www.bioenergy2020.eu
[2] Technische Universität Graz, Institut für Regelungs- und Automatisierungstechnik, Inffeldgasse 21b, 8010 Graz

2.5.3 Der KD-Trockner mit Brennwerttechnik und ein REDOX-Holzgaskraftwerk – Zwei effiziente Holzenergie-Innovationen als Beitrag zu mehr Umwelt- und Klimaschutz

Walter SAILER[1]

Inhalt

Die Einhaltung der Pariser Klimaschutzverträge für mehr Energieeffizienz, Ökostrom und weniger CO_2-Emissionen ist nur mit wirksamen Innovationen zu bewerkstelligen. Etwa durch die beiden im Folgenden genannten EU-Patente des Erfinders und Patentinhabers Walter Sailer:

(1) **KD-Trockner** zur Steigerung des Heizwertes im Holz sowie,

(2) **REDOX-Vergaser**, mit zweistufiger Verbrennung und Vergasung der Teere mit Energiegewinn im integrierten Holzgaskraftwerk bei einem Brennstoffnutzungsgrad von über 97 % (Nutzung der Abwärme im KD-Trockner)

Der KD-Trockner mit Brennwerttechnik

Der KD-Trockner (*Kontinuierlicher Durchlauf-Trockner*) ist die effiziente Heizwertsteigerung der Holzenergie aus Hackgut durch Nutzung von KWK-Abwärme und/oder Rauchgasabwärme (frei verfügbare Abwärme vom Kamin) bei Nutzung der Vollbrennwert-Rauchgaskondensation.

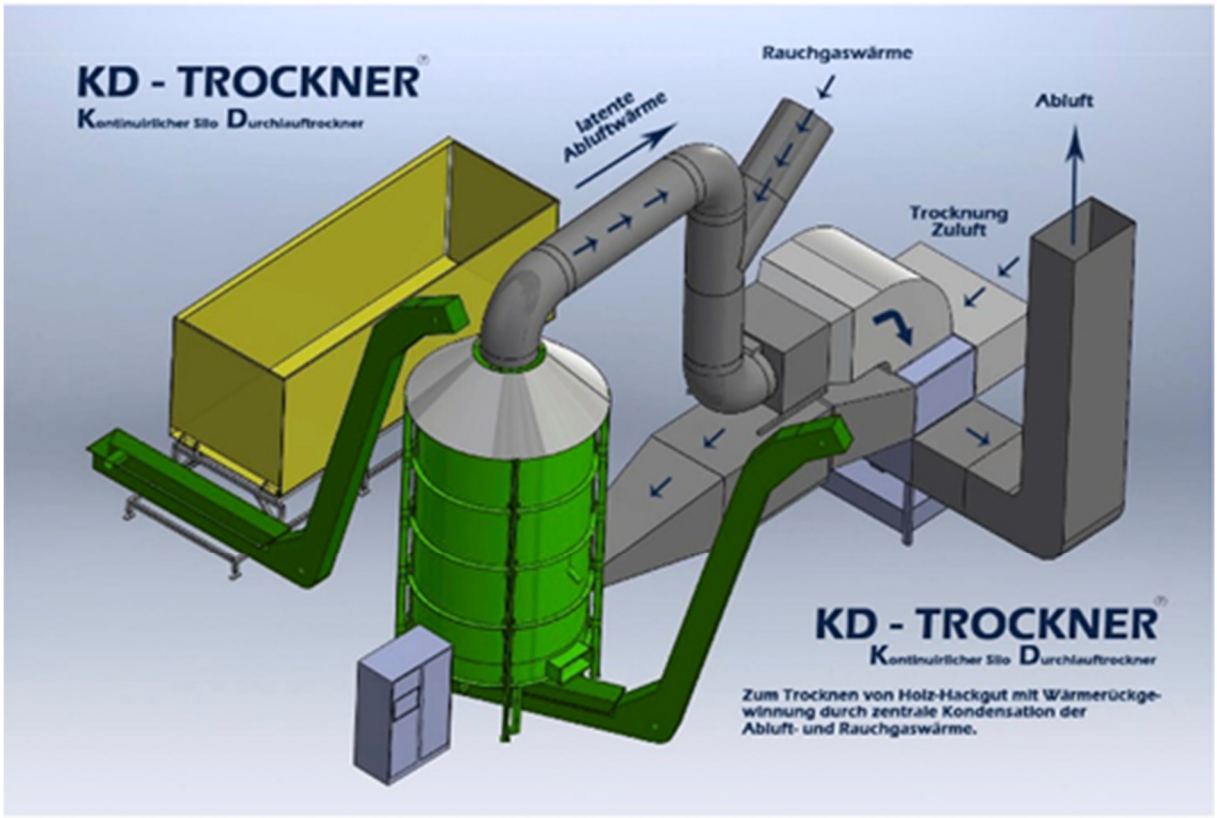


Abbildung 1: KD-Trockner zum Trocknen von Holz-Hackgut mit Wärmerückgewinnung durch zentrale Kondensation der Abluft- und Rauchgaswärme

[1] SWET GmbH, Beethovenallee 3, 9220 Velden am Wörthersee, Tel.: +43 699 10435583, Fax: +43 4274 288585, office@swet.at, www.swet.at, www.kd-trockner.com, www.redox-vergaser.com

Im kontinuierlichen Durchlauf und zwangsbelüfteten Gegenstrom erfolgt bei ausreichender Verweildauer des Hackgutes im Rundsilo die sanfte, schonende Trocknung von erntefrischem Hackgut mit geringstem spezifischen Energieaufwand bei ca. 0,9 KWh/kg Wasser zur Wasserverdampfung mit Niedertemperatur-Warmluft bis max. 80°C über die effiziente Doppelfunktion (Kontakt- und Konvektionstrocknung). Wobei das getrocknete Hackgut, schichtweise kontrolliert über ein Mess- und Regelsystem mit einem vollautomatisch gesteuerten Softwareprogramm aus dem KD-Trockner ausgetragen, und sogleich wieder mit erntefrischem Hackgut ergänzt wird.

Die Vorteile des vollautomatisch digitalisierten KD-Trockners gegenüber einem diskontinuierlichen, stationären Container bzw. Satztrockner sind etwa,

- kein erhöhter Zeit-, Personal- und Manipulationsaufwand sowie
- kein höherer Mehrbedarf an Wärme, außerdem
- die kontinuierliche Austragung des schichtweise getrockneten Hackgutes je nach Trocknungsgrad über den perforierten belüftbaren Lochboden mit der robusten Schneckenfräse sowie
- die Nutzung der Abwärme-Trocknungsluft bei maximaler Sättigung von über 98 %, die als Abluft ohne erforderliche Entstaubung teilweise ins Freie abgeführt und/oder mit der Rauchgasabwärme vermischt zur Kondensation genutzt wird.

Durch die vollständige Nutzung des Vollbrennwertes der Rauchgasabwärme für die Erzeugung der Trocknungsluft im z.B. Glasrohrwärmetauscher kann die Energieverschwendung zur Verdampfung des Wassers bei der Biomassefeuerung in Heiz- und Kraftwerken gestoppt werden. So kann bei Verdoppelung des Heizwertes eine Einsparung von bis zu 35 % an Energie-Brennstoff, Betriebsstrom und CO_2-Emissionen sowie eine zusätzliche Reduktion von bis zu 90 % der Emissionen aus Feinstaub und Aerosolen durch den integrierten Rauchgaswäscher erzielt werden.

Im Vergleich zur bisherigen Alternative der natürlichen verlustreichen Holztrocknung durch zeitaufwendige Zwischenlagerung zur Vortrocknung bei gegebenen Heizwert- und Substanzverlusten flüchtiger pyrogener Gasbestandteile im Holz (Lagerverluste), hoher Betriebskosten zur Manipulation (Personal, Zeit, Maschinen, Lager) sowie die Kosten der Kapitalbindung, ergibt die Heizwertsteigerung des Hackgutes von einem Wassergehalt $w = 50\ \%$ auf $w = 15\ \%$ im KD-Trockner konkret die Einsparung von 114 KWh/Srm Hackgut und bei einem verbesserten Anlagennutzungsgrad von z.B. 85 % auf 90 % die Nutzenergie-Einsparung von ca. 136 KWh/Srm.

Dazu ergeben sich zusätzliche Einsparungen beim Betriebsstrom der Ventilatoren durch geringere Rauchgasmengen, bei Primär-, Sekundär- und Tertiär-Luftmengen sowie bei der Rezirkulation der kalten Rauchgase zur Kühlung der Feuerraumtemperatur.

Auch wenn Holz CO_2-neutral ist, ist die Einsparung von ca. 136 KWh/Srm ressourcenschonend und bringt zudem ein CO_2-Einsparäquivalent bei 0,35 kg/KWh (KPC-Richtlinie) von etwa 40 kg CO_2 je Srm Hackgut. Gemäß der Monitoringstelle „Energieeffizienz“ wird mit dem Nachweis (INPUT/OUTPUT zum/vom KD-Trockner) durch Berechnung des Heizwerts (Messung des Wassergehaltes im Holz) sowie der Einsparung des Betriebsstromes vorher/nachher über das Lastmanagement nach dem integrierten Softwareprogramm des Energiemanagementsystems EN/ISO 50001 als anrechenbare Maßnahme anerkannt.

Dieser Nachweis nach EEffG ergibt auch die Grundlage der Berechnung des Einsparpotentials zur Refinanzierung der Investitionen über das Energie-Einspar-Anlagen-Contracting. Diese Investitionen amortisieren sich auch in wenigen Jahren.

Zur Optimierung der spezifischen Leistungskennzahlen dieser Energieeffizienzsteigerung wird die WIC-Feuerungsregelung als redundantes Prozessleitsystem (Dipl.-Ing. Matthias Lukic, Technikgruppe GmbH) installiert, in dem die Verbrennungsluftmengen zonenweise auf das heizwertreiche Hackgut eingestellt, sowie die variablen Rauchgasmengen mit dem kalten Rezirauchgas/Luftgemisch zur Stabilisierung der Feuerraumtemperatur, etc. für eine stabile Prozessführung bei maximalem Anlagenwirkungsgrad reguliert werden. Für den Einsatz des KD-Trockners bei verschiedenen Trocknerleistungen von 1 Srm/h bis etwa 22 Srm/h – je nach verfügbarer Abwärmequelle – werden die Typen KD-3 bis KD-7 mit KWK-Abwärme über Warmwasser-Luftheizregister oder die Vollbrennwert-Nutzung der Rauchgasabwärme mit Rauchgaswäscher geboten.

Der KD-Trockner ist für Anwender in waldreichen EU-Ländern ein Gewinn für Betrieb und Umwelt. Diese Anwender sind etwa: Biomasse-Heiz- und -Kraftwerke mit KWK / Rauchgasabwärme, Abwärme von KWK-Biogasanlagen und Holzvergaseranlagen, Pelletsproduzenten, Brennstoffhändler, Biomassehöfe, etc.

REDOX-Holzgaskraftwerk (HGKW) mit dem KD-Trockner

Die energieeffiziente Nutzung von Holz ist nicht die einfache Verbrennung zur Wärmenutzung, sondern die höhere Wertschöpfung für eine sinnvolle Erzeugung von Ökostrom und Wärme nach dem KWK-Prinzip.

Das KWK-REDOX-HGKW bietet gerade in waldreichen EU-Ländern, im Vergleich zu Sonnen-, Wind- und Wasserkraft, eine wetterunabhängige Energieversorgung, regionale Wertschöpfung des Waldes und Ressourcenschonung durch effiziente Holzenergienutzung für Ökostrom und Wärme.

Im Hinblick auf die Forderung zur CO_2-Reduktion wegen des Klimawandels liefert das REDOX-HGKW einen bedeutenden Beitrag zum Umwelt- und Klimaschutz ohne Atomstrom und Kohlestrom für einen Weg zu 100 % Energieautarkie und gleichzeitiger Nutzung der Wärme.

Der REDOX-Vergaser im integrierten Holzgaskraftwerk ist im Vergleich zu den ungelösten Problemen, die teerfreie Erzeugung von Holzgas durch die zweistufige Verbrennung der Teere mit Energiegewinn bzw. Crackung bei Hochtemperatur um die 1.200 °C, die vollständige Reduktionsvergasung zu Holzgas, die mehrstufige Kühlung und einfache Entstaubung zur Verbrennung des Holzgases im BHKW-Gasmotor zur Produktion von ca. 250 kW_{el} Ökostrom und 400 kW_{th} Wärme bei minimalem Betriebs- und Investitionaufwand und Brennstoffnutzungsgrad von über 97 % (Nutzung der Abwärme im KD-Trockner).



Abbildung 2: REDOX Holzgaskraftwerk

Das Herzstück der EU-weit patentierten Innovation ist der REDOX-Vergaser, die neue Generation der thermochemischen teerfreien Holzgasproduktion durch die zweistufige Verbrennung und Gasreduktion der teerhaltigen Pyrolysegase im Gegenstrom des ALL-IN-ONE-Reaktors durch Absaugen, Einblasen, Vermischen mit Luft und Sauerstoff sowie das Verbrennen in der Oxidationszone (Crackung) bei hoher Temperatur (vergleichbar zu einem Ölbrenner).

Die erzeugten Oxidationsprodukte werden danach im Unterdruckbetrieb in der großräumigen Rostwanne mit glühender Holzkohle im Gleichstrom zu Holzgas reduziert. Jeder thermochemische autotherme Holzvergasungsprozess verlangt für höchste Qualität und Quantität des Holzgases die Einhaltung der Vergasungstemperatur. Für die Sicherstellung eines störungsfreien Prozesses wird erntefrisches gasreiches Hackgut mit einer Feuchte von max. 15 % eingesetzt, die mit dem KD-Trockner als fixer Bestanteil des REDOX–HGKW gewährleistet wird. Die KWK-Wärme kann unabhängig vom Standort ohne Fernwärmeversorgung autark auch für die Lohntrocknung genutzt werden.

Die neue Ära des REDOX-HGKW ermöglicht eine hohe Wirtschaftlichkeit bei kurzer Amortisation und geringem Betriebs- und Investitionsaufwand im Vergleich zu alternativen KWK-Prozessen kleinerer und mittlerer Leistung wie etwa Dampfkessel, Turbinen, ORC, Stirling, etc. durch einen um 10 % bis15 % höheren elektrischen Wirkungsgrad.

Das REDOX-HGKW mit einer Brennstoffwärmeleistung von 860 kW (1 Srm Hackgut) ergibt einen aktiven Beitrag zum Klimaschutz durch die maximale Energieeffizienz nach dem GEMIS4-Energie-Referenzsystem für den KWK-BHKW-Holzgas-Kraftwerk-Mix mit folgenden Einsparungen:

- Primärenergie-Einsparung von ca. 6489,6 MWh/a
- Heizöl-Äquivalent-Einsparung von ca. 648,9 t/a
- CO_2-Emissions-Einsparung von ca. 1434,2 t/a

Folgende Betriebe können einen bedeutenden Beitrag zum Klimaschutz nach dem Pariser Klimavertrag 2015 mit der neuesten Generation der teerfreien REDOX-Holzvergasung leisten und gleichzeitig einen höheren zusätzlichen Betriebsgewinn für den Mehrwert des Ökostromes und Wärme erzielen:

- Biomasse-Fernwärmebetriebe für eine höhere Wertschöpfung mit Ökostrom und Wärme
- Sägewerke mit Schnittholz-Hackguttrocknung im KD-Trockner
- Landwirtschaftliche Betriebe als Biomassehof oder Brennstoffhändler mit Nutzung des KD-Trockners
- Industriebetriebe mit Prozessenergie aus Holzenergie (Pelletsproduktion, Molkerei, Fleischerei, Gärnterei)
- KWK-Betriebe öffentlicher Versorgungsbetriebe, Institutionen, Thermen, Hotels etc.

Für die zwei EU-weit patentierten Innovationen des REDOX-Vergasers im Holzgaskraftwerk und des KD-Trockners für Biomasse-Hackgut erhielt Dipl.-Ing. Walter Sailer als Erfinder und Patentinhaber von der internationalen Fachjury auf der Erfinderfachmesse iENA 2012 in Nürnberg über den österreichischen Erfinderverband (OPEF) drei internationale Auszeichnungen: goldene Auszeichnung von IFIA (Internationale Föderation der weltweiten Erfinderverbände für grüne Erfindungen), goldene Auszeichnung von iENA 2012, sowie den Sonderpreis NAGRADA-Award des kroatischen Erfinder-verbandes.

2.5.4 Modulares Energiemanagement für sektorübergreifende Energiesysteme

Daniel MUSCHICK[1], Andreas MOSER[1,2], Markus GÖLLES[1]

Inhalt

Zur Erreichung der Klimaziele (z.B. Kyoto-Protokoll) ist ein Umdenken im gesamten Energiesystem nötig. Ein sparsamer bzw. optimierter Ressourceneinsatz im Gesamtenergiesystem wird jedoch erst durch die Kopplung der einzelnen Sektoren wie beispielsweise Strom, Wärme oder Kälte ermöglicht. Dabei stößt man sowohl bei der Planung neuer Energiesysteme als auch bei deren Betriebsführung schnell an die Grenzen der aktuell eingesetzten Methoden. In beiden Fällen kann das mathematische Werkzeug der Optimierung Abhilfe schaffen.

Speziell bei der Auslegung neuer Energiesysteme wie z.B. in zukünftigen Stadtquartieren steht eine Vielzahl an verschiedenen Technologiekonfigurationen zur Auswahl. Um fundierte Investitionsentscheidungen treffen zu können wird eine Methode zum Vergleich verschiedener Konfigurationen benötigt. Diese soll gegebene Randbedingungen (Lastprofile, verfügbare Flächen, etc.) berücksichtigen können und zusätzlich die Möglichkeit der Priorisierung des Optimierungsziels (z.B. Ökonomie vs. CO_2-Emissionen) bieten.

Für den Betreib neuer wie auch bereits bestehender gekoppelter Energiesysteme kann Optimierung dazu verwendet werden, die installierten Technologien, unter Verwendung von Last- und Ertragsprognosen, optimal einzusetzen. Die dafür benötigten Prognosen können wiederum mithilfe historischer Messdaten und Wettervorhersagen erstellt werden. Eine solche Betriebsoptimierung kann maßgeblich zur Betriebskostensenkung aber auch zur Reduktion von Schadstoffemissionen beitragen. Zusätzlich dazu können unnötige Start-Stopp-Betriebsweisen minimiert werden, was sich positiv auf die Lebensdauer der einzelnen Technologien auswirkt. Um die Methoden für die Investment- bzw. Betriebsoptimierung auf möglichst viele hybride Energie-systeme anwenden zu können, ist ein modularerer Aufbau der zu Grunde liegenden Methode wünschenswert. Somit kann sichergestellt werden, dass keine Speziallösungen bzw. Berechnungen für einzelne Anwendungsfälle erstellt werden.

Dieser Beitrag konzentriert sich vor allem auf eine modulare Methode zur Betriebsoptimierung, das sogenannte Energiemanagementsystem (EMS). Mithilfe von mathematischen Modellen der vorhandenen Einzeltechnologien, auf Wettervorhersagen basierenden Last- und Ertragsprognosen und der Methode der modellprädiktiven Regelung (Model Predictive Control, MPC) kann ein gemischt-ganzzahliges Programm (Mixed-Integer Linear Program, MILP) vollautomatisch generiert werden. Dieses kann dann mit modernen MILP-Lösungsprogrammen (z.B. CPLEX) effizient und zeitnah gelöst werden.

Das entwickelte Energiemanagementsystem wurde bereits an einem österreichischen Nahwärmenetz, bestehend aus einer Biomassefeuerung inklusive Pufferspeicher, einer Solaranlage mit nachgeschalteter Wärmepumpe und Pufferspeicher, einer Ölfeuerung sowie 25 Wärmeabnehmern, erfolgreich in Betrieb genommen. Somit konnte die Praxistauglichkeit des entwickelten EMS bereits gezeigt werden. Des Weiteren sind die Vorbereitungen für die Implementierung an einer weiteren Pilotanlage bereits am Laufen. Hierbei handelt es sich um die Betriebsoptimierung eines gekoppelten Energiesystems (Strom und Wärme) bestehend aus einer Photovoltaikanlage inklusive Batteriespeicher, einem Blockheizkraftwerk, einem Gaskessel, einer Abwasserwärmepumpe und zwei zentrale Pufferspeicher inklusive elektrischer Heizpatrone.

Im Vortrag wird zunächst auf die grundsätzliche Vorgehensweise für die optimierte Planung und Betriebsführung von gekoppelten Energiesystemen und anschließend auf die Modularität der entwickelten Methoden eingegangen. Abschließend werden beispielhafte Ergebnisse aus der praktischen Umsetzung des Energiemanagementsystems vorgestellt, welche den sparsamen bzw. optimierten Ressourceneinsatz im vorliegenden Fall sehr gut aufzeigen können.

[1] BIOENERGY 2020+ GmbH, Inffeldgasse 21b, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-{9248|9226|9208}, {daniel.muschick|andreas.moser|markus.goelles}@bioenergy2020.euwww.bioenergy2020.eu
[2] Technische Universität Graz, Institut für Regelungs- und Automatisierungstechnik, Inffeldgasse 21b, 8010 Graz,

2.5.5 Green Energy Lab – Accelerating User-Centric Integrated Solutions for the Renewable Energy System of Tomorrow

Christian PANZER[1], Georg LETTNER[2], Susanne SUPPER[3], Tobias SCHWAB[4], Thomas NACHT[5], Christian FINK[6]

Vision and Goals

The Green Energy Lab will actively accelerate the transformation of the energy system towards CO_2 neutrality and will pro-actively identify, address and solve today's and even more tomorrow's energy related challenges by demonstrating solutions for a user-centric energy system relying on renewable energy sources and thus accumulating and using the required system flexibilities. The focus is set on the sectors electricity and heat by a systematic realisation of interlinked and interdependent research and demonstration projects following our joint vision – the vision of the Green Energy Lab. According to our vision we want to create a better energy future for all by merging single heat, electricity and energy relevant mobility solutions to form the integrated, flexible and renewable energy system of tomorrow, capable of handling up to 100 % energy from renewable energy sources at times.

Thus, within the Green Energy Lab more than 100 partners and thousands of lead users are ready to join the common cause to take up the challenge to develop and demonstrate the future energy system together as well as to scale up and disseminate successfully developed technologies and solutions nationally and internationally, making our vision come true.

Methodology of innovation process

The Green Energy Lab trusts in the value and benefit of cooperative innovation. An open innovation system is being established with more than 100 innovation chain actors already joined, and more invited to join in future. The Green Energy Lab dedicates itself to putting the focus on the user through user-centric innovation projects including suitable business models, support the acceleration and launch of developed products and services and strengthen the open innovation competence and culture within enterprises, research and administration. The open innovation process is based on the "BIG Picture™ Innovation Model" which is also part of teaching at Harvard University. The process contains four phases, see Figure 1.

(1) **Explore:**
International market and user needs, technology strengths and innovation gaps in the field of integrated energy systems are the starting point for successful innovation action. Therefore, respective data will be collected and distributed by the Green Energy Lab.

(2) **Ideate & Create:**
Within this core phase interdisciplinary, transdisciplinary and inter-sectoral open innovation collaboration will be actively supported. The ideation and co-creation processes will foster the origination of new and innovative ideas within the Innovator Circle. Based on up to date innovation tools like design thinking, lean start-up, customer co-creation and business model canvas a strong customer and market integration is secured.

[1] Verein Forschungsinitiative Green Energy Lab, Thomas-Klestil-Platz 14, 1030 Wien, Tel.: +43 664 6232009, christian.panzer@greenenergylab.at, www.greenenergylab.at
[2] Vienna University of Technology, Institute of Energy Systems and Electrical Drives / Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Vienna, Tel.: +43 1 58801 370376, Fax: +43 1 58801 370397, lettner@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at
[3] Cluster Manager Green Energy Lab, c/o eNu - NÖ Energie- und Umweltagentur, Wiener Straße 2, Top1.03, 2340 Mödling, Tel.: +43 2236 860664 523, susanne.supper@greenenergylab.at, www.greenenergylab.at
[4] Open Innovation Manager Green Energy Lab, c/o Green Tech Cluster Styria GmbH, Waagner-Biro-Straße 100, 8020 Graz, Tel.: +43 316 40774414, tobias.schwab@greenenergylab.at, www.greenergylab.at
[5] 4ward Energy Research GmbH, Reininghausstraße 13a, 8020 Graz, Tel.: +43 664 88 500 336, thomas.nacht@4wardenergy.at, www.4wardenergy.at
[6] AEE INTEC - Institut für Nachhaltige Technologien, Feldgasse 19, 8200 Gleisdorf, Tel.: +43 3112 5886-0, Fax: +43 3112 5886-18, office@aee.at, www.aee-intec.at

(3) **Demonstrate:**
In this phase the focus is set on the projects linked to the Green Energy Lab, with the goal to reach their respective goals while focusing on research and demonstration. Additionally, project partners will be actively involved in the process of exchange of knowledge and idea generation. This exchange of first results and challenges will lead to the generation of new ideas. Furthermore, initial results and demonstration facilities will be used to address customers and to involve interested stakeholders as well as to sharpen the future business models. This will ensure that the projects are already prepared for a subsequent scaling and market entry.

(4) **Launch:**
Finally, the developed solutions will be supported for scaling to national markets as well as to international markets. Presentations in front of a high-level group of potential customers will be organised. Special attention will be paid to also involve non-traditional players in research funding to strengthen new open innovation partnerships.

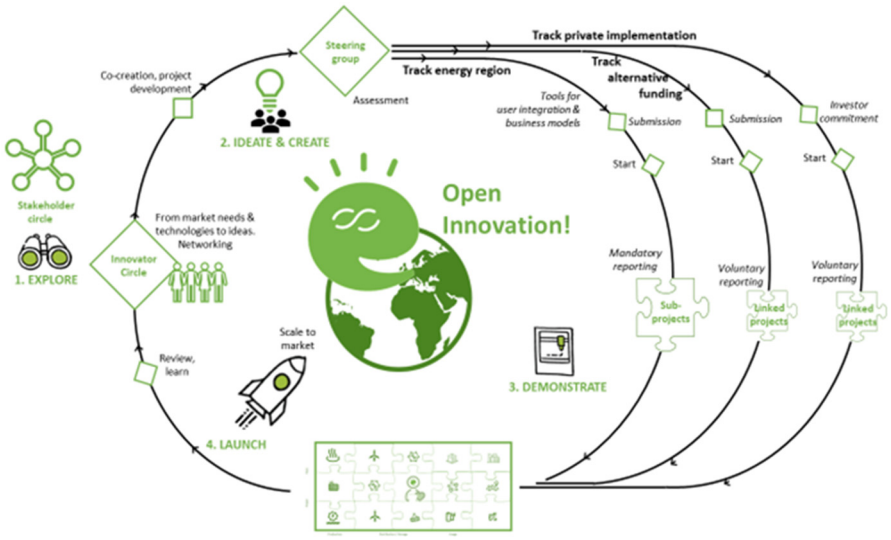


Figure 1: Green Energy Lab – Open Innovation Process

Conclusion

Based on our vision to merge single heat, electricity and energy relevant mobility solutions to form an integrated, user-centric and flexible energy system, five key innovation fields (KIFs), which are highly interwoven, were identified:

KIF 1: Flexibility
KIF 2: Digitalization
KIF 3: Integrated systems
KIF 4: Customer integration
KIF 5: Business Model Development

To ensure, that the common goals are reached, and the sub-projects as well as the Green Energy Lab itself are working efficiently and evolving properly, key performance indicators (KPIs) were defined. The key performance indicators strongly relate to the key innovation fields of Green Energy Lab, but also to other highly relevant factors.

According to the aims of Green Energy Lab, important KPIs are e.g. the integration of more than 100,000 customers in the sub-projects, the development of more than 150 new technologies, products or services in the sub-projects and their market launch, the reduction of total energy consumption by more than 18TWh and many more. These KPIs will act as success indicators of Green Energy Lab and will be evaluated constantly.

2.6 ENERGIESTRATEGIE WACHSTUMSSTARKER LÄNDER (SESSION A6)

2.6.1 A Multi-Regional Input-Output Framework to evaluate European Energy Policies

Gerald FEICHTINGER[1]

Motivation

With the implementation of its comprehensive energy strategies 2020, 2030 and its Energy Roadmap 2050, the European Union began a profound transition process to establish competitive low-carbon economies in every EU member country in the longer-term basis. The overly ambitious climate change goals go hand in hand with several intensive expansion policies of low-carbon production technologies including renewable energy sources like wind, solar or biomass and low-emission production technologies like safe nuclear energy and modified fossil-fuelled technologies in the power sectors.

Methodology

The presented comparative-static model approach is capable of analysing the potential inter-regional effects caused by an extensive technology switch within the power production sectors of Austria, Germany and France by coupling a “top-down”-based, multi-regional, multi-sectoral input-output-model based on the World Input-Output Database (WIOD) with the “bottom-up”-based electricity sector model ATLANTIS. Moreover, besides the traditional Leontief demand cycle, the enlarged model approach implements two additional economic demand cycles to fully cover long-term effects: (i) a replacement-investment cycle in order to keep the capital stock operational and (ii) an income-induced consumption cycle to consider employment-induced consumption patterns. Since the electricity supply sector is of a very heterogeneous nature, a technology calibration approach provides a suitable method to split the energy supply aggregate into several sub-production technologies by considering significant input data of the electricity sector model ATLANTIS. A shared market based technology switch approach simulates the potential effects of a structural change in the electricity production technologies and highlights the emerging impacts of the integrated electricity sector model.

Results

The results show – keeping everything else constant – that an energy transition based on the EU reference scenario 2050 increases domestic demand while decreasing the import demand in Austria. The opposite can be observed in France while Germany faces a situation with both decreased domestic demand and import demand. The employment within the electricity sector decreases in all three regions. In the full model approach, only Austria and China face slightly positive output effects as well as the sector which produces electrical and optical equipment. In all other regions and sectors, slightly negative effects emerge in total. In terms of value added, Germany (due to its extensive energy transition) and the electricity sector itself face positive impacts, whereas China, along with the sector of electrical and optical production face only positive employment effects. Finally yet importantly, the primary energy delivering regions and the primary energy producing sectors face overall slightly negative effects.

References

[1] Feichtinger Gerald (2017), A multi-regional input-output framework to evaluate European energy policies, Doctoral thesis, University of Graz

[1] Graz University of Technology, Institute of Electricity Economics and Energy Innovation, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, gerald.feichtinger@gmx.at, www.iee.tugraz.at

2.6.2 Zukunftsszenarien für die Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft des Balkan-Raumes

Robert GAUGL[1], Amir LEKIC[1], Bekim PERANI[1], Udo BACHHIESL[1]

Motivation

Der Beitritt zur Europäischen Union (EU) ist für die Länder im Balkan-Raum ein zentrales politisches Anliegen. Um dieses Ziel erreichen zu können, bedarf es zunächst einer Annäherung und infolge dessen der Umsetzung verschiedener Richtlinien, Maßnahmen und Verordnungen. Um sich auch im energie- und elektrizitätswirtschaftlichen Sektor anzunähern, wurde im Jahr 2006 die Energy Community (EC) gegründet, in der neben der EU unter anderem auch die im Fokus dieser Untersuchung stehenden Länder Albanien, Bosnien und Herzegowina, der Kosovo, Mazedonien, Montenegro und Serbien Mitglieder sind. Die mitwirkenden Länder sind verpflichtet, die Richtlinien der EU bezüglich des Energiemarktes umzusetzen. Dazu zählen beispielsweise auch die europäischen Energie-Strategien für 2020 (20-20-20 Ziele). [1] Aufgrund von Kriegshandlungen in den 1990er-Jahren und demzufolge einem Stillstand im Elektrizitätssektor sind jedoch in den nächsten Jahren enorme Investitionen notwendig, um alte, ineffiziente konventionelle (Kohle-)Kraftwerke durch moderne, mit einem höheren Wirkungsgrad zu ersetzen – siehe dazu beispielhaft die Altersstruktur des Kraftwerksparks von Bosnien und Herzegowina in Abbildung 1. Gleichzeitig müssen aber auch die Erneuerbaren Energien ausgebaut werden, um die Zielvorgaben der EU bis 2020 zu erreichen. Hierbei sticht vor allem die Wasserkraft hervor, da es in diesen Ländern noch große nutzbare Wasserkraftpotentiale gibt und die komplementäre Erzeugungscharakteristik der Wasserkraftwerke in Südosteuropa im Vergleich zu Mitteleuropa (Erzeugungsmaximum im Winter vs. Erzeugungsmaximum im Sommer) einen guten Ausgleich darstellt. Um die Erzeugung aus den neuen Kraftwerkskapazitäten transportieren zu können, bedarf es aber auch erheblicher Investitionen in den Netzausbau.

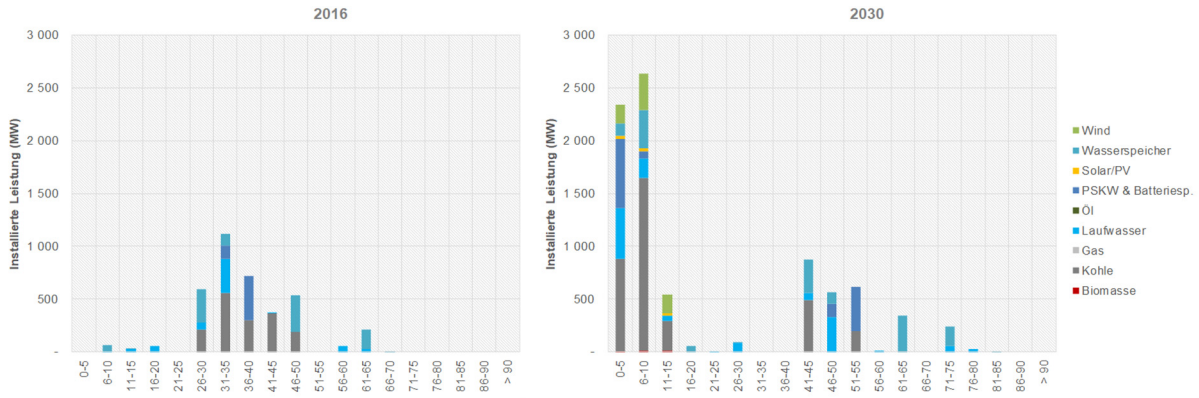


Abbildung 1: Altersstruktur des Kraftwerksparks von Bosnien und Herzegowina im Jahr 2016 (links) und die prognostizierte Altersstruktur für 2030 (rechts)

Methodik

Es werden insgesamt drei Simulationen mit Hilfe des Modells der europäischen Elektrizitätswirtschaft ATLANTIS durchgeführt: Das erste Szenario basiert auf den nationalen Strategien der sechs untersuchten Länder, die anderen zwei basieren auf den Szenarien „Sustainable Transition“ und „Distributed Generation“ aus dem TYNDP 2018 der ENTSO-E. [2], [3], [4] Auf Basis dieser Strategien werden drei Szenarien bezüglich Kraftwerkskapazitäten und Netzausbau (unter Berücksichtigung der Projects of Common Interest 2016) erstellt. Es wird untersucht, wie sich die unterschiedlichen Szenarien auf den Erzeugungsmix und auf das zukünftige Übertragungsnetz auswirken.

[1] Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18/II, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7904, Fax: +43 316 873-107904, robert.gaugl@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

Schlussfolgerungen

Die Untersuchungen zeigen, dass die nationalen Strategien recht ähnlich dem Szenario „Sustainable Transition“ der ENTSO-E sind, während das Szenario „Distributed Generation“ einen massiven Ausbau von Photovoltaik (PV) von derzeit ca. 38 MW (2016) auf 11.709 MW im Jahr 2030 in den untersuchten Balkan-Ländern vorsieht. Übereinstimmend sehen jedoch alle Szenarien einen weiteren Ausbau von Wasserkraft vor, was angesichts des noch großen ungenutzten Wasserkraftpotentials wenig überraschend ist. Um die EU-2020-Ziele zu erreichen, ist in allen Szenarien neben dem Wasserkraft- auch ein verstärkter Windkraftausbau vorgesehen.

Trotz des Ausbaus der Erneuerbaren Energien wird es auch in Zukunft eine große Abhängigkeit von der Kohlekraft geben, was in allen drei Szenarien deutlich zu sehen ist. Es werden auch in den nächsten Jahren neue Kohlekraftwerke gebaut bzw. alte revitalisiert werden. Diese müssen in Zeiten geringer Stromerzeugung der dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien den Strombedarf decken und die nötige Schwungmasse für die Netzstabilität zur Verfügung stellen. In Abbildung 2 sind die Entwicklungen der installierten Leistungen für die nationalen Strategien und des Szenarios „Distributed Generation“ für den Balkan-Raum gegenübergestellt.

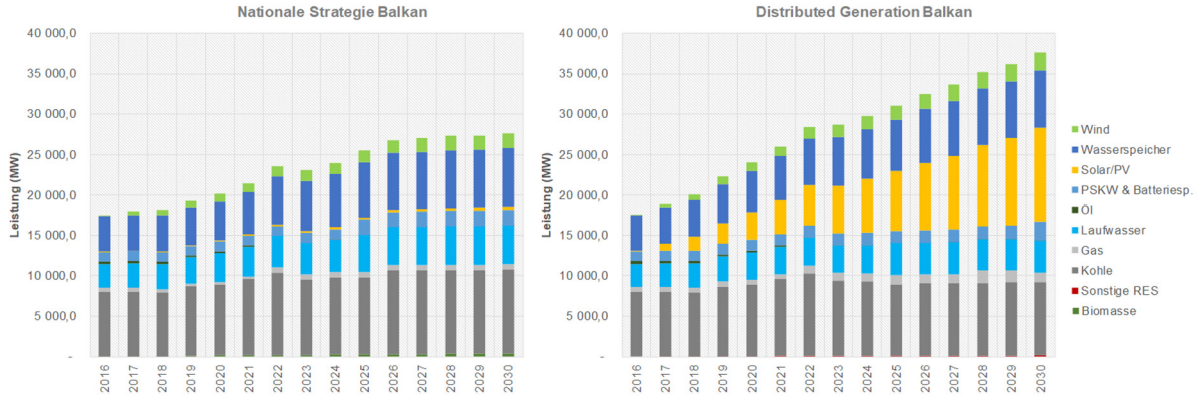


Abbildung 2: Entwicklung des Kraftwerksparks der untersuchten Balkan-Länder. Nationale Strategien (links) und Szenario „Distributed Generation“ (rechts)

Referenzen

[1] European Commission, „2020 Energy Strategy,“ [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2020-energy-strategy. [Zugriff am 09 01 2018].

[2] entsoe, „TYNDP 2018 Scenario Report,“ 2017. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/14475_ENTSO_ScenarioReport_Main.pdf. [Zugriff am 29 01 2018].

[3] A. Lekic, „Elektrizitätswirtschaftliche Analyse der Länder Bosnien und Herzegowina, Montenegro und Serbien,“ 2017.

[4] B. Perani, „Elektrizitätswirtschaftliche Analyse der Länder Albanien, Kosovo und Mazedonien,“ 2017.

2.6.3 Dekarbonisierung des Elektrizitätssektors in südosteuropäischen Ländern

Lukas LIEBMANN[1], Gustav RESCH[1], László SZABÓ[2], András MEZOSI[2], Zsuzsanna PATÓ[2], Ágnes KELEMEN[3]

Motivation und zentrale Fragestellung

Südosteuropa ist eine vielfältige Region in Bezug auf Energiepolitik und Gesetzgebung, die eine Mischung aus EU-Mitgliedstaaten, EU-Beitrittskandidaten und potenzielle EU-Beitrittskandidaten umfasst. Aufgrund dieser Vielfalt bestehen gemeinsame Herausforderungen aber auch gute Möglichkeiten für Kooperationen zwischen den einzelnen Nationalsaaten. Das Stromnetz der Region Südosteuropa ist eng miteinander verbunden. Als Ergebnis des EU-Beitrittsprozesses einzelner Länder und der Unterstützung des Energy Community Secretariat wurden in den letzten Jahren weitreichende Fortschritte hinsichtlich einer harmonisierten Energiepolitik und integrierten Strommärkte erzielt. Diese Arbeit betont die regionale Dimension; Sie wird durch nationale Berichte ergänzt, die auf der Website des SEERMAP (South East Europe Energy Roadmap) Projekts [1] verfügbar sind. Das SEERMAP Projekt verwendet eine modellbasierte Bewertung verschiedener langfristiger Strategien für die Strominvestition in Albanien, Bosnien und Herzegowina, Bulgarien, Griechenland, Kosovo, der ehemaligen jugoslawischen Republik Mazedonien, Montenegro, Rumänien und Serbien. Die SEERMAP-Region muss bis Ende 2030 mehr als 30 % ihrer derzeitigen Produktionskapazität für fossile Brennstoffe ersetzen und bis 2050 mehr als 95 %. Dies stellt sowohl eine Herausforderung für die Sicherstellung eines politischen Rahmens dar, der Anreize für neue Investitionen bietet, als auch Möglichkeit, den Elektrizitätssektor langfristig im Einklang mit einer umfassenderen Strategie der Energiewende zu gestalten, die nicht durch das derzeitige Erzeugungsportfolio eingeschränkt ist. Ziel der Analyse ist es, die Herausforderungen und Chancen und die Zielkonflikte zwischen verschiedenen politischen Zielen aufzuzeigen.

- Welche Ergebnisse liefern modellbasierte Evaluierungen der westlichen Balkanländer in Hinblick auf die bis 2050 angestrebte weitgehende Dekarbonisierung des Sektors der Stromerzeugung?
- Wie entsprechen der historische Verlauf und die Szenarienergebnisse des erneuerbaren Elektrizitätssektors den selbstgesteckten Zielen der nationalen Aktionspläne westlichen Balkanländer?
- Ein Vergleich von verschiedenen Ausbauszenarien soll ein detailliertes Verständnis für den Stand, die Aussichten und Herausforderungen der erneuerbaren Energien im Stromsektor innerhalb der EU und deren 28 Mitgliedsstaaten liefern.

Methodische Vorgangsweise

Fünf Modelle, die den Strom- und Gasmarkt, das Übertragungsnetz und das makroökonomische System einbeziehen, wurden verwendet, um die Auswirkungen von drei Kernszenarien zu bewerten. Das europäische Strommarktmodell (EEMM) und das Green-X-Modell bewerten gemeinsam die Auswirkungen unterschiedlicher Szenarioannahmen auf Investitions- und Dispositionsentscheidungen bei der Stromerzeugung. Das EEMM ist ein mikroökonomisches partielles Gleichgewichtsmodell. Es geht davon aus, dass der Elektrizitätsmarkt vollständig liberalisiert und vollkommen wettbewerbsfähig ist. In dem Modell werden Stromerzeugung sowie grenzüberschreitende Kapazitäten auf Marktbasis ohne Spiel- oder Zurückhaltekapazität zugewiesen: Die billigste verfügbare Generation wird verwendet, und wenn die Importe günstiger sind als die Stromerzeugung im Inland, wird die Nachfrage mit den Importen zufrieden sein. Das Green-X-Modell ergänzt das EEMM mit einer detaillierteren Sicht auf das Potenzial, die Politik und die Kapazitäten für erneuerbare Energien (EE).

[1] Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe / Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29/370-3, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801 370355, {liebmann|resch}@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at
[2] Regional Centre for Energy Policy Research (REKK), {laszlo.szabo|andras.mezosi|zsuzsanna.pato}@rekk.hu
[3] Klimapolitika Research and Consultancy Limited Liability Company, Ferenciek tere 2, Budapest H-1053, Hungary, agnes.kelemen@klimapolitika.com, www.klimapolitika.com

Das Modell enthält eine detaillierte und harmonisierte Methodik zur Berechnung des Potenzials an langfristiger erneuerbarer Energie für jede Technologie unter Verwendung von GIS-gestützten Informationen, Technologie-eigenschaften sowie Beschränkungen der Landnutzung und des Stromnetzes. Für die drei Kernszenarien werden folgende Annahmen getroffen:

- Das „no-target-Szenario“ spiegelt die Umsetzung der bestehenden Energiepolitik (einschließlich der Umsetzung der Ziele für EE für 2020 und den Bau aller in offiziellen Planungsdokumenten enthaltenen Kraftwerke) in Kombination mit einem CO_2-Preis wider (der ab 2030 nur für Nicht-Energieträger geplant ist in EU-Mitgliedstaaten). Das Szenario enthält kein explizites CO_2-Ziel für 2050 oder ein Ziel für erneuerbare Energien in den Elektrizitätssektoren der EU-Mitgliedstaaten oder der Länder des westlichen Balkans.
- Das „Dekarbonisierungs-Szenario“ spiegelt eine langfristige Strategie wider, die CO_2-Emissionen im Einklang mit den Emissionsreduktionszielen der EU für den Elektrizitätssektor insgesamt bis 2050 deutlich zu reduzieren, angetrieben durch den CO_2-Preis und starke, konsistente EE-Unterstützung.
- Das „verzögerte Szenario“ beinhaltet eine erste Umsetzung der aktuellen nationalen Investitionspläne (Business-as-usual-Politik), gefolgt von einer Änderung der politischen Richtung ab 2035, was zur Verwirklichung des gleichen Emissionsreduktionsziels im Jahr 2050 führt wie das Dekarbonisierungs-Szenario. Dies wird durch den CO_2-Preis und die verstärkte Unterstützung erneuerbarer Energien ab 2035 bestimmt.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Unabhängig davon, ob die Länder in der Region eine aktive Politik zur Förderung der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen verfolgen oder nicht, wird eine erhebliche Substitution fossiler Brennstofferzeugungskapazitäten stattfinden; Die Kohle- und Braunkohle-Erzeugung wird aufgrund des steigenden Kohlenstoffpreises in allen Szenarien schrittweise abgebaut, und das Öl wird bis 2030 aus dem Strommix verschwinden. Die Dekarbonisierung wird während des gesamten Zeitraums fortgesetzte EE-Unterstützung erfordern. Der Bedarf an Unterstützung verringert sich jedoch, da der Großhandelspreis für Strom steigt und dadurch auch ohne Unterstützung erhebliche Investitionen in EE gefördert werden. Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass regionale EE-Ziele wesentlich kostengünstiger sind als nationale Ziele, so dass die erforderliche EE-Unterstützung in einem nationalen Zielszenario doppelt so hoch ist wie die Unterstützung, die in einem regionalen Unterstützungsszenario benötigt wird. Ein regionales System wird auch die Harmonisierung anderer Unterstützungselemente wie Genehmigungen, Netzanschluss-regeln, Finanzierung, Besteuerung usw. fördern. Nicht zuletzt, da die Einnahmen aus der Versteigerung von EU-EHS-Zertifikaten ausreichen, um die EE-Unterstützung für die meisten der modellierten Modelle zu decken In diesem Zeitraum kann eine Regelung zur Finanzierung der EE-Unterstützung aus diesen Einnahmen entwickelt werden, um die Verbraucher zu entlasten.

Literatur

[1] Szabó, L., Mezosi, A., Pató, Z., Kelemen, Á., Beöthy, Á., Káscor, E., Kaderják, P., Resch, G., Liebmann, L., Kovács, M., Köber, C., Markovi´c, S., Todorovi´c, D. (2017), SEERMAP: South East Europe Electricity Roadmap - South East Europe Regional report 2017, Regional Centre for Energy Policy Research: Budapest, http://seermap.rekk.hu.

2.6.4 Capital Stock Intensive Planning for India's Energy Transition

Karthik Subramanya BHAT[1], Petra OCHENSBERGER[1], Udo BACHHIESL[1], Heinz STIGLER[1]

Introduction and Motivation

In the global energy context, India has been in between the cross hairs as a developing country with unchecked emissions. India, along with China, has always been a major emitter of greenhouse gases after the liberalization of economic reforms and industrial revolution [1] in the 1990s. With India's agreement to reduce its carbon intensity by 31 percent from its 1990 levels at the COP 21 Paris summit in 2015, several pathways have been proposed and analysed by several notable energy research groups [2] [3]. Most of these analyses point towards a major increase in solar Photo-Voltaic (PV) and wind capacity installations in India in an attempt to reduce its carbon intensity of electricity generation by 2030. With regards to this goal, India has already drafted a plan to have at least 175 GW of solar PV and Wind capacity by 2025 [4]. In this study, an alternative analysis on the sustainability of a long-term capital stock intensive strategy for India has been conducted, with a focus on long term sustainability in conjunction to the country's short- and medium-term goals.

Capital stock in energy economics can be economically termed as the ‚wealth' of an energy system, representing the invested capital, while considering the economic and technical lifetime of the assets [5]. In energy planning, the capital stock actually plays a silent albeit a major role in deciding the long-term economic sustainability of the energy system. The illustration of the capital stock, classified with respect to different electricity generation technologies shows the replacement value of the entire power plant fleet.

By comparing the future totally installed capacity or the produced electricity with the calculated capital stock, conclusions for an inter-generational sustainable plan can be drawn where investments made now would provide benefits until a few generations to come. Therefore, the technical lifetime of power plants always needs to be considered while analysing energy systems. Technologies with a high capital stock and a long lifetime should be given preference over technologies with a high capital stock and shorter lifetimes; i.e. giving preference to hydro power over solar PV where the geographical situation enables it. Among all generation technologies, hydro power shows one of the highest technical lifetimes up to 100 years or more. Presently, India's carbon free alternative energy policies are heavily directed at PV and wind capacity expansions, even with their significantly lower economical and technical lifetime compared to hydro power or nuclear power plants. Thus, the capital stock intensive planning is very much necessary for a developing country like India, where there are already existing financial hurdles [6].

India's overall installed capacity by technology share (Figure 1) shows that a major portion of the installed capacity is coal-based and conventional generation technologies [7]. In this study, the existing power plant fleet of India is thoroughly investigated from both technical and economic points of view, and the capital stock for the current and the futuristic electricity systems are to be determined. Calculating the capital stock of the power plant fleet gives us a measure of the wealth of the energy system over the lifetime of the power plants. Using the calculated capital stock values, several indicators like the installed capacity of each power plant technology types are presented. Based on the development of the capital stock, the future fixed costs of the electricity system comprising of depreciation and interests on borrowed capital can be shown. Thereby, the economic sustainability of the electricity system in accordance with the Indian energy transition process is thoroughly investigated.

Probable conclusions

A capital stock intensive strategy for the energy transition in India revolves around the logical fact that India has to invest more in hydro and nuclear power plants, with their longer economic and technical lifetime as long-term investments, rather than adopting clean coal technologies and other variable renewable energy technologies like solar PV and wind on a large scale.

[1] Graz University of Technology, Institute of Electricity Economics and Energy Innovation, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7908, {karthik.bhat|petra.ochensberger|bachhiesl|stigler}@tugraz.at

Moreover, a large share of PV and wind capacities in the system would introduce very high 'integration' costs, due to the variable nature of such technologies. However, with a large portion of India's installed capacity being relatively newer conventional power plants (Figure 2), the 'stranding' of such assets has to be strategically avoided as well.

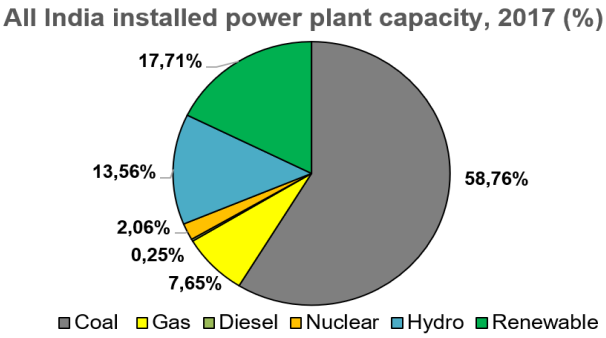


Figure 1: All India Installed capacity by generation technology type, 2017, CEA

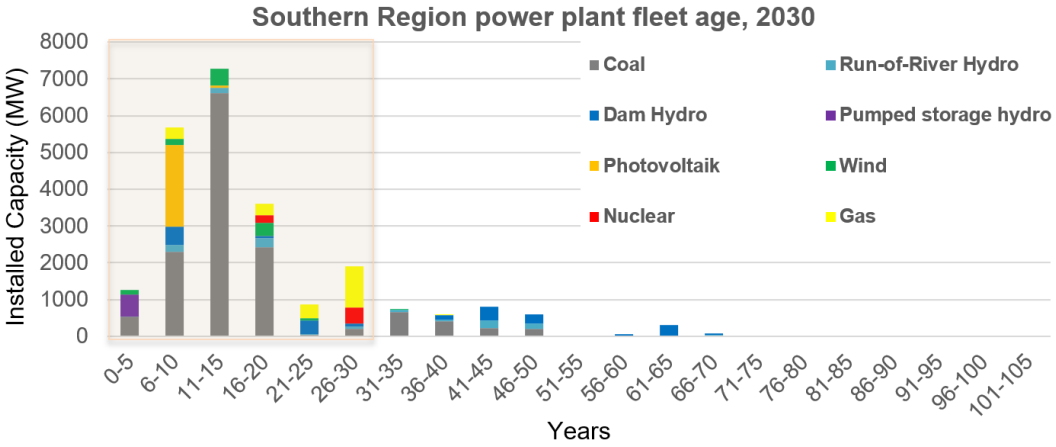


Figure 2: Graph showing the relatively young fleet of conventional and coal power plants in 2030, considering a lifetime of 50 years, for the Southern Power region in India

References

[1] Panagriya, A., 'India in the 1980s and 1990s: A Triumph of Reforms', IMF working paper, March 2004

[2] Ernst & Young LLP, 'The Paris Agreement: A Universal Call to Action for Governments and Businesses - What it means for India', Publication, EYIN1601-001

[3] International Energy Agency, 'India Energy Outlook', World Energy Outlook, 2015

[4] Shrimali, G., Srinivasan, S., Goel, S., Trivedi, S. and Nelson, D., 'Reaching India's Renewable Energy Targets Cost- Effectively', Climate Policy Initiative, April 2015

[5] Ochernsberger, P., Stigler, H., 'Measuring capital: The capital stock of the European transmission system', IAEE Eurasian Conference, 2017, Zagreb

[6] Bhat, K., Bachhiesl, U. 'Practicality of base load renewable generation in India', 26th Expert Meeting "KOMUNALNA ENERGETIKA / POWER ENGINEERING", Maribor, 2017

[7] Central Electricity Authority, Government of India, "Monthly Renewable Energy Generation Reports, CEA". Retrieved 23 April 2017

2.6.5 100 Percent Renewable Generation in Costa Rica – A Possibility?

Michael GRÖMER[1], Karthik Subramanya BHAT[1], Udo BACHHIESL[1]

Introduction

Costa Rica is a Central American country, with a population of around 4.5 million people. Questions may arise on why the energy system of such a small country is of interest. There are several aspects which are unique for Costa Rica – In the last few years the country covered 98.2 % of its electricity demand only by electricity generation from renewable sources. Another achievement is that they ran the country for 110 days straight without burning any fossil fuels. There are of course several differences when compared to the energy sector of a country like Austria, but how the energy system developed this way, how it functions today, and how they plan to maintain a secure supply of electricity in the future are some points which are of interest. Some interesting research questions arise, like whether there is still renewable potential to be sustainably exploited, is a 100 % renewable energy system possible, and whether the country becomes the world's first CO_2-free country as they intend to. The electricity sector of Costa Rica has an interesting mix of generation technologies at play. The electrical generation and the mix of the installed capacity in Costa Rica are as shown in (Fig. 1). Hydropower has the biggest share both in installed capacity and generation. For Geothermal energy the generated energy share is twice the share of the installed capacity. This is due to the fact that the plants run 24 hours a day as baseload power plants. The biggest difference is for thermal power, the generated electricity is only 1,8 %, while the installed capacity makes up 16,5 %. This capacity is necessary to compensate the reduced availability of hydropower during the dry season.

Hydro power is the main source used for electricity generation, in 2016 it made up 74.4 % of the total generation. The thermal power plants are mainly used in combination with energy imports, to compensate for missing capacity in the dry season. The country is a pioneer for wind energy in Latin America. The first turbines were installed in 1996, and in 2016 about 10 % of the electricity demand was covered by wind power. In the last decade, the installed capacity has multiplied by a factor of five (66 MW in 2006, 319 MW in 2016). Costa Rica has active volcanoes and thus also uses geothermal energy for the generation of electricity. In 2016, 12.4 % of the electricity was generated only by geothermal power plants. The country also has plans to expand their geothermal capacity (5).

Analysis: 100 % Hybrid System. A possibility?

In the rainy season, the monthly average rainfall is between 300 mm and 400 mm. During the dry season it varies between 80 mm and 120 mm. Combined with the fact that the country produces 74,4 % from hydroelectric sources, this becomes a challenge for the energy supply i.e., hydro power plants generate lesser electricity. In February and March, which are some of the driest months in the dry season, thermal power plants compensate the biggest lack of production of these large hydro power plants. The reservoirs are mostly empty at this time and there is only little rain. To eliminate or at least reduce this dependence on the thermal power plants, a hybrid system of renewable sources is proposed as an alternative in this paper.

Wind-Solar-Geothermal-Hydro Hybrid System

One way to compensate the lack of water without burning fossil fuels would be to raise the capacity of wind power. In Costa Rica, wind energy is a good complement to hydroelectric power throughout the year and especially in the dry season (Fig. 1). The best wind conditions are obtained in the dry season when the flow of rivers decrease. Additionally, the El Niño phenomenon cycles (dry years) provide more windy conditions, favouring a greater generation with wind energy. In the La Niña cycles (very rainy years) there is less wind, but there is more hydroelectric generation. The identified potential for wind power is about 2400 MW. Solar power is also a relatively stable during the dry season. To compensate the evening peak, the big storage hydro power plants would have to run in this period of the day. Geothermal energy generation is quite stable and can be still used for base load generation.

[1] Graz University of Technology, Institute of Electricity Economics and Energy Innovation, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, groemer@student.tugraz.at, {karthik.bhat|bachhiesl}@tugraz.at

Visualization of the Transmission Network using ATLANTIS

A model for Costa Rica was developed to visualize the power grid and the power plants in Costa Rica, using the techno economic model ATLANTIS (Fig. 2). Subsequently, a complete model-based analysis approach is in the works, to analyze the country's energy strategies and the electricity economics.

Conclusion

The goal to become 100 % fossil fuel free is rather utopic, during the dry season the thermal capacity is needed to compensate the lack of water. With a hybrid system this is still the case, but the dependence can be significantly reduced. The strong months from October to December where the availability of hydro resources is high, can be used to fill up the big reservoirs. Pump storage should be put into operation in the big reservoir power plants, this can be used to balance the wind power more efficiently and reduce the need for imports or thermal power plants during the peak demand of the day. The SPIEPAC line can reduce the dependence on thermal power plants as well, the import from neighbour countries can be used to stabilize the energy system.

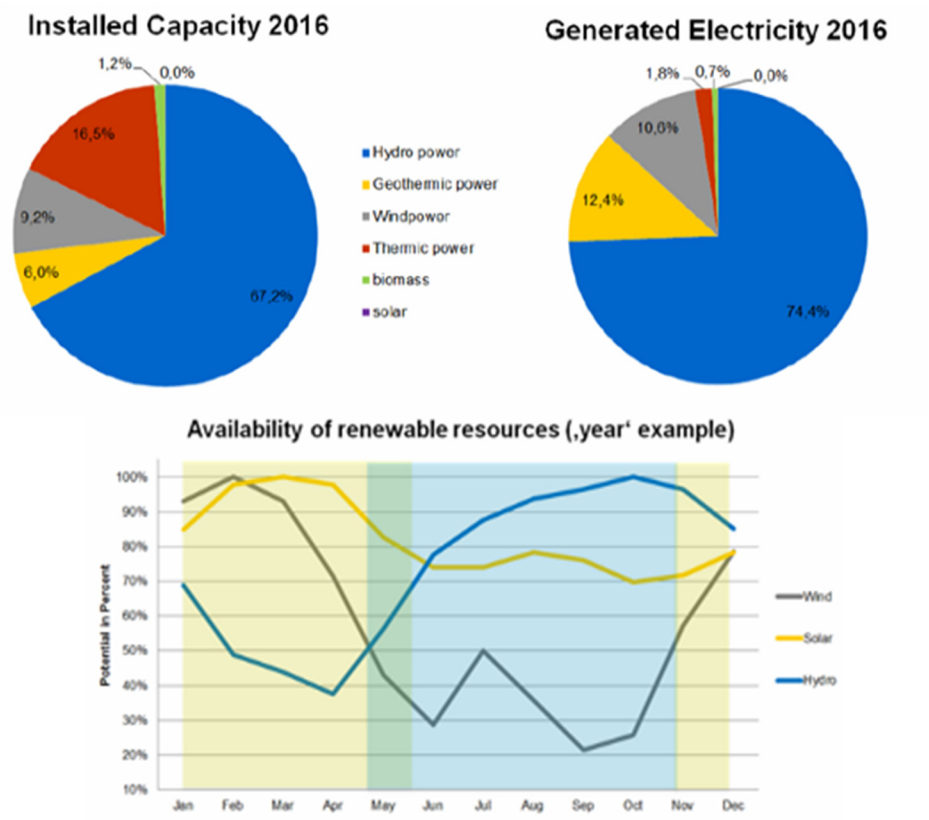


Figure 1: Installed power plant capacity and the electricity generated in Costa Rica, 2016 (1) and Seasonal availability of renewable energy resources in Costa Rica: Wind, Sola, Hydro [10]

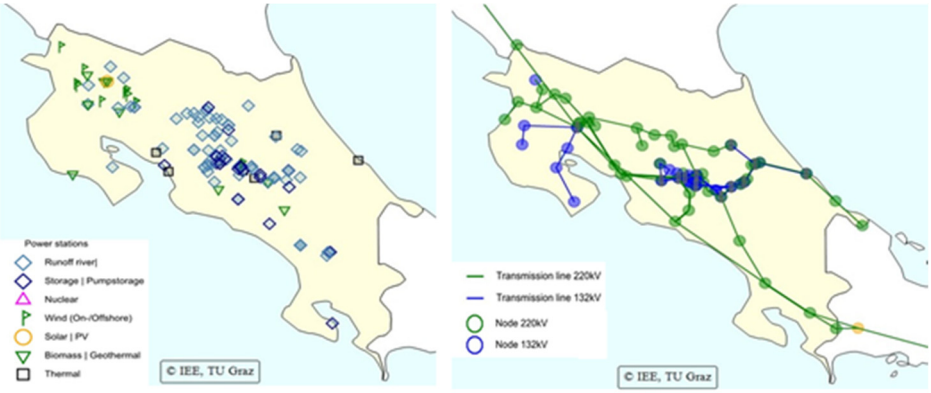


Figure 2: A visualization of the grid and power plants

References

[1] Yearly report 2016, Instituto Costarricense de Electricidad, ICE 2016

[2] Generation and demand, yearly report, 2011 - 2016. ICE

[3] The World Bank Group Climate Change Knowledge Portal, 2017.

[4] http://costa-rica-guide.com/travel/weather/seasons-in-costa rica

[5] UNIDO. Observatory for renewable energy in Latin America and the Caribbean.

[6] Alois Zeuner. Hydro news ausgabe 13, april 2008. vatechhydro Andritz.

[7] Instituto Costarricense de Electricidad. Plan de la expansion de la generacion electrica 2016-2035. 2017.

[8] Osvaldo Vallejos-Ruiz ICE. Geothermal energy in Costa Rica - a sustainable alternative. 06.2015.

[9] Instituto Costarricense de Electricidad. El estado del sen 03 08. 2014.

[10] Foro Iberoamericano. Energias renovables no convencionales - energia eolica en Costa Rica.

[11] ICE. Líneas de transmisión y campos electromagnéticos. 2011.

3 STREAM B: ELEKTRIZITÄTSMARKT UND FLEXIBILISIERUNG

3.1 MARKTORGANISATION UND -TEILNEHMER (SESSION B1)

3.1.1 Mutig in die neuen Zeiten – Welchen elektrizitätsrechtlichen Rahmen braucht der zukünftige österreichische Energiemarkt?

Uwe TRATTNIG[1], Rudolf HAUBENHOFER[2]

Motivation und zentrale Fragestellung

Auf dem Gebiet der Energietechnik gibt es rasante Entwicklungen – Fotovoltaik, elektrische und thermische Speicher, Elektromobilität, Microgrids, virtuelle Kraftwerke und Verbrauchergemeinschaften, Digitalisierung und Automatisierung, Internet der Dinge, Robotik, Blockchaintechnologien, um nur einige Entwicklungen zu nennen. Der elektrizitätsrechtliche Rahmen besteht in Österreich für Endkunden mit Anpassungen seit dem Jahre 2001 und bietet wenig Raum für zukünftige energietechnische und energiewirtschaftliche Innovationen.

Die Gründe für den eher traditionellen Zugang der Energiewirtschaft zu neuen Geschäftsmodellen sind vielfältig. Zumeist wird zum einen auf den europäischen und österreichischen Rechtsrahmen verwiesen, der umzusetzen sei und der keinerlei Spielraum übriglasse und zum anderen wird auf die Kostenstruktur der vorhandenen Kraftwerke und Netze verwiesen, die ebenfalls aufgrund der langen Abschreibungsdauern nicht änderbar sei. Zudem sei das gesamteuropäische Energiesystem sehr komplex und zugleich höchst empfindlich.

Die Autoren gehen der Frage nach, in welchen Bereichen die vorhandenen elektrizitätsrechtlichen Bestimmungen angepasst werden müssten, um eine zukünftige innovative Energielandschaft in Österreich zu ermöglichen.

Methodische Vorgehensweise

Dieser Beitrag orientiert sich an der Struktur des Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz (ElWOG) und einigen nachrangigen Verordnungen. Es werden zu einigen Punkten Kommentare und Vorschläge dargelegt.

Diskussionspunkte und Vorschläge

Im Hauptbeitrag werden Kommentare und Vorschläge zu nachfolgenden Themenbereichen präsentiert:

- ElWOG § 4 „Ziele“
  - Inklusion von Speichern, Hybridnetzen, Microgrids, virtuellen Kraftwerken und Verbrauchsgemeinschaften
- ElWOG § 5 „Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen“
  - Diskriminierungsfreie Behandlung aller Kunden
  - Errichtung einer ausreichenden Netzinfrastruktur
- ElWOG § 7 „Begriffsbestimmungen“
  - Anschlussleistung

[1] FH JOANNEUM Gesellschaft mbH, Werk-VI-Straße 46, 8605 Kapfenberg, Tel.: +43 316 5453-8304, uwe.trattnig@fh-joanneum.at, www.fh-joanneum.at
[2] Am Dürrgraben 20e, 8045 Graz, Tel.: +43 316 695022, rudolf-haubenhofer@a1.net

  - Dezentrale Erzeugungsanlage
  - Direktleitung
  - Einspeiser
  - Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen
  - Kostenwälzung
  - Teilnehmender Berechtigter
  - Speicher, Hybridnetze, virtuelle Kraftwerke und Verbrauchergemeinschaften
- ElWOG § 16a „Gemeinwirtschaftliche Erzeugungsanlagen“
- ElWOG § 20 „Netzzugang bei nicht ausreichenden Kapazitäten“
- ElWOG § 45 „Pflichten der Verteilnetzbetreiber“
  - Betrieb und Instandhaltung des Netzes
- ElWOG § 52 „Netznutzungsentgelt“
  - Errichtung, Ausbau, Instandhaltung und Betrieb
- ElWOG § 55 „Netzbereitstellungsentgelt“
- ElWOG § 66 „Erzeuger“
  - Bilanzgruppenanschluss oder eigene Bilanzgruppe für Kleinstverbrauchergruppen
- ElWOG § 70 „Versorgung über Direktleitungen“
- ElWOG § 81a „Verbrauchs- und Stromkosteninformation bei Messung durch intelligente Messgeräte“
- ElWOG § 83 „Intelligente Messgeräte“

3.1.2 Strommarktdesign für die Integration eines hohen Anteils erneuerbarer Energie – Ein Verglich des europäischen mit dem U.S.-Strommarkt

Hans AUER[1], Audun BOTTERUD[2]

Motivation

Sowohl im europäischen als auch U.S. Strommarkt hat sich in den letzten Jahren die grundsätzliche Frage aufgedrängt, ob ein sogenannter „energy-only" Markt bei weiter zunehmender Integration von variabler erneuerbarer Stromerzeugung ausreichend sein wird, oder ob Marktinterventionen unumgänglich werden, um mittel- bis langfristig die entsprechenden Investitionen in gesicherte Kraftwerkskapazitäten zu gewährleisten. Die vielfach volatilen, niedrigen und zum Teil negativen Strom-Großhandelspreise der vergangenen Jahre werden oft der steigenden Erzeugung geförderter erneuerbarer Technologien zugeschrieben.

Sowohl in Europa als auch in den USA sind in den letzten Jahren bereits einige Länder bzw. Marktregionen vom reinen „energy-only" Markt abgewichen und haben gewisse „Kapazitätsmechanismen" implementiert, um gesicherte Kraftwerksinvestitionen zu triggern; siehe Abb. 1.

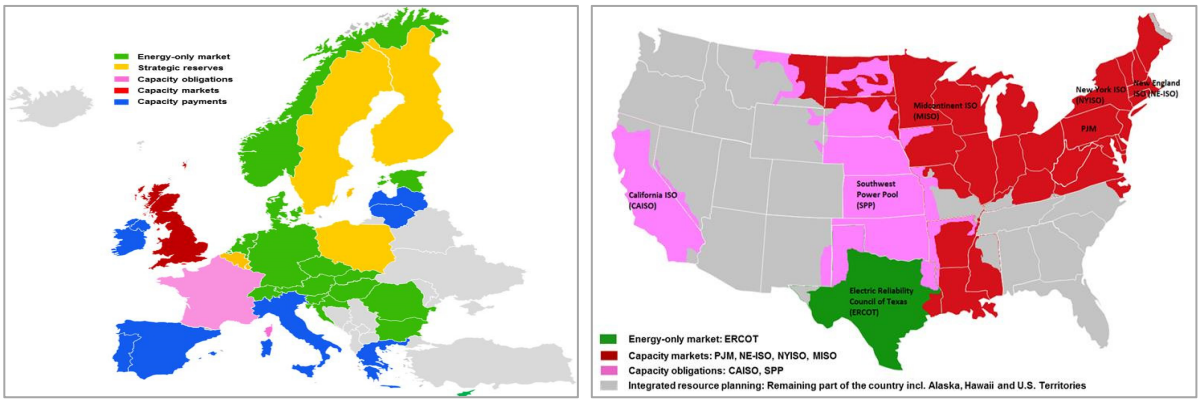


Abbildung 1: Links: Kapazitätsmechanismen in Europa (Quelle: EEG-EEMD 2017) Rechts: USA (Quelle: IRC 2017)

Fragestellung

Die zentrale Frage dieses Beitrags ist, wie das jeweilige Strommarktdesign in Europa und den USA weiterentwickelt werden soll, um eine stark zunehmende Integration erneuerbarer Stromerzeugung weiterhin zu gewährleisten, die jedoch ohne bzw. einer so gering wie möglichen Marktintervention auskommt.

Weiters soll beim Vergleich des europäischen mit dem U.S. Strommarkt die Übertragbarkeit der einzelnen - bewährten - Elemente des Marktdesigns geprüft und diskutiert werden, ohne jedoch das Ziel zu verfolgen, eines der beiden Marktdesigns als das einzig „Richtige" zu identifizieren; denn schlussendlich müssen die derzeitigen Strukturen und Marktdesigns aus einem historischen Zusammenhang heraus erklärt und weiterentwickelt werden.

Ergebnisse und Empfehlungen für Verbesserungen des jeweiligen Strommarktdesigns

Der Vergleich der beiden Strommärkte zeigt, dass es einerseits Entwicklungen gibt, die sich unabhängig vom Detail des jeweiligen Strommarktdesigns auf den Strom-Großhandels- bzw. Regelenergiemarktpreis und die Investitionsbereitschaft in neue Kraftwerke auswirken (z.B. Gaspreise, Nachfrage).

[1] Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe / Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29, 1040 Wien, auer@eeg.tuwien.ac.at
[2] Massachusetts Institute of Technology, Laboratory for Information and Decision Systems & Energy Systems Division, Argonne National Laboratory, USA, audunb@mit.edu

Andererseits auch solche, die von der detaillierten Ausgestaltung des jeweiligen Strommarktsegments bzw. der Förderung der erneuerbaren Technologien abhängen (z.B. Ausgestaltung des jeweiligen Regelreserve- bzw. Regelenergiemarktes; Förderinstrument erneuerbarer Technologien). Von großer Bedeutung ist beispielsweise – unabhängig, ob es sich um „Nodal“ (USA) oder „Zonal“ (Europa) Pricing handelt – das Aussenden von nicht verzerrten, korrekten lokalen bzw. regionalen Marktpreissignalen, um insbesondere jegliche Art von „Knappheit“ richtig zu allozieren und dieser dann marktbasiert zu begegnen (z.B. stark zunehmender Redispatch-Aufwand in Mitteleuropa ist diesbezüglich kritisch zu sehen). In der nachfolgenden Tabelle ist eine kurze Zusammenfassung aller Empfehlungen für Verbesserungen im jeweiligen Strommarktdesign angeführt. Diese werden im Rahmen des Vortrags dann vertiefend betrachtet.

<table>
<tr><td colspan="2"><u>General electricity market improvements</u>
• Gradual removal of technology specific subsidy schemes for clean energy
• Adequate pricing of carbon and other environmental externalities as a market compatible incentive scheme for clean energy resources
• Improved price formation in energy and reserves markets, particularly during scarcity situations
• Move day-ahead markets closer to the operating day
• Improved incentives for system flexibility from supply, demand and energy storage
• Enable participation of distributed energy resources in electricity markets
• Reduce reliance on explicit capacity mechanisms to incentivize investments</td></tr>
<tr><td><u>Specific improvements for Europe</u>
• Improved representation of transmission in market clearing to better reflect congestion in prices
• Imbalance netting to avoid opposite activation of frequency reserves in neighboring zones
• Shortening timeframes in intraday market
• Higher frequency of real-time dispatch and market clearing
• Co-optimization of energy and reserves
• Economic dispatch of renewable resources
• Better coordination between TSOs</td><td><u>Specific improvements for United States</u>
• Increased liquidity and transparency in long-term contracts
• Implementation of intraday markets for market-based balancing
• Higher time resolution of settlements in real-time energy and reserve markets
• Further refinements of products in ancillary services markets
• Full co-optimization of energy and reserves in all regional markets
• Better coordination between regional capacity, energy, and reserves markets</td></tr>
</table>

Tabelle 1: Generelle und für die Marktregion spezifische Vorschläge zur Verbesserung des jeweiligen Strommarktdesigns (Quelle: Auer/Botterud 2017)

Schlussfolgerungen

Es gibt keine allgemeine, eindimensionale Empfehlung für ein verbessertes Strommarkt-Design. Beide Märkte, Europe und USA, können von den jeweiligen Vorzügen bei einzelnen Elementen und Strukturen ihrer Strommarkt-Designs lernen und übertagbare Teile davon übernehmen. Dieses Lernen und mögliche Übertragen geht in beide Richtungen. Das Ziel muss sein, dass die Preisbildung über alle Segmente des Strommarktes (kurz- und langfristig) die dahinterliegenden Kosten so verzerrungsfrei wie möglich abbildet. Nur dann kann langfristig bei einem hohen Anteil variabler erneuerbarer Stromerzeugung auf eine Marktintervention verzichtet oder diese minimiert werden.

Referenzen

[1] EEG-EEMD (2017), European Electricity Market Database, Internal Database at Energy Economics Group (EEG) at Vienna University of Technology

[2] IRC (2017), ISO/RTO Council, http://www.isorto.org

[3] Auer Hans, Audun Botterud (2017), Market Design for Resource Adequacy with Increasing Shares of Renewable Generation: A Comparison of European and U.S. Electricity Markets, Working Document, 2017

3.1.3 The Futureflow Project – Promoting TSO-TSO Cooperation in Operation of Balancing Systems

Christoph GUTSCHI[1], Andraz ANDOLSEK[1], Radovan SERNEC[2], Mitja KOLENC[3]

Motivation

Load-frequency control operated by the TSOs is a crucial system to maintain the grid frequency within a stable bandwidth. According to European legislation, balancing reserve is procured by the European TSOs via market-based approaches. The balancing markets are usually operated by the TSOs and proofed to be functional for provision of reserves in the last years. Nevertheless, the procurement of reserves causes considerable costs, which must be borne by the TSOs. E.g. Austrian Power Grid (APG) published costs for reserve provision of 92 Mio. EUR for the year 2016 [1].

It is the intention of the TSOs to reduce those costs by TSO-TSO cooperation in procurement and activation of reserves. Several regional cooperations have been established during the last years, e.g. between German TSOs and some interconnected TSOs as well as between Slovenia, Croatia and Bosnia [2]. The Future Flow project aims to investigate the cooperation in aFRR (automatic frequency restoration reserves) markets between Austria, Slovenia, Hungary and Romania. Main goals are to gather theoretical and practical experience in aFRR and netting cooperation to prepare the project members to assess later participation in upcoming European initiatives like PICASSO [3].

Approach, results and outlook

In the FutureFlow project [4], the system architecture is implementing the TSO-TSO-model, as described in the European guidelines for electricity balancing [5]. According to the TSO-TSO-model each TSO operates the national balancing markets and establishes the technical rules and guidelines for the connected balancing reserve providers. The balancing service provider provides balancing services to the connecting TSO, which then provides these balancing services to the requesting TSO. Each TSO procures the required amount or reserves in the own grid area, but the real-time-dispatch is performed within the whole grid area of all participating TSOs by means of a least-cost optimization taking into account limited transmission capacities between the control areas.

Historically, each TSO developed individual rules for connection of balancing reserve providers and evaluation of the provided services. In order to approach towards a level playing field for balancing reserve providers, some harmonization between the national rules should be considered. It is the aim of this paper to discuss and explain the proposals for harmonization of rules developed in the FutureFlow project. This includes: types of applicable generation units, baseline algorithms, level of online-data measurement, communication of online-data and evaluation of service provision.

In 2018, field tests and demonstration of the FutureFlow system will start. For this purpose, a demo site system (figure 1) has been developed in the past two years. The tests include the preparation of real flexibility providing units in all four control areas, pooling of flexibilities in four individual virtual power plants (VPP), and separate connection of all four VPPs to the TSO-hosted FutureFlow simulation platform, where the bidding within the control area is simulated. The TSO can connect to the Futureflow cloud platform where aFRR bids are forwarded and optimization and control is performed in real-time.

A further objective is the test of aFRR provision from renewable sources. To support the integration of renewable units, an aFRR product duration of 1 h and a gate closure time of ca. 30 min will be tested.

[1] cyberGRID GmbH & Co KG, Weimarer Straße 119/1, 1190 Wien, Tel. +43 664 855 6991, {cg|andraz.andolsek}@cyber-grid.com, www.cyber-grid.com
[2] Milan Vidmar Electric Power Research Institute, Hajdrihova 2, 1000 Ljubljana, Slovenia, radovan.sernec@eimv.si
[3] ELES, d.o.o., Hajdrihova 2, 1000 Ljubljana, Slovenia, kolenc.mitja@gmail.com

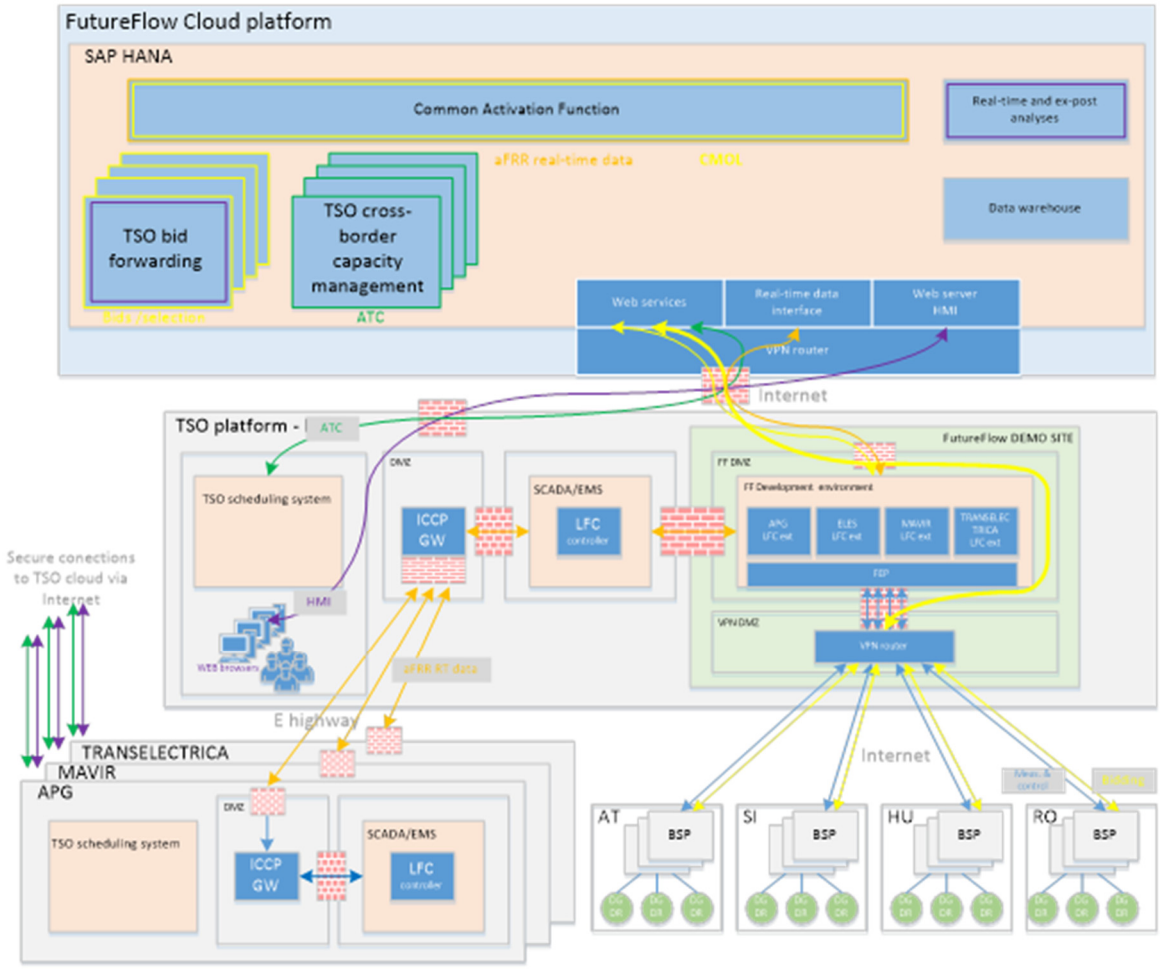


Figure 1: The FutureFlow DEMO Site System Architecture [6]

Literature

[1] Austrian Power Grid: Aktuelle Entwicklungen am Regelreservemarkt, APG Marktforum, 21.03.2017

[2] The Energy Community Regulatory Board (ECRB): Electricity Balancing Mechanisms in the Energy Community, Report, April 2017.

[3] PICASSO Information site on the ENTSO-E homepage, (accessed on Jan. 8th, 2018), https://electricity.network-codes.eu/network_codes/eb/picasso/

[4] The FutureFlow consortium: Deliverable 1.1 – Requirements for DR & DG participation in aFRR Markets, 2016, available from the project's homepage www.futureflow.eu

[5] COMMISSION REGULATION (EU) 2017/2195 of 23 November 2017, establishing a guideline on electricity balancing

[6] The FutureFlow consortium: Deliverable 2.1 – Specification of the aFRR functionalities of DR & DG flexibility platforms, 2016.

Acknowledgements

The FutureFlow project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation program under grant agreement n° 691777.

3.1.4 Dreieck „Lieferant – Aggregator – Bilanzgruppenverantwortlicher“ im Strommarkt

Ksenia POPLAVSKAYA[1]

Überblick

Aggregatoren, die verschiedene Erzeugungsanlagen bzw. Verbraucher bündeln können, besitzen klares Potential, diese zur gemeinsamen Dienstleistungserbringung zu vermarkten. Damit ermöglichen sie die Marktteilnahme dezentraler Energieressourcen (DER) wie beispielsweise kleiner Erzeugungsanlagen, Speicher und flexibler Lasten. Das kürzlich von der Europäischen Kommission entworfene Clean Energy for all Europeans Paket („Winterpaket“) fordert ausdrücklich die aktive DER-Teilnahme an allen Strommärkten inkl. des Regelenergiemarkts und hebt die Relevanz eines unabhängigen Aggregators hervor [1]. Die einem sicheren und effizienteren System dienende Rolle der DER und des Aggregators wurde auch in der EU-Verordnung Guidelines on Electricity Balancing betont [2].

Der Regelenergiemarkt stellt die Grundlage des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) dar, die stabile Systemfrequenz mit Hilfe der Regelenergieanbieter zu gewährleisten. Da die bestehenden europäischen Regelenergiemärkte von hoher Marktkonzentration und Preisineffizienzen geprägt sind (vgl. z.B. [3]), könnten Aggregatoren die Marktkonkurrenz steigern sowie die Regelenergiekosten senken. Unter welchen Bedingungen ein Aggregator am besten zur System- und Marktunterstützung beitragen kann, ist aber noch nicht ausreichend untersucht. Einige Forscher weisen auf potentielle Risiken hin, die zustande kommen, wenn Anreize für opportunistisches Verhalten im Markt bestehen (vgl. z.B. [4]).

Zudem ist das tatsächliche energiewirtschaftliche Potenzial eines unabhängigen Aggregators noch nicht klar, obwohl ihr Markteintritt bereits angefangen hat. Einer der Aspekte, der bisher in der Forschung nicht behandelt wurden, ist der Zusammenhang zwischen einem DER-Aggregator und den etablierten Marktteilnehmern, Stromlieferanten und Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV). Dies ist für das Bilanzmanagement und den Regelenergiemarkt von besonderer Bedeutung, da sich die Marktteilnahme von Aggregatoren auf die Bilanz der anderen Akteure auswirken könnte. Des Weiteren können die Anreize und Marktstrategien durch unterschiedliche Ausgestaltungen des Dreiecks „Lieferant-Aggregator-BGV“ beeinflusst werden. In diesem Sinne trägt die Wahl der Konfiguration Konsequenzen für den Markt, wodurch sowohl Vorteile als auch Risiken entstehen können.

Methode

Das Papier basiert auf dem Argument, dass die Vorteile einer Integration bzw. breiteren Marktteilnahme von Aggregatoren nicht nur von ihrer Anzahl, Größe oder der jeweiligen Technologie abhängen, sondern auch von ihrer Beziehung zu den jeweiligen BGV und Lieferanten. Daher werden in diesem Papier mögliche Konfigurationen des Dreiecks „Lieferant-Aggregator-BGV“ definiert (siehe unten). Diese basieren auf theoretischen Überlegungen, potenziellen Business-Modellen die in europäischen Projekten vorgeschlagen wurden, sowie auf empirischen Untersuchungen für Österreich, wo Aggregatoren bereits an den Strommärkten teilnehmen dürfen.

Auf dieser Weise wird in diesem Papier eine Kombination theoretischer und empirischer Perspektiven verwendet, um die Auswirkungen der unterschiedlichen Konfigurationen, sowie die möglichen Nachteile bzw. Risiken zu untersuchen. Schließlich werden die wichtigsten Erkenntnisse und Auswirkungen für die Energiewirtschaft, -politik und das Marktdesign zusammengefasst.

Mögliche Konfigurationen des Dreiecks „Lieferant-Aggregator-BGV“

Die Ermittlung der möglichen Konfigurationen des Dreiecks „Lieferant-Aggregator-BGV“ basiert auf der Frage, ob der Aggregator ein unabhängiger Marktteilnehmer ist und ob er die Aufgaben eines BGVs selbst ausübt. Daraus können mehrere Konfigurationen abgeleitet werden:

[1] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Wien, Tel.: +43 660 3733424, ksenia.poplavskaya.fl@ait.ac.at, www.ait.ac.at
TU Delft, Faculty of Technology, Policy and Management, Energy & Industry Section, Jaffalaan 5, 2628 BX Delft, www.tudelft.nl/en/tpm

(1) Aggregator hat sein eigenes Portfolio und ist zugleich Teil des Portfolios eines BGVs:
   a. Aggregator ≠ Lieferant ≠ BGV
   b. Aggregator = Lieferant ≠ BGV

(2) Aggregator = Lieferant = BGV → die drei Aufgaben sind in einem Akteur kombiniert.

(3) Aggregator ≠ Lieferant ≠ BGV
Der unabhängige Aggregator hat einen eigenen BGV für sein DER-Portfolio, BGVA; die Kunden (DER-Besitzer bzw. Betreiber) haben ihre eigenen Lieferanten, die zur selben Bilanzgruppe gehören.

(4) Das Portfolio des Aggregators ist entweder Teil des oder gleich dem Portfolio eines BGVs.
   a. Aggregator ≠ Lieferant ≠ BGV; $BGV_L = BGV_A$
   Der unabhängige Aggregator hat Flexibilitäten aus mehreren Lieferantenportfolios in derselben Bilanzgruppe.
   b. Aggregator ≠ Lieferant = BGV

(5) Aggregator ≠ Lieferant ≠ $BGV_{L1,L2,Ln}$, A = BGV_A oder A ≠ BGV_A: Aggregator bündelt DER aus unterschiedlichen Bilanzgruppen.

Ergebnisse

Obwohl alle beschriebenen Ausführungen des Dreiecks in Österreich theoretisch erlaubt sind, sollten die zugrundeliegende Ziele der Energiepolitik und -wirtschaft für die Wahl einer Konfiguration in Betracht gezogen werden. Es wird gezeigt, dass zum Beispiel, nicht alle Konfigurationen zur Konkurrenzsteigerung beitragen. Zum anderen können unterschiedliche Konfigurationen unterschiedliche System- bzw. Ausgleichsenergiekosten verursachen. Diese Zusammenhänge sollten in der Regulierung berücksichtigt werden.

Der Hauptbeitrag dieses Papiers besteht also in der Untersuchung des Effekts, den die unterschiedlich gestalteten Interaktionen im Dreieck „Lieferant – Aggregator – BGV“ auf die Anreizwirkung haben, anhand der analytischen und empirischen Erkenntnisse. Dies wird im Kontext des österreichischen Strommarktes angewandt, insbesondere auf das Bilanzmanagement beim Eintritt neuer Marktakteure und den Regelenergiemarkt. Dabei werden die jeweiligen Rollen und ihre Verantwortlichkeiten untersucht. Ziel der Analyse ist es, eine Grundlage für eine zukünftige quantitative Bewertung der Regelenergiemarkt-teilnahme von Aggregatoren, sowie deren Auswirkung auf die Anreize etablierter Marktteilnehmer zu schaffen.

Literatur

[1] European Commission, “Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity,” Brussels, COM (2016) 864 final, 2016.

[2] European Commission, “Commission Regulation (EU) 2017/000 [SO] establishing a guideline on electricity balancing.” 2017.

[3] F. Ocker, K.-M. Ehrhart, and M. Ott, “Bidding Strategies in the Austrian and German Secondary Balancing Power Markets,” vorgetragen an der 10. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien IEWT 2017, Vienna, 2017.

[4] S. Burger, J. P. Chaves-Ávila, C. Batlle, and I. J. Pérez-Arriaga, “A review of the value of aggregators in electricity systems,” Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 77, pp. 395–405, Sep. 2017.

3.1.5 Current and Improved Business Models of Aggregators in European Target Countries

Daniel SCHWABENEDER[1], Andreas FLEISCHHACKER[1], Georg LETTNER[1]

Motivation and Central Question

The main objective of the BestRES project [1] is to investigate current barriers for Energy Aggregators and to and to improve their role in future electricity market designs. In the first stage, the project is focusing on existing European aggregator business models (BM) taking into account technical, economic, environmental and social benefits. In the second stage, improved business models are developed considering different market designs in various European countries with a focus on competitiveness. These improved business models are then implemented or virtually implemented with real data and monitored in the following target countries: *United Kingdom, Belgium, Germany, France, Austria, Italy, Cyprus, Spain and Portugal.*

Methodology

The business models of the Aggregators in the BestRES consortium are analyzed comprehensively using the Business Model Canvas [2] methodology. Subsequently they are improved in a qualitative way by modifying the business one or more of the Business Model Canvas blocks illustrated in Figure 1.

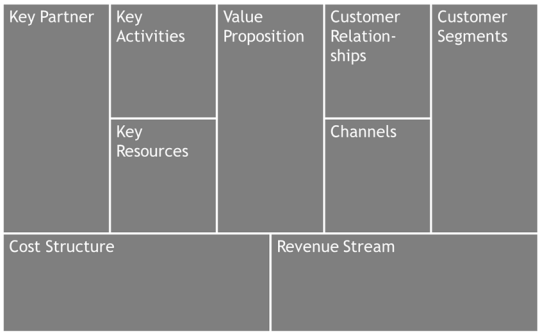


Figure 1: Graphical representation of Business Modelling via Canvas adapted from [2]

In total 13 improved business models for six different aggregators in nine European target countries were developed. The improved business models are allocated into three groups based on preliminary quantitative economic analyses and an assessment of technical and regulatory barriers:

- Group 1: Economical business models without substantial barriers
- Group 2: Economically viable business models that face barriers that prevent direct implementation only in the short or medium term
- Group 3: Business models that are not economically viable and/or face substantial barriers

Seven business models were allocated in Group 1 and are currently being implemented in real life by BestRES project partners. Two business models were assigned to Group 2 and four business models to Group 3, respectively.

All of the improved business models are comprehensively analyzed using various techno-economic models. The scope of the improved business models ranges from retail markets, like e.g. home automation and control for residential customers, to wholesale markets and reserve markets. Furthermore, a variety of technology and flexibility options including renewable generation, batteries and flexible loads are considered for different business models.

[1] Vienna University of Technology, Institute of Energy Systems and Electrical Drives / Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29 / E370-3, 1040 Vienna, Tel.: +43 1 58801-370375, {schwabeneder|fleischhacker|lettner}@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

To cover all the use cases of the diverse improved business models a flexible and extensive modelling framework is developed comprising unit commitment, load management and hybrid energy models as well as simulation models that account for the stochastic activations of units on reserve markets.

Results and Conclusions

The improved business models are currently being implemented. Hence, no final results are available at this stage of the project. Preliminary results of the quantitative analysis for selected improved business models will be presented.

Literature

[1] Best practices and implementation of innovative business models for Renewable Energy Aggregators, http://bestres.eu.

[2] Osterwalder, A. and Pigneur, Y. „Business Model Generation“, Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, 2010. ISBN 978-0470-87641-1

3.1.6 Flexibility Options in Power Systems – A Benefit Analysis on the Market Value of Variable Renewable Energy

Anselm EICKE[1], Astrid BENSMANN[2], Richard HANKE-RAUSCHENBACH[2]

Motivation

The market value of variable renewable energy sources (VRE) such as wind and solar decreases at increasing shares of the respective generation type (e.g. Hirth 2013). The hypothesis of the present contribution is that this effect can be mitigated by increasing the flexibility of the underlying power system. To verify and quantify this hypothesis, a numerical market model is used to assess the impact of different flexibility options, namely energy storage, international network transfer capacities (NTC) and increased flexibilities in the conventional power plant fleet, on the market value of renewables in Central and Northern Europe.

To comply with the emission reduction target under the Paris Agreement, high shares of renewable energy sources will be introduced into the power system in future. Increasing the share of VRE cost efficiently is one crucial precondition to maintain societal and political support. However, under the current market design, self-cannibalization of renewables will decrease their market value at increasing VRE shares and thereby increase the integration costs (Hirth et al. 2015). Understanding the mechanisms and the magnitude of the impact of flexibilities on this value drop helps to realistically assess the thread of increased market value drops.

Various authors already analysed the possible development of VRE market values (e.g. Hirth 2013, Winkler et al. 2016, Welisch et al. 2016). However, qualitative literature assessing the impact of storage and interconnection is sparse since is requires more complex models with high accuracy of the resulting electricity price. Thus, compared to previous research on market values, a more sophisticated description of energy storages and modelling of flexibilities will be used in the present contribution.

Methods

For a meaningful analysis of the described research question, a detailed model of inherent flexibilities and inflexibilities of the power system is necessary. For this purpose, the mixed-integer linear programming (MILP) model DISPA SET from the Joint Research Centre of the European Commission (Quoilin Sylvain et al. 2014) based on the CPLEX GAMS solver is employed. It allows for simulating individual plant commitment. The model simulates hourly dispatch of power generation for a given system with special respect to renewable shares, NTC and storage capacities. With the exogenously given generation time series of VRE and the modelled market prices, the market value (MV) of VRE for each year (T=8760) is calculated as following

$$MV_{VRES} = \frac{\sum_{t=1}^{T} Generation_{\mathrm{VRE},t} \cdot MarketPrice_t}{\sum_{t=1}^{T} Generation_{\mathrm{VRE},t}}$$

In the model, each generation facility is considered with inherent constraints on ramping rates, up and down times and minimum partial load. Additionally, the model considers decreasing efficiencies at reduced load and costs for starting and ramping of plants. Furthermore, an advanced model for storage operation is applied which includes perfect foresight for two days. Thereby, the potential of short-term storage is evaluated.

[1] Sciences Po Paris, 27 Rue Saint-Guillaume, 75007 Paris, anselm.eicke@sciencespo.fr
[2] Leibniz Universität Hannover, Welfengarten 1, 30167 Hannover, Tel.: +49 511 762 14-{410|401}, Fax: +49 511 762 14402, {astrid.bensmann|hanke-rauschenbach}@ifes.uni-hannover.de, www.ifes.uni-hannover.de

Transmission restrictions within the studied countries are not part of the investigation due to the considered spatial resolution. However, interconnection between countries as a means of offsetting diverging VRE generation in different geographic areas is considered.

Hence, the simulation is run for all included countries simultaneously to optimize the use of network transfer capacities and to prevent unrealistic assumptions for import and export availabilities. The following list of European countries is included in the assessment: Germany, France, Italy, Spain, Poland, Czech Republic, Austria, Switzerland, Netherlands, Belgium, Luxemburg, Denmark, Sweden and Norway.

Analysis

The market values are compared for different scenarios to assess the impact of the evaluated flexibility options. As a reference scenario for installed capacities, the Sustainable Transition Scenario is taken from the Ten Year Network Development Plan 2018 (TYNDP 2018). It was developed by the European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E) for their network planning and evaluation. The reference scenario describes a possible pathway from today until 2030 which reaches European GHG emission goals through national regulation, emission trading schemes and subsidies by maximising the use of existing infrastructure (ENTSO-E 2017). In all, it is a realistic and at the same time ambitious trajectory for VRE expansion in Europe.

An in-depth benefit analysis of the three different flexibility measures is conducted for Germany and France to evaluate regional heterogeneities on the impact on the VRE market value decline. As one result, the marginal benefit of energy storage and the marginal benefit of transmission capacities for VRE are estimated as a function of the renewable's share in both countries. Additionally, the impact of a large-scale role out of PV and storage systems in Germany is analysed and its potential impact on the market value decline of PV generation is assessed.

Finally, this contribution compares qualitatively the analysed countries and points out differences resulting from the inherent flexibility of the underlying power systems. A qualitative review of all countries reveals the impact of the conventional power fleet on the behaviour of the market value at increasing VRE shares. Especially nuclear and fossil fuel dominated power systems (FR, DE, PL) experience higher value drops than countries with hydro dominated power systems (NO, SE, CH and AT).

References

[1] ENTSO-E (2017): TYNDP 2018. Available online at http://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/, updated on 10/24/2017, checked on 12/1/2017.

[2] Hirth, Lion (2013): The market value of variable renewables. The effect of solar wind power variability on their relative price. In Energy Economics 38, pp. 218–236.

[3] Hirth, Lion; Ueckerdt, Falko; Edenhofer, Ottmar (2015): Integration costs revisited – An economic framework for wind and solar variability. In Renewable Energy 74, pp. 925–939. DOI: 10.1016/j.renene.2014.08.065.

[4] Quoilin Sylvain; Hidalgo Gonzales Ignacio; Zucker Andreas (2014): Dispa-SET 2.0. Unit commitment and power dispatch model: Publications Office of the European Union.

[5] Welisch, Marijke; Ortner, André; Resch, Gustav (2016): Assessment of RES technology market values and the merit-order effect – an econometric multi-country analysis. In Energy & Environment 27 (1), pp. 105–121. DOI: 10.1177/0958305X16638574.

[6] Winkler, Jenny; Pudlik, Martin; Ragwitz, Mario; Pfluger, Benjamin (2016): The market value of renewable electricity – Which factors really matter? In Applied Energy 184, pp. 464–481. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.09.112.

3.2 ERNEUERBARE ENERGIE UND MARKT (SESSION B2)

3.2.1 Identifizierung kritischer Wettersituationen im Hinblick auf die Stromerzeugung in Westeuropa

Katja FRANKE[1], Benjamin PFLUGER[1], Frank SENSFUß[1]

Motivation

Die Energiewende in Deutschland sowie die Vereinbarungen im Pariser Abkommen führen zu einem Ausbau erneuerbarer Energien und damit zu einer Veränderung des Energiesystems aufgrund erhöhter fluktuierender Energieeinspeisung (Keles et al. 2016). Für ein Energiesystem, welches im hohen Maße von fluktuierender Einspeisung abhängig ist, bilden extreme Wetterereignisse eine neue Herausforderung, da diese zu einem hohen Leistungsausfall führen können. Vor allem zu Zeiten einer sogenannten "Dunkelflaute" müssen andere Kraftwerke oder Stromspeicher den Leistungsbedarf decken. Eine allgemein anerkannte und präzise Definition einer Dunkelflaute existiert derzeit noch nicht. In einer erweiterten Perspektive soll sich dieses Papier der folgenden Forschungsfrage widmen:

Das Wetterprofil welchen Jahres bzw. welche Wettersituation ist für ein stark auf erneuerbaren Energien basierendes Stromsystem besonders kritisch?

Methodik

Für den Stromsektor werden häufige und lange Flauten, die bei niedrigen Temperaturen auftauchen, als besonders kritisch gesehen, da zu diesen Zeitpunkten viel Energie nachgefragt wird, aber nur wenig Energie aus erneuerbaren Quellen zur Verfügung steht (Gerhardt 2017). Die Erarbeitung von Definitionen und Kriterien, welche extreme Wetterereignisse definieren, bildet die Grundlage der vorliegenden Arbeit. Eine Datenanalyse vorhandener Wetterdaten wird Rückschlüsse darüber erlauben, welche Extremwetterlagen in der Vergangenheit aufgetreten sind. Die Analyse der Wetterjahre stützt sich auf Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes für die Jahre 2008 bis 2012. Pro Jahr werden stündliche Daten für 50.882 virtuelle Wetterstationen in Westeuropa verwendet. Diese beinhalten die Windgeschwindigkeit, die Temperatur sowie den Standort der Wetterstation. In einer ersten Datenanalyse werden die vorhandenen Wetterdaten im Hinblick auf folgende Kriterien gefiltert:

- Windgeschwindigkeit < 4 m/s
- Temperatur < 10°C

Für die Windkraftanlagen in Europa wird angenommen, dass diese bei einer Windgeschwindigkeit unter 4 m/s stillstehen und damit eine energietechnisch relevante Flaute herrscht. Des Weiteren wird angenommen, dass der Heizbedarf ab einer Temperatur kleiner 10°C stark zunimmt und ein hoher Energiebedarf besteht. In einem weiteren Schritt werden die Wetterdaten mit den räumlich hoch aufgelösten Ergebnissen des Stromsystemmodells Enertile (www.enertile.eu) abgeglichen. Dies ermöglicht die Bestimmung der ausgefallenen Leistung im Stromversorgungssystem aufgrund der identifizierten Flauten.

Des Weiteren werden Modellrechnungen mit unterschiedlichen Wetterjahren mit Enertile durchgeführt, um die Auswirkungen auf die Ausbauentscheidungen des Modells zu analysieren. Das Energiesystemmodell Enertile des Fraunhofer ISI ist eine Software zur Analyse und Optimierung des Elektrizitätssektors. Das Modell kann bei der Analyse Europa sowie Länder des mittleren Ostens und Nordafrikas berücksichtigen. Die Potenziale erneuerbarer Energien werden in stündlicher Auflösung auf 10x10 km große Flächen berechnet. Dazu werden Daten wie Windgeschwindigkeit und solare Einstrahlung verwendet. Diese Daten unterliegen jährlicher Schwankungen, was dazu führen kann, dass die Potenziale für erneuerbare Energien je nach gewähltem Basisjahr unterschiedlich ausfallen. Treten in einem Jahr besonders häufige Extremwetterereignisse wie lange Flauten und Flauten bei Dunkelheit auf, könnte dies zu deutlichen Veränderungen der Modellergebnisse führen.

[1] Fraunhofer / Institut für System- und Innovationsforschung, Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe, Tel.: +49 721 6809-{331|163|133}, {katja.franke|benjamin.pfluger|frank.sensfuss}@isi.fraunhofer.de

Ergebnisse

In Abbildung 1 ist die Anzahl der betroffenen Stationen bei einer bestimmten mittleren Flautenlänge dargestellt. Im Jahr 2008 haben Flauten von unter 10 Stunden eine große regionale Ausbreitung von teilweise über 45 %. Lange Flauten mit über 15 Stunden treten vor allem im Jahr 2011 auf.

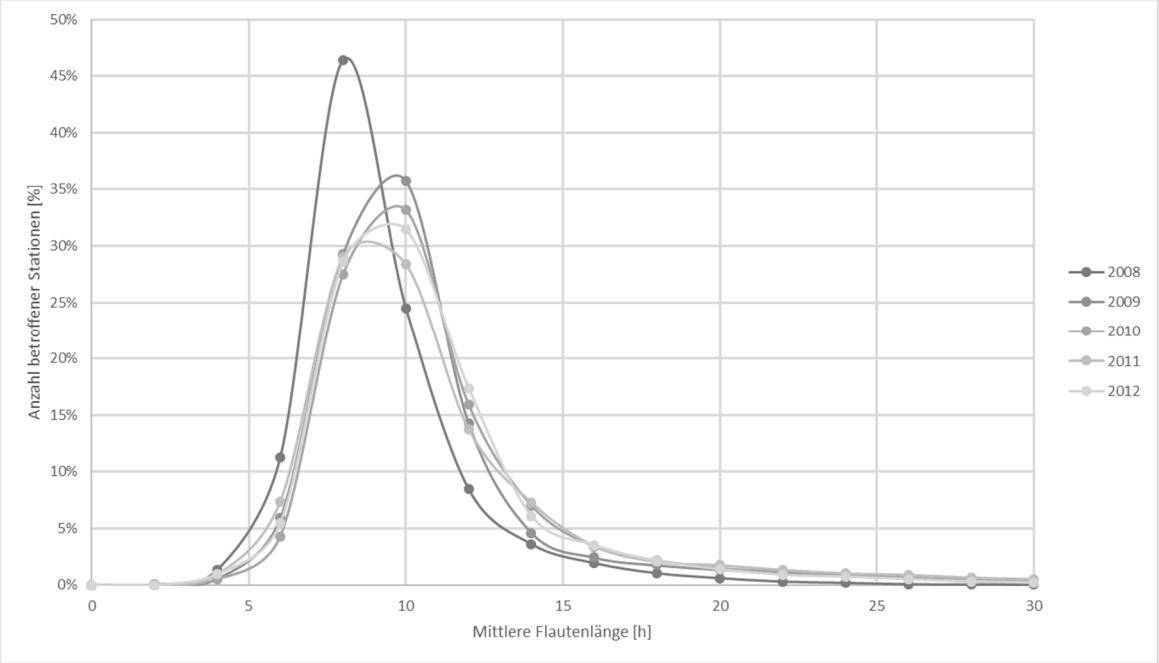


Abbildung 1: Anzahl betroffener Stationen bei bestimmter mittlerer Flautenlänge

Im Jahr 2011 treten mit im Mittel 17 Flauten pro Station die meisten Flauten auf. Auch die maximale Anzahl an Flauten an einer Station wird im Jahr 2011 gemessen. Die größte regionale Ausbreitung während der längsten Flaute im Jahr tritt 2010 mit fast der Hälfte des untersuchten Gebietes auf.

Literatur

[1] Gerhardt, Norman (2017): Analyse eines europäischen -95 %-Klimazielszenarios über mehrere Wetterjahre. Teilbericht. Unter Mitarbeit von Diana Böttger, Dr. Tobias Trost, Angela Scholz, Dr. Carsten Pape, Ann-Kathrin Gerlach, Philipp Härtel, Irina Ganal. Hg. v. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES).

[2] Keles, Dogan; Renz, Lea; Bublitz, Andreas; Zimmermann, Florian; Genoese, Massimo; Fichtner, Wolf et al. (2016): Zukunftsfähige Designoptionen für den deutschen Strommarkt. Ein Vergleich des Energy-only-Marktes mit Kapazitätsmärkten. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing (Produktion und Energie, Band 10). Online verfügbar unter http://dx.doi.org/10.5445/KSP/1000050759.

3.2.2 Marktdesign von PV-Kurzfristprognosen

Simon MOSER[1], Markus SCHWARZ[1]

Einleitung

Die Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen weist einen immer höheren Anteil an der Energieaufbringung auf. Dies bedeutet auf der einen Seite einen positiven Beitrag zur Einhaltung bzw. Erreichung der Klimaziele, erhöht jedoch aufgrund der Fluktuation in der Erzeugung die Komplexität in Planung und Organisation der effizienten Nutzung und Verteilung der Energie. Herkömmliche meteorologische Methoden (numerische/statistische Modelle, Wetterdaten von Messstationen und Satelliten) sind singulär betrachtet technisch weitestgehend ausgreift. In Energiesystemen werden sie dennoch nur in begrenztem Maße eingesetzt. Demnach werden vorhandene Datenpotenziale hinsichtlich relevanter Zwecke nicht gehoben, zusätzliche Datenquellen noch nicht genutzt und die durch Vernetzung erzielbaren Mehrwerte werden noch nicht generiert. Daraus resultiert ein Optimierungspotential, welches Entwicklungsaufgaben sowohl in technischer als auch wirtschaftlicher Hinsicht darstellt und aus rechtlicher bzw. regulatorischer Sicht zu prüfen ist.

Gemäß derzeitigen Marktregeln werden für verschiedene Verbraucher- und Erzeugergruppen charakteristische Standardlastprofile mit qualitativ typischen Leistungsverläufen definiert. Demnach ist für eine Vielzahl an kleineren PV-Anlagen aktuell ein Standardlastprofil hinterlegt, welches für jeden Tag und jede Jahreszeit denselben Einspeiseverlauf liefert. Ein zahlenmäßig geringerer, leistungsmäßig jedoch größerer Anteil an PV-Anlagen wird auf Basis von Viertelstundenwerten messtechnisch erfasst. Die Planung und Abschätzung der Auswirkungen von Ausgleichsenergie ist damit für diese beiden Lastprofilgruppen und die Stromvermarkter unterschiedlich. Was die Nutzer von PV-Prognosedaten betrifft, so wurden bislang ausschließlich bestimmte Akteure (Energiehändler, Bilanzgruppen, Verteilnetzbetreiber) gemäß dem Strommarktmodell betrachtet, wobei auch weitere potenzielle Nutzer von Kurzfristprognosen profitieren können. Dazu zählen Übertragungsnetzbetreiber, Versicherungen, Wetterdienste, Banken und vor allem die Anlagenbetreiber bzw. Datendienstleister selbst.

Zielsetzung & Methode

Im Rahmen des Projekts PV-go-Smart werden insbesondere folgende Zielsetzung adressiert: Verknüpfung der Datennetzwerke von PV-Systemen, Wetterprognosen und sogenannten Skycams zur Generierung (i) neuartiger Prognosemethoden mittels Einsatz von Online-PV- und Skycam-Daten, (ii) effizienter Energiemanagementanwendungen mit Erzeugungsprognosen und (iii) von Geschäftsmodellen der Datennutzung.

Dieser Beitrag widmet sich insbesondere den Rahmenbedingungen bzw. dem Marktdesign von PV-Kurzfristprognosen, d.h. in welcher Form und bei welchen Akteuren welcher Nutzen erzielt bzw. welche Kosten vermieden werden können. Dazu werden die aktuellen und erwarteten rechtlichen und regulatorischen Anreize, die sich aus kurzfristigen bzw. unerwarteten Abweichungen der PV-Erzeugung ergeben, dargestellt. Auch werden jene Akteure, die einen potenziellen Nutzen aus einer verbesserten Prognose haben, identifiziert, sowie deren Erwartungen an die Datenqualität (z.B. Erfassungsfrequenz, Latenz, Verlässlichkeit, usw.) eruiert. Zuletzt erfolgt noch eine Überprüfung der Machbarkeit potenzieller Geschäftsmodelle für Kurzfristprognosen.

Methodisch erfolgt die Untersuchung der aktuellen und erwarteten rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen anhand einer Akteursanalyse, in der bekannte Akteure sowie weitere potenzielle Nutzer eingebunden werden. Auf Basis der Akteurs- bzw. Nutzeranalyse werden schließlich Geschäftsmodelle zur Anwendung von Kurzfristprognosen entwickelt, deren Wirtschaftlichkeit analysiert und dem Status quo gegenübergestellt. Dabei werden für ausgewählte Anwendungsszenarien die ökologischen und ökonomischen Anforderungen bzw. Vorteile ermittelt.

[1] Johannes Kepler Universität Linz, Energieinstitut, Altenberger Straße 69, 4040 Linz,
Tel.: +43 732 2468-{5658|5664}, {moser|schwarz}@energieinstitut-linz.at, www.energieinstitut-linz.at

Erwartete Ergebnisse

Die erwarteten Ergebnisse des Projekts betreffend das Marktdesign von PV-Kurzfristprognosen basieren auf einer umfassenden Akteurs- und Nutzeranalyse. D.h. neben den neu entwickelten, verknüpften energiemeteorologischen Prognosen können auch konkrete Aussagen zu deren Anwendungsspektrum und Nutzen (Fokus Energiehandel, Energietransport und Energiemanagement) getätigt werden. Darüber hinaus werden Geschäftsmodelle, die PV-Kurzfristprognosen verwenden, entwickelt und deren Wirtschaftlichkeit für verschiedene Anwendungen untersucht. Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse werden Handlungsempfehlungen für die unterschiedlichen Stakeholder abgeleitet, wie z.B. Anpassungsnotwendigkeiten von Wetterdienstleistern, zu empfehlende Änderungen im rechtlichen Rahmen und Einsatzempfehlungen für Entwickler und Betreiber von Energiesystemen. Durch das Projekt wird eine digitale, effiziente Erfassung und Vernetzung von für das Energiesystem relevanten Daten erzielt und unterstützt den Einsatz der Digitalisierung als Optimierungstool in angestammten Branchen (Energie, PV, Meteorologie).

Hinweis

Das Projekt PV-go-Smart (Datennutzung in PV-Netzwerken: Smarte Analysen & Prognosen, deren Einsatzszenarien und Entwicklung von Geschäftsmodellen) wird aus Mitteln des Landes Oberösterreichs gefördert und im Rahmen des Programms „Innovatives Oberösterreich 2020“ durchgeführt.

3.2.3 Lastmanagement auf Verteilnetzebene – Wann lassen sich erneuerbare Energien wirtschaftlich integrieren? Ein Stromgestehungskostenmodell

Marlene GRUBER[1], Lothar BEHRINGER[2], Hubert RÖDER[3], Matthias GADERER[4], Wolfgang MAYER[5]

Inhalt

Der Umbau des deutschen Energieversorgungssystems, weg vom Einsatz fossiler und nuklearer Brennstoffe hin zur Energieerzeugung aus regenerativen Quellen ist von den Bundesregierungen in Form des Atomausstiegs und der Energie- und Klimaschutzziele beschlossen worden. Obwohl die Stromproduktion durch erneuerbare Energien betriebs- und volkswirtschaftlich betrachtet aktuell vermeintlich höhere Kosten verursacht als konventionelle Kraftwerke, ist deren Einsatz gesellschaftlich gewünscht. Bei steigenden Brennstoffpreisen und einer weiter anhaltenden Kostenreduzierung im Bereich der erneuerbaren Stromproduktion durch technologischen Fortschritt und Lernkurveneffekte wird sich die Kostensituation in Zukunft ändern. Kopp et al. prognostizierten in ihrer Studie, dass die Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien in den 2030er Jahren unter die Kosten der fossilen Stromproduktion fallen, sofern die Kosten für fossile Brennstoffe im angenommenen Mittel ansteigen [1]. Die Senkung der Einspeisevergütung für PV-Freiflächenanlagen in Deutschland von 40 Cent/kWh im Jahr 2005 [2] auf 4,91 Cent/kWh im Jahr 2017 [3] lässt die Einschätzung zu, dass das Erreichen des Kostenniveaus von fossilen Stromgestehungskosten, trotz derzeit niedriger fossiler Brennstoffpreise, früher zu erwarten ist als in Kopp et al. 2012 angenommen.

In dieser Studie wird untersucht, wann und unter welchen Rahmenbedingungen der Einsatz von erneuerbaren Energien in einem abgegrenzten Versorgungsgebiet unter der Verwendung von Stromspeichern als Lastmanagementmaßnahme wirtschaftlicher ist, als der Einsatz von fossilen Kraftwerken. Dabei wird angenommen, dass der Strombezug aus dem vorgelagerten Netz auf die minimale Bezugsleistung beschränkt wird. Die Residuallast wird aus Stromerzeugungsanlagen bzw. Speichern vor Ort gedeckt. Als Annahme für das Gesamtsystem gilt, dass keine Umlagen erhoben werden. Stattdessen stehen die einzelnen Technologien untereinander im Wettbewerb. Untersuchungsgegenstand ist ein typischer städtischer Verteilnetzbetreiber in Deutschland mit rund 16.000 Netzkunden und dessen Versorgungsgebiet. Zur Berechnung des Modells liefert der Praxispartner reale Daten. Das Ziel der Untersuchung ist die wirtschaftliche Bewertung von fluktuierenden erneuerbaren Energien, die mit Speichern als Lastmanagementmaßnahme in ein abgegrenztes Versorgungsgebiet integriert werden.

Methodik

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit der betrachteten Stromerzeugungstechnologien werden in einem Modell die jeweiligen Stromgestehungskosten über den Zeitraum von 2015 bis 2040 verglichen. Das Stromgestehungskostenmodell betrachtet einerseits die Einsatzplanung der möglichen Kraftwerkstypen unter dem Gesichtspunkt der Kostenminimierung. Andererseits erfolgt eine betriebswirtschaftliche Betrachtung aus Sicht des Verteilnetzbetreibers. Abbildung 1a zeigt schematisch die gesamte Netzlast des Versorgungsgebietes. In Abbildung 1b ist die aus dem Netz bezogene Last (orange) und die zwingend vor Ort zu produzierende Residuallast (blau) dargestellt.

[1] Technische Universität München, Campus Straubing, Petersgasse 18, 94315 Straubing, Tel.: +49 9421 187-261, m.gruber@wz-straubing.de, www.wz-sr.de
[2] Stadtwerke Neuburg a. d. Donau, Heinrichsheimstraße 2, 86633 Neuburg a. d. Donau, Tel.: +49 8431 509-106, lothar.behringer@stadtwerke-neuburg.de, www.stw-nd.de
[3] Hochschule Weihenstephan-Triesdorf, Petersgasse 18, 94315 Straubing, Tel.: +49 9421 187-260, hubert.roeder@hswt.de, www.hswt.de
[4] Technische Universität München, Campus Straubing, Schulgasse 22, 94315 Straubing, Tel.: +49 9421 187-100, gaderer@tum.de
[5] Hochschule Kempten, Bahnhofstraße 61, 87435 Kempten, Tel.: +49 831 2523-9528, wolfgang.mayer@hs-kempten.de, www.hochschule-kempten.de

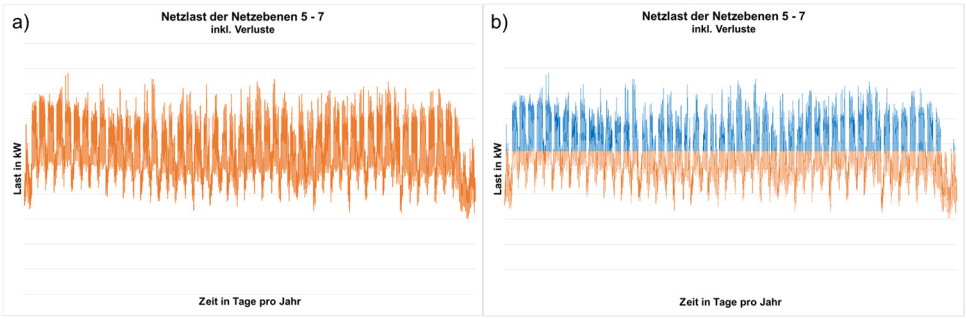


Abbildung 1: a) Netzlast der Netzebenen 5 bis 7
b) Vor Ort zu produzierende Residuallast (eigene Darstellung)

Im ersten Schritt des Modells wird die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes eines entsprechend großen Gaskraftwerks zur Deckung der Residuallast im Vergleich zum Strombezug aus dem vorgelagerten Netz betrachtet. Einsparpotenziale ergeben sich einerseits durch vermiedene Netzentgelte und andererseits durch sinkende Strombezugskosten ausgedrückt in der Base-Peak-Differenz. Im zweiten Schritt werden über historische Kostenentwicklungen für Photovoltaik- und Windenergieanlagen und prognostizierte Lernkurveneffekte die Veränderungen der Stromgestehungskosten für PV- und Wind-Strom über den Betrachtungszeitraum prognostiziert. Sobald die Gestehungskosten dieser Technologien unter die des fossilen Kraftwerks fallen, wird Erzeugungskapazität aufgebaut. Der Einspeisevorrang der erneuerbaren Energien zu Marktpreisen wird hier weiterhin zugrunde gelegt. Werden regenerative Erzeugungsanlagen eingesetzt, verändern sich die Stromgestehungskosten des fossilen Kraftwerks aufgrund der verminderten jährlichen Benutzungsdauer. Die maximalen Kapazitäten von Wind- und PV-Anlagen, die hier errichtet werden können, wurden dem Energienutzungsplan des untersuchten Gebietes entnommen. Kommt es aufgrund des Einsatzes erneuerbarer Energien zeitweise zu Überproduktionen, wird der Einsatz von Stromspeichern untersucht. Über einen iterierenden Prozess werden die Auswirkungen der aufgebauten Speicherkapazität auf die Gestehungskosten der jeweiligen Technologien analysiert. Dabei ist die zentrale Fragestellung, wie hoch die Speichergestehungskosten sein dürfen, damit die regenerative Erzeugung in Verbindung mit Stromspeichern wirtschaftlicher ist als die Stromerzeugung aus dem fossilen Kraftwerk.

Ergebnisse

Das Ergebnis dieser Untersuchung ist zum einen, ob der Aufbau von dezentralen Erzeugungs- und Speicherkapazitäten zur Deckung der Spitzenlasten vor Ort im Vergleich zum Bezug aus dem vorgelagerten Netz wirtschaftlich ist. Zum anderen wird geklärt, wann und unter welchen Rahmenbedingungen die Wirtschaftlichkeit von fluktuierenden erneuerbaren Energien im Vergleich zu einem fossilen Referenzkraftwerk gegeben ist. Daraus lässt sich für lokale Energieversorgungsunternehmen wie bspw. Stadtwerke ableiten, wann und ob die Investition in eigene Stromerzeugungs- und Speichertechnologien sinnvoll sein kann. Außerdem lassen sich die Auswirkungen der Ergebnisse auf das Gesamtsystem in Deutschland ableiten. Damit liefert die Studie einen Beitrag zur aktuellen Diskussion, ob der Stromnetzausbau auf überregionaler Ebene in der derzeit geplanten Form notwendig und wirtschaftlich ist oder ob der Aufbau dezentraler Erzeugungs- und Speicheranlagen aus volkswirtschaftlicher Sicht zu bevorzugen wäre.

Referenzen

[1] KOPP, O., EßER-FREY, A. & ENGELHORN, T. (2012): Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren? – Zeitschrift für Energiewirtschaft 36 (4): 243–255.

[2] FRAUNHOFER ISE (2015): Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Devel-opment, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energiewende.

[3] BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN (2017): Beendete Ausschreibungen 2017. Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Solar-Anlagen 2017. www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen/Ausschreibungen2017/Ausschreibungen2017_node.html (26.11.2017)

3.2.4 Renewable Energy Technology Characteristics and the Dynamics of New Market Openings

Bjarne STEFFEN[1], Tyeler MATSUO[1], Davita STEINEMANN[1], Tobias S. SCHMIDT[1]

Motivation and content

The transformation of electricity systems towards low-carbon technologies is an increasingly globalized phenomenon. European forerunner countries with ambitious renewable energy policies such as Germany or Denmark also hoped for an international diffusion of renewables, helping to meet global climate change mitigation commitments. At the same time, dedicated green industrial policies targeted the build-up of companies and supply chains in technologies such as wind power and solar PV that can serve world markets and create jobs in their home markets.

After two decades of strong political support, renewable energy technologies diffused to most industrialized and also many developing countries. Academic research studied how global value chains interact with established renewable energy markets in individual countries. However, little attention has been given to determining how new markets for renewables are opened initially, how patterns of market openings are shaped by technology differences, and what is the role of private project developers in opening new markets. An improved understanding of market opening patterns will help to accelerate the diffusion of renewables to further countries; it is also highly relevant for the future diffusion of new, less mature low-carbon technologies, such as battery storage.

Accordingly, this contribution analyzes the dynamics of market openings for renewables. It draws on literature regarding the global spillover of knowledge and innovation for energy technologies. Empirically, we use a newly merged dataset encompassing 80 countries to assess the role of technology characteristics, local and international players. Finally, implications for policy makers are briefly discussed.

Methodology

The study considers onshore wind turbines, solar PV, and biomass/biogas combustion. These three technologies differ markedly in their requirements for localized knowledge, so we would expect to see differences in the results for each technology regarding the market opening dynamics as well as the share of international developers involved.

The study draws on two financial databases maintained by Bloomberg New Energy Finance (BNEF). The first dataset includes all utility-scale renewable energy projects globally known to Bloomberg [1]. Using the commissioning date, projects within the same country and technology are numbered according to their sequence of realization. We analyze the first projects in each of the three technologies in a country and compare the characteristics of their project developers with those of follow-up projects. In sum, 863 projects in 80 countries were identified through this analysis.

Next, we match our dataset to a second BNEF database containing information on circa 60,000 organizations in the sphere of renewable energy [2]. Characteristics analyzed include the ownership type (public or private), the country of origin, as well as a description of the business areas in which a company is active. Analyses and visualizations of the resulting database are then used to empirically assess insights from knowledge and innovation theory regarding renewable energy technologies.

Results

Technology differences clearly impact the dynamics of new market openings over time. The figure below shows the year in which countries realized their first utility-scale project in the different technologies. Wind, solar and biomass differ considerably, reflecting the respective importance of global and local learning: While wind power diffused quite continuously over time, solar PV was rather introduced in a “big bang” from 2009 onwards, with 9 or more markets being opened each year during 2012–2015.

[1] ETH Zurich, Energy Politics Group, Haldeneggsteig 4, 8092 Zurich, Tel.: +41 44 633 85 45, jarne.steffen@gess.ethz.ch, www.epg.ethz.ch

The key components of solar plants – PV modules and inverters – are both globally traded commodities and can be applied across geographies with very little localized knowledge or adaptation required [3]. The cost of PV modules experienced a particularly large drop between 2008 and 2010, driven by deployment policies in forerunner countries (especially Germany). This technology cost reduction "spilled over" to other countries and also paved the way for the market openings in many developing countries after it became cost competitive.

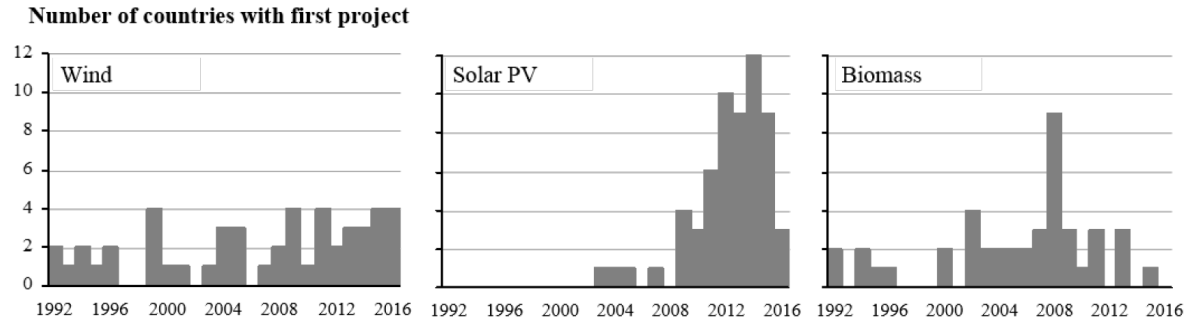


Figure 1: Wind, Solar PV, Biomass

In contrast, wind power does not exhibit a pronounced peak in deployment, despite also achieving significant cost reductions over time. Although wind turbines themselves are supplied a few leading global manufacturers, the development of a wind farm requires a higher degree of engineering design and greater complexity in procurement and construction, which tends to be localized knowledge [4]. Also turbines have to be adopted to local conditions (wind classes). Hence, for wind global learning curves are relatively less important than for PV.

Finally, the conversion of biomass to electricity can utilize a broad set of combustion concepts developed in different regions, driven by different types of predominant biomass feedstock. Consequently, biomass power plants often need to be tailored to specific sites and thus their deployment typically requires substantial localized knowledge. Hence a rather continuous diffusion over time to new countries could be expected. However, a considerable peak in market openings occurred in 2008, driven by 7 projects developed under the Clean Development Mechanism (CDM) which could be used to offset emissions in countries with emissions reduction obligations under the Kyoto Protocol, and were accepted in the EU emission trading system since 2008. Under the CDM, biomass projects were particularly attractive due to their avoidance of methane, a greenhouse gas 20–30 times more powerful than CO_2 and thus more revenue-generating under the crediting mechanism.

Beyond showing different dynamics over time, further analyses underlined that the three technologies differ considerably concerning which project developers typically open new markets. For solar PV, international private developers are highly relevant, as they can draw on tacit knowledge accumulated by realizing projects in other countries. In contrast, biomass plants are often developed by local companies in adjacent businesses that produce the feedstock, (e.g. agriculture, pulp and paper). For wind, the share of international developers is in between the other technologies (solar PV: 61 %, wind: 58 %, biomass: 33 % – always referring to privately developed first projects). Overall, the study suggests to keep the different technological characteristics of renewable energy technologies in mind when designing renewable energy policies that (also) aim at international diffusion.

References

[1] BNEF, "Project database", Bloomberg New Energy Finance, 2017.

[2] BNEF, "Organization database", Bloomberg New Energy Finance, 2017.

[3] J. Huenteler, C. Niebuhr, and T. S. Schmidt, "The effect of local and global learning on the cost of renewable energy in developing countries", J. Clean. Prod., vol. 128, pp. 6–21, 2016.

[4] T. S. Schmidt and J. Huenteler, "Anticipating industry localization effects of clean technology deployment policies in developing countries", Glob. Environ. Chang., vol. 38, pp. 8–20, 2016.

3.2.5 Diffusionsrate der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Jasper GEIPEL[1], Gustav RESCH[1], Andre ORTNER[1], Frank SENSFUß[2]

Motivation und zentrale Fragestellung

Die globale Erwärmung langfristig auf zwei Grad oder weniger zu begrenzen erfordert eine grundlegende Transformation unseres Energiesystems (Intergovernmental Panel on Climate Change and Edenhofer, 2014). Wesentliches Element ist dabei die Integration von großen Mengen erneuerbaren Energien (EE). Auf EU-Ebene wird für 2030 ein Mindestziel in Höhe von 27 % am Endenergieverbrauch angestrebt. Da im Zuge dieser Transformation mit einer zunehmenden Elektrifizierung des Gebäude-, Industrie- und Verkehrssektor- gerechnet wird, kommt der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eine Schlüsselrolle zu (Ellabban et al., 2014).

Die mögliche Marktdiffusion von EE im Stromsektor hängt hauptsächlich von den relativen Kosten der EE zu ihren Alternativen und sowie von der Fähigkeit des Systems ab volatile Erzeugung zu integrieren. Beide Determinanten sind dynamisch und variieren sowohl zeitlich als auch in Abhängigkeit vom vorherigen Diffusionsverlauf.

Der Fokus der vorgestellten Arbeit liegt auf der qualitativen und modellgestützten quantitativen Analyse der Veränderung besagter Diffusion als Reaktion auf folgende Entwicklungen:

- Zunehmende Kopplung vom Strom-, Verkehr-, Industrie- und Wärmesektor durch Power-to-X. Dies kann sich positiv auf den Marktwert der speisbaren Stromerzeugung auswirken und somit zu einer Erhöhung des optimalen Anteils erneuerbaren Stroms führen.
- Veränderungen der Lernraten und des Innovationssystems der Technologien für erneuerbare Energien.
- Infrastrukturanpassungen in Form eines verstärkten Netzausbaus.

Anders ausgedrückt, wie verändert sich die Marktdiffusion erneuerbarer Energien im Stromsektor, wenn ein bestimmtes EE-Ziel am gesamtwirtschaftlichen Endenergieverbrauch festgehalten wird?

Methodische Vorgehensweise

Wir bestimmen die Sensitivität der Diffusionsrate von erneuerbaren Energieträgern im Stromsektor durch die Kopplung zweier komplementärer Energiesystemmodelle:

Das von Fraunhofer ISI entwickelte Enertile *(für weiterführende Informationen zu den beiden Modellen siehe www.enertile.eu sowie www.green-x.at)* ist ein Optimierungsmodell, welches die Analyse der langfristigen Entwicklung des Elektrizitätssektors ermöglicht. Das Modell umfasst Investitionen und den Einsatz von Erzeugungskapazitäten, Speicher- und Flexibilitätsoptionen sowie Übertragungsnetze. Seine Hauptstärken liegen in der hohen zeitlichen (stündlich) und räumlichen (EU& MENA) Auflösung. Green-X ist ein spezialisiertes Energiesystemmodell, das sich auf erneuerbare Energien in den Bereichen Elektrizität, Wärme und Verkehr konzentriert. Es beinhaltet eine detaillierte Umsetzung energiepolitischer Instrumente. Daher kann die Marktdiffusion ausgereifter und aufstrebender EE Technologien unter Berücksichtigung aktueller politischer Rahmenbedingungen im Detail simuliert werden. Das Zusammenspiel zwischen Enertile und Green-X funktioniert wie folgt: In einem ersten Schritt wird Enertile angewendet um Transformationspfade in Abhängigkeit der eingangs genannten Entwicklungen zu berechnen. Die Sensitivitäten werden im Anschluss via jährlicher RES-Marktwerte und durchschnittlichen Strompreisen als Inputdaten an Green-X übertragen. Per Green-X wird dann ermittelt welcher EE-Anteil sich im Elektrizitätssektor ergibt unter der Prämisse eines vorgegeben EE-Anteils am sektorübergreifenden Endenergieverbrauchs.

[1] Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe / Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29/370-3, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801 370369, {geipel|resch|ortner}@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

[2] Fraunhofer / Institut für System- und Innovationsforschung, Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de, www.isi.fraunhofer.de

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die dargestellten Ausführungen basieren auf der im Rahmen SET-Nav Projekts *(ist ein derzeit laufendes europäisches Forschungsvorhaben siehe www.set-nav.eu. Wir danken für die intellektuelle und finanzielle Unterstützung unseres Forschungsprojekts durch das Horizon 2020 Förderprogramm der Europäischen Kommission)* durchgeführten Fallstudie („Diffusion rate of renewable electricity generation“). Zur Projekthalbzeit kann nur auf vorläufige Ergebnisse zurückgegriffen werden. Da jedoch die im weiteren Projektverlauf geplanten Modellerweiterungen und die Modellverknüpfung zwischen Enertile und Green-X im Dezember 2017 abgeschlossen sind, ist sichergestellt, dass abschließende Ergebnisse bis zur Symposium für Energie Innovationen 2018 vorliegen.

Mittels der Modellierungen können Erkenntnisse gewonnen werden hinsichtlich der optimalen Diffusion der regenerativen Stromerzeugung unter verschiedenen Rahmenbedingungen und Sensitivitäten. Darauf aufbauend sollen Schlussfolgerungen über das Design und die Anforderungen von Transformations-pfaden, sowie die Festlegung von Einsatztrajektorien und die sektorübergreifenden Integration von Energiesystemen gezogen werden.

Einen Einblick in die vorläufig untersuchten Szenarien bietet Abbildung 1.

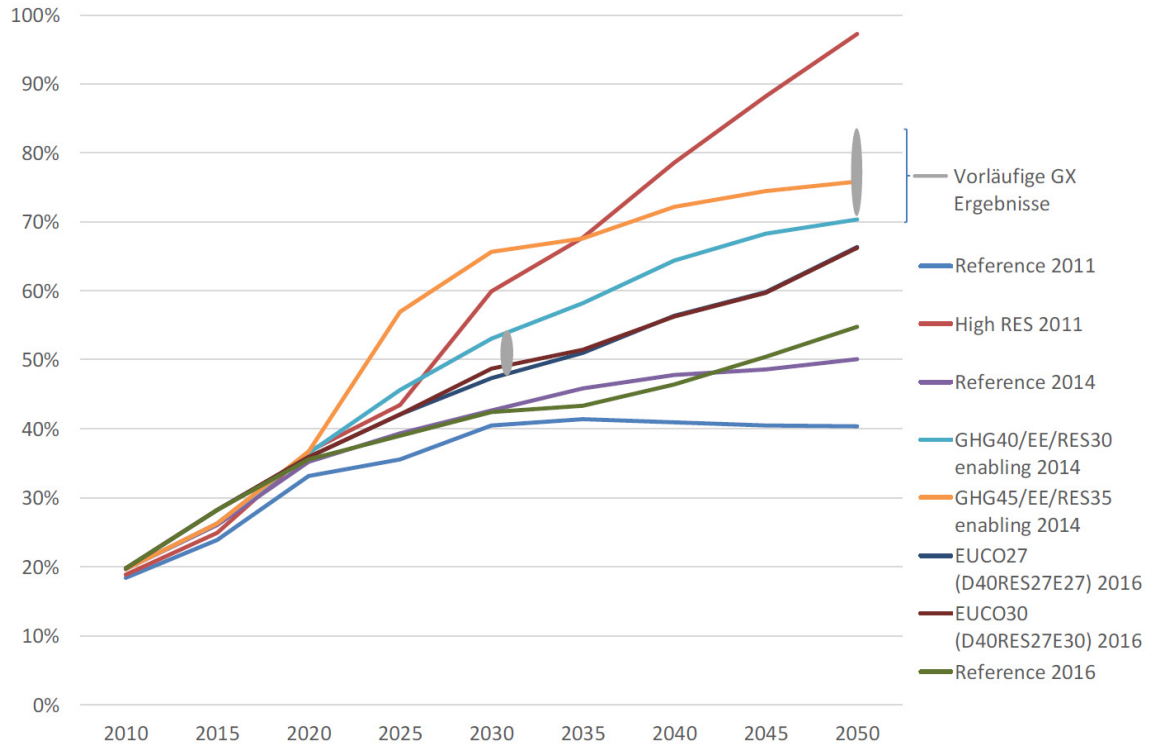


Abbildung 1: Vergleich des Anteils der erneuerbaren Energieträger an der Stromerzeugung für verschiedene Szenarios (Quelle: eigene Analyse (Green-X) und Primes Hauptszenarien)

Wie in den dargestellten Szenarienergebnissen in Abbildung 1 zu sehen, liegt ein möglicher Anteil erneuerbarer Energien im Stromsektor deutlich über jener der Studien der EU-Kommission. Eine schnellere Diffusion der EE im Stromsektor zugunsten einer weniger ambitionierten Ausbau-geschwindigkeit in Verkehr- und Wärmesektor scheint – auf Basis unserer vorläufigen Ergebnisse – eine kosteneffizientere Variante der Transformation des europäischen Energiesystems darzustellen.

Literatur

[1] Ellabban, O., Abu-Rub, H., Blaabjerg, F., 2014. Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology. Renew. Sustain. Energy Rev. 39, 748–764. https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.113

[2] Intergovernmental Panel on Climate Change, Edenhofer, O. (Eds.), 2014. Climate change 2014: mitigation of climate change: Working Group III contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, New York, NY.

3.2.6 Spotpreisvarianz an europäischen Strombörsen – Einflussfaktoren und die Rolle der erneuerbaren Energien

Franziska SCHÖNIGER[1]

Motivation und zentrale Fragestellung

Die Liberalisierung der europäischen Strommärkte und der steigende Anteil der Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen führen zu weitreichenden Preiseffekten an den Spothandelsplätzen für Strom in Europa. Während der sich daraus ergebende Merit-Order Effekt und seine preissenkende Wirkung in der Literatur homogen gesehen wird, ist die Frage der Varianz des Strompreises deutlich umstrittener. Die meisten Studien kommen zum Ergebnis, dass ein höherer Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien auch zu höherer Preisvarianz führt. Allerdings gibt es auch einige AutorInnen, die aufzeigen, dass diese die Strompreisvarianz sogar senken können. Fragen, die daher im Zentrum des momentanen Forschungsinteresses und auch dieses Papers stehen, sind

- Welche Faktoren beeinflussen die Varianz des Spotpreises an Strombörsen generell?
- Welche Rolle spielt der Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien für die Entwicklung der Preisvarianz?
- Erhöht ein steigender Anteil fluktuierender erneuerbarer Erzeugung zwangsläufig die Varianz des Strompreises?

Methodische Vorgangsweise

Die Forschungsfragen werden durch zwei modellgestützte Ansätze bearbeitet.

Theoretisches Modell

In einem ersten methodischen Schritt wird die aktuelle Literatur zur Frage der Preisvarianz analysiert. Als wichtigste Einflussfaktoren, welche in vergleichbaren Studien berücksichtigt werden, können die Menge fluktuierender erneuerbarer Erzeugung, die Variabilität dieser Erzeugung, die Nachfragesituation und die Wettbewerbsfähigkeit des Marktes identifiziert werden. Die meisten Studien, die zum Ergebnis von erhöhter Preisvarianz durch steigende Anteile erneuerbarer Energien kommen, untersuchen hauptsächlich den Einfluss von Windkraft. Als wichtigste Basis für das entwickelte theoretische Modell dient ein Modellentwurf, der zwei Haupteinflussfaktoren auf die Preisvarianz benennt: Die Verteilung der Residuallast und die Form der Angebotskurve im Strommarkt [1].

Empirisches Model

In einem zweiten methodischen Schritt wird das erarbeitete theoretische Modell in einem ökonometrischen Modell empirisch getestet. Die Hypothese der zwei Haupteinflussfaktoren wird in diesem ökonometrischen Modell für 23 Länder in Europa überprüft. Die analysierte Datengrundlage aus dem Jahr 2015 entspricht 84 % der installierten Kapazität an Wind und Photovoltaik in der EU. Das Ziel dieser umfassenden Analyse ist, das theoretische Modell für möglichst viele europäische Länder zu testen. Somit können möglichst allgemeingültige Aussagen über Einflüsse auf die Preisvarianz getroffen werden wie sie für den Merit-Order-Effekt bereits bekannt sind [2].

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse zeigen, dass es zwei Einflussfaktoren auf die Preisvarianz des Spotpreises gibt, die sich für die Mehrheit der untersuchten Länder in Europa bestätigen lassen: Die Varianz der fluktuierenden erneuerbaren Erzeugung selbst und deren zeitliche Korrelation und Interaktion der mit der Nachfrage. Im empirischen Modell werden jene Länder, deren fluktuierende Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik im Jahr 2015 mehr als 10 % der Nachfrage betrug, gesondert analysiert. Dies ermöglicht gezielte Aussagen für Länder mit einem signifikanten Anteil fluktuierender erneuerbarer Erzeugung.

[1] Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe / Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29/370-3, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801 370378, Fax: +43 1 58801 370397, schoeniger@eeg.tuwien.ac.at, eeg.tuwien.ac.at

Die Varianz der fluktuierenden erneuerbaren Erzeugung selbst erhöht die Preisvarianz in 67 % dieser Länder, wohingegen die zeitliche Korrelation der erneuerbaren Erzeugung mit der Nachfrage die Preisvarianz in 77 % der Länder senkt.

Aufgrund der Ergebnisse für diese Länder lassen sich Aussagen zum Einfluss der Einspeisemengen treffen. Es zeigt sich eine quadratische Abhängigkeit der Strompreisvarianz von der durchschnittlichen Residuallast bzw. der durchschnittlichen fluktuierenden erneuerbaren Erzeugung. Das heißt, dass sowohl sehr hohe als auch sehr niedrige Mengen an fluktuierender erneuerbarer Erzeugung die Preisvarianz statistisch signifikant erhöhen können. Moderate Mengen dagegen können die Preisvarianz in der Mehrheit dieser Länder sogar senken. Das bedeutet, dass es in vielen Ländern eine Phase im Verlaufe des Ausbaupfades erneuerbarer Energien gibt, in denen die Varianz des Spotpreises geringer ist als am Anfang oder Ende des Ausbaupfades. Der Zeitpunkt der minimalen Varianz lässt sich mithilfe des empirischen Modells für jedes Land bestimmen.

Im derzeitigen Marktdesign hängen Investitionsentscheidungen in netzstabilisierende Infrastruktur wie Speicherstrukturen, Demand Side Management und Flexibilisierungsmaßnahmen ganz entscheidend von der Differenz zwischen extremen Spotpreisen, also der Preisvarianz, ab. Die Ergebnisse zeigen allerdings, dass moderate Mengen an fluktuierender erneuerbarer Erzeugung die Preisvarianz in vielen Ländern sogar senken. Dies macht deutlich, dass marktbasierte Anreize für Investitionen in Netzstabilität und Flexibilisierungpotentiale nicht zu jedem Zeitpunkt des Ausbaupfades eines Landes ausreichen. Gleichzeitig kann aufgezeigt werden, dass große Mengen fluktuierender Erzeugung sehr wohl die Preisvarianz erhöhen und somit genau diese Maßnahmen für eine nachhaltige Realisierung der Ausbauziele für erneuerbare Energien nötig machen.

Literatur

[1] Wozabal, D., Graf, C., & Hirschmann, D. (2016). The effect of intermittent renewables on the electricity price variance. OR Spectrum, 38(3), 687–709. http://doi.org/10.1007/s00291-015-0395-x

[2] Welisch, M., Ortner, A., & Resch, G. (2016). Assessment of RES technology market values and the merit-order effect - an econometric multi-country analysis. Energy & Environment, 27(1), 105–121. http://doi.org/10.1177/0958305X16638574

3.3 VERSORGUNGSSICHERHEIT UND PREISSTRUKTUREN (SESSION B3)

3.3.1 Der Wert von Versorgungssicherheit mit Strom – Evidenz für deutsche Haushalte

Manuel FRONDEL[1], Stephan SOMMER[1]

Einleitung

Stromausfälle sind in Deutschland eher selten − besonders im europäischen Vergleich. Aus mehreren Gründen könnte die Versorgungssicherheit mit Strom aber in absehbarer Zeit zu einem bedeutenden gesellschaftlichen Thema werden. Zum einen werden konventionelle Kraftwerke durch den sich stetig erhöhenden Anteil der Erneuerbaren und der infolgedessen stark gesunkenen Börsenstrompreise zunehmend unrentabler und gehen daher vermehrt vom Netz. Zum anderen sorgt die massive Zunahme der stark fluktuierenden Einspeisung von Wind- und Solarstrom für einen erschwerten Ausgleich von Angebot und Nachfrage.

Beitrag

Vor diesem Hintergrund untersucht dieser Beitrag die individuellen Präferenzen für die Versorgungssicherheit mit Strom auf Basis einer Befragung von mehr als 5.000 Haushalten. Mit Hilfe eines experimentellen Designs wird einerseits analysiert, wie viel Haushalte für die Versorgungssicherheit mit Strom zu zahlen bereit sind. Alternativ zur Zahlungsbereitschaft (willingness to pay, WTP) wird andererseits nach der Bereitschaft gefragt, gegen eine Entschädigungszahlung auf ein gewisses Maß an Versorgungssicherheit zu verzichten (willingness to accept, WTA).

Obwohl nach ökonomischer Theorie bei gering ausfallenden Einkommenseffekten die maximale Zahlungsbereitschaft für den Konsum eines Gutes der minimalen Entschädigungsforderung im Falle des Verzichts auf das Gut entsprechen sollte, gibt es in der Literatur eine Vielzahl an Studien, die teils erhebliche Diskrepanzen zwischen diesen beiden Präferenzmaßen konstatieren.

Daten

Die diesem Beitrag zugrundeliegende Datenbasis wurde in einer gemeinschaftlichen Erhebung des RWI und des Marktforschungsinstituts forsa gewonnen. Diese Erhebung, die im Rahmen des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderten Projektes AKZEPTANZ durchgeführt wurde, fand zwischen dem 23. Dezember 2015 und dem 19. Februar 2016 statt. Befragt wurden über 5.000 Haushaltsvorstände des forsa-Haushaltpanels zu unterschiedlichen Aspekten der Energiewende.

Ergebnisse

In Übereinstimmung mit anderen Studien aus Deutschland, in denen das Verhältnis von WTA zu WTP für einen vierstündigen Stromausfall bei etwa WTA/WTP=3 liegt, finden wir mittlere WTA-Werte für Entschädigungsforderungen, die deutlich über den mittleren WTP-Werten für die Zahlungsbereitschaft für die Vermeidung eines unangekündigten, vierstündigen Stromausfalls liegen.

Wir sehen den Grund für diese Diskrepanz darin, dass die bekundeten Entschädigungsforderungen für den Verzicht auf ein Gut aus strategischen Gründen tendenziell über dem tatsächlichen Wert liegen, der dem Gut beigemessen wird, wohingegen die dafür bekundete Zahlungsbereitschaft tendenziell untertrieben wird.

[1] RWI Leibniz Institut für Wirtschaftsforschung, Hohenzollernstraße 1-3, 45128 Essen,
Tel.: +49 201 8149-{204|233}, Fax: +49 201 8149-200, {frondel|sommer}@rwi-essen.de, www.rwi-essen.de

Schlussfolgerungen

Für Stromversorger, die ihren Kunden künftig Verträge anbieten möchten, in denen Versorgungssicherheit eine Rolle spielt, wäre es nach diesen Ergebnissen wenig ratsam, hohe Entschädigungszahlungen für die Möglichkeit anzubieten, unangekündigte Stromabschaltungen vornehmen zu dürfen.

Angesichts der WTA-WTP-Lücke, die in diesem Beitrag im Zusammenhang mit Stromversorgungssicherheit gefunden wurde, und der von uns angeführten Erklärung für diese Lücke ist für die künftige Forschung der Schluss zu ziehen, dass immer versucht werden sollte, beide Präferenzmaße abzufragen, die Zahlungsbereitschaft und die Entschädigungsforderung, da die wahre Zahlungsbereitschaft aufgrund strategischen Verhaltens vermutlich zwischen den angegebenen WTA- und WTP-Werten liegen wird. Dies gilt insbesondere für das − bislang als so selbstverständlich erachtete − Gut der Versorgungssicherheit, für das die für eine gute Einschätzung ihres Wertes nötige Erfahrung nahezu gänzlich fehlt.

3.3.2 Verwendung adaptiver Zeitraster in Verfahren zur Bewertung von Versorgungssicherheit

Philipp BAUMANNS[1], Denis VOM STEIN[1], Albert MOSER[1]

Einleitung, Hintergrund und Motivation

Aufgrund ambitionierter Klimaziele unterliegt das Elektrizitätsversorgungssystem im Zuge der Energiewende fundamentalen strukturellen Veränderungen. Der anhaltende Transformationsprozess lässt auch zukünftig einen Ausbau von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien erwarten, was zu neuen Herausforderungen bei der Bewertung der Versorgungssicherheit führt. Da vor allem die Primärenergieträger Wind- und Solarenergie nicht zu jedem Zeitpunkt zur Verfügung stehen, müssen andere, disponible Anlagen zur Versorgungssicherheit beitragen. Neben thermischen Kraftwerken können hier voraussichtlich Speicher, eine stärkere internationale Verflechtung und eine zunehmende Flexibilisierung der Nachfrageseite einen Beitrag hierzu liefern.

In den kommenden Jahren ist jedoch die Stilllegung von thermischen Kraftwerken, aufgrund der schwierigen Situation am Markt und teilweise auch bedingt durch das Anlagenalter, zu erwarten. Durch politische Entscheidungen – in Deutschland zum Beispiel durch den beschlossenen Kernenergieausstieg bis zum Ende des Jahres 2022 – werden ebenfalls signifikante Mengen an Erzeugungskapazität stillgelegt. Nennenswerte Investitionen in den Neubau großer thermischer Kraftwerksblöcke sind hingegen, zumindest zurzeit, kurz- und mittelfristig nicht abzusehen. Im Zuge dieser Entwicklungen stellt sich die Frage, ob auch unter diesen Rahmenbedingungen die Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Deren Sicherstellung ist – neben der ökonomischen und sicherheitspolitischen Bedeutung – auch im Hinblick auf die gesellschaftliche Akzeptanz ein entscheidender Faktor für das Gelingen der Energiewende. Entsprechend wichtig ist eine zuverlässige und nachvollziehbare Bewertung.

Das Winterpaket der europäischen Kommission stellt dabei Leitfaden und Anforderung für künftige Ansätze zur Bewertung der Versorgungssicherheit zugleich dar. So wird eine probabilistische Bewertung unter Verwendung entsprechender Kennzahlen, insbesondere der Indizes „Loss of load expectation“ (LOLE) und „Expected energy not-served“ (EENS) gefordert. [1]

Zur Bestimmung der Kennzahlen wird üblicherweise auf Modelle zurückgegriffen, die eine große Anzahl an Untersuchungsläufen im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation erfordern [2]. Es stellt sich die Frage, ob Möglichkeiten zur Beschleunigung bestehen, ohne signifikante Einbußen in der Ergebnisgenauigkeit in Kauf nehmen zu müssen. Grundsätzlich können Ansätze zur Problemkomplexität in energiewirtschaftlichen Modellen die Dimensionen des geographischen Betrachtungsraums, der Zeit oder der Technologie betreffen. Dabei erscheint für Fragestellungen der Versorgungssicherheit insbesondere interessant, welchen Einfluss eine Reduktion des Zeitrasters hat: Schließlich sind für die Bewertung der Versorgungssicherheit vor allem Stunden mit hoher Residuallast und gleichzeitig hoher Nichtverfügbarkeit von Kraftwerksleistung von Bedeutung. Unkritische Stunden können gegebenenfalls vereinfacht und zusammengefasst betrachtet werden. Zur Frage hinsichtlich des Einflusses der zeitlichen Auflösung in probabilistischen Verfahren zur Bestimmung der Versorgungssicherheit soll hiermit ein Beitrag geleistet werden.

Methodik und verwendetes Softwareframework

Zurzeit befindet sich am Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen ein Softwareframework zur probabilistischen Bewertung von Versorgungssicherheit im Rahmen eines Dissertationsvorhabens in der Entwicklung. Das Tool ist in der Lage, für eine große Anzahl an Ausfall- und Wetterjahren, Simulationen der Nachfrage- und Reservedeckung geschlossen für ein Jahr durchzuführen. Durch den für ein Jahr geschlossenen Lösungsansatz kann dabei auf heuristische Wassermanagementstrategien, die insbesondere bei hydraulischen Langzeitspeicherkraftwerken eingesetzt werden müssten, weitestgehend verzichtet werden. Der Verfahrensablauf ist in Abbildung 1 skizziert.

[1] RWTH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Tel.: +49 241 80-97881, philipp.baumanns@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

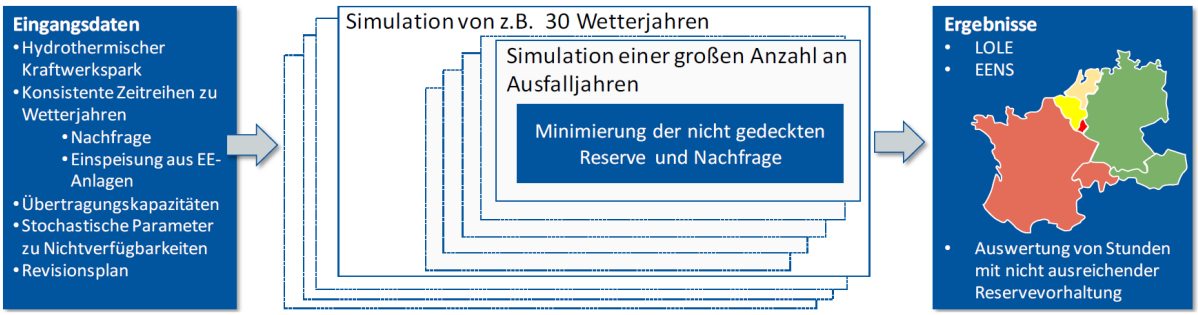


Abbildung 1: Verfahrensablauf innerhalb des Softwareframeworks zur Bewertung von Versorgungssicherheit

Das Softwaretool ist um ein Modul zur Reduktion der zeitlichen Auflösung in Form eines adaptiven Zeitrasters erweitert worden. Abweichend von [3], welches in Marktsimulationsverfahren bereits erfolgreich angewandt wurde, wird der Ansatz mit Blick auf die Anforderungen der Bewertung von Versorgungssicherheit modifiziert, wobei neben der Analyse der Residuallast die Berücksichtigung der Kraftwerksnichtverfügbarkeit bei der Ermittlung des adaptiven Zeitrasters eine entscheidende Bedeutung zukommt. Eine vorzugebende Anzahl an Situationen, beispielswiese 50 % aller Stunden, wird garantiert untersucht. Umliegende Stunden werden – unter der Einhaltung einer Nebenbedingung maximal gemeinsam zu betrachtender Stunden – zusammengefasst. Diese aggregierten Stunden dienen vornehmlich der Aufrechterhaltung von zeitkoppelnden Nebenbedingungen. Der Zeitvorteil kann anschließend – neben einer schnelleren Ergebnisfindung – auch mit Ziel einer in besonders kritischen Situationen deutlich detaillierteren Simulation, zum Beispiel durch eine erhöhte Anzahl an Ausfall- oder Wetterjahren oder einer flussbasierten Kapazitätsbestimmung, genutzt werden.

Erste Untersuchungsergebnisse

Erste exemplarische Untersuchungen zeigen, dass durch die Verwendung des adaptiven Zeitrasters signifikante Rechenzeitvorteile erreicht werden können, wie in Abbildung 2 gezeigt ist. Für ein gegebenes Szenario des Mid-Term Adequacy Forecast [2] tritt, auch bei einer Reduktion um 3000 (8000) unkritische auf 5760 (760) mindestens betrachtete Situationen, nur eine mittlere absolute Abweichung der Kennzahl LOLE unterhalb von 0,25 h/a, bezogen auf jene Anrainerstaaten Deutschlands und Österreichs mit mindestens einer Stunde Nachfrageunterdeckung, auf.

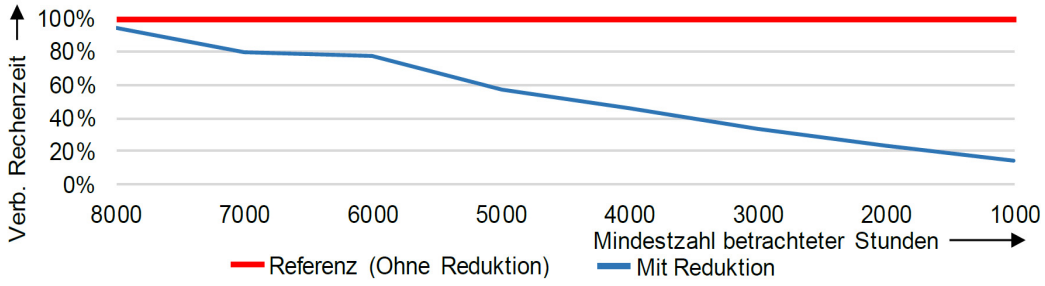


Abbildung 2: Verbleibende Rechenzeit bei Anwendung des adaptiven Zeitrasters (exemplarische Simulation)

Literatur

[1] Europäische Kommission: Proposal for a Regulation of the European parliament and of the council on risk-preparedness in the electricity sector and repealing Directive 2005/89/EC; Brüssel, 2017

[2] ENTSO-E: Mid-Term Adequacy Forecast 2017 Edition; Brüssel, 2017

[3] D. vom Stein, N. v. Bracht, A. Maaz, A. Moser: Development of Adaptive Time Patterns for Multi-Dimensional Power System Simulations; 14th International Conference on the European Energy Market (EEM), Dresden, 2017

3.3.3 Fairness and the Willingness to pay for Renewable Energy

Mark ANDOR[1], Manuel FRONDEL[1], Stephan SOMMER[1]

Overview

For a long time fairness has been disregarded in both economic theory and empirical work. At least since Rabin's (1993) incorporation of fairness into game theory, experimental evidence suggests that fairness affects a plethora of economic outcomes. We build upon Fehr and Schmidt (1999), modeling fairness as self-centered inequality aversion with respect to individual contributions to a public good. Furthermore, we take into account Thaler's (1985) concept of transaction utility according to which it is not only the value of a good but also the value of getting a good deal that influences individual well-being.

We analyze the implications of fairness in the context of the promotion of renewable electricity in Germany. In 2000 the German government introduced a set of technology-specific feed-in-tariffs that led to an increase of renewable capacity from 12 to 104 Gigawatt in 2016, while the share of electricity generation rose from 6.2 to 31.7 %. Yet, to achieve the ambitious renewable goal of producing 80 % of electricity in 2050 a multiple of today's capacities is required. The cost of this promotion amounts to about 25 billion Euro per year and is allocated to the customers of electricity via a fixed surcharge on the net price of electricity, which climbed from 1.39 to 6.35 cents per kWh between 2009 and 2016. Principally, every customer of electricity is subject to the surcharge, but energy-intensive companies are eligible for rebates to assure their international competitiveness

Methods

We conducted a discrete-choice experiment with randomized information treatments on more than 11,000 households and analyze whether informing respondents about the existence of the payment system, in particular the rebates for energy-intensive companies, and the abolition of the rebates affect their willingness to pay for public goods. Participants were randomly split into three groups and asked a single binary question whether they are willing to pay additionally x ct/kWh to increase the share of renewable energies to 35 % by 2020, where x is randomly assigned and takes the values 1, 2, and 4 ct/KWh. Households in the *Keep Condition* were informed that about 4 % of industrial companies, which are responsible for about 40 % of industrial electricity consumption, are not subject to paying the entire surcharge and subsequently asked about their willingness-to-pay contingent on keeping the derogation. In the *Abolish Condition* households received the same information, but were asked about their willingness-to-pay contingent on abolishing the exemption. Lastly, households in the *Uninformed Condition* did not receive any additional information.

We estimate the average treatment effects by estimating a linear probability model where the dependent variable is a binary indicator that takes the value one if a participant is willing to pay the requested hypothetical raise in the surcharge and zero otherwise. To shed light on heterogeneous effects, we interact the treatment indicators with a set of socio-economic characteristics.

Results

We find that the percentage of positive answers differs – as hypothesized – substantially between the experimental conditions. For instance, the share of respondents willing to pay in the *Abolish Condition* is about 35-40 percentage points higher than in the *Keep Condition*. This effect is equivalent to quartering the increase of the hypothetical surcharge. On the other hand, informing people about the existence of the exemption decreases the share of positive answers by some 20 percentage points.

It bears highlighting that respondents with green attitudes are particularly likely to answer the willingness-to-pay question positively. Moreover, the share of positive answers is higher among elderly respondents, women, college graduates, and respondents who think that the exemptions are justified. In contrast, residents in East Germany and high-consumption households are less likely to be willing to pay for renewables.

[1] RWI – Leibniz-Institute for Economics, Hohenzollernstraße 1-3, 45128 Essen,
Tel.: +49 201 8149-{216|204|233}, {andor|frondel|sommer}@rwi-essen.de

Furthermore, we find strong preferences for fairness among respondents with high household incomes, respondents living in areas with a large share of industrial production, and respondents with high estimated electricity consumption figures.

Conclusions

We investigate the relationship of fairness and the willingness-to-pay for public goods. Conducting a discrete-choice experiment among more than 11,000 households allows us to estimate the causal effect of changing the payment system and providing information on the payment system on the willingness-to-pay for public goods. We find that a payment system that distributes the costs equally among the consumers (here, in particular, between the industry and households) fosters the willingness-to-pay substantially. In contrast, learning about the existence of an unequal payment system reduces the willingness-to-pay for public goods.

References

[1] Fehr, E., Schmidt, K. M., 1999. A theory of fairness, competition, and cooperation. The Quarterly Journal of Economics 114 (3), 817-868.

[2] Rabin, M., 1993. Incorporating fairness into game theory and economics. The American Economic Review 83, 1281-1302.

[3] Thaler, R., 1985. Mental accounting and consumer choice. Marketing Science 4 (3), 199-214.

3.3.4 Repräsentative Lastprofile für Haushalte

Matthias STIFTER[1], Sabina EICHBERGER[2]

Motivation

Vorangegangene Studien zur Kategorisierung von Haushalts Lastprofilen in Österreich verfolgen u.A. den Ansatz von Lebensformen auf Basis von z.B. Beschäftigung, Ehestatus, Anzahl der im Haushalt lebenden Personen. Der vor kurzem veröffentlichte Endbericht Flex-tarif versucht auf Basis der Anzahl der „Haushalts-Familien-Lebensformen“ von Statistik Austria Haushalte Lebensformen und der von Schäppi und Bogner definierten Lifestyle-Clustern [1] zu kategorisieren. Ansätze basieren auf Lebensformen der Haushalte in Österreich, sowie deren Einteilung in Ein- bzw. Mehrpersonen Haushalte [2]. Diese Arbeit interpretiert diese Ansätze im Hinblick auf mögliche Anwesenheitsmuster. Die weiteren Analysen und der Prozess der Generierung von repräsentativen Haushaltslastprofilen basiert auf der Beobachtung, dass im Wesentlichen die Anwesenheitszeiten für das Profil des elektrischen Energiebedarfs verantwortlich sind. Im Folgenden wird eine Kategorisierung auf Basis der Anwesenheits-zeiten versucht.

Methode

Die Eingangsdaten der Lastprofile werden in verschieden Kategorien der Jahresverbräuche aufgeteilt (angelehnt an die EU-Statistik Verordnung z.B. bis 2500kWh, zwischen 2500 und 5000kWh und über 5000kWh Jahresverbrauch). Im nächsten Schritt werden die Jahreszeitreihen der Lastprofile in Werktag und Wochenende segmentiert und alle Tage des Jahres auf diese zwei Tagesprofile (Werktags, Wochenende) gemittelt. Dieses beiden über das Jahr gemittelt Tagesprofile repräsentieren das Werktags und Wochenende Verhalten. Durch Clustering/Klassifizierung werden ähnliche Werktags und Wochenende-Profile zusammengefasst und ergeben somit charakteristische durchschnittliche Aktivitätsmuster. Kombinationen dieser Cluster Zuordnungen ergeben somit Lebensformen/Lifestyles oder „elektrische Bedarfsmuster“ die je auf Basis ihrer qualitativen Form zu verschiedenen Tageszeiten, aufgrund Anwesenheit oder Aktivität, benannt werden können. Ein Beispiel der Lebensform/Lifestyle könnte z.B. lauten: Werktags eher abends anwesend/aktiv und am Wochenende ganztags anwesend/aktiv). Je Jahresverbrauchskategorie sind 3 Lifestyles resultiert und benannt. Aus diesen Segmenten werden mittels saisonaler Dynamisierung die repräsentativen Jahreszeitreihen erzeugt. Diese dienen zur Grundlage für die Berechnung verschiedener dynamischer Tarifmodell in der Online Plattform des neuen Tarifkalkulators der E-Control.

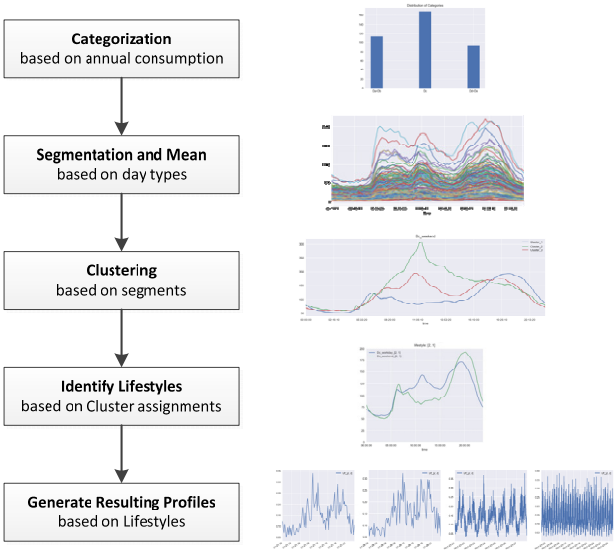


Abbildung 1: Übersicht der Methode zur Erstellung der Haushalts-Lastprofile

[1] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Center for Energy, 1210 Wien, matthias.stifter@ait.ac.at, www.ait.ac.at
[2] E-Control Austria, Rudolfsplatz 13A, 1010 Wien, sabina.eichberger@e-control.at, www.e-control.at

Datenbasis

Die Ergebnisse basieren auf gemessene anonymisierte und realistisch simulierte Zählerdaten. Diese sind zum Teil auch frei verfügbar und repräsentieren ca. 350 Haushalte.

Ergebnisse

Lifestyles

Diese werden anhand der Häufigkeit der Kombinationen der Segmente - Werktag und Wochenende Profilen - ermittelt. Ein segmentiertes Eingangsprofil (Werktag, Wochenende) wird nun beispielsweise Werktags dem Cluster 1 zugeordnet und Wochenendes dem Cluster 2. Der Lifestyle würde dann mit Werktags: Cluster 1, Wochenende: Cluster 2 bezeichnet werden oder kurz „[1,2]“.

Abbildung 2 zeigt Beispiele für drei Lifestyles das sich jeweils aus einem Werktag und einem Wochenende Profil definiert.

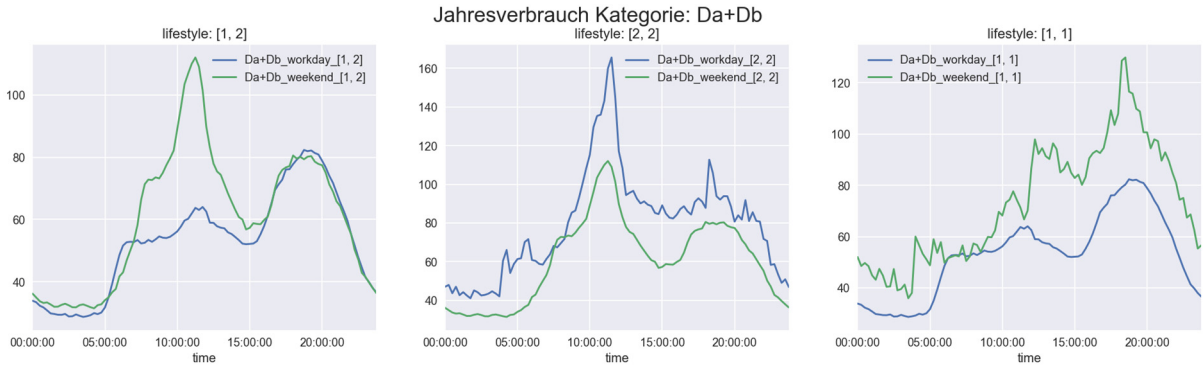


Abbildung 2: Werktags u. Wochenende Profil der drei Lifestyles der Jahresverbrauchs-Kategorie „Da+Db“

Repräsentative Jahreszeitreihen

Insgesamt werden jeweils 3 repräsentative Zeitreihen aus den drei gewählten Jahresverbrauchs-Kategorien generiert. Diese werden zusätzlich mit der Varianz und des zuvor ermittelten Clusterprofiles „verrauscht“ um eine realistische Dynamik zu erhalten. Zusätzlich sind repräsentative Jahresprofile größerer Erzeuger und Verbraucher wie Wärmepumpe (mit und ohne Sperrzeiten), Nachtspeicher-heizung, Warmwasserboiler, PV-Anlage und PV-Überschusseinspeiser generiert.

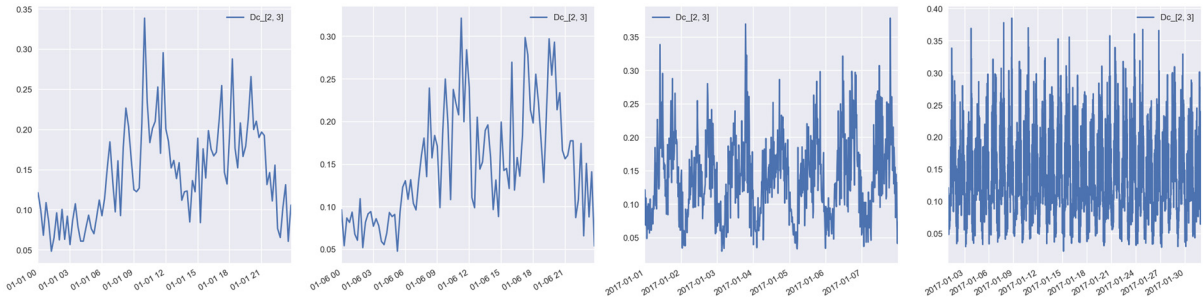


Abbildung 3: Resultierende Profile für Kategorie „Dc“

Tarifkalkulator – zeitlich dynamische Tarife

Auswirkungen verschiedener repräsentativer Jahresprofile, sowie Kombinationen der zusätzlichen Verbraucher und Erzeuger auf die Jahreskosten bei dynamischen Tarifen werden diskutiert.

Literatur

[1] Bernd Schäppi und Thomas Bogner, „Outlook ‚Life Style 2030‘ Determinanten für den Stromverbrauch in österreichischen Haushalten“, Klima- und Energiefonds, Wien, 2012.

[2] C. Friedl und S. Moser, „Flex-Tarif: Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz“, Klima- und Energiefonds, 2015.

3.3.5 Impact of Peak, Fixed, and Volumetric Network Tariffs on Residential Customers' Electricity Expenditures based on Load Profiles and Socio-Economic Characteristics

Valeriya AZAROVA[1], Dominik ENGEL[2], Cornelia FERNER[2], Andrea KOLLMANN[1], Johannes REICHL[1]

Overview

Due to the expected significant changes in residential energy utilization patterns, commonly applied volumetric network tariffs may induce a significant imbalance between different groups of households and their respective contribution to recovering the operating costs of the grid (THINK Project Final Report, 2013). Analysis of consumers behaviour and appliance usage through actual load profiles together with socio-economic characteristics of the households is the missing piece, which could help regulatory authorities to adapt network tariffs to new circumstances in a fair way. By exploiting load data from 765 Austrian households, we reveal the possibly disruptive effects of peak-load-based network tariffs on households' budgets when these have been mainly charged for consumed volumes. Our analysis provides important empirical evidence of the change in the households' network expenditure for different combinations of energy, peak, and fixed charges and, in this sense, helps in designing tariffs that can recover the costs needed for the sustainable operation of the grid. While so-called prosumers may reduce their quantities of electricity purchased via the power grid, non-prosumers completely rely on the grid for their electricity supply. Volumetric tariffs are determined by the amount of energy consumed, therefore additional burdens may shift towards non-prosumers that are still exclusively supplied by the grid and have poor access to such technologies as photovoltaic or in-home batteries for financial reasons (EURELECTRIC, 2013).

This could result in even higher electricity bills for a less privileged group of consumers. It will also a priori turn into higher burdens for the households residing in apartment buildings compared to those living in single-family dwellings, as they do not have the needed property rights and space for necessary installations. An introduction of new metering technologies will allow implementation of alternative tariffs based on the amount of demand peaks produced by the household, which should reflect more accurately the nature of network costs.

Methods

In this paper, unprecedented data on 765 Austrian households is used, containing 15-minutes load profiles which have been observed during the period from April 2010 to March 2011, of which a number of household characteristics is known along with their equipment of electricity consuming appliances. We examine whether there is a coherence between income, household type, size, household equipment, as well as energy consumption and different tariff types in order to see which factors determine how the costs of the electricity network are reallocated when new tariffs are introduced. We construct 11 alternative tariffs and compare these to the one actually applied in the residential sector in Austria.

These 11 tariffs are based on the schemes that are currently applied in the EU or suggested in the literature (V. Sakhrani, J. E. Parson, 2010; M. P. Rodríguez Ortega et al.,2008; AF-Mercados, REF-E and Indra Final report, 2015) and we extend half of them with a peak load component (for a comparison of regulatory practice across the EU see, e.g., Schmidthaler et al., 2015). All alternative tariffs meet the ultimate paradigm of defining network tariffs, namely in that they recover the same sum of network costs as the current Austrian scheme, and only the proportion of the main components of network tariff – fixed, energy and peak dependent charges – is changed. As our analysis is done ex post, possible changes in consumption in reaction to network tariff changes are not considered in the following results.

[1] Johannes Kepler University Linz, Energy Institute, Altenberger Straße 69, 4040 Linz, Tel.: +43 732 2468-5679, {azarova|kollmann|reichl}@energieinstitut-linz.at, www.energieinstitut-linz.at
[2] Salzburg University of Applied Sciences, Information Technology & Systems Management, Campus Urstein Süd 1, 5412 Puch/Salzburg, Tel.: +43 50 2211-{1305|1349}, {dominik.engel|cornelia.ferner}@fh-salzburg.ac.at

Results

Depending on the alternative tariff structure, we identify extreme cases, especially in the peak load-based tariffs, which would have to pay from 50 % less to 300 % more compared to what these households pay under the current tariff regime. We identify the types of households who will pay more or less and can actually benefit or lose from the potential change in network tariffs. We find that adapting alternative tariff models based on peak consumption can have a stronger positive effect on households with higher income, which could profit most from a fully peak-dependent network tariff. This is supported by the results of our additional analysis in which we check whether there is a difference in yearly consumption of energy and production of peaks between different households based on their level of income. According to the analysis, appliances like a dish washer or a flow heater of a higher income (third tertile) household consumes significantly less energy compared to the same equipment of a household with lower income. Also a tumble dryer of a household with low income (first tertile) produces significantly more peaks than the same tumble dryer in middle income households. This could be explained by the fact that higher and middle income households have access to more energy efficient home appliances due to their higher purchasing power, and so applying fully energy-based or fully peak-based tariffs would mostly hurt the lower income group.

Our study shows that introducing a flat capacity-based tariff with a fixed cost of 178 €, similar to the tariff applied since 2009 in the residential sector in the Netherlands, will be of advantage for households consisting of a pair with or without children, as well as for the households situated in small villages and households living in single-family dwellings. When a tariff, completely based on the amount of consumed energy with the cost of 5.06 €Cent/kWh, is implemented, households in small villages, single family dwellings and households consisting of a pair with or without children, will pay around 3 % more compared to the currently applied tariff in Austria. Assuming that Austrian authorities opt for a fully peak-load-based tariff, households with higher income, a higher number of persons, owning a single family dwelling as well as households owning a swimming pool will profit more and pay significantly less than they do now. Finally, if any combination of peak and energy components is used, social characteristics like income, type and size of household are either not significant at all or less significant and the size of the effect is smaller. Due to such tariffs only having some equipment like tumble dryers, a sauna or, flow heaters in the household has a positive impact on how much the household must pay for grid usage.

Conclusions

Regulatory authorities have to respond to the ongoing significant changes in the way modern economies produce and consume electricity, but without empirical data any adjustment of the current tariffs can cause unfair redistribution of the costs and create a significant financial burden for some group of consumers. According to our research a tariff combining peak-load and energy components is the most appropriate for today's household energy consumption pattern – it is cost reflective, due to the peak-load charge, it signals the consumer the need to decrease overall consumption and produce less peaks, and it does not punish any group of consumers for a decrease in electricity demand and an increasing in the overall number of prosumers.

References

[1] J. J. Cohen, J. Reichl, S. Schmidinger, M. Schmidthaler, 2015. "The Effects of Network Regulation on Electricity Supply Security: A European Analysis." Journal of Regulatory Economics, 48, pp. 285-316.

[2] THINK project, 2013. "From Distribution Networks to Smart Distribution Systems: Rethinking the Regulation of European Electricity DSOs", Final Report.

[3] V. Sakhrani, J. E. Parson, 2010. "Electricity network tariff architectures. A comparison of four OECD countries", Centre for Energy and Environmental Policy Research (CEEPR).

[4] EURELECTRIC, 2013 "Network tariff structure for a smart energy system".

[5] M. P. Rodríguez Ortega, J. I. Pérez-Arriaga, J. R. Abbad, J. P. González, 2008. "Distribution network tariffs: A closed question?", Energy Policy, 36, pp. 1712-1725.

[6] The consortium of AF-Mercados, REF-E and Indra, 2015, "Study on tariff design for distribution systems", Final Report.

3.3.6 Einsatz von Prognosen in Energiemanagementsystemen zur Berücksichtigung variabler Tarifstrukturen

Philipp RECHBERGER[1], Wolfgang TRAUNMÜLLER[2], Katharina ERK[3], Thomas NATSCHLÄGER[4], Florian ENTLEITNER[5]

Inhalt

PV-Anlagen werden, sowohl bei der Neuinstallation aber auch im Bestand bereits häufig mit Speichern in Form von Akkus ausgestattet. Fallende Kosten für Speichersysteme unterstützen diesen Trend. Dabei ist die Hauptanwendung in erster Linie im Bereich der Eigennutzung von Solarstrom angesiedelt. Ein weiterer Aspekt kann die Erhöhung der Versorgungssicherheit sein. Intelligente Regelsysteme in Verbindung mit Wissen um die Umgebung des Systems können jedoch eine Vielzahl weiterer Anwendungsfelder eröffnen sowie zusätzliche ökonomische und ökologische Vorteile schaffen.

Abhängig von der Zielvorgabe müssen sich Energiemanagementsysteme ständig an die aktuellen Umgebungsbedingungen anpassen. Ist lediglich eine einfache Eigenverbrauchserhöhung erwünscht, reichen aktuelle Messwerte um ein optimales Ergebnis zu erzielen. Aber Energiesysteme, insbesondere mit Speichern, sind mit hohen Anschaffungskosten verbunden weshalb diese Möglichkeiten auch angewandt werden sollten.

Im Rahmen des Projekts EStore-M (FFG Nr. 848909) wurden Algorithmen für den Betrieb von PV-Speichersystemen im Zusammenhang mit zeitvariablen Stromtarifen entwickelt. Außerdem wurde eine Wärmepumpe als teilvariable Last zur Wärmeversorgung des Gebäudes integriert. Entsprechend notwendig waren dabei die Einbindung von Prognosen der Erzeugung, des Verbrauchs und ein selbstlernendes Modell des Gebäudes. Dadurch können nicht nur kurzfristige Veränderung, beispielsweise bei der Last, sondern insbesondere auch langfristige Effekte, die Einfluss auf die Effizienz und die Lebensdauer des Gesamtsystems haben, berücksichtigt werden.

Methode

Für Systeme bestehend aus PV-Anlage, elektrischem Speicher und regelbaren Verbrauchern (Wärmepumpe) wurde ein Regelalgorithmus entwickelt, welcher die Speicherkapazitäten zur ökonomischen Optimierung der Energiekosten eines Haushalts betreibt. Kernelement ist dabei der Einsatz stundenvariabler Tarife für den Bezug elektrischer Energie. Der Optimierer arbeitet mit Wetter- und Lastprognosen, welche die Vorhersage des Bedarfs sowohl im elektrischen als auch thermischen Bereich ermöglichen.

Grundlage für die Optimierung bildet ein detailliertes mathematisches Modell des Gesamtsystems, welches Regelungsaspekte und Wirkungsgrade der realen Komponenten berücksichtigt. Zur Einhaltung der Rechenkapazitäten wurden einzelnen Vereinfachungen anhand einer Kosten-Nutzen-Abschätzung durchgeführt. Mit einer Auflösung von 15 Minuten werden im Stundentakt neue Fahrpläne für das Gesamtsystem erstellt, der Prognosehorizont erstreckt sich dabei über 24 h. Zur Bewertung der Funktionsweise der einzelnen Algorithmen-Entwicklungen werden diese in Simulationen getestet. Grundlage hierfür bilden hochaufgelöste Messdaten realer Anlagen und Wetterprognosen. Um eine Vergleichbarkeit mit alternativen Ansätzen zu schaffen wurden unter gleichen Rahmenbedingungen auch Simulationen mit einem einfachen Eigenverbrauchsalgorithmus sowie einem Brute-Force-Programm durchgeführt. Letzteres ist aufgrund des Datenbedarfs und Rechenaufwands nicht in der Realität verwendbar, stellt jedoch die maximal möglichen Einsparungen dar.

Vorerst wurden unterschiedliche Controller- Algorithmen in einem PV-Speichersystem ohne Kombination mit einem regelbaren Verbraucher in MATLAB/Simulink simuliert und die Energiekosten ermittelt.

[1] FH Oberösterreich Forschungs & Entwicklungs GmbH, Ringstraße 43a, 4600 Wels, Tel.: +43 50804-46914, philipp.rechberger@fh-wels.at, www.fh-ooe.at
[2] Blue Sky Wetteranalysen OG, Steinhüblstraße 1, 4800 Attnang-Puchheim, www.blueskywetter.at
[3] Fronius Int. GmbH, Froniusplatz 1, 4600 Wels, www.fronius.com
[4] SCCH GmbH, Softwarepark 21, 4232 Hagenberg im Mühlkreis, Tel.: +43 7236 3343800, www.scch.at
[5] Heliotherm Wärmepumpentechnik GmbH, Sportplatzweg 18, 6336 Langkampfen, www.heliotherm.com

Dabei zeigt sich, dass der entwickelte Receeding-Horizon Ansatz nahe am Optimum (Brute-Force) arbeitet. Die Unterschiede ergeben sich durch die Detailtiefe (bspw. Abbildung der Wirkungsgrade) der einzelnen Ansätze.

Es folgte die Erweiterung um die Wärmekomponenten und Entwicklung eines selbstlernenden Algorithmus zur Parameterschätzung des jeweiligen Gebäudes um das Prognosemodell entsprechend aufstellen zu können.

Um das ausgewählte Modell auch in der Praxis zu testen, wurde eine Hardware-in-the-Loop Umgebung mit realen Komponenten und virtuellem Gebäude erstellt und mittels Algorithmus betrieben.

Ergebnisse

In den ersten Simulationen der elektrischen Komponenten zeigten sich Einsparpotentiale mittels Receeding Horizon Ansatz um bis zu 5 %, mittels Brute-Force von bis zu 20 %. Insbesondere die Qualität der Prognosen hat hierbei besonderen Einfluss. So kann der Einsatz von Persistenzmodellen auch zu zusätzlichen Energiekosten führen.

Durch die Berücksichtigung von regelbaren Lasten (Wärmepumpe) können auch thermische Speicherkapazitäten genutzt werden, wodurch der Eigennutzungsanteil erhöht und bei entsprechender Planung des Energiebezuges vom Netz dieser kostengünstig durchgeführt werden.

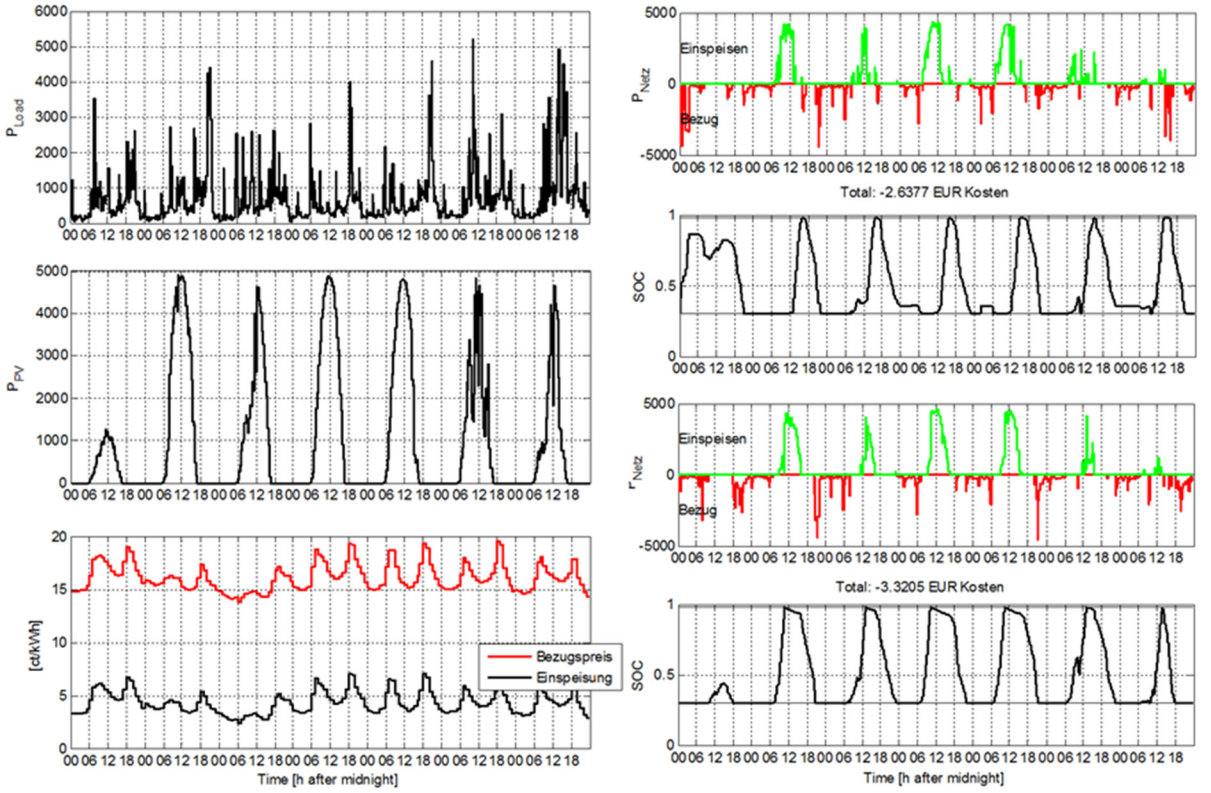


Abbildung 1: Vergleich unterschiedlicher Betriebsstrategien in der Simulation

3.3.7 Netzentgeltdynamik unter dem Einfluss zunehmender Selbstversorgung

Christine BRANDSTÄTT[1]

Inhalt

Liberalisierung der Energiewirtschaft und Förderung erneuerbarer Energien haben die Randbedingungen für den Betrieb der Stromnetze in den vergangenen Dekaden maßgeblich verändert. Dezentrale Erzeuger und Selbstversorger beeinflussen die Energieflüsse und Lastprofile. Mit Elektromobilität und elektrischer Wärmeerzeugung zeichnen sich neue Herausforderungen für die Verteilnetze ab. Netzentgelte sind die wesentliche Verbindung zwischen Netznutzer und -betreiber und spielen deshalb eine wesentliche Rolle bei der Integration dieser Innovationen.

Aktuell sind die Netzentgelte wenig dynamisch. Dennoch beeinflussen sie die Abnahmemuster flexibler Lasten und indirekt sogar die Einspeisung durch dezentrale Erzeugung. Ein Selbstversorger etwa spart durch die Verringerung seines Energiebezugs vom Netz Kosten ein, minimiert ihn möglicherweise weiter mithilfe eines Speichers. Diese Veränderung des Energiebezugs minimiert nicht notwendigerweise auch die Leistungsanforderung, ist also mitunter nicht netzdienlich.

Für Selbstversorgung fehlen nicht nur die Anreize zur Netzdienlichkeit, es bestehen darüber hinaus unangemessene Anreize zur Entsolidarisierung. In Deutschland und vielen anderen Ländern mit entflochtener Energieversorgung, verteilen die Netzentgelte die Netzkosten vor allem auf die durchgeleitete Energiemenge und zu einem geringeren Anteil auf die Leistungsspitzen. Verringert sich mit der sinkenden Energiemenge die Kostenbasis, so steigen bei gleichbleibenden Gesamtkosten die spezifischen Kosten. Mit wachsender Selbstversorgung steigt also das Netznutzungsentgelt pro bezogener kWh. Höhere Netznutzungsentgelte verstärken allerdings wiederum die Anreize zur Eigenversorgung. Je teurer die netzgebundene Versorgung wird, desto mehr wirtschaftliche Alternativen durch lokale Versorgung kommen in Frage. Aus einer energiebasierten Netzentgeltsystematik kann sich also eine selbstverstärkende Dynamik der Selbstversorgung ergeben. Je mehr Verbraucher sich selbst versorgen, desto höhere Netzentgelte zahlen Versorger ohne eigene Erzeugung und desto attraktiver wird die Selbstversorgung auch für sie.

Mögliche Anpassungen, die eine solche Dynamik eingrenzen können, umfassen unter anderem eine stärker leistungsbasierte Netzbepreisung sowie die stärkere Differenzierung zwischen Nutzergruppen und Nutzungszeiten. Innerhalb des von der Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg geförderten Forschungsprojekts „Netzentgeltsystematik unter dem Einfluss von Selbstversorgung“ werden die Anreize und Verteilungseffekte untersucht, die sich aus der gegenwärtig vorherrschenden und einer angepassten Netzengeltsystematik ergeben.

Methodik

Für synthetische Modellnetze werden die Netzkosten nach verschiedenen Entgeltsystematiken auf die einzelnen Nutzer verteilt. Das Modell unterscheidet verschiedene Nutzergruppen, Netzstrukturen und Typtage. Es bildet die Netzlast auf mehreren Netzebenen als Summe individueller Bezugs- und Einspeiseprofile ab und leitet daraus die Entgelte der Nutzer ab. Dies ermöglicht den Vergleich verschiedener Netzentgeltsystematiken, wie etwa der Verteilung nach bezogener Energiemenge oder nach (zeitgleicher) Höchstlast hinsichtlich der Anreize für Selbstversorger, der Entwicklung der Netzlast (und somit des Ausbaubedarfs und der Netzkosten) und der Verteilungseffekte zwischen unterschiedlichen Nutzern.

[1] Jacobs University Bremen, Bremen Energy Research, Campus Ring 1, 28759 Bremen, c.brandstaett@jacobs-university.de

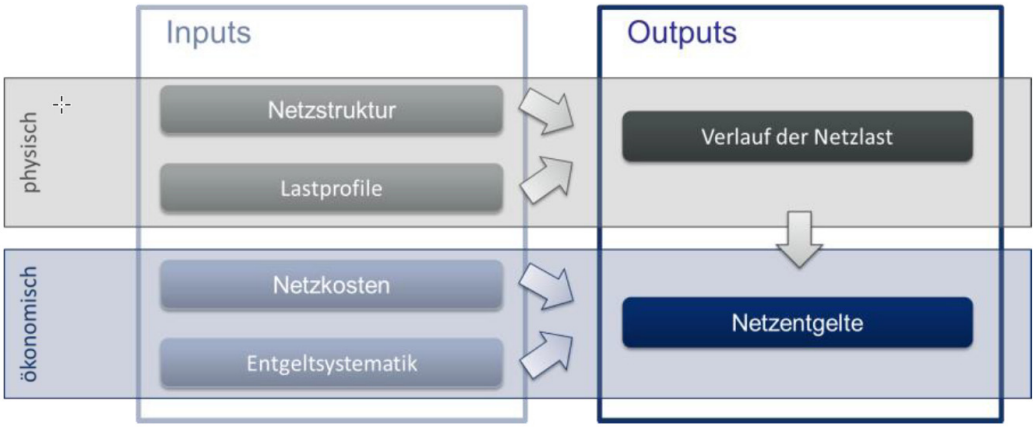


Abbildung 1: Struktur des Netzentgeltmodells

Die Differenz zwischen Netzentgelten für reguläre Nutzer und Nutzer mit Selbstversorgung wird als netzentgeltbasierter Anreiz zur Selbstversorgung interpretiert. Im Zusammenspiel mit weiteren, für die Betrachtung externen Anreizen und Hemmnissen bedingen sie die Profitabilität zusätzlicher Selbstversorgung und somit den effektiven Zubau von Selbstversorgern. Die externen Anreize und Hemmnisse, können wie zum Beispiel eine Umlage der Kosten für die Förderung erneuerbarer Energien oder die Verfügbarkeit geeigneter Flächen ebenfalls mit der Verbreitung der Selbstversorgung im Netz korrelieren. Das Modell simuliert den Zubau weiterer Selbstversorger über mehrere Perioden in Abhängigkeit von den oben skizzierten Zusammenhängen.

Ergebnisse

Die Analyse gibt Aufschluss darüber, unter welchen Umständen Anreize für Selbstversorgung zu erwarten sind, die mit dem Anteil der Eigenversorger im System zunehmen und einen selbstverstärkenden Effekt befördern. Darüber hinaus werden alternative Szenarien untersucht, die nicht auf eine zunehmende Entsolidarisierung zusteuern.

Vor allem bei energiemengen-basierten Netzentgelten ergeben sich stärkere Anreize für Selbstversorgung je mehr Selbstversorger im Netz sind. Mitunter ergibt sich daraus eine selbstverstärkende Dynamik, innerhalb derer zusätzliche Selbstversorgung zu immer mehr Selbstversorgung führt und die netzgebundene Versorgung immer mehr zurückdrängt. Das ist insbesondere dann der Fall, wenn die Summe der externen, nicht netzentgeltbasierten Anreize und Hemmnisse nicht deutlich gegenläufig ist. In einem Szenario, wo Selbstversorgung mit zunehmendem Ausbau exponentiell unattraktiver wird, etwa aufgrund der schwindenden Verfügbarkeit geeigneter Flächen, stabilisiert sich der Zubau jedoch auf einem neuen, höheren Niveau. Entwickeln sich diese Hemmnisse bzw. Kosten nicht stark genug im Vergleich zu den Anreizen, so kommt es zu einer allgemein unerwünschten Spiralwirkung.

Anpassungen der Netzentgeltsystematik, etwa weg von der energiebasierten Bepreisung, hin zu lastbasierten Tarifen kann die Dynamik der Netzentgelte mit zunehmender Selbstversorgung eindämmen.

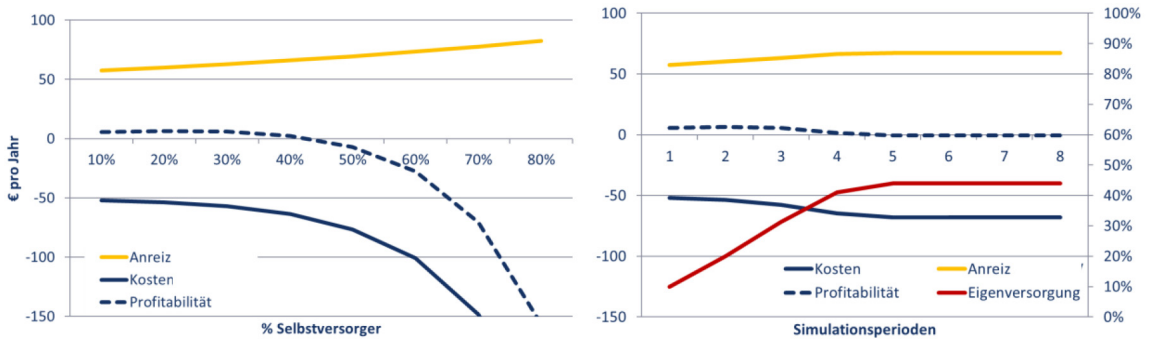


Abbildung 2: a) Entwicklung der Anreize
b) Kosten und Eigenversorgung in einem der Szenarien

3.4 BLOCKCHAIN UND DIGITALISIERUNG (SESSION B4)

3.4.1 Blockchain als Lösungsansatz für die zukünftige Stromversorgung?

Eva GÖTZ[1], Alfons HABER[1], Sascha HAUKE[1]

Motivation und Zielsetzung

Nachdem die Blockchain seit einigen Jahren vor allem in der Finanzbranche für Aufsehen sorgt, beschäftigen sich nun auch andere Branchen immer intensiver mit ihr. Sie stellte eine Technologie dar, der disruptives Potential zugeschrieben und die oftmals mit der Erfindung des Internets gleichgesetzt wird. Gerade in der Energiewirtschaft wird Hoffnung in die Blockchain gesetzt. Insbesondere durch die Veränderung der Erzeugungs- und Laststruktur im letzten Jahrzehnt steigt zunehmend die Komplexität in der Stromwirtschaft. Einerseits gilt es dabei die unterschiedlichen Marktakteure im Stromnetz so abzustimmen, dass eine sichere Stromversorgung gewährleistet ist und andererseits müssen die mit der physischen Stromversorgung verbundenen Marktprozesse und die Marktkommunikation abgewickelt werden. Der Einsatz der Blockchain verspricht nun beispielsweise Vorgänge zu vereinfachen und zu automatisieren, wodurch unter anderem Einsparungen und eine erhöhte Datensicherheit erreicht werden können. Nicht zuletzt können mit der Blockchain neue Geschäftsmodelle ermöglicht werden, womit beispielsweise Strom aus Erneuerbaren Energien zukünftig ohne staatliche Förderung wirtschaftlich erzeugt und vermarktet werden kann. Aber ist die Blockchain tatsächlich ein realistischer Lösungsansatz für die zukünftige Stromversorgung oder handelt es sich lediglich um einen Hype, hinter dem unrealistische Erwartungen stecken?

Ziel dieser Publikation ist es, sowohl die Einsatzmöglichkeiten in der Stromwirtschaft als auch potenzielle Auswirkungen der Blockchain aufzuzeigen. In diesem Zusammenhang sollen auch die Chancen und Risiken, die mit dem Einsatz dieser Technologie verbunden sind, erörtert werden. Die Ausführungen dazu beziehen sich modellhaft auf die zukünftige Stromversorgung.

Methodik und Vorgehensweise

Basierend auf bisherigen Ansätzen der Blockchain-Technologie wird zunächst allgemein die Funktionsweise mit dem Aufbau eines Blockchain-Netzwerks und dessen Weiterentwicklungen erläutert sowie die Eigenschaften verschiedener Typen von Blockchains gegenübergestellt. Darauf aufbauend und unter Einbezug aktueller Blockchain-Projekte mit Bezug zur Energiewirtschaft wird eine Auswahl möglicher Einsatzbereiche in der Stromwirtschaft betrachtet. Dazu gehören auszugsweise folgende Bereiche:

- Stromhandel
- Systemdienstleistungen
- Abrechnung

Vertiefend dazu wird ein Modell für die Umsetzung eines Peer-to-Peer-Handels aufgestellt und die verschiedenen Marktrollen definiert. Die sich daraus ergebenden Änderungen der einzelnen Marktrollen und ausgewählte Prozesse sowie Mechanismen werden aufgezeigt. Dabei wird unterstellt, dass die rechtliche und regulatorische Zulässigkeit des Einsatzes gegeben ist und die Blockchain als neue IT-Infrastruktur mit der dazugehörigen Software und Hardware genutzt werden kann.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Allgemein gilt, dass unabhängig von einem konkreten Anwendungsfall durch den Einsatz der Blockchain Prozessschritte automatisiert und das ungewollte Weiterleiten von Informationen an andere Marktteilnehmer vermieden werden können.

[1] Hochschule Landshut, Am Lurzenhof 1, 84036 Landshut, Tel.: +49 871 506-{n.v.|230|778} {s-egoetz|alfons.haber|sascha.hauke}@haw-landshut.de, www.haw-landshut.de

Des Weiteren wird eine Vernetzung von vielen kleinen Erzeugungsanlagen, Verbrauchern und Akkumulatoren ermöglicht, wodurch neue Möglichkeiten, wie beispielsweise das Handeln von kleinen Strommengen und der Einsatz von kleinen Akkumulatoren für Systemdienstleistungen, geschaffen werden.

Durch den Einsatz der Blockchain zur Realisierung eines Peer-to-Peer-Stromhandels kann ein neuer Stromhandelsplatz geschaffen werden, an dem Strom von dezentralen Erzeugungsanlagen direkt vermarktet werden kann. Dadurch ergibt sich ebenfalls die Chance, dass Strom aus Erneuerbaren Energien ohne Festvergütung auskommen und der erzeugte Strom über diesen Marktplatz gehandelt werden kann. Somit kann die Blockchain-Technologie einen zentralen Bestandteil der dezentralen Stromerzeugung in Smart Grids darstellen. Dies hat weitreichende Auswirkungen auf sämtliche Marktrollen. Für eine Umsetzung des Peer-to-Peer-Handels ist es unerlässlich, dass zahlreiche Anpassungen von Prozessen und Mechanismen sowie Änderungen der Gesetze vorgenommen werden.

Als eine Einsatzmöglichkeit der Blockchain in der Stromversorgung werden am Beispiel des Peer-to-Peer-Handels exemplarisch die Anforderungen, Möglichkeiten, Chancen und Herausforderungen dargestellt.

Neben der energiewirtschaftlichen Umsetzung, welche durch entsprechende Änderungen ermöglicht werden kann, gilt es die Frage der technischen Realisierbarkeit weiterführend zu behandeln. Insbesondere sind in diesem Zusammenhang die Skalierbarkeit, Zuverlässigkeit, Sicherheit und das Verarbeiten von sehr großen Datenmengen ausschlaggebend dafür, ob und wie die Blockchain-Technologie in der Stromwirtschaft eingesetzt werden kann.

3.4.2 The Blockchain-Technology – Reducing the Lack of Practicable Use Cases

Alexander BOGENSPERGER[1], Andreas ZEISELMAIR[1]

Inhalt

Die Blockchain – eine verteilte Datenbank mit einem Konsensus-Algorithmus, welche zur Ausführung von Computerprogrammen (sog. Smart Contracts) eingesetzt werden kann – ist in der Lage, Vertrauen zwischen Unbekannten zu schaffen, Peer-to-Peer-Interaktionen zu ermöglichen, die zentrale Institutionen überflüssig machen, Eigentumsverhältnisse zu dokumentieren und die Automatisierung und Optimierung von Prozessen, bei extrem hoher Sicherheit zu gewährleisten. Diese Attribute geben einen Einblick in die Potenziale speziell für den Energiesektor und ermöglichen Visionen wie ein völlig autonomes Energiesystem, welches sich über Smart Contracts auf der Blockchain konsolidiert und Energieversorger überflüssig macht. Während diese Vision leicht vorstellbar ist, wird ihre Umsetzung in einem stark regulierten Geschäftsumfeld wie dem Energiesektor durch Gesetze und Verordnungen behindert. Aus Gründen der Versorgungssicherheit als oberste Prämisse können diese Randbedingungen nicht ohne weiteres angepasst werden, wodurch eine großflächige Umsetzung erst langfristig möglich wird. Eine durchgeführte Studienanalyse zeigt, dass die meisten Start-Ups und Unternehmen, die sich mit der Blockchain-Technologie beschäftigen, ähnliche Anwendungsfälle umsetzen. Diese umfassen primär den dezentralen P2P-Energie- oder Carbon Credits-Handel, Vereinheitlichung der Zahlungssysteme für Elektromobilität und Krypto-Währungen als alternatives Zahlungssystem bzw. Finanzierungsoption. Doch die Blockchain-Technologie selbst ist die Grundlage für zahlreiche weitere Use Cases. So müssen vor allem praxisnahe und greifbarere Anwendungsfälle, in vernünftigem Zeitrahmen realisiert, gefunden, bewertet und getestet werden, um die Blockchain-Technologie in die Unternehmen zu tragen.

Methodik

Das Projekt B10X der Forschungsstelle für Energiewirtschaft in Zusammenarbeit mit namhaften deutschen und österreichischen Industrieunternehmen (u.a. Übertragungsnetzbetreiber, Energieversorger, Komponentenhersteller und Industrieverbänden) hat zum Ziel, die Möglichkeiten der Blockchain-Technologie mit den Herausforderungen der Energiebranche zu verbinden, um neue und innovative Anwendungsfälle zu entwickeln. In verschiedenen Workshops wurden Anwendungsfälle jenseits des P2P-Energiehandels identifiziert, die von Sharing-Economy-Ansätzen, Energiekennzeichnung, Asset Management, Systemdienstleistungen und Automatisierung/Optimierung bestehender Prozesse bis hin zu potenziell neuen Geschäftsmodellen reichen. Diese Anwendungsfälle werden anhand ihres Potenzials sowie bestehender Hürden energiewirtschaftlich bewertet, um einen unvoreingenommenen Überblick über die Blockchain-Technologie und ihre Bedeutung für den Energiesektor zu erhalten. Dabei wird die vorhandene Datenbasis in Form des regionalisierten Energiesystemmodells genutzt, um auch zukünftige Potenziale bewerten zu können.

Ergebnisse

In den Workshops konnten über 50 Anwendungsfälle identifiziert werden. Es zeigt sich, dass die Blockchain bei einem Großteil einen echten Mehrwert generieren kann. Dieser Mehrwert liegt vor allem in der Manipulationssicherheit und Transparenz der Daten und die daraus entstehenden Mehrwertdienstleistungen. Auch die Möglichkeit der Automatisierung spielt eine signifikante Rolle. So ist vor allem das Potenzial des „Herkunftsnachweises“ für einzelne Kilowattstunden ebenso wie neue Finanzierungsmöglichkeiten durch sog. ICO für die Branche in vielerlei Hinsicht interessant. Auch können durch die Anwendung der Blockchain-Technologie regulatorische Prozesse und Prozesse zwischen und innerhalb von Unternehmen deutlich vereinfacht werden. Dadurch sinken unter anderem Transaktions- und Wirtschaftsprüferkosten. Alles in allem lässt sich konstatieren, dass die Blockchain-Technologie eine Vielzahl interessanter Anwendungsfälle ermöglicht und sich dadurch auch langfristig in der Energiewirtschaft etablieren kann.

[1] Forschungsstelle für Energiewirtschaft, Am Blütenanger 71, 80995 München, Tel.: +49 89 158121-{38|56}, {abogensperger|azeiselmair}@ffe.de, www.ffe.de

3.4.3 Customer Centric Digitalisation – Unerfüllte Kundenbedürfnisse als Leitlinie für digitales Wachstum und Kommunikation

Gerald STEINWENDER[1]

Inhalt

- Innovationsmanagement ist mehr als F&E
- Digitalisierung beginnt nicht mit der Lösungsidee, sondern mit dem Bedürfnis
- Vier Hebel für profitables digitales Wachstum
  - Definiere einen Markt nach „Job-to-be-Done“
  - Erfasse den „Job“ und die Bedürfnisse der Kunden in Form von „Outcomes“
  - Entdecke „Opportunities“ und verborgene Marktsegmente
  - Definiere eine Markt- und eine Produktstrategie
- Bestehende Geschäftsmodelle anpassen und neue entwickeln
- Beispiele aus der Energiewirtschaft und dem Anlagenbau

[1] Strategyn iip innovation in progress GmbH, Franz-Kollmann-Straße 4, 3300 Amstetten, Tel.: +43 7472 65510 107, gerald.steinwender@strategyn.at, www.strategyn.at

3.4.4 Interoperabilität im Datenaustausch in der Energiewirtschaft – Vom Use Case zum Test der Integrationsprofile

Gerald FRANZL[1], Valerie REIF[2], Angela BERGER[2], Matthias FROHNER[3], Marion GOTTSCHALK[4], Georg KOCH[5]

Integrating the Energy System – Interoperabilität

Interoperabilität ist ein entscheidender Faktor für das Gelingen der Energiewende. Die Verwendung harmonisierter Kommunikationsstandards ist ein zentrales Erfordernis einer kosteneffizienten und nachhaltigen Systemintegration. In einem vernetzten Energiesystem ist Interoperabilität besonders wichtig, da der Wandel zu Smart Grids schrittweise stattfindet und neue Komponenten in ein existierendes Gesamtsystem integriert werden müssen. Damit trägt die Interoperabilität zum Investitionsschutz auf Seiten der Anwender und Hersteller bei.

Die Abstimmung der Energieerzeugung mit dem Verbrauch ist eine Grundvoraussetzung für stabile Energiesysteme. Der Einsatz moderner Kommunikationstechnik im Energiesystem ist eine der Herausforderungen die mit Smart Grids gelöst werden soll. Basierend auf den gewonnenen Daten können regionale Lösungsansätze zur Abstimmung der Vielzahl an Energieerzeugern, Energiespeichern und flexiblen Verbrauchern realisiert werden

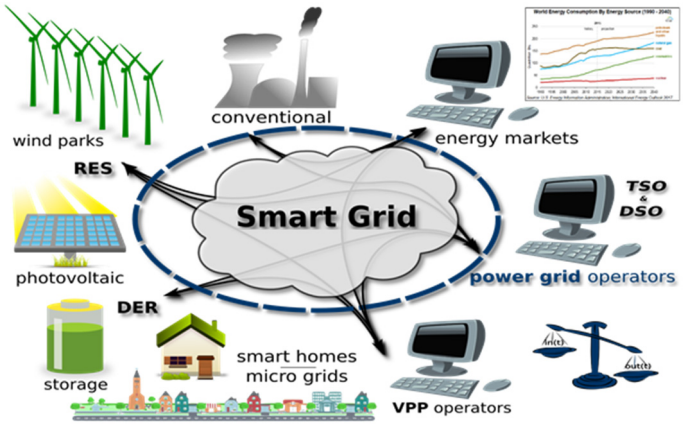


Abbildung 1: Integrating the Energy System – Interoperabilität

Die zunehmende Vernetzung und Dezentralisierung des Energiesystems, die bis in den Bereich der Kundensysteme hinein reicht, führt zu einer Vielzahl von Akteuren und Produkten die miteinander kommunizieren und zusammenarbeiten müssen. Die Sicherstellung von Interoperabilität ist daher ein Schlüsselfaktor für kooperativ vernetzte Energiesysteme (Smart Energy Systems).

Grundlagen des Projektes

- Die hohe Flexibilität smarter Systeme beruht auf automatisiertem Informationsaustausch. Interoperable Subsysteme sind daher ein entscheidender Faktor für die Energiewende.
- Ein Interoperabilitätsprozess wird entwickelt, der eine ganzheitliche Methodik zur kooperativen und normierten Verwendung von bestehenden Standards im Energiesystem realisiert.
- Eine etablierte Testplattform wird den Anforderungen des Energiesektors angepasst, sodass Standard-Konformität und System-Interoperabilität transparent getestet werden können.
- Stakeholder im Bereich der Energiesysteme werden auf die Bedeutung und Chancen von interoperablen Systemen hingewiesen und zur Mitarbeit an normativen Lösungen eingeladen.

[1] AICO EDV-Beratung GmbH, franzl@aico-software.at, www.aico-software.at
[2] Technologieplattform Smart Grids Austria, {valerie.reif|angela.berger}@smartgrids.at, www.smartgrids.at
[3] FH Technikum Wien, matthias.frohner@technikum-wien.at, www.technikum-wien.at
[4] OFFIS e.V., marion.gottschalk@offis.de, www.offis.de
[5] Tiani Spirit GmbH, georg.koch@tiani-spirit.com, www.tiani-spirit.com

Der IES Prozess

In der Langversion des Symposiumbeitrages werden die einzelnen Schritte des IES Prozesses beschrieben und mit einfachen Beispielen erklärt. Besonderes Augenmerk wird dabei auf die *Use Case Methode* sowie die Struktur und den Inhalt von *Technical Frameworks* gelegt.

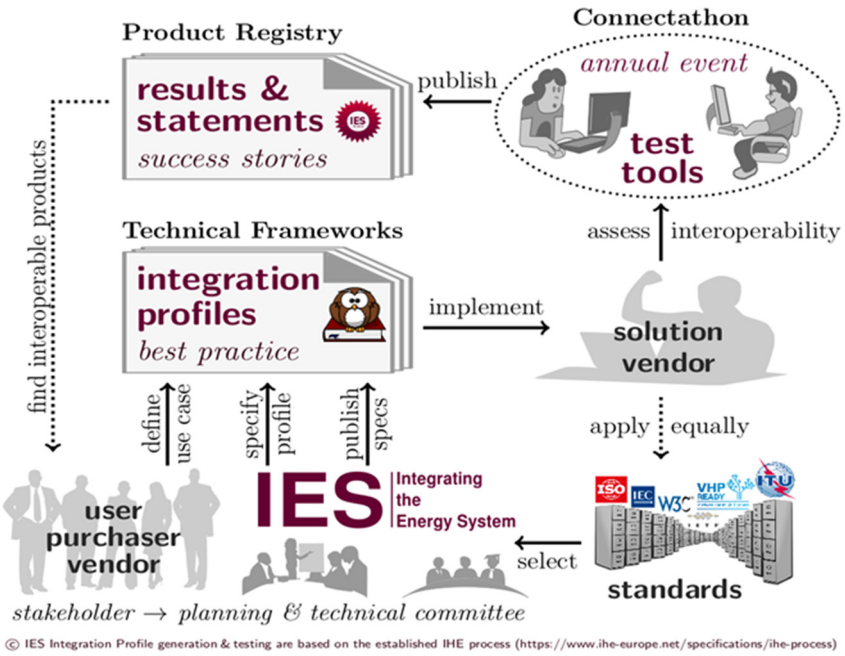


Abbildung 2: IES Prozess

Die zugrundeliegende modulare Prozesskette zur Sicherstellung der Interoperabilität umfasst die folgenden vier Schritte: (1) Auswahl und Definition eines Anwendungsfalles (define use case), (2) Entwicklung von Integrationsprofilen, d.h. Definition der normierten Anwendung existierender Standards in Bezug auf den Use Case (specify integration profile), (3) Implementierung von Systemen auf Basis der Integrationsprofile sowie Definition und Integration von Testszenarien und Testabläufen in der Testplattform, (4) Durchführung herstellerneutraler Interoperabilitätstests („Connectathon“) und Veröffentlichung der Ergebnisse (Product Registry).

Verwandte Integrationsprofile werden in einem *Technical Framework* zusammengefasst. Dieses beschreibt den Use Case (Actor/Transactions Diagram) und positioniert die Integrationsprofile im Rahmen des Use Cases. Integrationsprofile anderer Frameworks können eingebunden werden.

Auf jährlich stattfindenden Events („Connectathons“) testen Hersteller ihre IKT-Prototypen in einer neutralen Testumgebung gegenseitig auf Standard-Konformität und System-Interoperabilität. Diese Tests sind *Black-Box-Tests*, Implementierungsdetails werden dabei nicht offengelegt. Korrekturen an den Prototypen sind im Interesse aller möglich, was zu einer sehr produktiven Atmosphäre führt.

Produkte die den gleichen Test mit mehreren Fremdsystemen erfolgreich bestanden haben werden ausgezeichnet und in einem online Produktverzeichnis öffentlich gelistet. Systemarchitekten können dieser Liste jene Produkte entnehmen, die in Summe dem individuellen Use Case des Anwenders entsprechen. Hersteller können gezielt Teillösungen anbieten, um z.B. Lücken zu schließen.

Ziele die über den Projekthorizont hinausgehen

- Hersteller und Anwender von IKT Systemen im Energiebereich arbeiten zusammen um transparente Lösungen zur Vermeidung von Interoperabilitätsproblemen zu erarbeiten.
- Komponenten von Energiesystemen lassen sich leichter zusammenführen um die Systeme Schritt für Schritt zu erweitern und zu modernisieren.
- Jeder Energiekunde leistet entsprechend seinen individuellen Möglichkeiten einen Beitrag zur Energiewende – technische und prozedurale Hürden werden beseitigt.

Mehr zum Projekt: siehe www.iesaustria.at

3.4.5 Innovative Finanzierung und Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen und erneuerbaren Energien

Jürgen FLUCH[1], Christoph BRUNNER[1], Anna GRUBBAUER[1], Winfried BRAUMANN[2]

Inhalt

Viele technisch und wirtschaftlich vielversprechende Projekte zur Realisierung von Energieeffizienzmaßnahmen (EE) und Integration erneuerbarer Energieträger (RES) in der produzierenden Industrie (insbesondere KMUs) scheitern an fehlenden tragfähigen Finanzierungen aufgrund von unzureichenden Leistungs- oder Kreditgarantien für die Umsetzungsprojekte, fehlenden Richtlinien zur Abschätzung der Projektrisiken oder nicht abschätzbaren technischen Spezifika der Konzepte.

Im Rahmen des Horizon 2020 Projektes *TrustEE* werden genau diese Fragestellungen und Barrieren bearbeitet. Durch die Entwicklung eines innovativen Finanzierungsmodells und einer digitalen, web-basierten Plattform zur standardisierten (technischen und wirtschaftlichen) Bewertung von Projekten sollen diese Herausforderungen überwunden werden. In diesem Beitrag werden die Methodik und Funktionsweise von beiden Werkzeugen, dem Finanzierungsmodell und der Bewertungsplattform, erläutert.

Methodik

Das in TrustEE entwickelte Finanzierungsmodell dient zur Refinanzierung von Umsetzungsprojekten für Energieeffizienzmaßnahmen und erneuerbare Energien. Bei diesen Projekten plant, errichtet und finanziert ein Technologieanbieter (ein spezialisiertes Unternehmen wie z.B. ein Technologielieferant) eine Maßnahme (z.B. den Bau einer Solaranlage, Wärmepumpe, etc.) in einem Industriebetrieb. Der Cash-Flow, der für die Finanzierung der Investition erforderlich ist, soll durch die erzielte Energiekosteneinsparung bzw. aus dem Energie-Verkauf gedeckt sein. Der Technologieanbieter finanziert die Anlage und übernimmt sowohl die technischen als auch die wirtschaftlichen Risiken. Die in Aussicht gestellte Energieeinsparung (oder der Energieertrag) ist gemäß dem Vertrag zwischen dem Technologieanbieter und dem Kunden nach Inbetriebnahme der Anlage in einem spezifizierten Zeitraum nachzuweisen. Nach Erbringung dieses Nachweises durch erfolgreiche Abnahme leistet der Kunde die in einem Zahlungsplan festgelegten fixen Zahlungen an den Technologieanbieter. Zur Absicherung der Zahlung durch den Kunden wird erforderlichenfalls eine Kreditversicherung abgeschlossen.

Im TrustEE-Finanzierungsmodell werden dem Technologielieferanten die Forderungen aus dem Liefer- oder Service-Vertrag nach erfolgreicher Abnahme des Projektes abgekauft und durch eine Verbriefungszweckgesellschaft (eng. Securitization Vehicle) verbrieft. Dadurch erhält der Technologieanbieter das im Projekt gebundene Kapital sofort nach Inbetriebnahme des Projektes zurück und verbessert damit wesentlich die für seine Kreditfähigkeit maßgeblichen Kennzahlen. Die Forderungen werden vom Securitization Vehicle verbrieft, indem es handelbare Anleihen ausgibt, die Investoren auf dem Kapitalmarkt angeboten werden. Damit diese Wertpapiere den höchsten Gläubigerschutzstandard erfüllen, wird die Verbriefungszweckgesellschaft unter dem Namen *Sustainable Future Trustee* nach Luxemburger Recht gegründet.

Parallel zum Finanzierungsmodell wird eine teilautomatisierte Plattform für eine standardisierte technische und wirtschaftliche Projektbewertung entwickelt. Auf der web-basierten Plattform können die Technologieanbieter oder die Industriebetriebe selbst die technischen und wirtschaftlichen Daten zu einem geplanten Energieeffizienz- oder erneuerbare-Energie-Projekt eingeben und einer dreistufigen Evaluierung unterziehen. Auf den Stufen 1 und 2 wird eine automatische technische und wirtschaftliche Bewertung der Parameter des geplanten Projektes durchgeführt.

[1] AEE INTEC - Institut für Nachhaltige Technologien, 8200 Gleisdorf, Feldgasse 19, Tel. +43 3112 5886-450, Fax: +43 3112 5886-18, j.fluch@aee.at, www.aee-intec.at

[2] REENAG Holding GmbH, 1010 Wien, Julius-Raab-Platz 4 / Eingang Franz-Josefs-Kai 1, Tel.: +43 1 904 3535-56, w.braumann@reenag.com, www.reenag.com

Die technische Evaluierung (Plausibilität der Maßnahmen, erwartete Erträge, etc.) erfolgt mithilfe einer automatisierten Hintergrundsimulation. Erfüllt das Projekt die Kriterien, werden in Stufe 3 (wenn notwendig) eine technische Optimierung gemeinsam mit dem TrustEE-Manager erarbeitet und folglich rechtliche und versicherungsbezogene Vorbereitungen für die Re-Finanzierung getroffen.

Ergebnisse

Das Ergebnis der Plattform ist ein standardisierter Bericht, welcher eine Beschreibung des Projektvorhabens inklusive der aufbereiteten technischen und wirtschaftlichen Spezifika des Projektes beinhaltet und damit die Grundlage für eine Finanzierung des geplanten Projektes bildet. Mithilfe der automatisierten Bearbeitung auf der TrustEE-Bewertungsplattform und der geringen, nach Abnahme verbleibenden technischen Risiken, können auch kleine und innovative Projekte finanziert werden, deren Risiko vor Inbetriebnahme schwer abschätzbar ist. Auch die Kosten der komplizierten Vertragskonstruktionen, die für den Einstieg von Investoren notwendig sind, können vermieden werden. Durch die Arbeiten des Projektes *TrustEE* werden Umsetzungen von energieeffizienzsteigernden Maßnahmen sowie die Integration von erneuerbaren Energien in Industriebetriebe zur Energieversorgung erhöht und ein Beitrag zur Dekarbonisierung des nationalen und europäischen Industriesektors geleistet.

Die TrustEE-Plattform wird nach einer ausgiebigen beta-Testphase in enger Kooperation mit Technologieanbietern und Projektentwicklern Anfang 2018 gestartet. Im nächsten Schritt werden Technologieanbieter verstärkt angesprochen und nach einer eingehenden Evaluierung über die Plattform als „TrustEEd Supplier“ gelistet. In weiterer Folge werden in Zusammenarbeit mit den Technologieanbietern konkrete Projekte akquiriert, eingereicht und über die TrustEE-Plattform bewertet.

Hinweis

TrustEE ist ein Horizon 2020 – Projekt zur Finanzierung und Umsetzung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien in der Industrie.

Dieses Projekt erhielt eine Förderung des Forschungs- und Innovationsprogrammes „Horizon 2020“ der Europäischen Union unter der Fördervertragsnummer 696140. Die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieser Broschüre liegt bei den AutorInnen. Sie gibt nicht unbedingt die Meinung der Europäischen Union wieder. Die Europäische Kommission übernimmt keine Verantwortung für jegliche Verwendung der darin enthaltenen Informationen.



Co-funded by the Intelligent Energy Europe
Programme of the European Union

3.5 FLEXIBILITÄT UND DEMAND RESPONSE (SESSION B5)

3.5.1 Bewertung von Flexibilitätsnutzung auf Verteilnetzebene am Anwendungsfall „Netzengpass im 20kV-Netz aufgrund von Windeinspeisung“

Hann RUPPERT[1], Christoph HEIL[1], Klaus-Martin GRAF[1]

Einleitung

Die Nutzung von Flexibilität bei Stromerzeugung oder -verbrauch verschiedener Betriebsmittel (Erzeuger, Verbraucher, Speicher und Netzbereiche) gilt als erfolgsversprechende Maßnahme zur besseren Integration fluktuierender Stromeinspeisung aus regenerativen Stromerzeugern wie Wind und PV-Anlagen. Durch Ausnutzung der Flexibilität und gezielter Steuerung der Betriebsmittel sollen Stromeinspeisung und -verbrauch besser einander angeglichen werden und lange Transportwege, Engpässe in den Stromnetzen und Abregelung regenerativer Stromerzeuger verringert werden. Die Flexibilitätsnutzung steht damit in Konkurrenz zum klassischen Netzausbau (Erhöhung der Kapazität in bestimmten Netzbereichen/auf bestimmten Leitungen) und der Abregelung regenerativer Erzeuger (z.B. Einspeisemanagement nach EEG) (‚konventionelle’ Maßnahmen/Alternativen).

Diese Studie hat das Ziel, die Flexibilitätsnutzung den konventionellen Alternativen gegenüberzustellen und vergleicht dafür die verschiedenen Optionen für einen konkreten Anwendungsfall: „Ein Netzengpass im 20kV-Netz aufgrund von zu hoher Windeinspeisung“.

Methodik

Anwendungsfall

Als Anwendungsfall wird ein Szenario definiert, bei dem ein Netzabschnitt ein Industriegebiet mit Strom versorgt. Der Anwendungsfall ist in Abbildung 1 dargestellt.

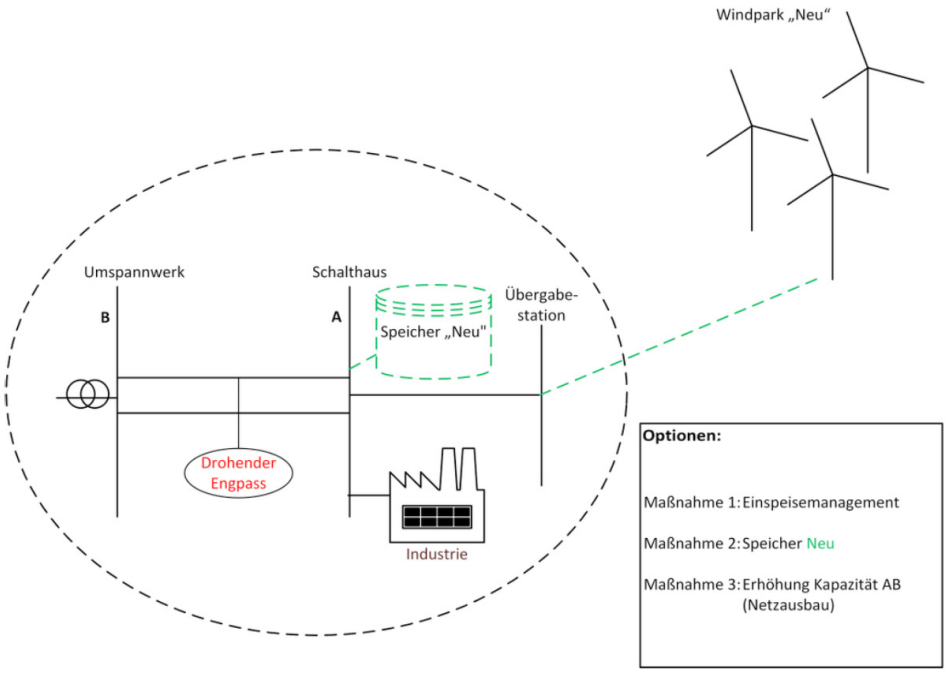


Abbildung 1: Anwendungsfall „Netzengpass im 20kV-Netz aufgrund von Windeinspeisung“

[1] Hochschule Darmstadt, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, Birkenweg 8-10, 64295 Darmstadt, Tel.: +49 6151 16-{37792|n.v.|38461}, {hann.ruppert|n.v.|klaus-martin.graf}@h-da.de, www.h-da.de

Das Gebiet wird über eine 20kV-Leitung BA versorgt. Das Schalthaus ist für die Anschlussleistung des Industriegebiet PI ausgelegt. An das Schalthaus des Industriegebiets wird über eine Übergabestation ein Windpark (neu bzw. „repowered“) mit einer elektrischen Nennleistung PWP angeschlossen ($P_{WP} > P_I$). Die Übergabestation des Windparks ist für P_{WP} ausgelegt. In Zeiten geringen Verbrauchs im Industriegebiet und gleichzeitig hoher Windstromeinspeisung kommt es zu Engpässen (strom- oder spannungsinduziert) auf der Leitung BA.

Szenarien

Alle Engpässe auf der Leitung BA werden für ein Jahr in einer Lastflussrechnung ermittelt. Dabei werden verschiedene Parameter, die den Engpass beeinflussen, variiert:

- Leitungslänge [km] und -kapazität [Querschnitt in mm^2]
- Anschlussleistung des Windparks P_{WP} und des Industriegebiets P_I [MW]
- Struktur der Einspeisung und des Verbrauchs

Um den Engpass auf der Leitung zu begrenzen, werden die Kosten für verschiedene Maßnahmen für ein Jahr stundenscharf simuliert und anschließend gegenübergestellt:

- Maßnahme 1: Einspeisemanagement (Abregelung der Windeinspeisung)
- Maßnahme 2: Nutzung von Flexibilität („günstig“, „normal“, „teuer“)
- Maßnahme 3: Konventioneller Netzausbau (Kosten variieren, z.B. je nach Bodenbeschaffenheit)

Ergebnisse und Diskussion

Die Lastflussrechnung der verschiedenen Szenarien liefert eine Vielzahl an Ergebnissen (siehe Langfassung). Abbildung 2 zeigt beispielhaft eine Auswertung der Kosten der verschiedenen Maßnahmen zur Engpassbegrenzung auf der Leitung BA für verschiedene Längen der MS-Leitung.

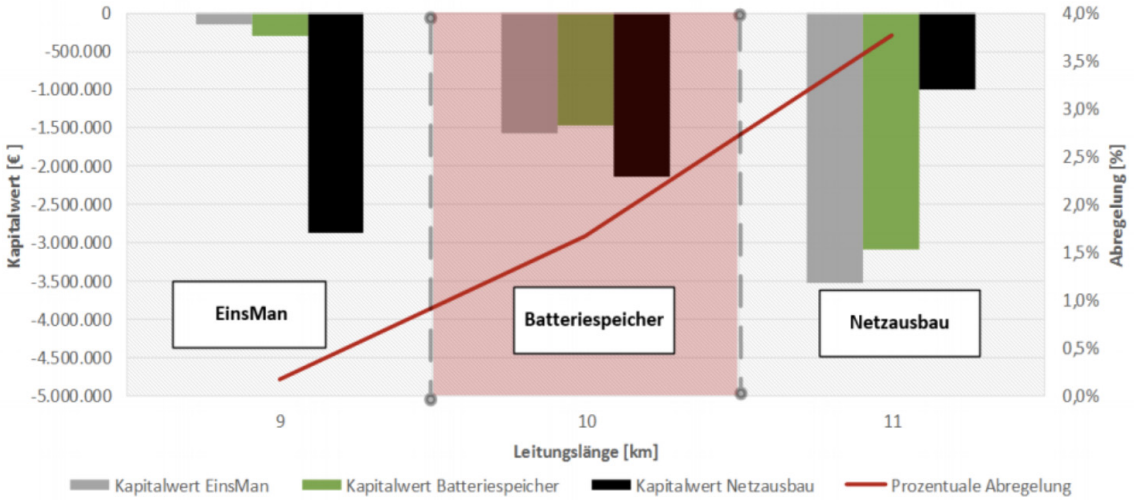


Abbildung 2: Identifikation der kosteneffizientesten Maßnahme bei verschiedenen Leitungslängen

Fazit

Die Auswertung der Ergebnisse dieser Studie zeigt unter anderem, dass die Nutzung von Batteriespeichern in dem konkreten Anwendungsbeispiel in weiten Bereichen teurer ist, als die konventionellen Maßnahmen Netzausbau und Einspeisemanagement (auch bei Annahme einer optimistischen Preisentwicklung). Es ergeben sich jedoch auch Konstellationen, wo die Flexibilitätsnutzung mit Batteriespeicher die kostengünstigste Maßnahme darstellt. In Einzelfall-betrachtungen sollte diese Maßnahme daher berücksichtigt werden.

Ebenfalls erscheint Flexibilitätsnutzung in einigen Fällen sinnvoll, um vorübergehend Einspeise-managementmaßnahmen zu reduzieren und geplanten Netzausbau (z.B. bei schrittweisem Ausbau eines Windparks) zeitlich verlagern zu können.

3.5.2 Modellgestützte Bewertung von Flexibilitätsoptionen und Versorgungsstrukturen eines Bilanzraums mit hohen Eigenversorgungsgraden mit Energie

Lukasz BRODECKI[1], Markus BLESL[1]

Hintergrund und Zielsetzung

Um die im „Klimaschutzplan 2050“ verfassten Zwischenziele der Bundesregierung die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um mindestens 55 % gegenüber dem Jahr 1990 zu reduzieren und darüber hinaus bis 2050 eine Reduktion um gar 85 % zu erreichen, müssen Strukturveränderungen im Energiesystem flächenmäßig umgesetzt werden [1]. Dabei steigen lokal angesiedelte Energieprojekte und dezentral organisierte Energiesysteme in ihrer Zahl und werden zunehmend als mögliche Alternative oder Ergänzung zu konventionellen Systemen angesehen [2]. Viele Verbraucher folgen daher derzeit dem Ansatz der Selbstversorgung, versuchen zur Deckung ihres Energiebedarfs beizutragen und werden somit vom zentralen Energieversorgungssystem zu Teilen unabhängig [3]. Die Energiewende und die damit einhergehenden politisch bedingten Einspeisevergütungen bilden zurzeit die bestimmenden Faktoren bei der steigenden Anzahl von Prosumern. Weitere marktwirtschaftliche Treiber, technische Entwicklungen oder soziale Treiber können jedoch zukünftig für Prosumer eine zunehmende Rolle einnehmen und so den Wandel des Energiesystems mitgestalten und beschleunigen [4, 5]. Die Energie-(Teil)Autarkie stellt dabei einen Aspekt dar, den verschiedene Akteure als Ziel auffassen.

Im Rahmen des Beitrages wird daher untersucht inwieweit dieses Ziel erreichbar und welcher Grad an Autarkie technisch-wirtschaftlich überhaupt sinnvoll ist. Zudem wird der Frage nachgegangen, welche Folgen zu erwarten sind. Das Ziel ist die Entwicklung methodischer Ansätze zur Abbildung von Energie-Autarkie in Energiesystemmodellen sowie die systemanalytische Bewertung im Kontext eines übergeordneten Systems.

Die Arbeit fokussiert sich auf Prosumer eines städtischen Energiesystems mit hoher Eigenversorgung mit Wärme und Strom. Ziel ist es die sektorübergreifenden Wechselwirkungen zwischen der Energiebereitstellungs- und Nachfrageseite, bedingt durch hohe Selbstversorgungsanteile mit Energie in Kombination mit Flexibilitätsoptionen zu untersuchen. Darüber hinaus werden gezielt die energiesystemtechnischen Unterschiede zu einer reinen Erneuerbaren Quote und zu Emissionszielen erarbeitet.

Energiesystemmodellierung in TIMES Local

Grundlage bildet das Energiesystemmodell TIMES Local. Dabei handelt es sich um ein lineares Optimierungsmodell, das auf dem Modellgenerator TIMES basiert, welches innerhalb des Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP) der Internationalen Energieagentur (IEA) entwickelt wurde. Mithilfe von TIMES wird ein Energiesystem bottom-up technologisch detailliert als ein Netzwerk von Prozessen (z. B. Kraftwerkstypen, Verkehrstechnologien), Gütern (Energieträgern, Material) und den entstehenden Emissionen in Form eines Referenzenergiesystems abgebildet [6, 7, 8]. TIMES Local stellt dabei eine Anwendung mit dem Schwerpunkt auf die Betrachtung von denjenigen Prozessen dar, die für ein Stadt- oder Quartiersmodell relevant sind. Die Zielfunktion ist die integrale Kostenminimierung unter Umsetzung von Autarkie-Zielen und unter Einhaltung technischer sowie ökologischer Restriktionen [9]. Der Modellierungszeitraum ist von 2010 bis 2050 in 5-Jahresschritte eingeteilt. Im Rahmen der Optimierung wird eine integrale Ausbau- und Einsatzoptimierung über den gesamten Modellierungszeitraum durchgeführt. Das Referenzenergiesystem berücksichtigt dabei die Sektoren öffentliche Strom- und Wärmebereitstellung, private Haushalte, GHD, Transport, Industrie und den Import von Energieträgern. Zur detaillierten Abbildung von Energie-Autarkie ist es notwendig eine zeitliche Struktur zu wählen, die neben den technischen Eigenschaften der Energie-Autarkie und der damit einhergehenden Problematik der Kopplung einer fluktuierenden Nachfrage sowie einer dargebotsabhängigen Erzeugung auf Basis von Erneuerbaren Energien, auch die Lösbarkeit des Modells gewährleistet [10].

[1] Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Heßbrühlstraße 49a, 70565 Stuttgart, Fax: +49 711 685 87873, Tel.: +49 711 685 87-{858|865}, {lukasz.brodecki|markus.blesl}@ier.uni-stuttgart.de, www.ier.uni-stuttgart.de

Hierfür wird eine hohe zeitliche Auflösung benötigt, die die Darstellung von Spitzen und Tälern in der Erzeugung und im Verbrauch sowie eine genaue Abbildung des Einsatzes der verschiedenen Flexibilitätsoptionen ermöglicht. Zudem ist es notwendig repräsentative und zusammenhängende Zeitsegmente über einen längeren Zeitraum von Tagen oder Wochen zu wählen. Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, ist die zeitliche Auflösung in fünf Typwochen mit einer stündlichen Auflösung unterteilt. Dabei entsprechen vier Typwochen je einer Jahreszeit (672 Zeitsegmente pro Jahr) und die fünfte charakterisiert eine Peak-Woche mit einer stündlichen Auflösung (zusätzlich 168 Zeitsegmente pro Jahr) zur Abbildung einer hohen Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien.

Bestandteile der Modellierung von Versorgungsaufgaben zur Erreichung hoher Anteile an Selbstversorgung mit Energie

Die Modelltechnische Abbildung der o. a. Aufgabenstellung erfordert neben methodischen Erweiterungen auch inhaltliche Anpassungen. Daher wird nachfrageseitig zwischen sechs verschiedenen Wohngebäudetypen (jeweils drei für den Bestand und Neubau) unterschieden. Des Weiteren wird der GHD Sektor in kleine und große Verbraucher unterteilt. Im Verkehrssektor wird zwischen Kurz- und Langstrecken im motorisierten Individualverkehr sowie zwischen ÖPNV und Nutzverkehr differenziert. Die Abbildung der Industrie erfolgt als ein Verbraucher in aggregierter Form.

Auf der Erzeugungsseite liegt der Fokus auf der Modellierung netzgebundener Versorgungskapazitäten in Verknüpfung mit Erneuerbaren Energien, wie solarthermisch unterstützte Nahwärme oder die Integration von Abwasserwärmepumpen ins Energiesystem. Im Verkehrssektor erfolgt eine detaillierte Abbildung der Elektromobilität sowie der Ladevorgänge. Neben des sektorspezifischen Zubaus von Solaranlagen bietet die Nutzung von Abwärme oder Biomasse Potenzial für eine Versorgung basierend auf lokal verfügbaren Ressourcen. Zusätzlich werden Flexibilitätsoptionen in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität zum zeitlichen und räumlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage implementiert. Dazu zählt der Einsatz von thermischen und elektrischen Speichern auf Gebäudeebene. Zur Flexibilisierung des Einsatzes zentraler KWK-Anlagen werden die Optionen eines elektrischen Heizstabs im Nahwärmenetz oder Großwärmepumpen in Kombination mit Wärmespeichern als Power-to-Heat Anwendung ins Modell implementiert. Der eingeschränkte Einsatz von Vehicle-to-Grid stellt ebenfalls eine Variante der Systemflexibilität dar.

Ergebnisse – Auswirkungen hoher Selbstversorgungsgrade mit Energie auf das lokale Energiesystem

Da Energie-Autarkie im direkten Zusammenhang mit dem Einsatz Erneuerbarer Energien und der Ausschöpfung von Effizienzmaßnahmen steht, trägt diese zur Dekarbonisierung sowohl der Elektrizitätsversorgung als auch des Wärmemarktes und des Verkehrs bei. Ergebnisse einer Szenarioanalyse zeigen, dass bei hohen Anforderungen hinsichtlich des Autarkiegrades zum einen die Elektrifizierung insgesamt und die Eigenstromnutzung im speziellen zunimmt. Zudem ist zu beobachten, dass aufgrund der Verdrängung teurer Versorgungslösungen und durch die Incentivierung der Eigenstromnutzung die Teil-Energie-Autarkie bis zu einem Grad von 40 % in der Beispielkommune wirtschaftlich vorteilhaft sein kann.

Es zeigt sich, dass insbesondere durch den Ausbau der lokal nutzbaren Erneuerbaren Energien, wie Wind, PV oder Solarthermie in Kombination Flexibilitätsoptionen (elektrische und thermische Quartiersspeicher) ein bilanzieller Autarkiegrad von ca. 80 % (für Strom und Wärme) erreicht werden kann. Power-to-Heat spielt dabei im Nahwärmebereich eine zentrale Rolle. Noch höhere Autarkie-Grade erfordern die zusätzliche Nutzung nicht wirtschaftlicher Potenziale Erneuerbarer und großer Kapazitäten von lokalen Haushaltsspeichern. Eine Abkopplung vom übergreifenden Strom- und Gasnetz ist unter den gegebenen Bedingungen auf städtischer Ebene nicht möglich.

Maximaler Speichereinsatz und die Ausnutzung der Systemflexibilitätsoptionen gewährleisten keine vollständig lastgerecht autarke Versorgung zu Zeitpunkten mit einer hohen Wärmenachfrage im Winter gekoppelt mit gleichzeitigen Lastspitzen im Stromsektor. Im weiteren Verlauf soll der Einsatz unterschiedlicher Tarife auf das Energiesystem untersucht werden sowie eine Weiterentwicklung des Demand-Side-Managements erfolgen. Diese Änderungen eröffnen zusätzliche Möglichkeiten das Autarkiepotenzial eines städtischen Energiesystems positiv zu beeinflussen.

Literatur

[1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, „Klimaschutzplan 2050," [Online]. Available: https://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf. [Zugriff am 17 11 2017].

[2] BMWi, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Energie der Zukunft - Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende," Berlin, 2015.

[3] L. Brodecki, U. Fahl, J. Tomaschek, M. Wiesmeth, F. Gutekunst, A. S. A. Siebenlist, M. Baumann, R. Graf, L. Brethauer, R. Horn, W. Hauser, M. Sonnberger, C. León, U. Pfenning und M. O'Sullivan, „Analyse des Energie-Autarkiegrades unterschiedlich großer Bilanzräume mittels integrierter Energiesystemmodellierung," Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Stuttgart, 2016.

[4] W. Rickerson, T. Couture, G. Barbose, D. Jacobs, G. Parkinson, E. Chessin, A. Belden, H. Wilson und H. Barrett, „Residential Prosumers - Drivers and Policy Options," IEA - RETD, Kyoto, 2014.

[5] U. Pfenning und R. Schröter, „Von Energiewenden und neuen Energiebürgern," in ISSN 1867 9935, Neu-Isenburg, Genossenschaftsverband e.V. Netzwerk Magazin für Kooperation & Management, Ausgabe 02/2016 , 2016, pp. S.10-12.

[6] ETSAP und IEA, Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP), Contributing to the Kyoto Protocol, Summary of Annex VII (1999-2002), 2002.

[7] U. Remme, „Zukünftige Rolle rneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalyse mit einem linearen Optimierungsmodell," Dissertation, Stuttgart, 2006.

[8] R. Loulou, A. Lehtilä, A. Kanudia, U. Remme und G. Goldstein, „Documentation for the TIMES Model Part II," Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP), 2016.

[9] M. Blesl, „Kraft-Wärme-Kopplung im Wärmemarkt Deutschlands und Europas - eine Energiesystem- und Technikanalyse," Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, 2011.

[10] J. Welsch und M. Blesl, „Modellierung von Energiespeichern und Power-to-X-Technologien mit dem europäischen Energiesystemmodell TIMES PanEU," in VDI Optimierung in der Energiewirtschaft, 2015.

3.5.3 Präventives Netzengpassmanagement durch die Nutzung regionaler Flexibilitätsmärkte auf Verteilnetzebene

Frederik PAULAT[1], Jessica HERMANNS[1], Kevin KOTTHAUS[1], Sven PACK[1], Jan MEESE[1], Markus ZDRALLEK[1], David PETERMANN[2]

Inhalt

Durch die vermehrte Installation von regenerativen, volatilen Einspeisern in die Verteilnetzebenen erlangt der Umbau der Verteilnetze hin zu Smart Grids eine immer größere Rolle um einen oft überdimensionierten Netzausbau zu vermeiden. Bereits heute können Netzautomatisierungssysteme (SGS) Netzengpässe durch eine Echtzeitregelung ausgewählter Anlagen im Netz beseitigen [3]. Jedoch rücken zur präventiven Netzengpassvermeidung, um die unzulässigen Netzzustände gar nicht erst auftreten zu lassen, lokale Flexibilitätsmärkte verstärkt in den Fokus [1]. Dabei wird der Ansatz verfolgt, bei einem prognostizierten Netzengpass geeignete Flexibilität über den Markt anzufragen und zum Zeitpunkt des Ereignisses abzurufen. Der Vorteil liegt in der Erschließung eines größeren Anlagenpools im Vergleich zur Netzautomatisierung, sowie in der Vermeidung der Zwangsmaßnahmen gegenüber einzelnen Anlagen. Bei der Ausgestaltung eines solchen Flexibilitätsmarktes auf Verteilnetzebene ist darauf zu achten, dass die technische Wirksamkeit der Anlagen auf eine Zustandsverletzung stets gewahrt wird. In dem hier vorgestellten Ansatz zur Etablierung eines solchen Marktes wird daher die Aufteilung in einzelne Handelsplätze als sinnvoll erachtet.

Durch die Unterteilung der Handelsplattform in einzelne Handelsplätze (siehe Abbildung 1) wird sichergestellt, dass die Anlagen, die an dem Markt teilnehmen wollen, auch dem physikalisch dazugehörigen Netzbereich zugeordnet werden. Jeder Handelsplatz stellt ein Monopson dar, d.h. nur der Verteilnetzbetreiber des abgebildeten Netzgebiets kann Flexibilität nachfragen. Bei einem Engpass im eigenen Netzgebiet wird die Ausschreibung benötigter Flexibilität an die zugeordneten Anlagen adressiert. Grundsätzlich berücksichtigt dieses Modell sowohl die Mittelspannungsebene als auch die Niederspannungsebene. Da zwischen den Spannungsebenen ebenfalls physikalische Verbindungen bestehen und somit auch hier ein Flexibilitätsaustausch sinnvoll sein kann, müssen auch die dazugehörigen Handelsplätze miteinander interagieren können. Dabei kann ein Handelsplatz (MS-Ebene) als Nachfrager von Flexibilität an den untergeordneten Handelsplatz (NS-Ebene) herantreten. Eine Voraussetzung ist die hinterlegte Verbindung der beiden Handelsplätze im Flexibilitätsmarkt. Auch steht der Flexibilitätsmarkt den Betreibern virtueller Kraftwerke offen, da ihre weit gestreuten Anlagen ebenfalls auf die einzelnen Handelsplätze verteilt werden können. Dieser Aspekt erscheint vor dem Hintergrund eines möglichst großen Flexibilitätsangebots sinnvoll.

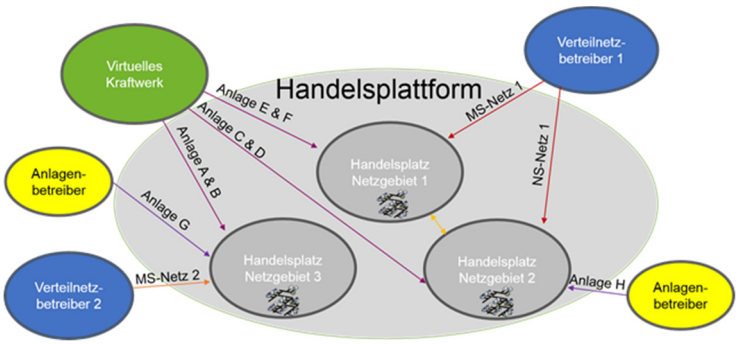


Abbildung 1: Unterteilung der Handelsplattform

Die Variabilität des Konzepts für die unterschiedlichen Spannungsebenen macht jedoch eine Ausschreibungsunterscheidung sinnvoll. Zum einen unterscheiden sich die benötigte Leistung und damit die gehandelten Energiemengen deutlich voneinander. Andererseits sind in der Mittelspannung potentiell mehr Anlagen über eine Netzautomatisierung regelbar. Daher wird auf Mittelspannungsebene der Flexibilitätsbedarf in zwei Ausschreibungen aufgeteilt, während auf der Niederspannungsebene nur eine Ausschreibung vorgenommen wird. Dadurch soll die Möglichkeit, Anlagen bedarfsgerecht zu regeln, berücksichtigt werden ohne den Flexibilitätsmarkt auf die Anlagen mit SGS-Anschluss zu beschränken.

[1] Bergische Universität Wuppertal, Rainer-Gruenter-Strasse 21, 42119 Wuppertal, Tel.: +49 202 4391617, www.evt.uni-wuppertal.de
[2] ENTEGA AG, Frankfurter Straße 100, 64293 Darmstadt, Tel.: +49 625 17010, www.entega.ag

So kann ein unnötiger Abruf von Flexibilität und damit verbundene Kosten vermieden werden. In der Niederspannung wird aufgrund der steigenden Komplexität des Systems und der geringeren Energiemengen und Kosten zumeist auf diese Möglichkeit verzichtet. Zur Flexibilitätsbedarfsbestimmung stehen zwei Verfahren im Fokus der Untersuchungen, die in diesem Beitrag anhand von geeigneten Szenarien näher beleuchtet und bewertet werden. Dabei liegt der Fokus auf der Eignung dieser Verfahren für unterschiedliche Netzebenen und für die Ausschreibung. Zusätzlich werden die Verfahren hinsichtlich der benötigten Daten bewertet.

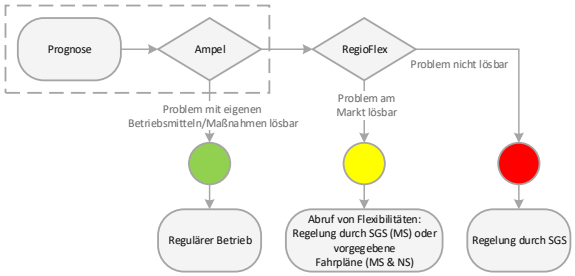


Abbildung 2 verdeutlicht die Ansiedlung des Flexibilitätsmarktes in der BDEW Kapazitätsampel. Die hier beschriebenen Aktionen am Flexibilitätsmarkt finden sich demnach in der gelben Ampelphase wieder. Diese ist durch einen sich abzeichnenden Netzengpass gekennzeichnet und dauert bis zur Vermeidung der Grenzwertverletzung an. Kann der Netzengpass nicht im Vorfeld vermieden werden, geht die gelbe Ampelphase zum Zeitpunkt des Netzengpasses in die rote Ampelphase über. [2] [3]

Abbildung 2: Ansiedlung des Flexibilitätsmarktes in der BDEW Kapazitätsampel

Zur Vermeidung der roten Ampelphase wird bei der Ausschreibung am Flexibilitätsmarkt wie in Abbildung 3 dargestellt vorgegangen.

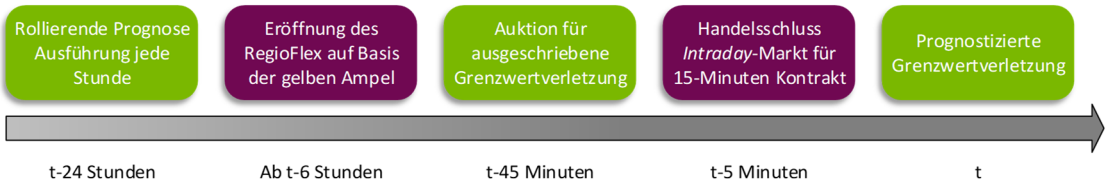


Abbildung 3: Vorgangsweise bei der Ausschreibung am Flexibilitätsmarkt

Grundsätzlich basieren die eingesetzten Netzzustandsprognosen auf Wetterprognosen und historischen Lastgängen. Jede Stunde wird auf Basis der Daten eine aktualisierte Netzzustandsprognose mit einem Zeithorizont von 24 Stunden erstellt. Wird ein Netzengpass erkannt, wird die Prognose weiterhin jede Stunde aktualisiert. Frühestens sechs Stunden vor Eintritt des Netzengpasses wird der Flexibilitätsmarkt eröffnet. Auf Grundlage des ermittelten Bedarfs können nun die Anlagen des betroffenen Handelsplatzes ihre Angebote abgeben. Der Zuschlag erfolgt 45 Minuten vor Beginn der Grenzwertverletzung. Der Zeitpunkt ist entscheidend, da die ggf. anbietenden Anlagenbetreiber die abgerufene Energie am Intraday-Markt einkaufen müssen um die Bilanzkreise auszugleichen bzw. den Eigenbedarf zu decken. Zusätzlich zur Vorstellung des Konzeptes regionaler Flexibilitätsmärkte werden verschiedene Netzsituationen untersucht und über den Flexibilitätsmarkt gelöst, sodass eine Aussage über die wirtschaftlichen Aspekte eines solchen Marktes getroffen werden kann.

Literatur

[1] Meese, J.; Neusel-Lange, N.; Zdrallek, M.; Winkler, J.; Antoni, J.; Stiegler, M.; Friedrich, W.: “Flexibilitätsmärkte für die gelbe Ampelphase im intelligenten Stromnetz“, Tagungsband zur ETG-Fachtagung 145 „Von Smart Grids zu Smart Markets”, Kassel (2015)

[2] R. Apel, V. Berg, B. Fey, K. Geschermann, W. Glaunsinger, A. v. Scheven, M. Stötzer und S. Wanzek, „Regionale Flexibilitätsmärkte,“ VDE ETG, Frankfurt am Main, Germany, Sep. 2014.bdew, “Smart Grids Ampelkonzept, Ausgestaltung der gelben Phase”, March 2015

[3] BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, „Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz,“ Disskussionspapier, Berlin, Germany, Feb. 2017.

3.5.4 Estimating the Value of Demand Response for Resource Adequacy

Hamid AGHAIE[1]

Introduction

One of the top priorities for market operators and policymakers in electricity markets is to guarantee the long-term generation resource adequacy. By increasing the demand response (DR) penetration in electricity markets, one of the important questions for resource adequacy relates to the contribution of DR to the reliability and resource adequacy in an electricity system. Unlike the high availability of conventional generators, DR resources are typically constrained by the number of load curtailment events during a given time. These constraints can potentially limit the capacity credit (or resource adequacy value) of DR. In this paper, we investigate the capacity credit of DR as a flexible demand resource in the German electricity market. In other words, we try to answer the key question of how the flexibility provided by DR could mitigate the resource inadequacy issue in this market.

Method

A probabilistic model is proposed to evaluate the capacity credit of DR in an electricity market. As the majority of DR utilization events are associated with a low probability and infrequent circumstances which are produced due to the combination of periods of extreme limited supply and high load, a probabilistic approach is required to examine a full range of potential DR utilization outcomes and capture wide distributions of generation and load variables.

Following the main objective of this study, the uncertainty in both generation and demand sides of the market is modelled and a Monte Carlo analysis is utilized to examine all possible economic and reliability outcomes. In order to estimate the capacity credit of DR, system operator would need to consider the risk of exceeding different DR limitations such as maximum number of DR call hours per day in a given year, maximum number of days with DR utilization per year, and maximum amount of MWh dispatched DR per hour or per day in a given year. It is assumed that DR capacity would be dispatched if the load exceeds the reserve margin. Therefore, DR would be dispatched only for reliability purposes in order to avoid blackouts in extreme reliability situations.

Results

In this section, DR utilization values reflect the probability-weighted average of DR utilization over a large number of scenarios with varying demand and generation conditions in a given year. In presence of the economically optimal reserve margin and 20 % share of variable RES in the German market, the total number of DR call hours in a given year is 29 hours, the maximum number of DR call per day is 5 hours and the maximum number of dispatched DR per day is 1,760 MWh/day.

Therefore, any DR dispatch constraint which is lower than these values will result in a capacity credit value of less than 100 % for DR. In the presence of a fixed DR dispatch constraint, higher reserve margin results in a higher capacity credit of DR. For instance, by considering a limit of maximum 4-hour call per day for DR capacity, the average capacity credit of DR is approximately 16 % at 0 % reserve margin, 40 % at 3 % reserve margin, 65 % at 6.5 % reserve margin and 100 % at 9 % reserve margin. The capacity credit of DR in the German electricity market in presence of the economically optimal reserve margin and with maximum 4 hours dispatch limit per day is 65 %, while this value of DR in Colorado electricity market in presence of the same dispatch limit is around 70 %.

The difference in capacity credit of DR across different markets comes from the fact that resource adequacy value of DR mainly depends on the type of provided DR and the characteristics of each electricity market such as share of RES, DR penetration, reserve margin, peak load season and period and the type of DR dispatch constraints.

[1] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Donau City Strasse 1, 1220 Vienna, hamid.aghaie@ait.ac.at

Conclusion

The capacity credit of DR mainly depends on the characteristics of a DR program and the dispatch limitations of procured DR. Besides the above-mentioned factors, the capacity credit of DR depends on the operational characteristics of the market such as the share of variable RES, DR penetration level, installed generation capacity, and peak load season.

DR dispatch limitations can be defined as maximum DR-call hours per day limit, maximum DR-call hours per year limit, and maximum MWh dispatched DR per day limit. System operator would need to consider the risk of exceeding different DR limitations in order to estimate the contribution of DR to resource adequacy.

3.5.5 Integration of Demand-Side Response in the Swiss Ancillary Service Markets through the ENTSO-E Central Settlement Model

Aby CHACKO[1], Christoph IMBODEN[2], Ruedi KUMMER[3], Thomas REITHOFER[4]

Abstract

The major challenge for integrating demand-side response is preparing a suitable market platform with clear rules regarding the interaction of the different stakeholders. Demand-side response has the technical capability to offer diverse grid services and the most challenging hurdle is to adapt the existing market rules which were initially conceived with centralized power generation in mind. The market rules must take the different stake holders into consideration. The ENTSO-E (European network of transmission system operators for electricity) central settlement model allows a central entity to settle the transfer of energy with the BRP (balance responsible party) which has been activated by an independent aggregator. This model allows the participation of demand-side response and distributed generation units in the Swiss ancillary service markets. The implementation is explained with the example of a municipal waste incineration plant that takes part in the Swiss aFRR (automatic frequency restoration reserves) and mFRR (manual frequency restoration reserves) markets through an aggregator.

Introduction

Demand-side response is gaining more focus as a provider of grid services. The ideal market design will be a deciding factor for enabling demand-side response. ENTSO-E has suggested different market design models for enabling the participation of demand-side response in the reserves and energy markets [1]. In Switzerland the Swiss electricity branch had already decided on a solution to enable the reserve providers to aggregate geographically distributed technical units to provide ancillary services to the Swiss transmission system operator (TSO, Swissgrid).

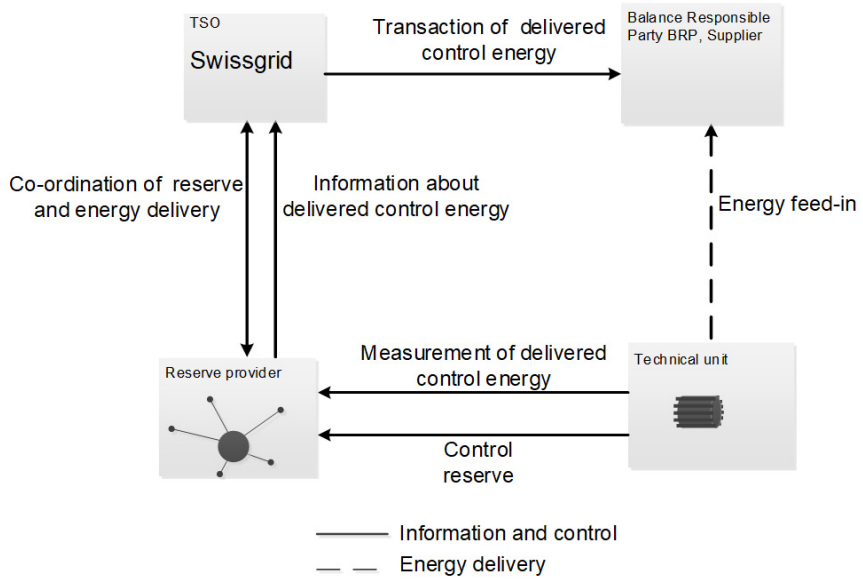


Figure 1: Energy, information and control flows in the central settlement model implemented in Switzerland. A reserve provider portfolio consists of technical units grouped into reserve providing units or groups. Illustration based on [2].

[1] Swissgrid Ltd, 5080 Laufenburg, Switzerland, Tel.: +41 795181734, aby.chacko@swissgrid.ch
[2] Lucerne School of Engineering and Architecture, 6048 Horw, Switzerland, Tel.: +41 41 349 3752, christoph.imboden@hslu.ch
[3] Renergia Ltd, 6035 Perlen, Switzerland, Tel.: +41 414553300, ruedi.kummer@renergia.ch
[4] CKW Ltd, 6032 Emmen, Switzerland, Tel.: +41 412495883, thomas.reithofer@ckw.ch

Among the different market models suggested in [1], Switzerland has implemented the central settlement model, which supports the settlement of energy from technical units belonging to balance groups outside the BSP's own balance group. The corresponding aggregator model was developed by the electricity branch of Switzerland as illustrated in Fig. 1 [2].

The model allows a balance group neutral extension of a reserve provider portfolio in which the Swiss TSO is responsible for the central settlement. The major advantage of the model is that it foresees confidentiality in the pre-contracting phase and in the post-contracting phase [1].

In this article, the Swiss ancillary service markets and products are briefly explained, then the central settlement model and the processes for its implementation are described. Subsequently the process is illustrated with the example of a municipal waste incineration plant, which offers aFRR, mFRR to the ancillary service markets. Finally the challenges and possible future developments for DSM in the ancillary service markets in Switzerland are described.

References

[1] ENTSO-E Working Group, Market Design & RES, „Market Design for Demand Side Response, "01 11 2015. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/entsoe_pp_dsr_web.pdf. [Zugriff am 11 11 2017].

[2] VSE, „Anbindung von Regelpools an den Schweizer SDL-Markt; Connection of control pools in the Swiss ancillary services market", VSE, Aarau, 2013.

3.5.6 Empirische und synthetische Lastprognose von nutzerabhängigen Verbrauchsgeräten

Christian REINHOLD[1], Farina WILLE[2], Bernd ENGEL[1], Frank EGGERT[2]

Inhalt

Im Rahmen der Transformation des Stromversorgungssystems werden Fragen nach Möglichkeiten zur Abschätzung, Steuerung und Verschiebung von Lasten auf Nutzerebene immer zentraler, da sich die Anforderungen an das Stromversorgungssystem durch die Integration Erneuerbarer Energien (EE) verändert haben. Die mit der steigenden Integration der EE einhergehenden Fluktuationen in der Strombereitstellung erfordern eine Anpassung des Stromversorgungssystems. Um den Aufwand der Anpassung entwickeln und abwägen zu können, scheint es ein wichtiger Schritt zu sein, das Verhalten von Individuen so abzubilden, dass sich einerseits die Möglichkeit einer verhaltenswissenschaftlichen Analyse ergibt und andererseits, dass sich die Möglichkeit einer verbesserten und empirisch gestützten Lastprognose auf Gebäudeebene ergibt. Durch die Verknüpfung von Verhaltensinformationen und Verbrauchsinformationen elektrischer Geräte im Rahmen einer detaillierten Simulation von nutzerabhängigen Verbrauchsgeräten, sollte es in Zukunft möglich sein, verhaltensbasierte Aussagen zu Leistungsverläufen und notwendigen Interventionen zur Verschiebung von Verbrauchsanlagen auf Nutzerebene zu treffen.

Methodik

Datengrundlage

Die empirische Datengrundlage zur Analyse und Beschreibung des Verhaltens ist die letzte Zeitverwendungserhebung in Deutschland von 2012/2013 [1]. Die Zeitverwendungsstudie enthält Informationen zu den Aktivitäten von Individuen über den gesamten Tagesverlauf in Intervallen von zehn Minuten. Die Datenerhebung begann im August 2012 und endete Ende Juli 2013. Insgesamt wurden Informationen von 5040 privaten Haushalten mit 11371 Individuen erhoben. Die Tagebuchdaten wurden anschließend analysiert und in über 165 Aktivitäten kategorisiert [2]. Zur Analyse von Ähnlichkeiten gingen 22 Oberkategorien in eine Clusteranalyse ein. Bei der Clusteranalyse wurde zwischen Wochentagen und Wochenendtagen (Samstage, Sonntage, Feiertage) differenziert, da angenommen wurde, dass Restriktionen des Kontextes unter der Woche homogener sind. Teilnehmer wurden aufgefordert für drei Tage Tagebucheinträge vorzunehmen, wobei ein Teil der Teilnehmer für Wochentage oder Wochenendtage mehr als einen Tagebucheintrag hatten. Um in der Lage zu sein, auf Personenebene Verhaltensmuster zu gruppieren, wurden Dateneinträge zufällig für einen Wochentag und für einen Wochenendtag ausgewählt. Insgesamt gingen in die Analyse für Wochentage n = 10589 Individuen ein und in die Analyse für Wochenendtage n = 10654 Individuen.

Nutzerdatenbank

Zur effizienten Verwaltung der Tagebucheinträge, der berechneten deskriptiven Kenngrößen und der Integration in die Simulationsumgebung *eSE–elenia Simulation Environment* [3] wurde eine lokale SQLite-Datenbank entwickelt. Diese Umsetzungsvariante garantiert einen einheitlichen Zugriff während der Simulationen.

Clusteranalyse

Die Clusteranalyse als Methode hat zum Ziel, Objekte anhand ihrer Ähnlichkeiten zu gruppieren, wobei die Anzahl der zugrundeliegenden Gruppen häufig unbekannt ist. Auch im vorliegenden Fall gibt es keine theoretischen Annahmen zur Anzahl der das Verhalten beschreibenden Gruppen, sodass es sich um eine exploratorische Clusteranalyse handelt. Als Distanzmaß wurde die Levenshtein Distanz [4] verwendet und als Clustermethode Partitioning around Medoids (PAM) [5].

[1] Technische Universität Braunschweig, Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen elenia, Schleinitzstraße 23, 38106 Braunschweig, Tel.: +49 531 391-9716, Fax: +49 531 391-8106, c.reinhold@tu-braunschweig.de, elenia.tu-bs.de

[2] Technische Universität Braunschweig, Abteilung für Psychologische Methodenlehre und Biopsychologie, Spielmannstraße 19, 38106 Braunschweig, Tel.: +49 531 391-3149, Fax: +49 531 391-3144, farina.wille@tu-braunschweig.de, www.tu-braunschweig.de/psychologie/abt/methoden

Kopplung Aktivität und Verbrauchsgerät
Die erwähnten kategorisierten Tagebuchaktivitäten wurden mit nutzerabhängigen Betriebsmitteln (Fernseher, Waschmaschine etc.) verknüpft. Aktivitäten ohne Nutzerinteraktion mit technischen Verbrauchsgeräten werden bei der Kopplung nicht berücksichtigt. Die Zuordnungen gehen in die Nutzerdatenbank in Form einer Verknüpfungstabelle ein. Eine Mehrfachzuweisung von Verbrauchsgeräten auf eine Aktivität (Aktivität: Waschen ← Geräte: Waschmaschine, Wäschetrockner), wird ebenfalls in der Datenbank berücksichtigt.

Nach erfolgreicher Geräte-Aktivitätskopplung können mit Hilfe der Nutzerdatenbank drei deskriptive Kenngrößen (zeitliche Nutzungswahrscheinlichkeit, Nutzungsdauer und Nutzungshäufigkeit pro Tag) für jedes Gerät und jede Aktivität ermittelt werden. Diese Kenngrößen bilden die Grundlage für ein synthetisches Verfahren zur Erstellung von Aktivitätsprofilen.

Empirisches Verfahren und Synthetisches Verfahren
Beim empirischen Verfahren wird abhängig von den Simulationseinstellungen (Startzeitpunkt, Endzeitpunkt und Simulationsschrittweite) eine definierte Anzahl von Tagebucheinträgen aneinandergereiht. Die Auswahl des benötigten Tagebucheintrages erfolgt anhand des festgelegten Clusters und des aktuellen Wochentages. Abschließend findet eine Konsistenzprüfung für das gesamte Aktivitätsprofil der Person statt, um ungültige Aktivitätsreihenfolgen auszuschließen.

Das synthetische Verfahren erstellt auf Grundlage der deskriptiven Kenngrößen ein synthetisches Aktivitätsprofil beziehungsweise Geräteaktivitätsprofil ohne den großen Datenbestand bestehend aus den Tagebucheinträgen zu verwenden.

Erste Ergebnisse

Clusteranalyse
Basierend auf den Kriterien einer ausreichenden Clustergröße und der *average silhouhette width* [5] wurde eine Lösung bestehend aus drei Clustern für Wochentage ($n_{Cluster_1}$ = 4006; $n_{Cluster_2}$ = 1730; $n_{Cluster_3}$ = 4853) und sechs Clustern für Wochenendtage ($n_{Cluster_1}$ = 2373; $n_{Cluster_2}$ = 2890; $n_{Cluster_3}$ = 2198; $n_{Cluster_4}$ = 1134; $n_{Cluster_5}$ = 1441; $n_{Cluster_6}$ = 618) ausgewählt. Ein Vergleich der Aktivitäten über den Tagesverlauf für die Cluster ermöglicht die Beschreibung von verhaltensbasierten Unterschieden. Beispielsweise besteht ein zentraler Unterschied zwischen verschiedenen Wochentags-Clustern, je nachdem wann Zeit für Erwerbstätigkeit oder Qualifikation (Schule, Ausbildung etc.) aufgewendet wird. Dies ist damit ein wesentlicher strukturierender Faktor.

Literatur

[1] FDZ der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder. (2013). Zeitverwendungserhebung 2012/2013.

[2] Statistisches Bundesamt. (2016). Zeitverwendungserhebung ZVE 2012/2013. Wiesbaden.

[3] Reinhold, C., & Engel, B. (2017). Simulation environment for investigations of energy flows in residential districts and energy management systems. In International ETG Congress 2017. Bonn.

[4] Levenshtein, V. I. (1966). Binary codes capable of correcting deletions, insertions, and reversals. Soviet Physics Doklady.

[5] Kaufman, L., & Rousseuw, P. J. (1990). Finding Groups in Data: An Introduction to Cluster Analysis. Biometrics. New York: John Wiley & Sons, Inc., http://doi.org/10.2307/2532178

3.6 FLEXIBILISIERUNG IN DER INDUSTRIE (SESSION B6)

3.6.1 The Daily Load Forecasting at the Industrial Complex

Boris BIZJAK[1]

Introduction

The aim of the forecast is to predict the load profile as accurately as possible, which means minimizing the cost of electricity at the industrial complex. There are load forecasting applications at an industrial plant with an electric arc furnace in the City of Ravne, Slovenia.

Methodology

In this paper we discuss the daily hourly load forecasting of load for the industrial complex using ARIMA methodology [4] with one predictor [1]. For the daily forecasting of Min, Max (EnInov 2016), we made predictions of +5 steps from the moment of zero. For predicting the daily walk, we need to make a forecast of +24 steps from the moment of zero, in the case of the 15 minutes interval and the announcement 24 hours forward, we should perform +96 steps of the predictions.

The basis for predicting is the time series of energy consumption data, which is a time series from a 15 min values. Preparation of the time series for learning the forecasting models was carried out with a different SQL aggregate functions. Energy consumption at the industrial plant had a seasonal week, hours feature (7/24) and one dominant predictor – a big arc furnace.

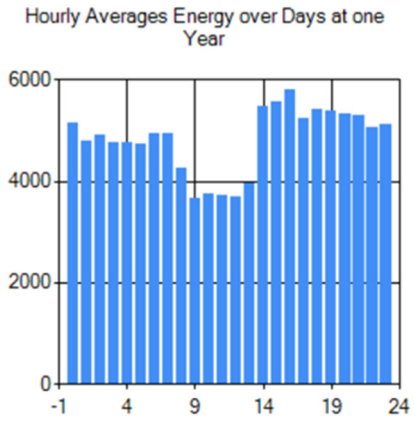


Figure 1: Daily load curves

The presented load forecasting system needs at the learning phase two input historic time series: energy consumption and real production data. We get production data from the Production Planning Department and understand that 75 % of the annual energy consumption is directly dependent on the number of loads at the electric arc furnace. We wanted to use a simple and robust predictor, so the predictor has a value of 1 when the furnace is running and 0 when the furnace is not in operation.

The time resolution of the predictor is 1 hour. The issue is the production time; real production will be moved to the past afternoon, next to the evening (cheap electricity), over midnight, up to 9:00 AM the next day (Figure 1).

Results

Production time at the arc furnace is dependent upon the types of input material etc. To learn and to improve a forecasting model (Table 1) we need exact production data. How do we get it? The answer is hidden in the industrial plant energy consumption time series and in discussion with the Production Planning Department. So, we research and develop an advanced algorithm, like the forecasting pre-processor, which captures best predictor data.

The tariff policy of electricity has the potential to improve forecasts, for example, by introducing new predictors. Another option to perform prediction is with non-linear prediction models, as described in [2] [5] and [6]. The purpose of load flow forecasting is to enhance the performance of the electricity trading, so it would make sense to continue to work towards the integration of forecasting with the tariff policy and the system trading of electricity.

[1] University of Maribor, Faculty of Electrical Engineering and Computer Science, Smetanova 17, 2000 Maribor, Tel.: +386 41 327 348, boris.bizjak@um.si

Prediction for a Hour	MAPE	MAE	RMSE	R square	Number of predictions	AVG observed	STDEV observed	AVG prediction	STDEV prediction
+ 23	13.35 %	2537,87	3385,74	0,84	80	19424,1	8414,2	19322,5	6859,6
+ 22	12.87 %	2449,85	3322,91	0,85	80	19280,4	8473,2	19118,3	6793,2
+ 21	13.07 %	2406,33	3199,62	0,85	80	18925,5	8301,8	18902,7	6731
+ 20	12.76 %	2341,5	3148,12	0,86	80	18853	8308,4	18738,3	6646,6
+ 19	13.07 %	2376,44	3248,57	0,85	80	18651	8281	18568,3	6571,4
+ 18	13.19 %	2401,27	3299,28	0,84	80	18502,7	8291,2	18396,8	6490,1
+ 17	13.53 %	2418,79	3335,39	0,84	80	18364,2	8347	18216	6399
+ 16	13.87 %	2436,3	3286,32	0,84	80	18109,8	8183	18065,5	6310,6
+ 15	14.29 %	2494,19	3341,5	0,83	80	17894,7	8142,7	17886,7	6236
+ 14	14.6 %	2559,37	3440,3	0,82	80	17726,3	8089,9	17722,2	6204,5
+ 13	14.82 %	2580,3	3446,63	0,81	80	17555,2	7979	17562,3	6188,4
+ 12	15.49 %	2669,45	3536,92	0,8	80	17377,5	7855,8	17404,4	6201,1
+ 11	15.73 %	2599,4	3383,8	0,8	80	17096	7588,6	17206,4	6277,4
+ 10	15.8 %	2634,04	3430,33	0,79	80	16949,6	7487,7	17029,2	6323,4
+ 9	16.06 %	2654,45	3411,6	0,79	80	16772,4	7390,7	16836,5	6397,1
+ 8	15.81 %	2600,55	3393,01	0,78	80	16658,5	7266,1	16707,5	6407,1
+ 7	15.41 %	2490,88	3262,55	0,78	80	16377,2	6908,8	16528,1	6394,8
+ 6	15.35 %	2426,79	3206,3	0,78	80	16247,8	6793,7	16512,8	6455,5
+ 5	15.21 %	2502,01	3418,03	0,76	80	16393,6	7024,9	16538,2	6535,3
+ 4	14.73 %	2417,13	3308,55	0,78	80	16413,1	7034,3	16556,1	6536,5
+ 3	14.12 %	2385,65	3344,71	0,79	80	16677	7318,3	16717,8	6603
+ 2	13.57 %	2309,76	3303,4	0,8	80	16787,1	7396,8	16881,1	6696,5
+ 1	11.02 %	1951,3	2860,87	0,85	80	16924,8	7507,2	17026,4	6948,1
+ 0	11.28 %	2011,82	2903,37	0,86	80	17149,4	7653,9	17211,4	7002,3

Table 1: Observed, model assessment and prediction

References

[1] Janez Bratina, Elektroobločna peč, Ravne na Koroškem, 1994.

[2] Jamie MacLennan, Zhao Hui Tang, Bogdan Crivat. Data mining with Microsoft SQL Server 2008, Wiley.

[3] Douglas C. Montgomery, George C. Runger, Applied Statistic and Probability for Engineers, Wiley, 2003.

[4] George E. P. Box Gwilym M. Jenkins Gregory C. Reinsel. Time Series Analysis Forecasting and Control, 2014, Wiley.

[5] C. Meek, D.M. Chickering, D. Heckerman, Autoregresive Tree Models for Time-Series Analysis, Microsoft Research.

[6] Bo Thiesson, David Maxwell Chickering, David Heckerman, Christopher Meek, ARMA Time-Series Modeling with Graphical Models, Microsoft Research.

3.6.2 Methoden zur Flexibilisierung des Energieverbunds Industrie-Stadt – Eine technische, ökonomische und ökologische Analyse

Katharina KARNER[1], Russell McKENNA[2], Marian KLOBASA[3]

Motivation und zentrale Fragestellung

Industrieunternehmen zeichnen sich in der Regel durch einen hohen Energieeinsatz aus. Damit einher geht die Entstehung von Abwärme, die im Unternehmen nicht genutzt werden kann. Abwärme steht in der Regel als industrielle Energieressource zur Verfügung und kann zur Wärmeversorgung benachbarter Städte genutzt werden. Die Abwärme kann größer oder kleiner als der Wärmebedarf der Stadt sein. Im ersten Fall kann die Stadt jederzeit mit Wärme versorgt werden. Im Gegensatz dazu kann die Stadt im zweiten Fall zu keinem Zeitpunkt vollständig mit Abwärme versorgt werden. Diese beiden Fälle stellen extreme Varianten dar; in Wirklichkeit wird es sich um eine Mischung aus beidem handeln: eine vorübergehende Über- oder Unterversorgung mit industrieller Abwärme. Dadurch stimmt der Bedarf nicht mit dem Angebot überein und das Abwärmepotenzial kann nicht voll ausgeschöpft werden. Dabei stellt sich die Frage:

Wie kann der Energieverbund Industrie- Stadt flexibler gestaltet werden und das Potenzial an industrieller Abwärme besser ausgeschöpft werden?

Auf Grund des saisonal variierenden Wärmebedarfs erfordert der Einsatz von industrieller Abwärme in Fernwärmenetzen weitere flexible Wärmequellen [1]. Hierzu bietet der Einsatz von Speichern [2], die Schaffung von Städteverbünden [3] und die Lastverschiebung in der Industrie die Möglichkeit zur Schaffung von Wärmeflexibilität. Ziel ist die Vorstellung und Bewertung dieser Flexibilitätsoptionen anhand eines Fallbeispiels. Die Bewertung der Flexibilitätsoptionen erfolgt anhand der Indikatoren: Deckungsgrad, CO_2-Emissionseinsparung und Kosten (Barwert).

Methodik

Aufbauend auf dem Standardmodell von [4] werden die Flexibilitätsoptionen in das Modell integriert. Die Flexibilitätsoptionen werden anhand eines Fallbeispiels mit Hilfe von Indikatoren bewertet und mit dem Referenzszenario vergleichen. Im Referenzszenario wird die industrielle Abwärme ohne den Einsatz von Flexibilitätsoptionen zur Versorgung der Stadt verwendet.

Die Integration von Speichern ermöglicht die zeitliche Entkopplung von Bedarf und Angebot. Ist das Angebot an industrieller Abwärme größer als der städtische Wärmebedarf, wird der Speicher geladen. Steht weniger Angebot zur Verfügung als gebraucht wird, wird der Speicher entladen und die Stadt mit der zuvor eingespeicherten industriellen Abwärme versorgt.

Ein Städteverbund ist gekennzeichnet durch die Kopplung von zwei oder mehreren Städten. Dies geschieht über Fernwärmenetze. In Zeiten geringer Last von Stadt 1 kann die Wärme zur Versorgung an Stadt 2 geliefert werden. Eine Verbindung von zwei Städten ist nur dann sinnvoll, wenn in der Stadt 2 fossile Brennstoffe für die Wärmeversorgung genutzt werden. Erneuerbare Energiequellen oder die Nutzung von Abwärme sollen durch die Bildung eines Städteverbunds nicht verdrängt werden. In der Praxis erfordert die Bildung von Städteverbunden geografische Nähe und das Vorhandensein entsprechender Infrastruktureinrichtungen. Ist die erforderliche Infrastruktur nicht vorhanden, muss sie aufgebaut werden. In den seltensten Fällen ist eine Verbindung zwischen den beiden Fernwärmenetzen vorhanden. Außerdem kann der Bau oder die Verdichtung des Fernwärmenetzes in Stadt 2 erforderlich sein.

[1] FH JOANNEUM Gesellschaft mbH, Institut für Energie-, Verkehrs- und Umweltmanagement, Werk-VI-Straße 46, 8605 Kapfenberg, Tel.: +43 3862 33600-8364, katharina.karner@fh-joanneum.at, www.fh-joanneum.at/evu

[2] Karlsruher Institut für Technologie, Institut für Industriebetriebslehre und industrielle Produktion, Hertzstrasse 16, 76187 Karlsruhe, Tel.: +49 721 608 44582, russell.mckenna@kit.edu, www.iip.kit.edu

[3] Fraunhofer / Institut für System- und Innovationsforschung, Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe, Tel.: +49 721 6809 287, marian.klobasa@isi.fraunhofer.de, www.isi.fraunhofer.de/isi-de

Ziel der Lastverschiebung in der Industrie ist das bessere Übereinstimmen der Bedarfs- und Angebotskurven. Werden die industriellen Prozesse zeitlich verschoben wird somit auch das Angebot an industrieller Abwärme zeitlich verschoben. Die einzelnen Angebotskurven der Betriebe werden so verschoben, dass das Synergiepotenzial mit der Stadt maximiert werden. Dies führt zu einer zeitlichen Verschiebung der Last und der industriellen Abwärme, aber nicht zu einer Reduzierung des Produktionsoutputs.

Ergebnisse und Schlussfolgerung

Die verbesserte Ausnutzung der industriellen Abwärme durch Flexibilitätsoptionen erhöht den Deckungsgrad mit industrieller Abwärme, die eingesparten CO_2-Emissionen und ersetzt einen Teil, des fossilen Brennstoffbedarfs der zur Wärmeversorgung verwendet wird. Dadurch sollen die Flexibilitätsoptionen grundsätzlich wirtschaftlich darstellbar sein.

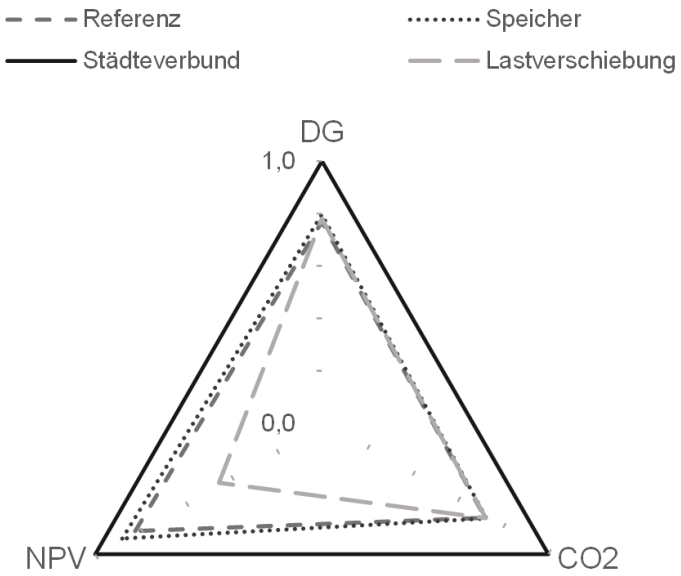


Abbildung 1: Darstellung der Simulationsergebnisse für das Referenzszenario und den Einsatz der Flexibilitätsoptionen

In Abbildung 1 werden die Ergebnisse der Simulation dargestellt. Die Indikatoren wurden anhand des Maximalwerts auf 1 normiert, sodass 1 das Optimum darstellt. Der Städteverbund ist anhand der festgelegten Indikatoren die beste Möglichkeit zur Flexibilisierung des Energieverbunds und weißt auch höhere Werte auf, als das Referenzszenario. Die Wirtschaftlichkeit der Option hängt stark von der Distanz der beiden Städte untereinander ab. So sinkt der Barwert mit steigender Entfernung.

Als zweibeste Variante ist der Einsatz von Speichern zu nennen, gefolgt von der Lastverschiebung. Die Lastverschiebung zeigt im Vergleich zum Referenzszenario geringe Verbesserungen und ist aus ökonomischer, technischer und ökologischer Sicht schwer positiv darstellbar.

Literatur

[1] S. J. G. Cooper, G. P. Hammond, und J. B. Norman, „Potential for use of heat rejected from industry in district heating networks, Gb perspective“, J. Energy Inst., Bd. 89, Nr. 1, S. 57–69, 2016.

[2] Y. Ammar, S. Joyce, R. Norman, Y. Wang, und A. P. Roskilly, „Low grade thermal energy sources and uses from the process industry in the UK“, Appl. Energy, Bd. 89, Nr. 1, S. 3–20, 2012.

[3] D. F. Dominkovic, I. Bacekovic, D. Sveinbjörnsson, A. S. Pedersen, und G. Krajacic, „On the way towards smart energy supply in cities: The impact of interconnecting geographically distributed district heating grids on the energy system“, Energy, 2016.

[4] K. Karner, M. Theissing, und T. Kienberger, „Energy efficiency for industries through synergies with urban areas“, J. Clean. Prod., Bd. 119, S. 167–177, 2016.

3.6.3 Effizienzsteigerung in der Industrie durch Einsatz von Effizienztechnologien zur Sektorkopplung an der Schnittstelle zwischen Gebäudeinfrastruktur und Fertigungsprozess

Ivan Victor BOGDANOV[1], Alexander SAUER[1]

Inhalt

Eine der größten aktuellen Herausforderungen unserer Gesellschaft besteht in der Reduktion des Verbrauchs von fossilen Brennstoffen und somit der Treibhausgasemissionen. Für einen großen Anteil an negativen Umweltauswirkungen sind nicht nur die Sektoren Gebäude, Verkehr und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, sondern auch das produzierende Gewerbe verantwortlich. Letzteres verursachte 2013 in Deutschland einzig prozessbedingt ca. 47 Mio. t CO_2-Emissionen (Umweltbundesamt 2015). Laut aktuellen Studienergebnissen (AGEB 2016) sind ca. 30 % des deutschen Endenergieverbrauchs auf die Industrie zurückzuführen, wobei 75 % davon auf Wärme- und Kälteanwendungen entfallen.

Unternehmen des produzierenden Gewerbes müssen deswegen einerseits auf externe Herausforderungen und Rahmenbedingungen reagieren, wie Steigerung der Energieeffizienz, Realisierung einer Energieflexibilität, aber auch Reduktion von Treibhausgasemissionen und Integration in das urbane Umfeld. Andererseits gilt es, interne Randbedingungen einzuhalten, wie Kostenreduktion, Versorgungssicherheit, Lastmanagement (engl. Demand-Side-Management, kurz DSM) und dezentrale Energieversorgung (Abbildung 1). Konkrete Herausforderungen sind dabei ein hoher Primärenergieverbrauch sowie hohe Energiekosten für die Wärme- und Kältebereitstellung an Produktionsstätten, aber auch die fehlende Kreislaufschließung in Form von Energiekaskaden (bspw. Abwärmenutzung) oder eine effiziente Energiespeicherung (einschl. Wärme, Kälte).



Abbildung 1: Spannungsfeld zwischen internen und externen Rahmenbedingungen für Unternehmen

In diesem Spannungsfeld gilt es, holistische Konzepte als Lösung zur Realisierung der Energiewende in der Fabrik zu entwickeln. Dabei bilden eine effiziente und nachhaltige Energieerzeugung, eine intelligente Energieverteilung und -speicherung, sowie die effiziente und flexible Rückgewinnung und Verwendung eine optimale Synergie. Um solche Synergien optimal zu ermöglichen, sollen Technologien zur Erschließung, aber auch Speicherung von industrieller Abwärme und erneuerbaren Wärmequellen eingesetzt. Konkret spielt der Einsatz von Effizienztechnologien zur Sektorkopplung an der Schnittstelle zwischen Gebäudeinfrastruktur und Fertigungsprozesse eine wichtige Rolle.

Eine solche Technologie, die sowohl zur Nutzung von Abwärme, als auch zur Erschließung von erneuerbaren Wärmequellen, aber auch zur Wärmespeicherung zum Einsatz kommt, ist die Wärmepumpe. Im industriellen Kontext ist es entsprechend die Hochtemperatur-Wärmepumpe.

[1] Fraunhofer / Institut für Produktionstechnik und Automatisierung, Universität Stuttgart / Institut für Energieeffizienz in der Produktion, Nobelstraße 12, 70569 Stuttgart, Tel.: +49 711 970-{1338|3600}, Fax: +49 711 970-1002, {ivan.bogdanov|alexander.sauer}@ipa.fraunhofer.de, www.ipa.fraunhofer.de

Die mit dem Einsatz von (erdgekoppelten) Wärmepumpen verbundene Wärmeveredelung stellt im Bereich der Gebäudeklimatisierung seit Jahren den Stand der Technik dar. Das verarbeitende Gewerbe wird auch in der Lage sein müssen, von dieser nachhaltigen Effizienztechnologie basierend auf eine der umweltfreundlichsten und gleichzeitig aus menschlicher Perspektive unerschöpflichen und praktisch ubiquitären Wärmequelle Umwelt breitflächig zu profitieren.

Vor diesem Hintergrund präsentiert dieser Beitrag ein Modell zur technischen Potentialanalyse des Einsatzes von erdgekoppelten Wärmepumpen im Industrieumfeld. Grundlage dafür stellt die energetische Analyse von über 250 industriellen Prozessen und Verfahren anhand des relevantesten Parameters dar, nämlich der erforderlichen Prozesstemperatur (Abbildung 2).

Gruppen	Verfahren	Energiekennzahl
aus dem körnigen oder pulverförmigen	Laser Sintern	~ 23600 kWh/MA
Zustand	Wirbelsintern	~ 23600 kWh/MA
	thermisches Spritzen	332 kW
	Phosphatieren	~ 23600 kWh/MA
	Elektrostatische Beschichtung	~ 23600 kWh/MA
	Pulverbeschichtung mitteldichter Faserplatten	223 kW
	Kunststoffpulver	~ 23600 kWh/MA
	Elektrostatisches Beschichten	~ 23600 kWh/MA
aus dem flüssigen Zustand	Anstreichen / Lackieren	
	Heißspritzverfahren	332 kW
	Lacktrocknung	286 kW
	Wasserlackbeschichtung	
	Haftwassertrocknung	280 kW - 1120 MWh
	Zwischentrocknen	280 kW - 1120 MWh
	Schmelztauchen	~ 23600 kWh/MA
	Emaillieren / Glasieren	~ 23600 kWh/MA
aus dem ionisierten Zustand	chemisches Beschichten	~ 23600 kWh/MA
	galvanisches Beschichten	~ 23600 kWh/MA
	Stromloses chemisches Vernickeln	~ 23600 kWh/MA
aus dem gas/dampfförmigen Zustand	Vakuumbeschichten	~ 23600 kWh/MA
Beschichten durch Löten	Auftragsweichlöten	~ 23600 kWh/MA
	Auftragshartlöten	~ 23600 kWh/MA
	Gummierung	~ 23600 kWh/MA
	Kunststoffüberzüge	~ 23600 kWh/MA
Beschichten in dem Fahrzeugbau	Lackieren (mehrschichtig)	
	Unterbodenschutz (Korrosionsschutz)	
	Hohlraumkonservierung (Korrosionsschutz)	
	Peripheriebehandlung	

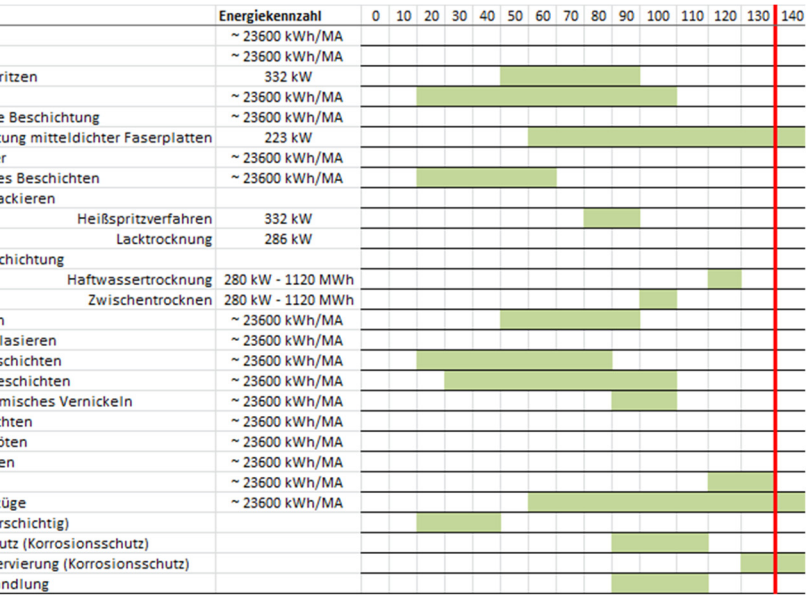


Abbildung 2: Ergebnis der Analyse von industriellen Prozessen und Verfahren (Auszug)

Als Untermauerung der Ergebnisse dieser Analyse besagt eine aktuelle Studie (Naegler et al. 2015), dass ca. 25 % des Endenergieverbrauchs in der deutschen Industrie der Erzeugung von Prozesswärme, Raumwärme und Warmwasser mit Temperaturen unter 100 °C zuzuordnen sind.

Das Modell zur technischen Potentialanalyse beantwortet die Forschungsfrage, wie die erdgekoppelte Wärmepumpentechnologie an Fertigungsstandorten effizient einsetzbar ist und leitet daraus Vorteile und Herausforderungen ab. Dabei wurde ein Kriterienkatalog aufgestellt, um die Einsatzfähigkeit der oberflächennahen Geothermie als Wärmequelle für bestimmte industrielle Prozesse qualitativ zu bewerten. Diese Kriterien sind u.a. Produktqualität und Einhaltung vorgegebener Prozessparameter, Anteil des Wärme- und Kältebedarfs an dem Gesamtenergiebedarf, sowie lokale Bodengegebenheiten. Anhand dieser Kriterien wurden letztendlich passende industrielle Prozesse identifiziert, bewertet und nach dem Potential ihrer Versorgung mittels des genannten Energieversorgungskonzepts geclustert.

Ausgewählte Best-Practice-Beispiele aus der Forschungslandschaft und der Industrie in Richtung Energie-Symbiosen und intelligente Energieversorgungskonzepte runden den vorliegenden Beitrag ab.

Dieser liefert somit einen Einblick in ein aktuelles Forschungsfeld zur Identifizierung und Bewertung von Effizienztechnologien zur Sektorkopplung an der Schnittstelle zwischen Gebäudeinfrastruktur und Fertigungsprozesse im urbanen Umfeld. Dabei werden mögliche Einsatzbereiche der erdgekoppelten (Hochtemperatur-) Wärmepumpen im verarbeitenden Gewerbe gezeigt, mit dem übergeordneten Ziel, nachhaltige, kostenstabile und CO_2-arme Konzepte zur Versorgung der energieautarken Fabriken der Zukunft im Kontext der urbanen Produktion zu entwickeln.

3.6.4 Modulare Simulationsumgebung zur Visualisierung und Analyse der Potenziale von industriellen Energieflexibilitäten

Stefan ROTH[1], Jonas RAPPOLD[1], Stefan BRAUNREUTHER[1], Gunther REINHART[1]

Problemstellung und Motivation

Mit dem Konzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung hat sich die deutsche Bundesregierung im Jahr 2010 entschlossen, die konventionellen Energieträger kontinuierlich durch erneuerbare zu ersetzten. [1] Diesen energiepolitischen Zielen folgend verlagert sich die zentrale Energieerzeugung durch konventionelle regelbare Kraftwerke zunehmend auf dezentrale regenerative Erzeugungsanlagen, wie Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen. Da diese den gegebenen Witterungsverhältnissen folgen, lässt sich deren Einspeiseleistung nicht an die Belastungskurve der elektrischen Energieverbraucher anpassen. Dadurch wird es für eine zuverlässige Energieversorgung zukünftig immer wichtiger, die elektrische Last an die Erzeugung aus fluktuierenden Energiequellen anzupassen, statt wie bisher die Erzeugungsleistung an der Nachfrage zu orientieren.

Insbesondere im Bereich der industriellen Produktion bestehen große Potenziale für Lastverschiebungen zur Unterstützung der Netzstabilität. Für die Erschließung und Vermarktung dieser Energieflexibilitäten müssen u. a. betriebswirtschaftliche, energiewirtschaftliche und technische Herausforderungen überwunden werden. Zudem besteht Forschungsbedarf bezüglich der Auswirkungen von Energieflexibilitäten auf die produzierenden Unternehmen und den Wechselwirkungen mit Energiemärkten und Energienetzen. [2] Die nachfolgend beschriebene Simulationsumgebung bietet Stakeholdern aus unterschiedlichen Branchen und Fachrichtungen ein umfassendes Werkzeug zur Visualisierung, Analyse und Demonstration von Versorgungszuständen und Flexibilitätsmaßnahmen. Damit unterstützt sie das Verständnis und die Kommunikation der Akteure.

Methodische Vorgehensweise

Aufbauend auf einer umfassenden Analyse genereller Stakeholder aus der Techno-, Sozio-, und Ökosphäre exemplarischer Modellregionen, können für die Simulationsumgebung spezifische Anwender abgeleitet werden, die abhängig von ihrer fachlichen Fokussierung sowie ihrem vorrangigen Tätigkeitsfeld mit unterschiedlichen Modellen und Kenngrößen arbeiten. [3] Es werden daher zwei Anwenderfälle unterschieden:

- **Analyse-Anwender:** Stakeholder, die über einen energie- oder produktionstechnischen Hintergrund verfügen und die Simulationsumgebung zur unmittelbaren Visualisierung und Analyse von Flexibilitäten und deren Auswirkungen auf die Versorgungssituation in einer Modellregion verwenden. Beispiele sind Netzbetreiber, Industrievertreter oder Aggregatoren von Flexibilitäten.
- **Demonstrations-Anwender:** Die Kategorie der Stakeholder mit technischem Hintergrund hat die Möglichkeit, Anwendungsfälle in aufbereiteter Form branchenfremden Stakeholdern zu demonstrieren. Diese Visualisierung bildet die Basis für den interdisziplinären Diskurs, der eine objektive Bewertung und Weiterentwicklung von Flexibilitätsmaßnahmen sowie deren Einsatzszenarien unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf soziale und ökonomische Rahmenbedingungen ermöglicht. Beispiele sind Arbeitnehmerverbände, Umweltverbände und Vertreter der Politik.

Neben den Anwenderfällen werden zwei Kategorien von Anwendungsfällen unterschieden. Diese beziehen sich auf die wesentlichen Systemdienstleistungen, die von Flexibilitäten für den Netzbetrieb erbracht werden können [4]:

[1] Fraunhofer / Einrichtung für Gießerei-, Composite- und Verarbeitungstechnik, Provinostraße 52, 86153 Augsburg, Tel.: +49 821 90678-168, Fax: +49 821 90678-199, stefan.roth@igcv.fraunhofer.de, www.igcv.fraunhofer.de

- **Anwendungsfall „Ereignis“:** Netzdienliche Energieflexibilitäten werden in ausgewählten Engpasssituationen, wie lokalen Spannungsproblemen oder Betriebsmittelüberlastungen genutzt. Der Betrachtungszeitraum bezieht sich auf einen eingeschränkten Bereich (Tag, Woche, Monat) in dem die Energieparameter und Flexibilitätseinsätze detailliert dargestellt werden.
- **Anwendungsfall „Bilanz“:** Systemdienliche Flexibilitäten werden heute von Übertragungsnetzbetreibern für den Erhalt der Systemstabilität genutzt und zukünftig möglicherweise in kleineren, dezentralen Bilanzierungsgebieten auch von Verteilnetzbetreibern. Der Betrachtungszeitraum ist hierbei größer (Monat, Jahr) und es werden Flexibilitäten unterschiedlicher Art mehrmals abgerufen, mit dem Ziel die Auswirkungen auf die Residuallast zu ermitteln.

Diese Kategorisierung bildet die Grundlage für den strukturierten Aufbau der Simulationsumgebung. In Abbildung 1 sind die Anwender- und Anwendungsfälle gegenübergestellt und mögliche Eingabe- und Ausgabemodule exemplarisch dargestellt.

Resultate und Ausblick

Die beschriebene Simulationsumgebung ermöglicht die Visualisierung und Analyse von Flexibilitätsmaßnahmen und deren Auswirkungen auf die Versorgungssituation in einer Modellregion. Dies dient zum einen der Einschätzung und Bewertung der Maßnahmen in technologischer Hinsicht, zum anderen lassen sich die Zusammenhänge in interdisziplinären Teams erläutern und diskutieren. Durch den modularen Aufbau können in einem nächsten Schritt auch sozioökonomische und ökologische Aspekte mittels geeigneter Kenngrößen in der Simulationsumgebung abgebildet werden. Weiterhin ist die Umgebung offen für eine Ausweitung auf weitere Maßnahmen, wie spartenübergreifende Energietransfers, Entwicklungen beim Ausbau erneuerbarer Energieträger sowie im Bereich der Elektromobilität.

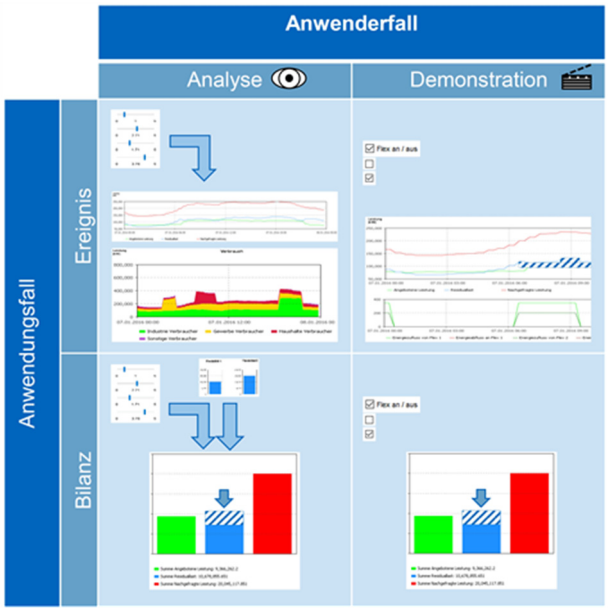


Abbildung 1: Matrix zur Gegenüberstellung der Anwender- und Anwendungsfälle

Referenzen

[1] Bundesregierung, „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung,“ 2010.

[2] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Roadmap Demand Side Management. Industrielles Lastmanagement für ein zukunftsfähiges Energiesystem.,“ 2016.

[3] Unterberger, E. et al., „The regional and social impact of energy flexible factories,“ 2017.

[4] BDEW, „Diskussionspapier: Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz,“ 2017.

3.6.5 Sektorkopplung mit Grünstrom

Rudolf ZAUNER[1]

Inhalt

Der Anstieg der volatilen erneuerbaren Erzeugung und die Forderung nach zunehmender Dekarbonisierung des Transport-, Industrie- und Wärmesektors stellen zentrale Herausforderungen für das Energiesystem der Zukunft dar. Anhand konkreter Beispiele wird gezeigt, welchen Beitrag die Sektorkopplung mit Grünstrom leisten kann, um die schwankend anfallende Stromproduktion, die Überlastung der Stromnetze und den Carbon Footprint verschiedener Sektoren zu verbessern.

Neben einer Vorstellung des FCH JU geförderten Projektes H2FUTURE, bei dem grüner Wasserstoff für die Stahlproduktion unter gleichzeitiger Bereitstellung von Regelenergie erzeugt wird, wird anhand weiterer Beispiele aus dem Transport- und Wärmesektor erläutert, wo die Vorteile und zusätzlichen Freiheitsgrade der Flexibilisierung des Energiesystems mittels Sektorkopplung liegen und wo man an deren Grenzen stößt.

[1] VERBUND Solutions GmbH, Europaplatz 2, 1150 Wien, rudolf.zauner2@verbund.com, www.verbund.com

3.6.6 Sektorgekoppelte Energiesysteme zur Integration erneuerbarer Energien

Jens Hinrich PRAUSE[1], Raphael WITTENBURG[2], Moritz HÜBEL[1], Jürgen NOCKE[1], Egon HASSEL[1]

Inhalt

Mit der Energiewende wurde das Ende der fossil-nuklearen Stromerzeugung eingeläutet. Im Fokus steht dabei die Dekarbonisierung der Energieversorgung, mit der die maßgeblich vom Menschen verursachte globale Erwärmung begrenzt werden soll. Es wurde bereits gezeigt, dass Energieeinsparungen auf der Verbrauchsseite, Effizienzsteigerungen bei den Energiewandlungsprozessen und hohe Anteile erneuerbarer Energien bei der Erzeugung notwendig sind, um die definierten Ziele zur Senkung des Kohlendioxidausstoßes zu erreichen.

Allerdings ist weiterhin unklar, welche Kombination von Technologien genutzt werden soll und wie das zukünftige Energieversorgungssystem aufgebaut sein soll. In den vergangenen Jahren haben die Bereiche Windenergie und Photovoltaik eine starke Kostenreduktion erfahren, womit sie zu den Schlüsseltechnologien der Energiewende geworden sind. Beide tragen zunehmend zur elektrischen Energieversorgung in Deutschland und Europa bei. Dagegen sind andere erneuerbare Energien, wie Biomasse und Wasserkraft, deutlich teurer oder haben nur begrenztes Ausbaupotential. Dies führte zu einem starken Ausbau von Windenergie und Photovoltaik, der weiter andauert.

Die beiden Technologien zählen zu den fluktuierenden erneuerbaren Energien, die nicht oder nur in sehr geringem Maße regelbar sind und deren Dargebot schwankt. Mit ihrem fortschreitenden Ausbau wird der Bedarf an Ausgleichsmöglichkeiten zwischen Angebot und Nachfrage weiter steigen. Dies ist insbesondere der Fall, wenn erneuerbar erzeugter Strom zunehmend zur Deckung des Bedarfs in allen drei Sektoren der Energiewirtschaft – den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität – eingesetzt werden soll.

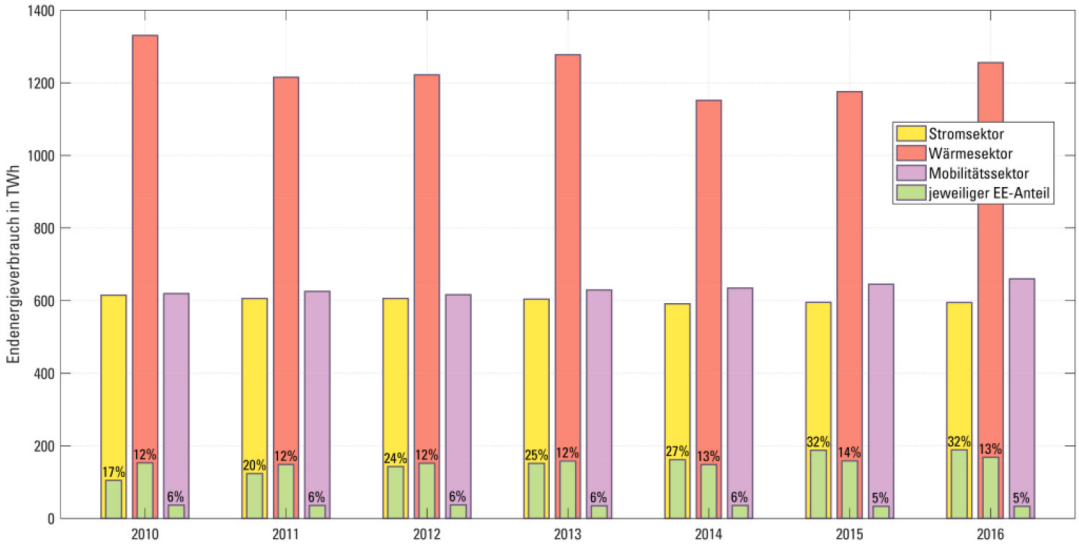


Abbildung 1: Endenergieverbrauch in den einzelnen Sektoren in Deutschland in TWh

Abbildung 1 zeigt den Anteil erneuerbarer Energien in den 3 definierten Sektoren. Wird dieser in den nächsten Jahren gesteigert, müssen konventionelle, thermische Kraftwerke für eine Übergangszeit diese fluktuierenden Einspeiser ausgleichen. Zeitgleich werden immer mehr konventionelle Kraftwerke abgeschaltet. Die in Zukunft ansteigende Regelleistung muss daher von immer weniger konventionellen Kraftwerken erbracht werden und löst damit neue Herausforderungen im Betrieb dieser Anlagen aus.

[1] Universität Rostock, Albert-Einstein-Straße 2, 18059 Rostock, Tel.: +49 381 4989-500, Fax: +49 381 4989-402, jens.prause@uni-rostock.de, www.llt.uni-rostock.de
[2] FVTR GmbH, Joachim-Jungius-Straße 9, 18059 Rostock, Tel.: +49 381 4059650, Fax: +49 381 4059657, office@fvtr.de, www.fvtr.de

Methodik

Grundsätzlich ist anzunehmen, dass es vielfältige Möglichkeiten gibt, die technologische Realisierung der Energiewende umzusetzen. Für die konkrete Ausgestaltung eines zu großen Teilen auf Erneuerbaren basierenden Energiesystems ist es daher notwendig, mögliche Entwicklungspfade durch die Erstellung von Szenarien aufzuzeigen. Indem potenzielle zukünftige Entwicklungen des Systems unter Berücksichtigung realistischer Randbedingungen entworfen werden, kann ermittelt werden, wie bestimmte gesellschaftlich oder politisch festgelegte Ziele erreicht werden können und welche Maßnahmen hierzu ergriffen werden müssen.

Dazu können Modelle künftiger Energiesysteme, die auf Szenarien basieren, entwickelt und analysiert werden. Zur Modellierung und Analyse komplexer, gekoppelter Energiesysteme und die Entwicklung von Zukunftsszenarien für das Energiesystem der Hansestadt Rostock, das als Referenzsystem dient, werden unterschiedliche Tools zur Anwendung gebracht. Dazu werden für das Rostocker Energiesystem Randbedingungen für die erzeuger- und verbraucherseitigen Energieströme in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität ermittelt. Auf dieser Grundlage wird ein Energieflussmodell des Referenzsystems erstellt, parametriert und einer Plausibilitätsprüfung unterzogen. Abschließend erfolgt die Gegenüberstellung und Bewertung der Szenarien bezüglich der Erreichung der Klimaschutzziele und der Auswirkung der Sektorenkopplung auf das Stromsystem.

Ergebnisse

Die Energieflussmodellierung ist ein effizientes Instrument, um sektorgekoppelte Energiesysteme abzubilden. Die Ergebnisse eignen sich, um eine umfassende Bewertung der technischen Potenziale von Sektorenkopplungstechnologien vorzunehmen und mögliche Entwicklungspfade zukünftiger Energiesysteme aufzuzeigen. Die Bewertungskriterien können hierbei zum Beispiel die Energieeffizienz, die CO_2-Emissionen, die Netzstabilität und auch die Kosten sein. Durch das Modell können Defizite in der Energiebereitstellung nachvollzogen werden. Dies bietet unter anderem den Vorteil, Engpässe bei Brückentechnologien zwischen den Sektoren zu identifizieren und ihnen entgegenzuwirken.

Danksagung

Dieses Forschungsprojekt ist durch den Europäischen Sozialfonds (ESF) und durch das Bundesland Mecklenburg-Vorpommern im Rahmen der Landesexzellenzinitiative „NetzStabil“ gefördert (Projektnummer: 63160020231043-74).



4 STREAM C: ERNEUERBARER STROM

4.1 BIOMASSE, KLIMA UND UMWELT (SESSION C1)

4.1.1 Biomasse-Kraftwerke am Strommarkt

Babette HEBENSTREIT[1], Christine MAIR[2], Markus PREISSINGER[1], Klaus LICHTENEGGER[2]

Einleitung

Biomassekraftwerke in Österreich stehen derzeit vor einer großen Herausforderung. Die meisten Biomassekraftwerke wurden zwischen 2005 und 2007 mit einer fixen Einspeisevergütung zwischen 100-222 €/MWh in Betrieb genommen. Die Laufzeiten betrugen zwischen 13 und 15 Jahren, weshalb die fixen Einspeisetarife zwischen 2019 und 2021 auslaufen. Einen Nachfolgetarif, d.h. eine weitere Förderung der Biomasse-KWK nach Auslaufen der Einspeisevergütung ist derzeit nicht bzw. nur in kleinem Umfang geplant. Dies ist auch aus der prognostizierten Entwicklung des Vergütungsvolumens für feste Biomasse der ÖMAG sichtbar, die von derzeit über 250 Mio €/a auf etwa 80 Mio €/a bis 2020 absinkt [E-Control 2017]. Bei derzeitigen Strommarktpreisen von 20-50 €/MWh stellt sich daher die Frage, wie diese Biomasse-KWK in Zukunft wirtschaftlich betrieben werden sollen.

Im Gegensatz zu den erneuerbaren Energieträgern Sonne und Wind mit fluktuierendem Aufkommen, ist Biomasse, wie andere chemische Energieträger, lagerbar und daher die Verstromung zu Teilen bedarfsgerecht für den Strommarkt gestaltbar. Gleichzeitig ist eine ökologische Verstromung nur mit Abwärmenutzung gegeben, weshalb Biomassekraftwerke, die an ein Fernwärmenetz angeschlossen sind, untersucht werden. In diesem Beitrag wird auf Basis historischer Daten die Teilnahme von Biomassekraftwerken an der EXAA-Strombörse und am Regelenergiemarkt diskutiert. Dafür wurden zwei für Österreich typische Biomassekraftwerke, ein Dampfprozess und ein ORC-Prozess, ausgewählt. Für beide Kraftwerke wurde der gesamte Anlagenpark zur Fernwärmeerzeugung (inklusive z.B. Erdgas-Spitzenlastkessel, Rückkühlung) abgebildet. Anschließend wurde die Einsatzplanung anhand der Strommarktdaten optimiert.

Methodik

Die mathematische Abbildung und Optimierung erfolgt als lineares Programm. In der Zielfunktion sind die Einnahmen und Ausgaben für Einkauf bzw. Verkauf von Energieträgern enthalten. Während die Strommärkte mit zeitabhängigen Daten (EXXA Day-Ahead-Preise stündlich bzw. viertelstündlich, Statistik der Netzregelung in der Regelzone APG viertelstündlich) hinterlegt sind, werden alle anderen Energieträger (Hackschnitzel, Erdgas) mit einem Durchschnittspreis für 2016 abgebildet.

In diesem Beitrag wurden nur die Kosten der Energieträger abgebildet. Die Implementierung weiterer Kosten, wie z.B. Investitionskosten für thermische Speicher und Umbauten der Anlage, Personalkosten, Kosten der sicheren Datenverbindung für Regelenergiemarkt etc. ist in einer zweiten Optimierungsstufe geplant.

Jede Anlage besteht aus mehreren Komponenten (Dampf/Thermoölkessel, Dampf/ORC-Prozess, Heißwasserkessel, Speicher, etc.). Für jede Komponente werden Wirkungsgrade definiert, mit denen die Komponenten Energieträger (Hackschnitzel, Strom, Fernwärme, etc.) ineinander umwandeln. Die Abbildung der Komponenten erfolgt inklusive Eigenstrombedarf. Zusätzlich wurden weitere Parameter wie z.B. maximale Lastgradienten bei Leistungsänderungen definiert. Bei thermischen Speichern werden außerdem Speicherverluste berücksichtigt.

[1] FH Vorarlberg, Forschungszentrum Energie, illwerke vkw Stiftungsprofessur für Energieeffizienz, Hochschulstraße 1, 6850 Dornbirn, Tel.: +43 5572 792-5702, {babette.hebenstreit|markus.preissinger}@fhv.at, www.fhv.at

[2] BIOENERGY 2020+ GmbH, Gewerbepark Haag 3, 3250 Wieselburg-Land, Tel.: +43 7416 52238-{70|67}, {christine.mair|klaus.lichtenegger}@bioenergy2020.eu, www.bioenergy2020.eu

Alle Eingabeparameter einer Anlage sind in Matrizen abgebildet, die in Form von Excel-Tabellen befüllt und in den Optimierungsalgorithmus eingelesen werden. Auf Basis der Anlagendaten wird in Matlab ein lineares Modell aufgebaut, das den Einsatz jeder Komponente in jedem Zeitschritt als Entscheidungsvariable abbildet. Die Zeitschritte werden bedarfsgerecht an den jeweiligen Markt angepasst, zumeist wird mit 15 Minuten-Zeitschritten, beim Regelenergiemarkt mit kürzeren Zeitschritten, gerechnet.

Gleichzeitig müssen diverse Nebenbedingungen erfüllt werden. Darunter fallen unter anderem die Erfüllung des Wärmebedarfs des Fernwärmenetzes in jedem Zeitschritt sowie die Einhaltung der maximal möglichen Lastgradienten aller Komponenten.

Das Modell wurde flexibel aufgebaut, damit jederzeit auch weitere Komponenten, wie Wärmepumpen oder Elektrokessel, ergänzt werden können.

Ergebnisse

Für beide Anlagenkonfigurationen (Dampf, ORC) werden die Einnahmen aus dem Stromverkauf bei Verwendung historischer Strommarktdaten (2003-2017) präsentiert. Für alle anderen Parameter wie Fernwärmebedarf und Preise der Energieträger wurde auf Daten aus dem Jahr 2016 zurückgegriffen.

Die Ergebnisse werden mit den Einnahmen ohne Optimierung, d.h. der gleichen Betriebsweise wie bisher, jedoch mit Strompreisen vom Strommarkt statt der fixen Einspeisetarife verglichen. D.h. es wird diskutiert, wie hoch die Mehreinnahmen am Strommarkt bei optimaler Einsatzplanung im Gegensatz zur bisherigen Betriebsweise sind.

Zusätzlich wird die Auswirkung einzelner Parameter (maximale Lastgradienten der Kessel, Größe thermischer Speicher) auf die Einnahmen evaluiert.

Insgesamt zeigt sich, dass die Einnahmen durch die optimale Einsatzplanung zwar gesteigert werden können, die Einnahmen durch den Stromverkauf bei derzeitigen Strommarktpreisen jedoch zumeist unter den Wärmeeinspeisetarifen liegen. Aus Sicht der Anlagenbetreiber ist daher ein Weiterbetrieb der Biomassekraftwerke unter derzeitigen Marktbedingungen nicht sinnvoll.

Mögliche Zusatzeinnahmen aus dem Regelenergiemarkt ändern die Situation nur wenig, da nur ein schmales Band der Gesamtleistung des Biomassekraftwerks als Regelenergie angeboten werden kann, um immer noch den Fernwärmebedarf zu erfüllen und außerdem die maximalen Lastgradienten einzuhalten.

Zusammenfassend zeigt der Beitrag, dass Biomasse-KWK auch in Zukunft einer Förderung bedürfen, um weiter zu bestehen.

Danksagung

Die AutorInnen bedanken sich beim gesamten Konsortium des BioFlex-Projekts (Projekt „Flexible Strommarktbasierte Betriebsführungskonzepte für Fernwärme Biomasse KWK“ www.bioflex.cc), insbesondere bei den Anlagenbetreibern für die zur Verfügung Stellung der Anlagendaten.

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds Österreich gefördert und im Rahmen des Energieforschungsprogramms 2015 durchgeführt.

Literatur

[1] [E-Control 2017] E-Control. Ökostrombericht 2017.

4.1.2 Modellierung eines dynamischen Hackschnitzelmarktes – Ein agenten-basierter Ansatz zur Simulation der Konkurrenzsituation zwischen Biomasseheizkraftwerken am Beispiel Kärnten

Florian BREITWIESER[1], Johannes SCHOLZ[1], Peter MANDL[2]

Inhalt

Diese Arbeit beschäftigt sich mit der Modellierung, Simulation und Analyse der raumzeitlichen Zusammenhänge in der Versorgungskette von Hackschnitzeln. Der Hackschnitzel-Markt und dessen Teilnehmer werden mit Hilfe eines Agenten-basierten Modells modelliert und simuliert. Innerhalb dieses Modells konkurrieren die Biomassenheizwerksbetreiber um die begrenzte Ressource des Energieträgers Holz. Ein Augenmerk liegt dabei auf den unterschiedlichen Interessen der Waldeigentümer-Typen sowie auf den anfallenden Transportkosten.

Methodik

Ein Agenten-basiertes Modell (ABM) beschreibt und simuliert Systeme, denen autonom agierende Teilnehmer zugrunde liegen. Zentrales Merkmal sind die individuellen Interaktionen der als Agenten bezeichneten Modellkomponenten untereinander und/oder der Agenten mit einer modellierten Umwelt. In einem ABM baut sich der Zustand des Systems durch diese Interaktionen in einem Bottom-Up-Prozess auf. Das in Form einer prototypischen Applikation umgesetzte ABM beschreibt folgende Agentenklassen: Auf der Angebotsseite befinden sich ca. 20000 Waldeigentümer, welche den Wald bewirtschaften und entscheiden ob Holz entnommen wird. Dazu werden im Modell die vorherrschenden Eigentumsstrukturen des Waldes und die daraus resultierenden Einzelinteressen der Eigentümer berücksichtigt. Auf der Nachfrageseite stehen die 18 im Modell beschriebenen Biomasseheizwerke, welche einen jährlichen Bedarf an Hackschnitzel aufweisen aber nicht direkt mit den Eigentümern interagieren. Diese intermediäre Aufgabe übernehmen die Händler, die von den Heizwerken beauftragt werden. Die Händler konkurrieren um den Rohstoff Holz, auf Basis einer Transport- und Kosten-optimierten Bedarfsdeckung. Als weiterer Einflussfaktor kommt der Markt hinzu. Dieser beeinflusst das Verhalten der Agenten durch die Entwicklung des Holzpreises von außen.

Das Testgebiet, in dem die beschriebenen Agenten handeln, ist das Bundesland Kärnten (Österreich). Dieses Gebiet wird mit Hilfe von räumlichen Daten wie Wald, Straßen und Heizwerkstandorte digital repräsentiert. Durch ein vereinfachtes Waldwachstumsmodell wird der jährliche Zuwachs des Waldes berechnet. Die Simulation des Modells läuft rundenbasiert ab und setzt auf Iterationszyklen von einem Jahr. Für die Simulation der Versorgungskette werden verschiedene Szenarien definiert, welche hinsichtlich der raumzeitlichen Entwicklung der Transportdistanz, Entnahmeverteilung und der Holzvorratsentwicklung analysiert werden. Die geschieht in Form von Karten und Diagrammen. Die Validierung des Modells erfolgt über eine Sensitivitätsanalyse und einen Vergleich zu bestehenden historischen Entnahmezahlen in Bezug zu vergleichbaren Erhebungszeiträumen der Österreichischen Waldinventur.

Ergebnisse

Die Ergebnisse der Simulation – unter den gegebenen Voraussetzungen – haben ergeben, dass es schwierig ist, die Nachfrage der Biomasseheizwerke nur durch den vorhandenen Wald im Bundesland Kärnten zu decken. Zudem müssen mit zunehmender Simulationsdauer längere Transportwege in Kauf genommen werden, da die lokal zur Verfügung stehenden Ressourcen an Energieholz verbraucht worden sind.

[1] Technische Universität Graz, Institut für Geodäsie, Arbeitsgruppe Geoinformation, Steyrergasse 30, 8010 Graz, {florian.breitwieser@student.tugraz.at}
{johannes.scholz@tugraz.at, Tel.: +43 316 873-6353}
[2] Alpen-Adria-Universität, Institut für Geographie und Regionalforschung, Universitätsstraße 65-67, 9020 Klagenfurt, Tel.: +43 463 2700-3216, peter.mandl@aau.at

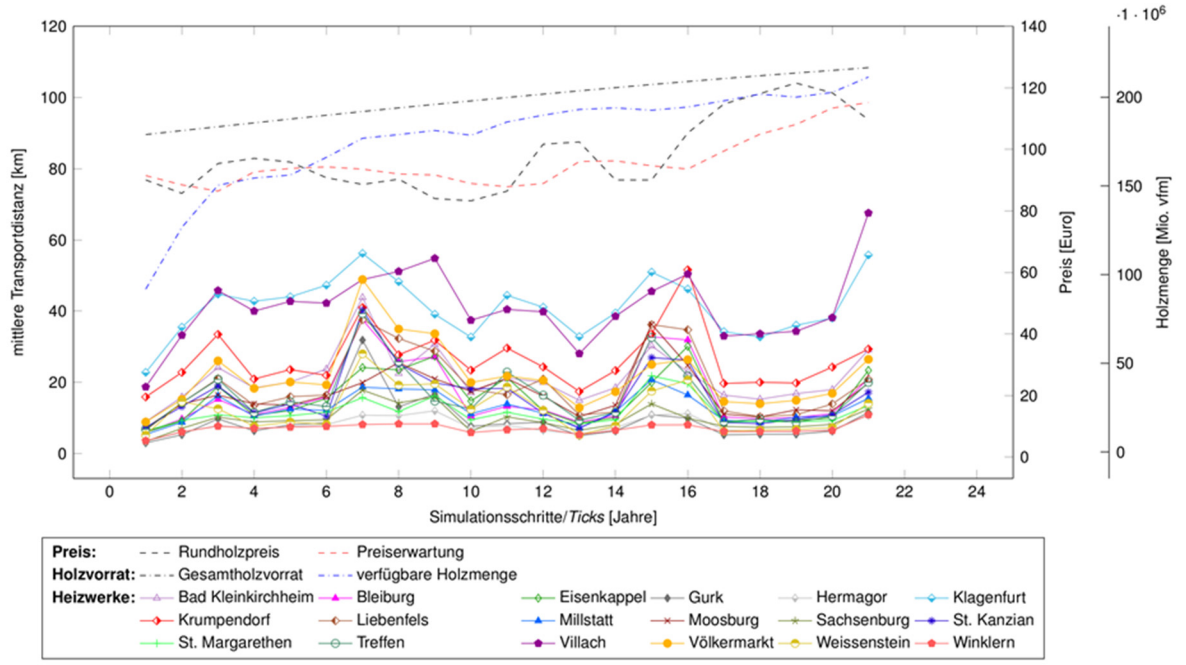


Abbildung 1: Zusammenhang zwischen mittlerer jährlicher Transportdistanz pro Entnahmevorgang und der Entwicklung des Holzpreises unter der Annahme einer langfristig positiven Preisentwicklung. Fällt der Preis unter die Preiserwartung der Waldeigentümer wird weniger Holz angeboten und der Transportaufwand steigt.

Durch die Modellierung der Marktteilnehmer in Form von kognitiven Agenten, können diese individuell auf Marktsituationen reagieren. Besonders durch den hohen Klein- und Kleinstwaldanteil im Bundesland Kärnten ist die konstante Versorgungssicherheit nur schwer sicherzustellen, da diese Agenten besonders volatil auf Änderungen des Marktumfeldes (z.B. Holzpreis) reagieren. Dieses Verhalten spiegelt sich auch in Abbildung 1 wider. Die mittlere jährliche Transportdistanz steigt, sobald der Holzpreis nach unten geht und umgekehrt. Das kann damit begründet werden, da manche Marktteilnehmer dazu tendieren ihre Ressourcen zu „horten“, wenn der Marktpreis nicht den Erwartungen entspricht.

4.1.3 Konfigurations- und Leistungsvergleich von Hochtemperaturwärmepumpen zur Biogas-Aufbereitung

Michael LAUERMANN[1], Gerwin DREXLER-SCHMIED[1], Franz HELMINGER[1]

Einleitung

Das neuartige Temperaturwechseladsorptionsverfahren (engl. temperature swing adsorption, kurz TSA) ermöglicht eine effiziente und kostengünstige Abtrennung von CO_2 zur kontinuierlichen Aufbereitung von Biogas. Ein wesentlicher Teil der Adaptierung des TSA-Prozesses besteht in der Entwicklung innovativer Wärmeverschaltungskonzepte, optimierter Wärmeübertragerdesigns und dem Einsatz von Wärmepumpentechnik. Der Einsatz von sogenannten Hochtemperaturwärmepumpen ist geradezu prädestiniert, da im TSA-Prozess Wärme auf niedrigem Temperaturniveau aus dem Prozess abzuführen ist und Wärme bei hohem Temperaturniveau dem Prozess zuzuführen ist. Bei der Entwicklung von Wärmepumpen zum Einsatz im TSA Prozess zur Biogas-Aufbereitung ist von Verdampfungstemperaturen zwischen 25°C und 40°C und von Kondensationstemperaturen zwischen 110°C und 125°C auszugehen.

Methode

In der vorliegenden Arbeit wurden unterschiedliche Konfigurationen und Kombinationen von Wärmepumpenkreisläufen und Kältemitteln untersucht, wobei in einer Vorauswahl einige Kältemittel ausgewählt wurden. Diese Vorauswahl wurde anhand von wirtschaftlichen Parametern, umweltrelevanten Parametern und technischen Parametern durchgeführt. Die unterschiedlichen Wärmepumpenkreise wurden mit den vorausgewählten Kältemitteln kombiniert und deren Modelica™-Modelle mittels Dymola erstellt, simuliert und miteinander verglichen. Es wurde eine Vielzahl verschiedener Wärmepumpenkreisläufe getestet, wie z.B.: Ejektorschaltungen oder Kaskaden. Jeder Kreislauf wurde im relevanten Betriebsbereich simuliert und Kennzahlen, wie COP (engl. coefficient of performance) und Leistungen, ermittelt.

Ergebnisse

Bezüglich des COP konnten unter anderem drei Erkenntnisse gewonnen werden:

(1) Im möglichen Betriebsbereich des TSA-Prozesses wurden COPs von 2,3-5,7 erreicht.

(2) COP-Verschiebungen, das heißt sämtliche COP-Werte eines Kreises liegen ober- oder unterhalb eines anderen Kreises.

(3) COP-Verteilung, das heißt die COPs eines Kreises liegen weiter oder weniger weit auseinander als die eines anderen Kreises.

Bezüglich der erzielten Kälte bzw. Heizleistung waren bei einstufiger Verdichtung mit n-Butan signifikant höhere Leistungen erreichbar als mit R1234zeZ, wobei hier immer gleiche Verdichter eingesetzt wurden. Sowohl bei COP als auch bei den erzielten Leistungen war ein erwarteter Abfall hin zu größeren Verdampfertemperaturspreizungen zu beobachten. Um eine Empfehlung abgeben zu können ist es notwendig die Kosten zu bestimmen, das heißt Investition, Betrieb, Wartung, Energie, was in der vorliegenden Arbeit grob behandelt wird.

[1] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Center for Energy, Thermal Energy Systems, Giefinggasse 2, 1120 Wien, michael.lauerman@ait.ac.at, www.ait.ac.at

4.1.4 Reduktion der Formaldehyd- und Methanemissionen von Biogas-BHKW mittels Wasserstoffzugabe

Florian RAU[1], Andreas HERRMANN[1], Hartmut KRAUSE[1]

Einleitung

Biogasanlagen tragen in einem erheblichen Maß zur Reduzierung der anthropogenen CO_2-Emissionen bei, indem die Anteile an regenerativen Energiequellen sowohl im Wärme- als auch im Strommarkt vergrößert werden. Die jährliche CO_2-Reduktion der in Deutschland ca. 9.000 installierten Biogasanlagen beträgt ca. 21 Mio. Tonnen pro Jahr [1]. Dem offensichtlichen Nutzen dieser Anlagen stehen für deren Weiterbetrieb einige Hürden im Weg. Denn derzeit werden die Grenzwerte für Emissionen aus Biogas-BHKW (Blockheizkraftwerk) durch die Novellierung der TA Luft massiv verschärft. Als neue Herausforderung gilt es die Halbierung der erlaubten Formaldehyd-Emissionen (20 mg/m³) für 2020 sowie die erstmalige Limitierung der organischen Bestandteile zu bewältigen. Diese beiden Bestandteile im Abgas sind ein Indiz für eine unvollständige Verbrennung im Verbrennungsmotor des BHKW. In Abbildung 1 ist der aktuelle Stand der Formaldehyd-Emissionen für eine Vielzahl von Anlagen dargestellt. Bereits zum jetzigen Zeitpunkt sind überhöhte Emissionen vorhanden, sodass die Problematik bereits auf viele Bestandsanlagen zum jetzigen Zeitpunkt zutrifft.

Als Möglichkeit der Reduktion kann eine Abgasnachbehandlung erfolgen, entweder mit einem Oxidationskatalysator oder einer thermischen Nachverbrennung. Allerdings ist eine Reduktion durch innermotorische Optimierungen des Motors zu bevorzugen, um die Abgasnachbehandlung zu minimieren.

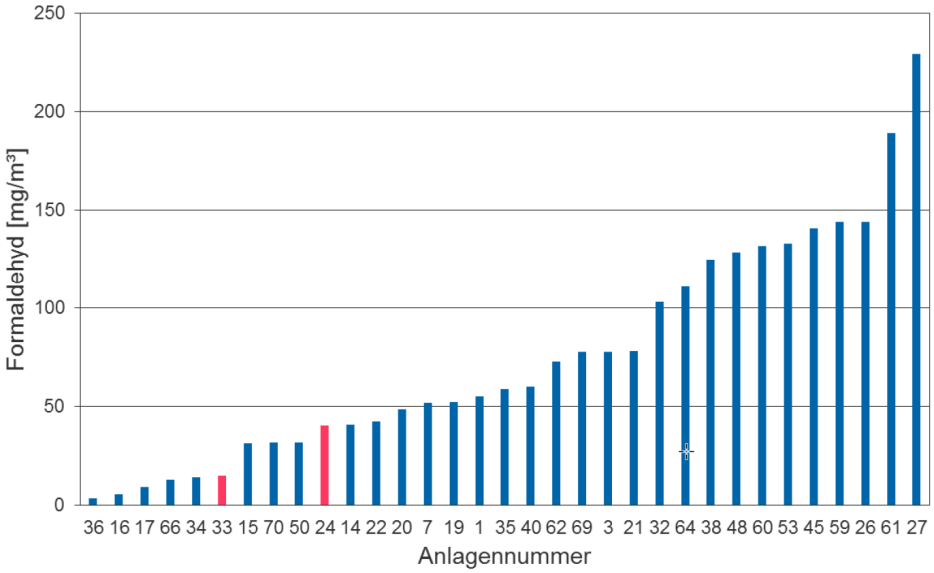


Abbildung 1: Formaldehydemissionen verschiedenen Biogasanlagen [2]

Untersuchungsrahmen und Methodik

Im entsprechenden Projekt wird die innermotorische Optimierung mit Hilfe eines Verbrennungsmoderators erfolgen. Zu diesem Zweck wird Wasserstoff dem Biogas/Luft-Gemisch beigemischt, welches zuvor entweder durch die Nutzung von Abgaswärme, durch eine separate Hydrolysestufe oder durch Wasserelektrolyse auf dem Gelände der Biogasanlage erzeugt wird. Neben der Senkung der Abgasemissionen sind eine Wirkungsgradsteigerung und eine erhöhte Teillastfähigkeit der BHKW angestrebt.

Im ersten Schritt wird der Einfluss der Wasserstoffbeimischung auf die Abgasemissionen und die adiabate Flammentemperatur simuliert.

[1] Technische Universität Bergakademie Freiberg, Institut für Wärmetechnik und Thermodynamik, Gustav-Zeuner-Straße 7, 09599 Freiberg, Tel.: +49 373139-3013, florian.rau@iwtt.tu-freiberg.de

Die Simulationen wurden im Programm ANSYS ChemKin durchgeführt. Das eingesetzte Modell ist eine 1-dimensionale laminare vorgemischte brennerstabilisierte Flamme. Zur Abbildung der Kinetik der Verbrennung wurde der Mechanismus GRI-Mech 3.0 eingesetzt.

Die Randbedingungen waren 373 K und 10 atm, um den Bedingungen im Verbrennungsmotor gerecht zu werden. Das Biogas ist ein Zweistoffgemisch aus 60 Vol.-% Methan und 40 Vol.-% Kohlenstoffdioxid. Die Transportvorgänge wurden mit den Eigenschaften mixture-average und mit dem Soret-Effekt berechnet. Die genauere aber zeitaufwendigere Berechnung mit multicomponent weißt lediglich eine Abweichung von 3 % auf, sodass mit der schnelleren mixture-average Einstellung, also dem gemittelten Diffusionskoeffizienten, ein Großteil der Berechnungen durchgeführt wurde.

Ergebnisse & Schlussfolgerung

In Abbildung 2 sind die Ergebnisse in Abhängigkeit des Wasserstoffanteils von 0 % bis 100 % dargestellt. Die berechneten Luftverhältnisse (unterschiedliche Farben) sind als Äquivalenzverhältnis dargestellt, also dem Reziproke des Lambdawertes. Dieser wird international verwendet. Zum Beispiel entspricht die blaue Linie einem Lambda von 1,73. Dieses Luftverhältnis ist in stark abgemagerten Verbrennungsmotoren zu finden. In a) ist zu erkennen, dass je nach Luftverhältnis das Formaldehyd unterschiedlich stark reduziert wird. Gleichzeitig ist eine Verringerung des Kohlenstoffmonoxids in b) zu erkennen. Dem gegenläufig ist die Konzentration an Stickoxiden, siehe c). Diese wird durch eine Erhöhung der adiabaten Flammentemperatur, siehe d), hervorgerufen.

Die vereinfachten Vorbetrachtungen des Effekts von Wasserstoff haben gezeigt, dass die Reduktion von Formaldehyd, weiteren unverbrannten Kohlenwasserstoffen und Kohlenstoffmonoxid möglich ist. Allerdings steht der Reduktion die Erhöhung von Stickoxiden gegenüber. Durch eine erhöhte Abmagerung des Brennstoff-Luft-Gemisches, die durch höhere Wasserstoffanteile möglich ist, kann diese Erhöhung sehr gering gehalten werden, siehe blaue Linie in c).

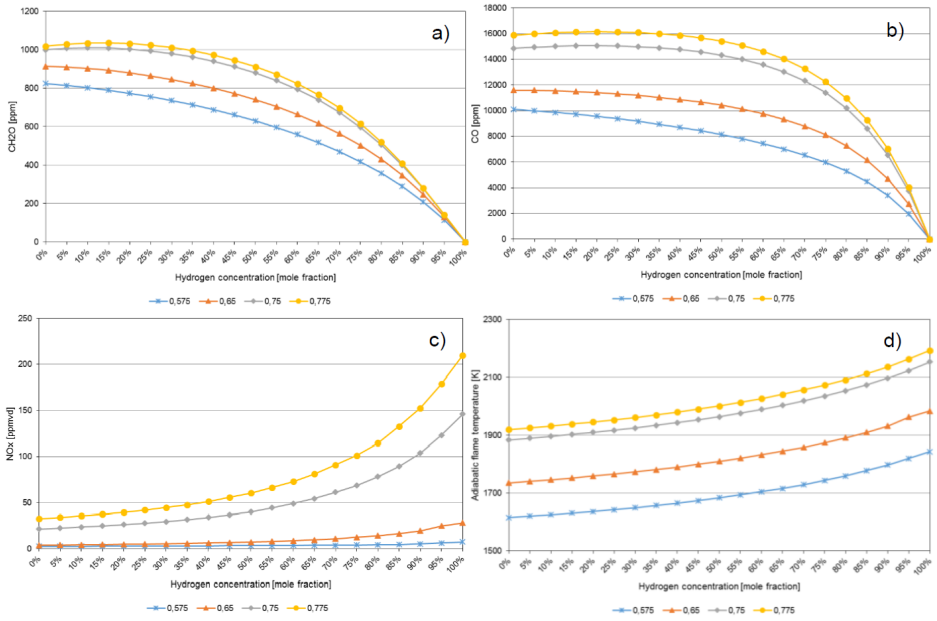


Abbildung 2: Ergebnisse der 1-dimensionalen vorgemischten Flammenrechnung für verschiedene Luftverhältnisse. Es wird jeweils der Einfluss der Wasserstoffbeimischung auf verschiedene Abgasbestandteile bzw. auf die adiabte Flammentemperatur gezeigt.
a) Maximalkonzentration von Formaldehyd
b) Maximalkonzentration von Kohlenstoffdioxide
c) Maximalkonzentration von Stickoxiden
d) adiabate Flammentemperatur

Literatur

[1] Fachverband Biogas e.V. (2015): COP 21: Biogas schützt das Klima. Pressemitteilung vom 09.12.2015.

[2] Formaldehydemissionen aus Biogas-BHKW, LfULG, 2009.

4.1.5 Mikro-KWK mit Thermoelektrik am Pelletkessel

Michael SCHNEIDERBAUER[1], Markus SCHWARZ[2]

Rahmenbedingungen

Die Energieumwandlung von Wärme in Strom ist ein zentrales Zukunftsthema, unter anderem auch unter den Gesichtspunkten dezentrale Erzeugung, Eigenversorgung eines Eigenheimes mit Wärme und Strom, Smart-Grid-Tauglichkeit, dabei vorzugsweise mit nachwachsenden Rohstoffen. Wärmeerzeugung mit Pelletfeuerung ist verbunden mit der Notwendigkeit einer elektrischen Energie zur Brennstoffförderung, Regelung, Saugzuggebläse und Zündung. Somit ist die Wärmeerzeugung von der öffentlichen Stromversorgung abhängig, was bei Stromausfällen zu einem Ausfall der Warmwasser- und Wärmebereitstellung führt. Damit ist ein großer Vorteil von Biomasseheizungen – die Unabhängigkeit von elektrischem Strom – im Vergleich zu Wärmepumpen nicht mehr gegeben.

Weiters kann der elektrische Bedarf eines Eigenheimes nur im Sommer gut mit Photovoltaik und Akkutechnologie gedeckt werden, für einen Winterbetrieb ist die globale Einstrahlung zu gering. Der elektrische Verbrauch steigt jedoch im Winter gegenüber dem Sommerbetrieb, was zu einer Deckungslücke führt. Gleichzeitig besteht im Winter ein Wärmebedarf, der über nachwachsende Rohstoffe gedeckt werden kann. Die Verfeuerung von Biomasse mit hohen Verbrennungstemperaturen ermöglicht jedoch auch die Erzeugung von elektrischer Energie parallel zur Wärmeerzeugung und erhöht so die Effizienz. Diese Mikro–Kraftwärmekopplungen können mit mechanischen Wärmekraftmaschinen ausgeführt werden, dies bedingt jedoch bauartbedingt mechanische Bewegungen, Vibrationen, Wartung und Geräusche.

Mit einem thermoelektrischen Energiewandler wird die Wärme ohne den Umweg über mechanische Bewegung in elektrische Energie umgewandelt, sie sind damit auf Grund ihrer Eigenschaften hervorragend für den Einsatz in Biomassekleinfeuerungen geeignet. Dies erfolgt geräuschlos und weitgehend wartungsfrei. Die am Markt verfügbaren thermoelektrischen Wandler sind für eine größere Energiewandlung aber nicht perfekt geeignet, da die Anwendung der Wandler nicht für die Form der Wärmeerzeugung passt.

Forschungsprojekt ModiSys Power

Das Projektteam bestehend aus dem Energieinstitut an der JKU Linz, dem Institut für Experimental Physik der JKU Linz, der Bioenergy 2020+ und dem Thermoelektrikunternehmen te+ hat im gegenständlichen Projekt einen Thermoelektrischen Wandler konzipiert und gebaut, der die Vorteile des Energiewandlungsprinzips nutzt. Dabei wurden die bestehenden Anwendungsnachteile der thermoelektrischen Plattenelemente ausgemerzt, indem ein modularer integriertes System für einen Biomassekessel geschaffen wurde. Ausgehend von einem Pelletkessel mit 15kW thermischer Leistung wurde ein integrierter Wärmetauscher und thermoelektrischen Wandler konzipiert, der von der Verbrennungsluft direkt nach der Verfeuerung durchströmt wird. Die abkühlende Luft gibt die Wärme an den Wärmetauscher ab, dieser erzeugt durch das Temperaturgefälle elektrische Energie, auf der kalten Seite wird die Wärme als Nutzwärme für das Eigenheim übernommen. Für die thermoelektrische Wandlung werden Hochtemperaturelemente mit guter Effizienz verwendet, geplant sind als Output 400W elektrisch.

Die Randbedingungen eines Pelletkessels und die generelle Funktionsweise ermöglicht dabei nur die Auskopplung von ca. 50 % der thermischen Leistung über den Thermoelektrischen Generator (TEG). Damit muss die Konzeptionierung des TEG's alle Verlustquellen möglichst ausschließen, um aus dem vorgegebenen Wirkungsgradmaximum der Materialien die maximale elektrische Leistung herauszuholen. In Berechnungen und Simulationen wurde das Konzept auf diese Herausforderungen geprüft, an Hand verschiedenster Experimente wurden Wärmeübergänge, Fertigungsverfahren, Verbindungstechnik und Bauweise an Hand kleiner Prototypen verifiziert um anschließend mehrere 1:1 Prototypen zu fertigen.

[1] te+ e.U., Quellenweg 33, 4203 Altenberg, Tel.: +43 7230 20614, office@teplus.at, www.teplus.at
[2] Johannes Kepler Universität Linz, Energieinstitut, Altenberger Straße 69, 4040 Linz, Tel.: +43 732 2468-5664, schwarz@energieinstitut-linz.at, www.energieinstitut-linz.at

Diese wurden in einem Realumfeld an einem leicht modifizierten Serienpelletkessel der Fa. Ökofen getestet und die Ergebnisse ausgewertet.

Parallel dazu wurde das ganze Projekt von einer technoökonomischen Betrachtung begleitet. Ausgehend von einer Stakeholderanalyse aller möglichen Betroffenen wurden das Interesse der Biomassekesselhersteller erhoben, die Rahmenbedingungen bei Netzeinspeisung und ebenso der finanzielle Rahmen für einen solchen Kesselumbau. Diese Daten wurden mit den prognostizierten Fertigungskosten verglichen und mündeten in verbesserten Designvarianten und Vorschlägen zur Marktpositionierung.

Hinweis

Das Projekt ModiSys power (Entwicklung eines Mikro-Kraft-Wärmekopplung mit Thermogeneratoren als modularer integriertes System für Biomassekessel) wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Energieforschung“ durchgeführt.

4.1.6 Zukunft der erneuerbaren Energien im Lichte der allgemeinen Unwissenheit in Bezug auf Fragen zur Ökologie und Energie

August RAGGAM[1]

Aktuelle Probleme und deren Lösung mit Holzkohle sowie Darstellung des Klimawandels und seiner Folgen

In der Klimakonferenz 2015 in Paris wurde beschlossen, die CO_2-Freisetzung aus Öl, Gas und Kohle unter dem Schlagwort „Entkohlung der Gesellschaft“ zu verbieten, also in absehbarer Zeit keine CO_2-Freisetzung mehr aus Haushalten, Industrie, Gewerbe, Verkehr und der öffentlichen Hand.

Ein guter und notwendiger erster Schritt zur Klimarettung. Uns bleibt immer weniger Zeit, da Anspringreaktionen drohen. Viele wollen sich mit Anpassungsvorschlägen vor der Verantwortung und wirkungsvollen CO_2-Steuern drücken. Weiterwursteln ist allgemein das politische Programm.

Leider haben wir in den letzten 100 Jahren ca. 400 Mrd. Tonnen Kohlenstoff, gebunden am CO_2, in die Atmosphäre entsorgt. Die eine Hälfte davon stammt aus der Verbrennung von Öl, Gas und Kohle, die andere aus der Humusoxidation in Folge des Kunstdüngereinsatzes in der längst weitgehend chemischen Landwirtschaft. Die TeilnehmerInnen an den Klimakonferenzen (Klimatologen, Politiker und Umweltorganisationen) sind geprägt von geografischem, physikalischem, chemischem, energetischem und wirtschaftlichem Wissen. Leider herrscht ein allgemeiner Mangel an ökologischen Grundkenntnissen.

Um unser Klima wirklich wieder zu normalisieren, muss dieses Zuviel an CO_2 wieder zurück in unsere Böden!

Wie soll dies geschehen? Durch drei Maßnahmen:

(1) durch Waldaufforstung,

(2) durch Kompostdüngung,

(3) am schnellsten und wirkungsvollsten durch Umwandlung von schnellwüchsigen Kurzumtriebsgehölzen in stabile Holzkohle (HK) und Aufbringung dieser als Wasserspeicher und somit Humusersatz auf Äcker und Wiesen.

Dies nennt man „Aufkohlung der Böden“. Wir haben hierfür in Österreich genug Biomasse. Dies gilt nicht nur für alle EU Staaten, sondern beispielhaft auch für Staaten mit hoher Bevölkerungsdichte, wie Japan und Südkorea. Aber auch Deutschland, mit nur 30 % Bewaldung, hat genug Biomasse um Atom- und Kohlekraftwerke abstellen zu können. Leider werden die Chancen der Biomassenutzung derzeit in Deutschland aber auch in Österreich bewusst negiert. Die Energiepolitik akzeptiert zwar bereits EU-weit PV- und Windanlagen, sieht aber das Heil immer noch im Import von Gas und Öl.

Da wir die klimaregulierenden Humusschichten weltweit halbiert haben, ist es irrig zu glauben, man könne mit erneuerbarem Strom die Pariser und Bonner Klimaziele, weniger als 1,5 °C Weltdurchschnittstemperaturanstieg, erreichen. Nur mit dem „Humusersatz Holzkohle“ können wir in wenigen Jahren das Klima normalisieren und unser Überleben sichern.

Arbeitslose und Flüchtlinge

Um mit Holzkohle das Klima zu retten müssen die möglichen und derzeit verfügbaren Biomassemengen in der Forstwirtschaft, aber vor allem auch in der Landwirtschaft angepflanzt, gepflegt, geerntet, transportiert, veredelt und umgewandelt, also für den Endverbraucher verfügbar gemacht werden. Dies aber in einer ethisch vertretbaren Art und Weise. Hierzu benötigen wir den Arbeitseinsatz aller EU-Arbeitslosen und aller in der EU aufgenommenen Flüchtlinge. Es gilt Arbeitslose und Flüchtlinge rasch in den Biomassebereitstellungsprozess zu integrieren.

[1] Technische Universität Graz, Institut für Papier-, Zellstoff- und Fasertechnik, Inffeldgasse 23, 8010 Graz

Armut, Terror, Fossilenergie-Importe und Staatsverschuldung

Zwei Millionen von den vier Millionen Haushalten in Österreich müssen mit 1.000 Euro pro Monat, dies kostet uns auch ein Flüchtling, auskommen. Die enormen Fossilenergie-Importkosten sind in steigendem Ausmaß hauptverantwortlich für Armut und Staatsverschuldung. Haushalte heizen heute mit inländischen Pellets, einem veredelten und somit eleganten Biomasse-Brennstoff, CO_2-neutral und nahezu feinstaubfrei. Mit Heizöl heizte man z.B. im September 2017 um 46,6 % teurer, und mit Gas um 76,7 % teurer als mit Pellets.

Bei Verzicht auf Fossilenergie-Importe, und Einsatz von nur Sonnenenergieformen in Österreich, könnten wir rasch armen Haushalten 2.000 Euro pro Monat zusichern.

Am 20.6.2017 bekam die österreichische Bundesregierung den Freundschaftspreis des internationalen Terrors vor der Hofburg verliehen, da 50 % des österreichischen Öls aus Staaten mit direktem oder indirektem Terror-Hintergrund stammen.

Die Welt hat genug für jedermanns Bedürfnisse, aber nicht für jedermanns Gier!

(Mahatma Gandhi)

4.2 WASSERKRAFT I (SESSION C2)

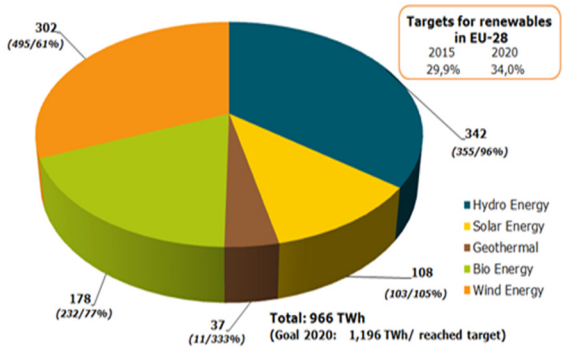
4.2.1 Hydropower and Wind Energy – Two Inseparable Renewables for enabling the Energy Transition in Europe

Mario BACHHIESL[1]

Abstract

The EU and their member states have set binding, ambitious targets to promote the expansion of renewable energy sources. Since the implementation of the EU Directive for climate protection and energy – often referred to as the "20-20-20 package" – adopted in December 2008, the share of renewables in gross final energy consumption has increased by an average of 6.5 % per year and reached 16.7 % in 2015, almost twice as high as in 2004 (8.5 %). For the electricity sector, the EU expects renewables to account for 34 % by 2020. Renewables, especially hydropower and wind energy, will also play a key role for the years following 2020 and both have a strategic relevance to achieve the EU goals. For this reason, the member states have agreed on a new EU target to increase the renewables in gross final energy consumption of at least 27 % by 2030.

Hydropower – An indispensable source of energy

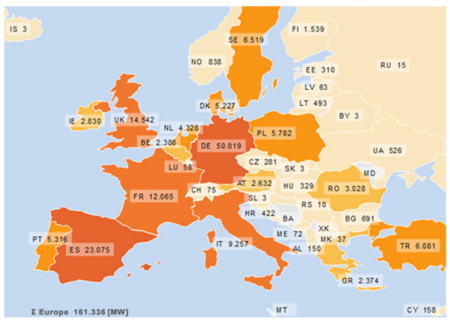


Hydropower is not only a reliable renewable energy source, but also a frontrunner in Europe in the generation of electricity from renewables. With a production of more than 342 TWh (see Fig. 1) – around 35.5 % of the electricity generated from renewable energy sources – hydropower makes a significant contribution to achieving the EU target of 34 % of electricity generation from renewables by 2020.

Figure 1: Electricity generation from renewables in EU (Source: Eurostat 2017; data base: 2015)

In addition to the predictable and constant generation of run-of-river power plants for base load coverage, the provision of reserve power and peak load to ensure security of supply and, in particular, control power to maintain grid stability in an increasingly flexible energy market is becoming more and more important. In Europe, these requirements are primarily met by high-efficiency pumped storage and storage hydro power plants with a total installed capacity of more than 47,443 MW.

Wind energy – A mainstay of the energy transition



In order to meet the EU targets for the energy and climate package by 2020, it is imperative to further expand the use of wind energy. In Germany at the end of 2016, around 27,270 wind turbines with a total capacity of 50,019 MW were in operation. At that time, the installed capacity of wind turbines in Europe was 161,330 MW (see Fig. 2) and worldwide 486,749 MW. A retrospective analysis of the wind turbine market reveals continuous further development of system technology, accompanied by increasing rated power, rotor diameter and hub height.

Figure 2: Wind power capacities in Europe end of 2016 in MW (Source: WindEurope)

[1] VGB PowerTech e.V., Deilbachtal 173, 45257 Essen, Tel.: +49 201 8128 270, mario.bachhiesl@vgb.org, www.vgb.org

From the first small plants with an average output of around 30 kW and rotor diameters of less than 15 m in the mid-1980s, machines with a rated power of 8 MW and more as well as rotor diameters of 160 m have been developed. In addition to the consistent further development of system technology, the optimization of maintenance strategies in particular will play a decisive role in the future in order to increase technical availability and thus economic efficiency. Especially reliability, weight, costs and efficiency play key roles in this respect.

Security of supply – Contribution of wind energy

With regard to the contribution of wind energy to the security of supply, the development of the annual minimum values as a measure of the permanently available capacity over the year is revealing: These values have remained at an unchanged low level of 100 MW on average since 2010 (see Fig. 3), although the cumulative nominal capacity of the "German wind portfolio" has almost doubled within the same time. Obviously, the expectation that the minimum value would increase if more wind turbines are built throughout Germany and thus increasingly allowing for the replacement of conventional power plant capacity has not been met. The expansion of wind energy in Germany over the last seven years has replaced conventional – schedulable – power plant capacity of an average of 100 MW only.

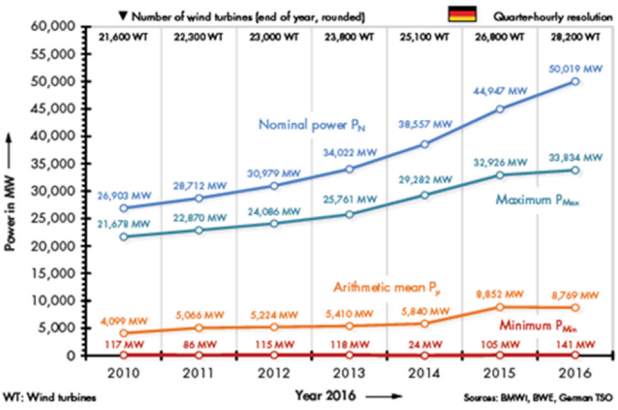


Figure 3: Electricity generation from wind power in Germany from 2010 to 2016 (Sources: BMWi, BWE, Germany TSOs, VGB (own calculations))

For comparison: In 2015, the maximum annual peak load on the German grid reached 78,200 MW at 5:30 p.m. on 24 November. The permanently available (secured) capacity of the "German wind portfolio" was therefore always below one percent of its nominal capacity. This information is also found in the transmission grid operators´ reports on the electricity balances from 2012 to 2016, which at the time of the maximum annual wind energy load in Germany assume that, despite the significant increase in installed capacity, the unavailability of wind energy will remain currently unchanged at 99 %.

Hydropower and wind energy – A strategic partnership for the energy transition

Wind energy makes a valuable contribution to the energy transition in Europe. Nevertheless, additional technologies are still needed to ensure security of supply. Various options are available along the value chain, such as making conventional power plants more flexible, electricity storage or demand side management.

In this context hydropower as a part of the renewable family is playing a key role. Hydropower is therefore not only an extremely efficient, reliable and storable form of energy, but also an indispensable renewable source of energy which has to be further developed within the framework of the energy transition.

Hydropower is offering a wide range of ancillary services and is making a substantial contribution to supply security and grid stability:

- Back-up and reserve capacity
- Black start capability
- Redispatch
- Regulation and frequency response (control)
- High change of capacity (load rate of change)
- Short-circuit power
- Synchronous condenser operation
- Quick start capability
- Peak load control
- Voltage support to control reactive power
- Rotating masses and Spinning reserve

4.2.2 Stromspeicher – Ist-Situation und Ausblick

Martin SCHROTT[1], Christian ADLER[1], Klaus OBERHAUSER[1], Markus PFLEGER[1]

Inhalt

Seit Generationen erfüllen Stromspeicher in verschiedensten Skalierungen Aufgaben im Stromnetz. Lange Zeit waren dies im großtechnischen Maßstab ausschließlich Pumpspeicherkraftwerke. In Österreich wurden in den 1950er-Jahren erste Anlagen in Vorarlberg und Salzburg in Betrieb genommen. Diese Anlagen waren darauf ausgelegt, im thermohydraulischen Verbund gemeinsam mit schlecht regelbaren Kohlekraftwerken den schwankenden Bedarf zu decken. Überangebot konnte so in Zeiten geringer Nachfrage zum Pumpen verwendet werden, während bei hoher Nachfrage die Turbinen das Wasser wieder abarbeiteten. Zudem können Pumpspeicherkraftwerke wie auch Speicherkraftwerke Regelungsaufgaben erbringen, bei denen eine schnelle Reaktion auf Frequenz- oder Laständerungen gefordert ist. Die Speicher- und Pumpspeicherkapazitäten wurden in den 1970er und 1980er-Jahren deutlich ausgebaut, was in einem Speichervolumen von 3.200 GWh in allen Jahresspeichern in Österreich resultiert.

Mit der Liberalisierung des Strommarktes und dem unter dem Begriff Energiewende subsummierten Übergang des Energiesystems hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung verändern sich nun die Rahmenbedingungen grundlegend. Zum Ausgleich des schwankenden Bedarfes kommt nun der Ausgleich der volatilen Erzeugung durch Wind und Sonne dazu. Die sich errechnende Größe der Residuallast schwankt bereits so stark, dass negative Preise keine Seltenheit mehr sind. Für Stromspeicher ergibt sich dadurch eine Vielzahl an Möglichkeiten, die nun von mehreren Seiten beleuchtet werden sollen.

Stromspeichertechnologien haben verschiedene Eigenschaften, die sie für Anwendungen qualifizieren. Diese Kenndaten wurden im Rahmen der Speicherinitiative des Klima- und Energiefonds für die verschiedenen Technologien erfasst und dargestellt. Diese umfassenden Daten können über die Website abgefragt werden. Hier sollen die wesentlichen Parameter zu einem Gesamtbild zusammengefügt werden. Einer der wichtigsten Faktoren ist der Wirkungsgrad der Anlage. Berechnet wird üblicher Weise der Gesamtwirkungsgrad von Strombezug über die Speicherung bis hin Rückumwandlung in Elektrizität. Hier liegen Pumpspeicher und Batterien mit Werten über 75 % am Besten während die Methanisierung mit Zielwerten von unter 50 % den schlechtesten Wirkungsgrad aufweist.

Die Zyklenfestigkeit, also mögliche Zyklen über die Lebensdauer des Speichers, gibt Auskunft über die Haltbarkeit der Anlage und ist ein wesentlicher Faktor für die Wirtschaftlichkeit. Der Faktor Selbstentladung nimmt umso mehr an Bedeutung zu, desto länger die Speicherdauer sein kann oder muss. Mit dem technologischen Reifegrad kann zudem beschrieben werden, wie entwickelt eine Technologie ist. Damit lassen sich Risken aber auch Kostenreduktionspotenziale abschätzen. Die Energie- und Leistungsdichte sind Parameter, die sich für einen Vergleich kaum eignen. Beispielsweise haben Pumpspeicher eine sehr geringe Energiedichte von 1-6 W/kg, während Lithium-Ionen-Batterien bis zu 270 Wh/kg aufweisen. Während Pumpspeicher auf teilweise vorhandene Speicherseen in Größenordnung von Millionen m³ zurückgreifen können werden für die Speicherung in der Batterie Lithium und andere Metalle in erheblichem Ausmaß benötigt. Um diese Faktoren zu einem Gesamtbild zusammenzufügen, bedarf es noch eines Blickes auf die Nachfrageseite. Welche grundlegenden Funktionen soll der Stromspeicher erfüllen. Dazu sind zwei Ausprägungen zu betrachten. Zuerst ist relevant wo der Speicher zum Einsatz kommt. Hier kann zwischen direkter Installation beim Kunden, regionaler, netzdienlicher Anlage und Großanlage, welche am wirtschaftlichsten Standort errichtet wird, unterschieden werden. Zudem muss das Produkt definiert werden, welches geliefert werden soll. Die derzeit an den Strommärkten definierten Produkte sowie die durch Übertragungsnetzbetreiber über Ausschreibungen nachgefragten Leistungen beinhalten mit den Systemdienstleistungen Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung, Intraday-Märkten bis hin zu Stunden- und Blockprodukten für den Folgetag verschiedene Anforderungen, für die jeweils andere Faktoren zur Geltung kommen.

[1] VERBUND Hydro Power GmbH, Europaplatz 2, 1150 Wien, martin.schrott@verbund.com, www.verbund.com

Anhand des im Jahre 2016 in Betrieb genommenen Pumpspeicherkraftwerks Reißeck II sollen die Möglichkeiten und Potenziale für moderne flexible Wasserkraftwerke aufgezeigt werden. Mit dem Kraftwerk wurden zwei bereits vorhandene hydraulische Systeme miteinander verbunden. Der große Mühldorfer See, bisher als Jahresspeicher des Kraftwerks Reißeck genutzt, fungiert als Oberbecken. Die beiden Speicher Gößkar und Galgenbichl der Kraftwerksgruppe Malta werden zusätzlich als Unterbecken des neuen Kraftwerks genutzt. Das Kraftwerk selbst wurde als Kavernenkraftwerk im Berg errichtet und über einen rund 5 km langen Triebwasserweg mit den Speichern verbunden. Die Leistung der beiden Maschinensätze, die als reversible Francis-Pumpturbinen ausgeführt sind, beträgt jeweils 215 MW. Damit befördern die Pumpen bis zu 80 m³ Wasser pro Sekunde über den Druckschacht, der 3,6 m im Durchmesser misst. Das Fassungsvermögen des Oberbeckens von 7,8 Mio. m³ ermöglicht eine Speicherung von mehr als 11 GWh. Durch die Veränderung des Stauzyklus von einer Jahrescharakteristik zu einer Wochenspeichercharakteristik mit überlagerter Tag-/Nacht-Verlagerung kann dieses Speichervolumen laut Modellrechnungen bis zu 55 Mal jährlich umgeschlagen werden.

Den ökologischen Fußabdruck des Kraftwerks kann man mit einigen Summenzahlen abschätzen: Zirka 500.000 m³ Ausbruchsmaterial wurde in nahen Lagerflächen eingebaut und anschließend renaturiert. In Summe wurden 125.000 m³ Beton vor Ort produziert und eingebaut sowie 6.000 Tonnen Stahl und Stahlbauteile verbaut. Mit einer Gesamtleistung von 430 MW im Pump- wie auch im Turbinenbetrieb kann das Kraftwerk jene Flexibilität bereitstellen, die durch schwankende Elektrizitätsnachfrage und volatile Erzeugung von Wind und Photovoltaik zukünftig benötigt wird. Das Kraftwerk ist zudem auch für die Erbringung von Regelleistungen präqualifiziert. Das Projekt zeigt deutlich, dass ohne großen Eingriff in die Natur durch optimale Nutzung vorhandener Potenziale ökologisch verträglicher Mehrwert generiert werden kann.

Derzeit in Umsetzung befindet sich ein Projekt zur Installation einer Großbatterie an einem VERBUND-Kraftwerksstandort. Batterien können innerhalb von Sekunden Leistung aus dem Netz aufnehmen oder abgeben. Dadurch eignen sie sich hervorragend zur Erbringung von Primärregelleistung. In Österreich kommen derzeit 64 MW vorzuhaltende Primärregelleistung zur wöchentlichen Ausschreibung. Das Mindestgebot ist +/-1 MW, die gesamte Primärregelreserve muss in diesem Zeitraum ohne Unterbrechung zur Verfügung stehen. Getrennte Angebote für positive oder negative Primärregelreserve sind nicht möglich. Über eine grenzüberschreitende Kooperation findet die Beschaffung gemeinsam mit der Schweiz, Deutschland, den Niederlanden, Dänemark, Belgien und Frankreich statt, wodurch sich das Volumen deutlich erhöht. Jeder Anbieter erhält für seine Angebote, die den Zuschlag erhielten, den in diesen Angeboten geforderten Leistungspreis („pay as bid“).

Nach einer positiven Abschätzung der Wirtschaftlichkeit des Projekts wurde in einem nächsten Schritt ein passender Standort gesucht. Das Kraftwerk Wallsee-Mitterkirchen hat ideale Voraussetzungen dafür. Die Größe der Maschinensätze des Kraftwerks und die räumlichen Verhältnisse bieten beste Bedingungen für die gemeinsame Erbringung von Regelleistung mit einer Großbatterie. Synergieeffekte ergeben sich durch die Nutzung der vorhandenen Infrastruktur wie der Energieableitung und der Kraftwerkssteuerung, auch ausreichende Flächen zur Aufstellung der Batterie sind in kraftwerksnähe vorhanden.

In einem ersten Planungsschritt wurde als Batterietechnologie Lithium-Ionen identifiziert. Neben der hohen Leistungs- und Energiedichte sprechen vor allem der hohe Wirkungsgrad und eine hohe Anzahl an Ladezyklen für diese Technologie.

Danach wurde die optimale Batteriegröße und Auslegung mittels Simulationen ermittelt. Neben der Speicherkomponente wurden auch verschiedene Ladestrategien erprobt. Die Simulation basiert dabei auf den Primärregelanforderungen und den sich daraus ergebenden Rahmenbedingungen am Kraftwerksstandort. Im gerade stattfindenden Ausschreibungsprozess wird nun anhand der gefundenen Parameter die beste dazu passende Großbatterie gefunden. Die Großbatterie wird voraussichtlich in modularer Containerbauweise aufgestellt, und soll im Jahr 2019 in Betrieb gehen. Mit der Aufstellung in Containern kann zudem die Flexibilität für einen eventuellen Standortwechsel gewährleistet werden.

Mit diesem Projekt soll die prinzipielle Funktionsweise einer Kombination eines Großbatteriesystems mit einem Wasserkraftwerk demonstriert werden. Bei erfolgreicher Erprobung kann auch hier nachgewiesen werden, dass durch die intelligente Kombination von Technologien mit einem Minimum an Ressourcen zusätzliche Potenziale gehoben werden können.

4.2.3 Variable Speed Operation of Large Hydro Power Plants

Thomas HOLZER[1]

Motivation for variable speed operation of large hydro power plants

The presence of a high amount of renewable energies in the grid has changed the requirements for power plants drastically. These fluctuating energy sources lead to a faster and more unpredictable change in energy production. The residual load must be produced by conventional power plants, like pumped storage power plants.

Especially for pumped storage power plants (PSPPs) the use of a variable rotating speed represents a reasonable approach. The main advantages are as follows:

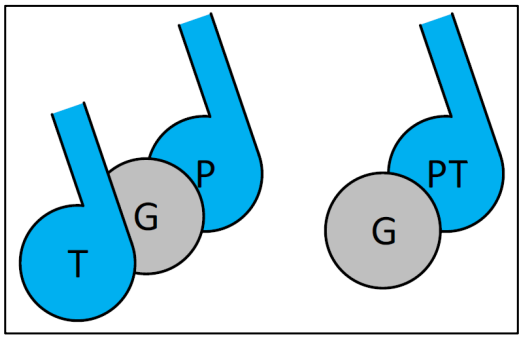
- Variable speed operation and therefore active power control in pumping mode
- Turbine efficiency optimization and extended operating range
- Improved operation of pump-turbines (optimal rotational speed differs for these two modes)

Today, a few large PSPPs with converter-fed generators have been installed, demonstrating the additional value of the added flexibility.

Variable speed operation of pumped storage power plants

Conventional pumped storage power plants

One of the two main arrangements of PSPPs consists of three machines (ternary machine set): turbine, motor-generator and pump (Fig. 1, left). These three machines are linked by a common shaft. The rotating direction for this configuration is the same for both turbine and pumping mode. In turbine mode, the generated active power can be regulated by controlling the water flow rate across the turbine. For pumping mode, the pumped power is constant, because of the fixed operating frequency of the line-connected motor-generator. The only option to control the power absorbed is a hydraulic short circuit.



The second arrangement consists of a pump-turbine and a motor-generator (Fig. 1, right). In this case, the turbine mode and the pumping mode have different directions of rotation. Therefore, additional equipment is needed to synchronize the motor-generator in pumping mode. The power absorbed in pumping mode cannot be controlled.

Figure 1: Ternary machine set (left) and pump-turbine arrangement (right)

Start-up converter

First, frequency converters used in PSPPs were used as start-up converters especially for operation in pumping mode, whereby the generator is accelerated to nominal speed with the frequency converter and then synchronized to the grid. Then, the converter is bypassed so as to continue operation without the additional loss of the frequency converter. When compared with today's technologies, these converters had indeed much lower efficiencies and higher harmonics, what imposed additional stress on the motor-generator. However, such was acceptable for the short durations of the start-ups.

Converter for pumping mode only

Then, frequency converters started to be used for start-up and pumping mode only. Today, several of such systems are in operation. In this case, the power in pumping mode can be widely regulated by simply adjusting the feeding frequency of the motor-generator.

Also, the pump-turbine can be operated in both rotational directions. For turbine mode, the converter is bypassed and the motor-generator is operating directly from the line.

[1] Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel. +43 316 873-7741, thomas.holzer@tugraz.at, www.eam.tugraz.at

Doubly-fed induction machine

The doubly-fed induction machine (DFIM) can be considered as the current state-of-the-art of variable speed PSPPs. It has a relatively high efficiency and the lower additional cost than a full-size frequency converter (FSC), since the frequency converter only needs to be rated to provide power a fraction of the rated power, depending on the desired speed-range. However, such systems do not allow starting the pump directly in water (requiring additional time to de-water the pump). Furthermore, achieving compliance with the latest grid requirements for low voltage ride through (LVRT) is often challenging and hence costly.

Motivation for full-size converter integration in large hydro power plants

The main drawbacks of the use of an FSC are the additional cost, losses, and complexity, as well as increased space requirements. These need to be compensated by the added flexibility of operation. Especially when compared with the DFIM, the FSC operated synchronous generator offers the following advantages:

- Reactive power capability of the FSC even at standstill
- Fault tolerance (submodule bypass or additional submodules for redundancy)
- Compliance with the latest grid requirements (LVRT)
- Large speed range
- Pump start-up directly in water (fast response)

Other problems of FSC operation are additional voltage stress of the winding insulation as well as additional loss in the machine due to the harmonic content of the phase voltages. However, when compared with earlier techniques, these can be kept relatively small with today's modular multi-level converter (MMC) technology (e.g., Fig. 2).

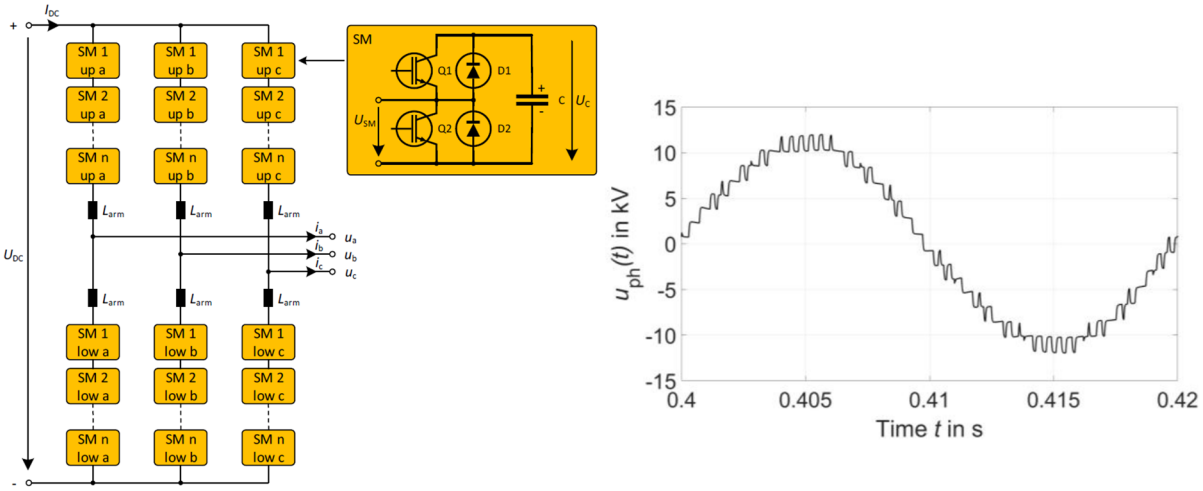


Figure 2: Block diagram of an MMC (left) and simulated waveform of a 15-level PWM phase voltage (right)

The simulated waveform of the MMC's phase voltage is very smooth and sinusoidal due to the high number of voltage steps (15-level MMC). Therefore, the additional loss in the synchronous generator is quite low and there is low additional voltage stress for the winding insulation as well.

Today's requirements in energy generation can only be fulfilled with more dynamic solutions than the line-operated synchronous motor-generator offers. The FSC operated synchronous generator in large hydro power plants is a promising technology for supporting further implementation of renewable energies.

4.2.4 Ein innovatives, elektrisch und thermisch gekoppeltes Energiespeichersystem

Franz Georg PIKL[1], Wolfgang RICHTER[1], Gerald ZENZ[1]

Einleitung

Der voranschreitende Wandel des Energiesystems mit der vorzugsweisen Nutzung von Wind, Sonne und Wasser stellt große Herausforderungen für eine nachhaltige und versorgungssichere Energiezukunft dar. Das entscheidende Bindeglied zwischen fluktuierenden Erzeugungstechnologien und der anthropogenen Energienachfrage sind in allen Energiesektoren flexible Speichertechnologien, mit denen erst erneuerbare Energieressourcen effizient genutzt werden können. Der natürliche Energieträger Wasser eignet sich nicht nur in bewährten Pumpspeicherkraftwerken für die effiziente elektrische, sondern auch in großtechnischen Wasserspeichern für die effektive und langfristige thermische Energiespeicherung.

Eine technische und energiewirtschaftliche Machbarkeitsstudie befasst sich mit der Vereinigung dieser etablierten und zuverlässigen elektrischen und thermischen Energiespeichertechnologien durch die energetische Doppelnutzung des Wassers in einem Kraftwerkssystem. Mit diesem hydraulisch kombinierten Energiespeicher werden nicht nur Ressourcen durch Synergieeffekte bei minimalem Platzbedarf energiewirtschaftlich sehr effizient genutzt, sondern die hybride energetische Wassernutzung führt auch zu beachtlicher Steigerung der Wirtschaftlichkeit und Rentabilität gegenüber der separaten Umsetzung von Pump- und Wärmespeichern. Nicht zuletzt könnte mit diesem entwickelten ökologischen 2-in-1 „Wasserakku“ unter Berücksichtigung der zunehmenden Elektromobilität ein Großteil unseres Energiebedarfs bedarfsgerecht bedient werden.

Kraftwerkskonzept

Die zentrale Innovation dieses Projekts ist ein modifiziertes Heißwasser-Pumpspeicherkraftwerk mit geschlossenem Wasserkreislauf, wie in Abbildung 1 illustriert ist. Für die anberaumte Fernwärmeenergieversorgung von urbanen Gebieten und Städten ist die vollkommen unterirdische und somit topographieunabhängige Errichtung dieser hybriden Kraftwerksanlage zweckmäßig. Nicht zuletzt bieten gegenüber dem Gebirge nicht wärmgedämmte Heißwasser Speicherkavernen im Fels beste Voraussetzungen für die saisonale thermische Energiespeicherung.

Die vornehmlich aus Solarthermie, Industrieabwärme oder Power-to-Heat gewonnene thermische Energie wird dem Wasserkörper des Pumpspeicherkraftwerks über Wärmetauscher zugeführt. Um den unabhängigen Betrieb des Pumpspeicherkraftwerks von saisonal hohen und schwankenden Wassertemperaturen zu gewährleisten, sind Anpassungen der baulichen und maschinellen Komponenten erforderlich. Zur Sicherstellung eines gegenüber der Umwelt vollkommen geschlossenen Systems unter gleichzeitiger Minimierung thermischer Energieverluste, aber auch um gleichbleibende Rahmenbedingungen für den Kraftwerksbetrieb zu schaffen, bilden neben dem Wasserkreislauf auch die Lufträume der Speicherkavernen einen geschlossenen, über einen Luftdruckausgleichsschacht herbeigeführten Kreislauf.

Eine Weiterentwicklung der ursprünglichen Projektidee stellt die sogenannte luftdruckunterstützte Ausführungsvariante dar. Gerade wenn es nicht möglich ist, tiefliegende Speicher zu errichten, kann mit der Luftdruckaufbringung im Luftraum der oberen Speicherkaverne die Potentialdifferenz erhöht werden, ohne diese über einen großen topographischen Höhenunterschied herstellen zu müssen. Außerdem kann das innovative Speichersystem mit einer tiefengeothermischen Energienutzung kombiniert werden, um eine wind- und wetterunabhängige thermische Energiequelle zur Verfügung stellen zu können. Die dazu erforderliche Bohrung kann äußerst wirtschaftlich von den tiefliegenden Speicherkavernen abgeteuft werden.

[1] Technische Universität Graz, Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft, Stremayrgasse 10/II, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-6268, franz.pikl@tugraz.at, www.hydro.tugraz.at

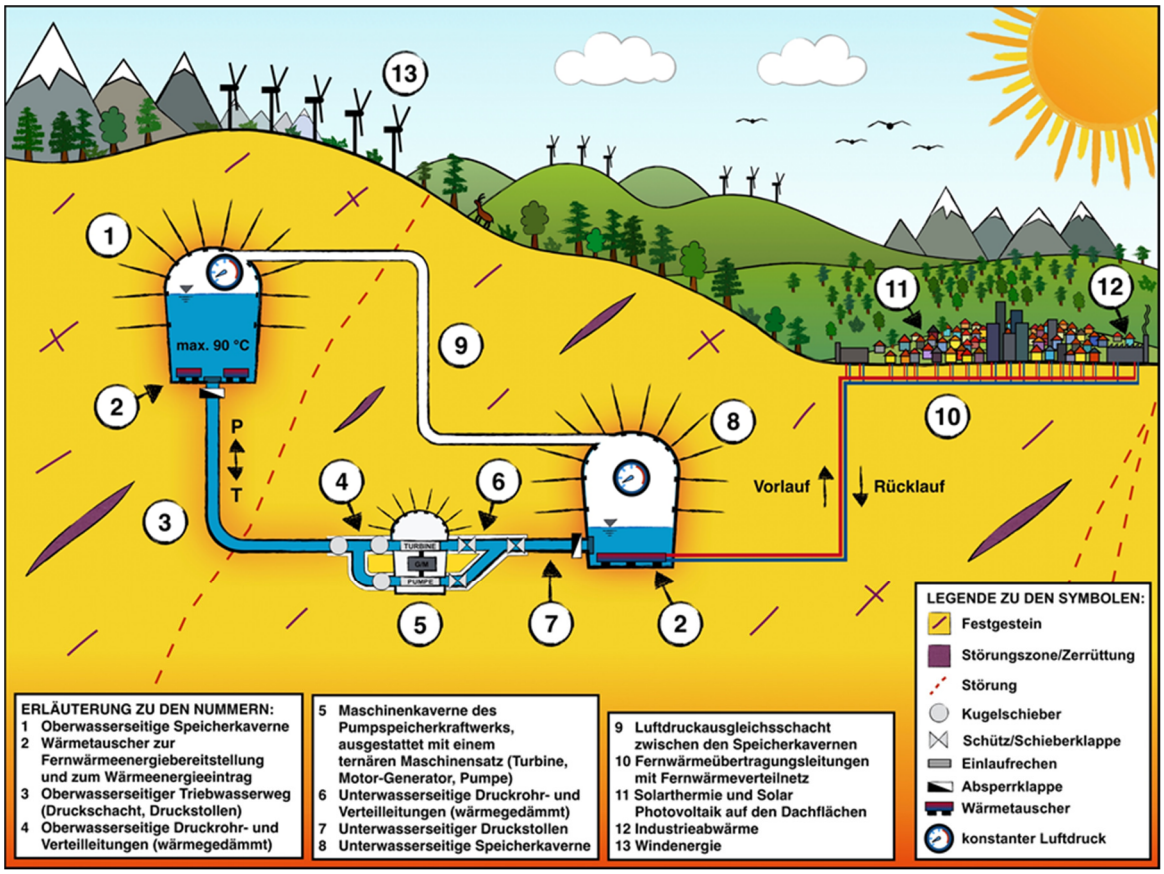


Abbildung 1: Übersicht des vereinten elektrischen und thermischen Wasserakkus

Schlussfolgerungen

Das entwickelte, innovative Speicherkonzept koppelt nicht nur Energiesektoren, sondern vereint auch mehrere erneuerbare Energieerzeugungstechnologien für die bedarfsabhängige elektrische und thermische Energieversorgung. Durch die energetische Zusammenführung wird der Energieumsatz gegenüber der getrennten Ausführung von Pump- und Wärmespeichern deutlich gesteigert. Bei vergleichsweise geringem zusätzlichen Energieaufwand für die Errichtung und den Betrieb gegenüber der alleinigen Errichtung von konventionellen Pumpspeicherkraftwerken wird der energetische Erntefaktor mit der kombinierten energetischen Nutzung des Wassers, der folglich erheblich erhöhten Energiedichte bei gleichbleibendem Platzbedarf, um ein Vielfaches vergrößert und in weiterer Folge die energetische Amortisationszeit deutlich reduziert. In gleicher Weise werden die Wirtschaftlichkeit und Rentabilität gesteigert, nachdem sowohl Erlöse aus dem Pumpspeicherkraftwerksbetrieb als auch durch die Wärmeenergiebereitstellung lukriert werden.

Die forcierte unterirdische Errichtung erlaubt nicht nur die flexible Standortwahl in Stadtnähe, sondern erleichtert Bewilligungsverfahren und die Umweltverträglichkeit. Denn neben emissionslosem Betrieb, wird weder in den Wasserhaushalt natürlicher Gewässer eingegriffen, noch werden bioproduktive Flächen versiegelt oder das Landschaftsbild beeinträchtigt. Schlussendlich soll damit auch die gesellschaftliche Akzeptanz und Bewusstsein für eine nachhaltige erneuerbare Energieversorgung verbessert werden.

Adaptierungen von baulichen und maschinellen Bestandteilen, ein durchdachtes Kraftwerkskonzept und verschiedene Erweiterungsmöglichkeiten erlauben die Realisierung eines wirtschaftlichen, energetisch sehr effizienten, ressourcenschonenden und vor allem langlebigen innovativen Kraftwerkkonzepts. Zusammen mit netzgebundener Energieinfrastruktur können zehntausende Haushalte, große Industriebetriebe und kommunale Anlagen bedarfsabhängig mit elektrischer und thermischer Energie versorgt werden. Der klimafreundliche Energiespeicher soll die großtechnische, erneuerbare Energieversorgung von urbanen Gebieten und Städten zukunftsweisend revolutionieren.

4.2.5 Buoyant Energy Storage „Light" – Thermodynamische Analyse eines schwimmenden, hydraulischen Energiespeichers

Bernd STEIDL[1], Robert KLAR[1], Markus AUFLEGER[1]

Inhalt

Energiespeicherung und -regelung gewinnt mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien und durch deren fluktuierende Erzeugercharakteristik stark an Bedeutung (Schill et al., 2015; Oertel D., 2008). Derzeit erfolgt ca. 99 % (Rastler D., 2010) der Speicherung elektrischer Energie im Stromnetz mit den seit vielen Jahrzehnten bewährten Pumpspeicherkraftwerken (PSW). Buoyant Energy – ein schwimmender hydraulischer Energiespeicher – stellt einen neuartigen Technologieansatz der Universität Innsbruck dar. Dieser Ansatz wurde im Rahmen der FFG-Sondierung Nr. 853662 „Prepare BE" (2016 bis 2017) eingehend auf die technische und wirtschaftliche Zukunftsfähigkeit geprüft und auf europäischer (EP2681445A1) und US-amerikanischer (US20140033700A1) Ebene patentiert. Die Kernidee ist eine Art „schwimmendes Pumpspeicherkraftwerk" (siehe Abbildung 1) bei dem Wasser zwischen einem großen schwimmenden Reservoir und dem umgebenden Meer oder Binnengewässer hin und her bewegt wird. Je nach Energieerfordernis kann auf diese Weise Strom, in Form von potentieller Energie, „zwischengelagert" werden. Aufgrund der kurzen Fließwege bzw. -verluste zwischen Reservoir und Meer wird der hohe Gesamtwirkungsgrad von PSW (70 bis 80 % gemäß Sterner und Stadler, 2014) übertroffen. Besonders erfolgversprechend ist die Kombination der Stromspeicherung mit der Nutzung der dazu notwendigen großen und robusten Strukturen (in der Regel aus Beton) als schwimmende Fundamente für Bauwerke unterschiedlichster Art. Ein Teil des gespeicherten Stroms steckt so in der potentiellen Lageenergie der Bauwerksmasse, welche auf und ab bewegt wird.

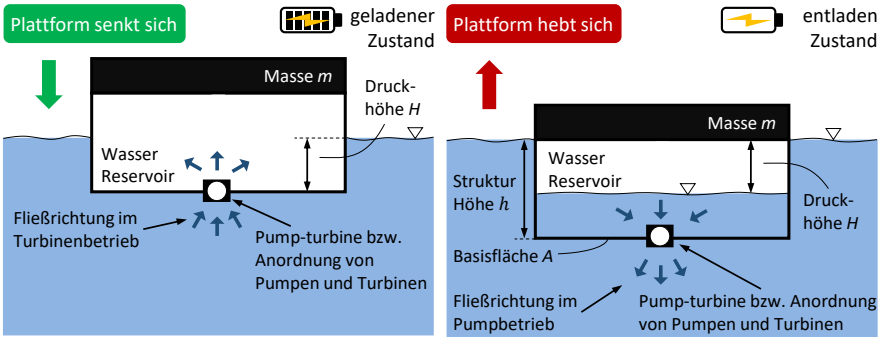


Abbildung 1: Energie-Freisetzung (Bild links) & Energie-Speicherung (Bild rechts)

Das alternative sogenannte „light concept" der Buoyant Energy Technologiefamilie setzt hingegen auf eine möglichst leichte Ausführung der Struktur. Hier sorgen Schwimmkörper unterhalb des Reservoirs für einen inneren Wasserspiegel, der sich stets oberhalb des äußeren Wasserspiegels befindet (Abbildung 2). Ein Speicherzyklus gestaltet sich somit genau umgekehrt zu jenem des Basiskonzepts aus Abbildung 1: Zur Energieproduktion treibt hier das ausfließende Wasser eine Turbinen-Generatorkombination an und das schwimmende PSW hebt sich. Umgekehrt senkt sich die Plattform während des Speichervorgangs ab (Pumpbetrieb).

Die Speicherkapazität einer idealisierten Struktur (z.B. prismatische Plattform mit infinitesimal dünnen Wänden) wird maximal, wenn die Höhe des Reservoirs der halben Strukturhöhe h entspricht (Klar et al., 2017). Eine solche Plattform mit beispielhafter Außenabmessung $V = 50 \cdot 50 \cdot 50$ m und einem angesetzten Wirkungsgrad $\eta = 80$ % kann somit $W_{opt} = \eta \cdot \varrho_{Wasser} \cdot V \cdot g \cdot h / 4 = 3{,}4$ MWh speichern.

[1] Universität Innsbruck, Institut für Infrastruktur, Arbeitsbereich für Wasserbau, Technikerstrasse 13, Tel.: +43 512 507-62222, Fax: +43 512 507-62199, bernd.steidl@uibk.ac.at, www.uibk.ac.at/wasserbau

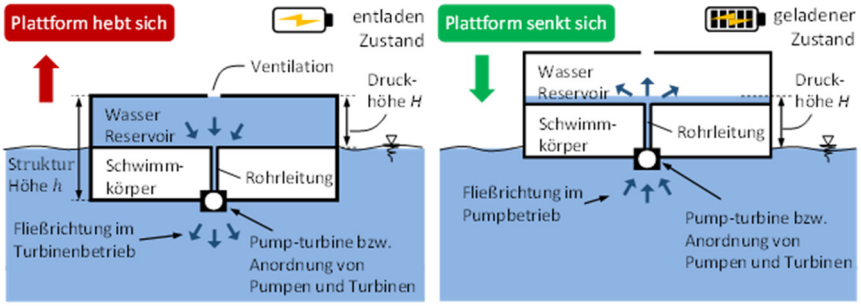
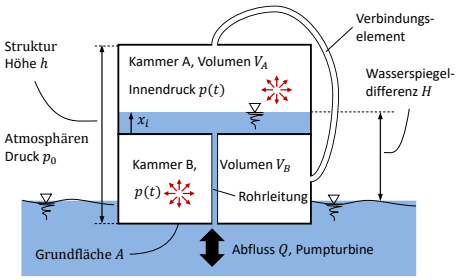


Abbildung 2: Buoyant Energy „light concept“: Energie-Freisetzung (Bild links) und Energie-Speicherung (Bild rechts)



Eine effektive Möglichkeit zur Steigerung der Speicherkapazität lässt sich durch die Nutzung des Luftkörpers im Wasserreservoir als „vorgespannte“ Druckluftfeder erzielen. Klar et al. (2017) diskutieren anhand eines schematisierten Aufbaus (Abbildung 3) und der Annahme isothermalen Verhaltens bei Kompressions- und Dekompressionsvorgängen sowohl die Vorteile als auch die Herausforderungen. Im Gegensatz zu den *Buoyant Energy* Basiskonzepten ist z.B. die Druckhöhe für den Pump- und Turbinenbetrieb nicht mehr konstant.

Abbildung 3: Buoyant Energy „light“ in Kombination mit Druckluft

Ziel des vorliegenden Papers ist die vereinfachte thermodynamische Analyse dieses erweiterten Konzepts unter adiabaten sowie isothmalen Randbedingungen als Extremwertbetrachtung. Dabei wird die zeitliche Änderung der Temperatur im Wasserreservoir sowie der dadurch entstehende maximale Wirkungsgradverlust bestimmt. Zudem wird untersucht, ob die Struktur des Energiespeichers aus flexiblen Textilien unter Innendruck ausgeführt werden kann. Vergleichbare Strukturen sind als Unterwasserdruckluftspeicher bekannt (z.B. Javier M., 2016) und bieten vor allem als langgestreckte Körper mit einfachen Querschnitten konstruktive Vorteile.

Aus den Überlegungen und Analyseergebnissen werden zusammenfassend die Anforderungen an die Materialeigenschaften abgeleitet. In Frage kommende Konstruktionsmaterialien sind Multi-Layer-Textilien mit hoher Festigkeit und günstiger Wärmeleitfähigkeit. Diese könnten industriell hergestellt und in kompakter gefalteter Form kostengünstig an mögliche Einsatzorte transportiert werden. Zudem ist eine Beschichtung mit Dünnschichtsolarzellen denkbar, womit aus den reinen Energiespeichern Kombinationskraftwerke entstehen würden.

Literatur

[1] Javier M., Jokin M. R. (2016): Tubular design for underwater compressed air energy storage. Journal of Energy Storage, 2016, 8. Jg., S. 27-34.

[2] Klar R., Steidl B., Aufleger M. (2017): A new floating Energy Storage System based on Fabric. OSES 2017 Offshore Energy and Storage Symposium. Cap Code, Massachusetts, USA.

[3] Oertel D. (2008): Energiespeicher – Stand und Perspektiven. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim deutschen Bundestag (TAB). Sachstandsbericht zum Monitoring „Nachhaltige Energieversorgung“, https://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/berichte/TAB-Arbeitsbericht-ab123.pdf, S. 4,5.

[4] Rastler D. (2010): Electricity Energy Storage Technology Options. Electric Power Research Institute (EPRI), Report, Palo Alto, California, S.ix.

[5] Schill, W. P., Diekmann, J., & Zerrahn, A. (2015): Stromspeicher: eine wichtige Option für die Energiewende. DIW-Wochenbericht, 82(10), S. 195-205.

[6] Sterner M., Stadler I. (2014): Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration. Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2014, ISBN 978-3-642-37379-4, DOI 10.1007/978-3-642-37380-0, S. 42,480.

4.2.6 Digitalisierung in der Wasserkraft

Christian FREILER[1], Florian SENN[1], Bernd HOLLAUF[2], Daniela SCHLÜSSELBERGER[1]

Inhalt

In der allgemeinen Wahrnehmung wird Digitalisierung in der Energiewirtschaft vor allem mit kundenahen Dienstleistungen bzw. dezentralen Anwendungen verbunden und weniger mit der konventionellen Erzeugung, wie z. B. Wasserkraft. Allerdings gibt es gerade in der Wasserkraft aufgrund der jahrzehntelangen Erfahrungen mit Automatisierung der Anlagen gute Voraussetzungen für eine weitere Entwicklung in diese Richtung, wobei aufgrund vieler Analogien im Produktionsprozess der Begriff Industrie 4.0 ebenso zutreffend wäre.

Im Konkreten verfolgt VERBUND Hydro Power GmbH (VHP) als größter österreichischer Stromerzeuger derzeit zwei Zielrichtungen bei der weiteren Digitalisierung.

Zum einen sollen mit dem Projekt „Digitalisierung Workforce-Management“ die administrativen und operativen Arbeitsprozesse in der Wasserkraft mittels neuer digitaler Hilfsmittel erleichtert werden. Der Abwicklung von Wartungs-, Instandhaltungs-, Erneuerungs- und Erweiterungsvorhaben in Wasserkraftwerken liegen umfangreiche und komplexe Prozesse zugrunde. Als erster Schritt wurden, basierend auf einer Erhebung und Analyse der Ist-Prozesse, Abläufe optimiert und standardisierte Soll-Prozesse erarbeitet. Durch die umfassende digitale Unterstützung der Auftragsabwicklung von der Arbeitsvorbereitung und Einsatzplanung bis hin zur Durchführung, Dokumentation und Rückmeldung von Maßnahmen mit Mobilgeräten wird eine neue Art des Arbeitens ermöglicht und vorhandene System- und Medienbrüche in den bestehenden Abläufen beseitigt.



Abbildung 1: Prozesskreislauf im Auftragswesen

Auf der anderen Seite ist dies die Technologie der Produktion, die durch entsprechende Digitalisierungsinstrumente unterstützt werden soll, wie es in anderen Bereichen der Produktion bereits heute in Ansätzen der Fall ist (Digital Hydro Power Plant). Konkret werden im Beitrag neuartige Inspektions- und Vermessungstechnologien vorgestellt, die eine weitgehend autonome Begutachtung bzw. Vermessung des Wasserkraftwerkes und der Kraftwerksumgebung von der Luft aus wie auch unter Wasser ermöglichen. Eine weitere Herausforderung ist die Vernetzung der in unterschiedlichen Systemen bereits verfügbaren bzw. zukünftig massiv zunehmenden Daten, um in weiterer Folge bislang nicht mögliche übergreifende Analysen durchführen zu können, letztendlich mit dem Ziel einer verbesserten Instandhaltung und Betriebsführung der Wasserkraftwerke. Die Vernetzung der Daten stellt auch die Basis für moderne, interaktive Assistenzsysteme dar, die zukünftig beispielsweise eine effizientere Störungsbehebung ermöglichen sollen. Naheliegend im Zuge der Digitalisierungsüberlegungen ist auch die Nutzung von modernsten Visualisierungsmöglichkeiten. Aktuell wird daher auch der Mehrwert von interaktiven 3D-Modellen geprüft, die für die Betriebsführung relevante Informationen enthalten sollen.

Der vorliegende Beitrag beschäftigt sich daher mit beiden Digitalisierungsansätzen und stellt den aktuellen Status dar.

[1] VERBUND Hydro Power GmbH, Europaplatz 2, 1150 Wien, christian.freiler@verbund.com, www.verbund.com
[2] Verfahren Umwelt Management GmbH, Lakside B06b, 9020 Klagenfurt, bernd.hollauf@vum.co.at, www.vum.co.at

4.3 WASSERKRAFT II (SESSION C3)

4.3.1 Evolutionary Multiobjective Direct Policy Search (EMODPS) – Eine heuristische Entscheidungshilfe in der Energie-Wasserwirtschaft

Christoph LIBISCH-LEHNER[1]

Einleitung

Talsperren und Wasserspeicher werden seit mehr als 2000 Jahren errichtet, sind heute Teil der modernen Infrastruktur und werden in der Regel im komplexen sozio-ökonomischen Kontext beschrieben. Sie dienen der Energieerzeugung, der Trinkwasserversorgung, der Bewässerung, dem Hochwasserschutz oder der Niederwasseraufhöhung in Trockenperioden. Der Einfluss externer Größen wie hydro-meteorologische Rahmenbedingungen oder Veränderungen im Strommarkt, die Bedürfnisse mehrerer Nutzer gleichzeitig zu bedienen, oder das Zusammenspiel zwischen wasserwirtschaftlichen Anlagen im Verbundsystem erhöhen die Komplexität der Einsatzplanung einzelner Anlagen. Ein effektiver und optimierter Betrieb der Anlagen ist von großer Bedeutung, um die Ressource Wasser bestmöglich zu nutzen.

Der Betrieb von wasserwirtschaftlich Anlagen kann mittels der „Theorie zur optimalen Steuerung“ (Optimal Control Theory) beschrieben werden. Die Theorie der optimalen Steuerung setzt sich mit dem Problem auseinander, Kontrollregeln für ein System zu finden, um dieses im Sinne einer Zielfunktion bestmöglich zu betreiben. Traditionell werden optimale Betriebsregeln mittels direkter Optimierungsmethoden (z.B., Dynamische Programmierung) ermittelt. Für komplexe, „real-world“ Probleme weisen diese Methoden jedoch Limitierungen auf. Dazu zählen der „Fluch der Dimension“, der „Fluch der Modellierung“ und der „Fluch der Mehrzielplanung“. Mit Methoden des „Bestärkenden Lernen“ (Reinforcement Learning) können die genannten Probleme aber überwunden werden. Durch drastische Reduktion von Entscheidungsvariablen und durch die getrennte Betrachtung von wasserwirtschaftlichen System und Optimierungsstrategie (indirekte Optimierung) kann die Systemkomplexität ohne Einschränkung erhalten bleiben.

EMODPS – Evolutionary Multi-Objective Direct Policy Search

Bei Reinforcement Learning (RL) handelt es sich um die Problemstellung, dass ein Agent, durch Interaktion mit seiner dynamischen Umgebung, selbständig eine optimale Strategie erlernt. Entscheidungen des Agenten basieren auf Trial-and-Error, wobei die getroffenen Entscheidungen je nach Auswirkung belohnt oder bestraft werden. RL kann in Methoden unterteilt werden die entweder den Raum der Nutzenfunktion (space of value function, z.B. Dynamische Programmierung) oder den Raum der Betriebsregeln (space of policies) absuchen.

EMODPS (Giuliani et al. 2014) zählt zu den Methoden die direkt den Raum der Betriebsregeln nach optimalen Lösungen durchsuchen. Dabei wird die Betriebsstrategie einer wasserwirtschaftlichen Anlage parametrisiert und mit einer geeigneten Funktion abgebildet (Direct Policy Search, Rosenstein und Barto, 2001). Flexible und nichtlineare Funktionen müssen angewendet werden, um zu verhindern, dass sich die Suche nach der optimalen Strategie auf einen Teil des Entscheidungsraums beschränkt, der möglicherweise nicht die optimale Lösung enthält. Untersuchungen (Giuliani et al. 2016) haben gezeigt, dass künstliche Neuronale Netze (kNN), deren Aktivierungsfunktion Radiale Basis Funktionen sind, die besten Ergebnisse liefern. Die Lösung des Optimierungsproblems beschränkt sich auf die Suche nach der optimalen Parametrisierung des kNN’s und erfolgt mittels einer Evolutionsstrategie (Moriarty et al., 1999). Bei Evolutionsstrategien handelt es sich um stochastische Suchmethoden, die, in Anlehnung an die biologische Evolution, einen intelligenten Suchprozess nutzen. Für eine Trainingsperiode (Zeitraum beobachteter oder simulierter Daten (z.B. Zuflüsse oder Strompreise)) werden durch evolutionäre Prozesse neue Lösungsstrukturen erschlossen und mittels einer Fitnessfunktion bewertet.

[1] Pöyry Energy GmbH, Kranichberggasse 4, 1120 Wien, Tel.: +43 664 828 72 21, christoph.libisch@poyry.com, www.poyry.at

Gute Lösungen werden durch die Prozesse Selektion und Vererbung an die nächste Generation von Parametern übergeben. Durch die Vermischung mit einer Zufallskomponente (Mutation) werden die Parameter verändert und neu bewertet. Abhängig von der Komplexität des Optimierungsproblems (Anzahl der Reservoirs, Anzahl von Nutzern, Mehrzielplanung, etc.) müssen geeignete Evolutionsstrategien ausgewählt werden, um eine optimale Lösung zu finden. Zatarain Salazar et al., 2016 haben gezeigt, dass für die Erstellung von Pareto-optimalen Lösungen auf moderne Evolutionsalgorithmen (z.B. Borg MOEA) zurückgegriffen werden sollte. Neben der Parametrisierung der Betriebsregeln und der Kopplung einer geeigneten Evolutionsstrategie ist die Auswahl der Variablen, auf deren Basis eine Entscheidung (z.B. Abgabe von Wasser) getroffen wird, von Bedeutung. Diesbezüglich werden Variablen, die den Systemzustand (z.B. Speicherinhalt und Zuflüsse) beschreiben, verwendet. Zusätzlich kann das kNN mit exogenen Informationen (z.B. Zuflussprognosen, Zeit, Bedarf, Klimavariablen, Strompreisen, etc.), die auf zukünftige Systemzustände schließen lassen, betrieben werden. Dadurch wird der Suchraum vergrößert und die Wahrscheinlichkeit die optimale Lösung zu finden steigt.

An dieser Stelle sei erwähnt, dass EMODPS das globale Optimum eines Problems nicht exakt findet. Die gefundene Lösung ist dem globalen Optimum jedoch immer sehr nahe. Insbesondere für Studien, die darauf abzielen die Performanz eines wasserwirtschaftlichen Systems für einen abgeschlossenen Zeitraum zu analysieren (Machbarkeitsstudien, Szenario-Analysen, etc.), kann EMODPS eine optimale Lösung approximieren. Betriebsregeln für den operationellen Betrieb eines Wasserspeichers können ebenfalls mittels EMODPS ermittelt werden. In diesem Fall muss jedoch bedacht werden, dass nicht alle möglichen Systemzustände (z.B. Kombination aus Systemvariablen wie Zufluss und Speicherinhalt) im Beobachtungszeitraum abgebildet werden. Um die erlernte Strategie gegen unbeobachtete Zustände robust zu gestalten, müssen in diesem Fall Zeitreihen durch stochastische Simulationen erweitert werden. Somit erlernt eine Strategie ein robustes Verhalten gegenüber Extremzuständen, die außerhalb der Beobachtungen liegen.

Ergebnisse

Im Zuge des Vortrages werden ausgewählte Beispiele für die erfolgreiche Anwendung von EMODPS in der Wasserwirtschaft gezeigt und diskutiert.

Literatur

[1] Giuliani, M., Mason, E., Castelletti, A., & Pianosi, F. (2014). Universal approximators for multi-objective direct policy search in water reservoir management problems: a comparative analysis, 16, 10333.

[2] Giuliani, M., Ph, D., Castelletti, A., Pianosi, F., Mason, E., Reed, P. M., & Asce, A. M. (2016). Curses, Tradeoffs, and Scalable Management: Advancing Evolutionary Multiobjective Direct Policy Search to Improve Water Reservoir Operations, 142(2). http://doi.org/10.1061/(ASCE)WR.1943-5452.0000570.

[3] Moriarty, D. E., Schultz, A. C., & Grefenstette, J. J. (1999). Evolutionary Algorithms for Reinforcement Learning, 11, 241–276.

[4] Rosenstein, M. T., & Barto, A. G. (2001). Robot weightlifting by direct policy search. IJCAI International Joint Conference on Artificial Intelligence, 839–844.

[5] Zatarain Salazar, J., Reed, P. M., Herman, J. D., Giuliani, M., & Castelletti, A. (2016). A diagnostic assessment of evolutionary algorithms for multi-objective surface water reservoir control. Ad-vances in Water Resources, 92, 172–185. http://doi.org/10.1016/j.advwatres.2016.04.006

4.3.2 Betriebsführung von Pumpspeicherkraftwerken und Vorteile für das elektrische Netz

Helmut JABERG[1], Stefan HÖLLER-LITZLHAMMER[1]

Inhalt

Der ursprüngliche Fokus von Pumpspeicheranlagen bestand hauptsächlich in der sogenannten Wälzpumpspeicherung. In Schwachlastzeiten wird überschüssige Energie gespeichert und in Spitzenlastzeiten wird der Energiebedarf wieder bereitgestellt. Das Wasser wird sozusagen durch Pumpen und Turbinen zwischen oberem und unterem Speicherbecken umgewälzt. Unterschiedliche Energiepreise zwischen Schwachlast- und Spitzenlastzeiten sicherten in jener Zeit einen wirtschaftlichen Betrieb derartiger Anlagen. Heute sehen sich die Betreiber von Pumpspeicherkraftwerken jedoch mit starken Veränderungen am Energiemarkt konfrontiert. Fallende Energiepreise in einem liberalisierten Strommarkt und eine geringe Preisspanne zwischen Stark- und Schwachlastphasen – teilweise durch zu überdenkende Förderpolitik hervorgerufen – gestalten die reine Wälzpumpspeicherung nahezu unrentabel. Gleichzeitig gibt es jedoch einen riesigen Bedarf an großen Energiespeichern. Die geänderten Anforderungen der Stromnetze durch den immensen Ausbau der regenerativen Erzeugung aus Wind und Photovoltaik führen jedoch sehr wohl zu einer Nachfrage nach zusätzlichen Speicherkapazitäten. Zusätzlich besteht der Bedarf nach immer schnelleren Reaktionszeiten dieser Anlagen. Die hohe Volatilität in den Übertragungsnetzen durch die Einspeisecharakteristik von Wind und Sonne – auch bei mittlerweile hoher Prognosegenauigkeit dieser Energieträger – verlangt jedoch nach schnell reagierenden Speicheranlagen mit hoher Leistung und hoher Speicherkapazität.

Diese Aspekte bieten neue Chancen für Pumpspeicherkraftwerke. Durch erhöhte Flexibilität dieser Anlagen können die vermehrten Anforderungen der nationalen und internationalen Übertragungsnetze in Richtung Systemdienstleistungen wie die Bereitstellung von Regelenergie sowie Spannungs-, Frequenz-, und Blindleistungsregelung bedient werden. Daraus resultieren jedoch stark geänderte Anforderungen an moderne Pumpspeicheranlagen. Dies sind schnelle Start- und Übergangszeiten von Pump- zu Turbinenbetrieb und umgekehrt, wie auch die Leistungsregelung im Pumpbetrieb. Diese Aufgaben sind mit verschiedenen Maschinenkonfigurationen und Betriebskonzepten umsetzbar. Dem ternären Maschinensatz mit separater Pumpe und Turbine auf einer gemeinsamen Welle mit gemeinsamen Motorgenerator steht die Konfiguration einer Pumpspeicheranlage mit einer reversiblen Pumpturbine gegenüber. In kleineren Maßstäben bis zu einer Größenordnung von etwa 10 MW Kraftwerksleistung ist auch die Verwendung von Serienpumpen zur Pumpspeicherung denkbar.

Die ternäre Anordnung überzeugt durch optimal entwickelte hydraulische Maschinen für den jeweiligen Betrieb. Sowohl die Speicherpumpe zur Energiespeicherung, als auch die Turbine zur Energiebereitstellung können dadurch mit maximalem Wirkungsgrad betrieben werden. Ein weiterer großer Vorteil des ternären Maschinensatzes liegt in den sehr schnellen Reaktionszeiten beim Übergang zwischen den Betriebszuständen. Werden mit reversiblen Pumpturbinen Anfahr- und Übergangszeiten in der Größenordnung von Minuten erzielt, so können mit der ternären Anordnung die Betriebsübergänge in Sekunden realisiert werden.

Die Vorteile einer Pumpspeicheranlage mit reversibler Pumpturbine liegen in der Tatsache, dass nur eine hydraulische Maschine je Maschinensatz benötigt wird. Dadurch sinken nicht nur der Investitionsaufwand für die maschinelle Einrichtung, sondern auch der Platzbedarf und damit auch die Baukosten. Auch bei den Betriebs- und Wartungskosten ergeben sich dadurch Vorteile, da nur eine Maschine gewartet werden muss. Durch den Einsatz von standardisierten Serienpumpen ergeben sich vor allem in kleineren Leistungsklassen immense Kostenvorteile gegenüber konventionellen Prototypenanlagen. Die Pumpen können auch im Turbinenbetrieb eingesetzt werden, eventuell auch mit variabler Drehzahl, wodurch ein weiterer Kostenvorteil entsteht. Durch die Parallelschaltung dieser „kleinen“ und vergleichsweise schnelldrehenden Maschinen kann nicht nur die Anlagenleistung erhöht werden. Eine verbesserte Regelbarkeit der Anlagenleistung stellt einen weiteren Vorteil durch eine Kaskadenanordnung dar.

[1] Technische Universität Graz, Institut für Hydraulische Strömungsmaschinen, Kopernikusgasse 24, Tel.: +43 316 873-7570, Fax: +43 316 873-7577, helmut.jaberg@tugraz.at, www.hfm.tugraz.at

Die Regelfähigkeit hydraulischer Maschinen ist von der verwendeten Maschinentype abhängig. Während die Leistungsaufnahme von Pumpen grundsätzlich nicht regelbar ist, kann die Leistung von Turbinen über einen verstellbaren Leitapparat geregelt werden. Diagonalturbinen sind darüber hinaus mit einem zusätzlich verstellbaren Laufrad ausgestattet, wodurch die Regelfähigkeit nochmals erhöht wird. Francisturbinen sind typischer Weise im Leistungsbereich von 100 % bis ca. 30 % Last stufenlos regelbar. Peltonturbinen können praktisch im gesamten Bereich von Null bis Volllast geregelt werden.

Mit einer ternären Anordnung ist zusätzlich der Betrieb des hydraulischen Kurzschlusses (HKS) möglich. Bei dieser Betriebsweise wird eine variable Leistungsaufnahme eines Pumpspeicherkraftwerks realisiert. Pumpen sind grundsätzlich beim Betrieb mit fixer Drehzahl nicht regulierbar, wodurch eine regulierbare Leistungsaufnahme bzw. Energiespeicherung nicht gegeben ist. Im HKS wird die Regelbarkeit der Turbine zur Regelung der Leistungsaufnahme genutzt. Die Speicherpumpe läuft dabei in dem Betriebspunkt, der aufgrund der Spiegeldifferenz der Speicherbecken gegeben ist. Ein Teil des von der Pumpe geförderten Wassers wird jedoch sofort wieder in der Turbine abgearbeitet. Da sich Pumpe und Turbine auf einer Welle befinden, wird ein Teil der Pumpleistung von der Turbine bereitgestellt, der restliche Anteil wird aus dem elektrischen Netz bezogen. Der Betrieb im hydraulischen Kurzschluss ermöglicht so einen stufenlosen Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerks von 100 % Erzeugung zu 100 % Leistungsaufnahme. Vorausgesetzt ist dabei eine Turbine, die den stufenlosen Betrieb von 0 bis 100 % Leistungsabgabe erlaubt. Bis dato gelang diese Flexibilität nur in Anlagen mit Peltonturbinen, die für deren ausgezeichnete Regelbarkeit bekannt sind. Der stufenlose Regelbereich wird zukünftig auch mit Pumpspeicheranlagen, welche mit Francisturbinen ausgestattet sind, realisiert werden. Eine Referenzanlage wird gerade in Österreich errichtet.

Die Geschwindigkeit von Laständerungen in Pumpspeicheranlagen und somit deren Flexibilität ist jedoch nicht nur vom eingesetzten Turbinentyp und Maschinenkonzept abhängig. Eine rasch regelbare Anlage zur Erfüllung der heutigen und zukünftigen Anforderungen der elektrischen Netze erfordert komplexe Triebwassersysteme zur Minimierung der Anlagenbelastung aufgrund der instationären Betriebsweise. Durch intensive transiente Anlagenuntersuchungen mittels Druckstoßberechnungen aller erdenklichen Betriebs- und Störfälle kann ein sicherer Anlagenbetrieb, eventuell unter gewissen Betriebseinschränkungen, nachgewiesen werden.

4.3.3 Lösungsfindung im Spannungsfeld von Ökologie, Landschaftsschutz und Energiestrategie – Das Triftprojekt als bedeutendstes neues Wasserkraftwerk in der Schweiz

Steffen SCHWEIZER[1], Benno SCHWEGLER[1], Magdalena NÄGELI[1], Matthias MEYER[1], Jan BAUMGARTNER[1], Sandro SCHLÄPPI[1], Benjamin BERGER[1], Sonja FAHNER[1], Andres FANKHAUSER[1]

Inhalt

Im östlichen Teil des Berner Oberlands hat sich mit dem Rückzug des Triftgletschers ein relativ grosser Gletschersee auf 1650 m ü.M. gebildet. Rund 400 Höhenmeter tiefer liegt eine bestehende Wasserfassung der Kraftwerke Oberhasli AG (KWO). Aufgrund topographisch und geologisch günstiger Voraussetzungen bietet sich ein Aufstau des Triftsees zur Wasserkraftnutzung an. Auf Höhe der bestehenden Fassung soll ein neues unterirdisches Kraftwerk erstellt werden, mit dem künftig eine Energie von 145 GWh/a erzeugt werden kann. Mit einem Seevolumen von 85 Mio. m^3 kann unter Ausnützung der bereits bestehenden unteren Stufen eine Energie von insgesamt 215 GWh gespeichert werden. Bei einem Projekt mit diesem Ausmass sind in der Schweiz vor allem die ökologischen und landschaftlichen Aspekte zu berücksichtigen.

Methodik

Im Jahr 2012 wurde ein sehr intensives ökologisches Untersuchungsprogramm gestartet, das sich hauptsächlich folgenden Aspekten sehr detailliert widmete:

- Hydrologie
- Fischökologie
- Makrozoo- und Phytobenthos
- Auenökologie
- Geschiebedynamik
- Terrestrische Ökologie (Flechten, Pilze, Moose, Blütenpflanzen, Wald, floristische und faunistische Lebensräume, Schmetterlinge, Libellen, Amphibien, Reptilien, Vögel, Fledermäuse, Säugetiere)
- Landschaftliche Aspekte

Die Ergebnisse dieses sehr breit angelegten Untersuchungsprogramms bildeten eine hervorragende Grundlage, um einerseits adequate Restwassermengen (inkl. Hochwasserdynamik) festlegen zu können. Und um anderseits entsprechend den Forderungen der Schweizerischen Umweltgesetzgebung ökologische Ausgleichs- und Ersatzmassnahmen zu definieren. Das Ausmass an ökologischen Massnahmen wurde mit zwei ökologischen Bewertungsmethoden für aquatische (Schweizer et al 2012a) und terrestrische Eingriffe (Kägi et al 2002) ermittelt.

Im Bereich Landschaft wurde auf eine vom Bundesamt für Umwelt herausgegebene Bewertungsmethode (Kägi et al 2002) zurückgegriffen. Dabei werden die verschiedenen Landschaftskompartimente u.a. anhand unterschiedlicher räumlicher Skalen und in Abhängigkeit von Erreichbarkeit und Einsehbarkeit bewertet.

Wie bei früheren Grossprojekten im Oberhasli (vgl. Schweizer et al 2012b) ist auch für dieses Projekt ein breit abgestützter Begleitprozess durchgeführt worden. Im grossen Plenum der Begleitgruppe haben rund 50 Vertreter aus Politik, lokalen Gemeinden, kantonaler Leitbehörde, Fischer- und Jägervereinen, Umweltschutzverbänden, Schweizer Alpen Club und KWO an regelmässig stattfindenden Treffen teilgenommen. Die konkreten Verhandlungen über Projektdesign, Restwassermengen und Ausgleichsmassnahmen fanden in zwei kleineren Gremien statt.

[1] Kraftwerke Oberhasli AG, Grimselstrasse 19, 3862 Innertkirchen, sste@kwo.ch, www.grimselstrom.ch

In der Gruppe „kantonale Fachstellen“ wurde mit Vertretern verschiedener Ämter (Wasser und Abfall, Landwirtschaft und Natur, Wald, Gemeinden und Raumordnung, Umweltkoordination und Energie, Tiefbau) nach gemeinsamen Lösungen gesucht. Auch im sogenannten Ausschuss, bestehend aus Vertretern von WWF, Stiftung Landschaftsschutz, Fischerei, Schweizer Alpen Club, Amt für Wasser und Abfall sowie der Regionalkonferenz Berner Oberland Ost wurde über rund 4 Jahre nach tragfähigen Lösungen gerungen.

Ergebnisse

Nach harten aber immer konstruktiven Verhandlungen konnte im September 2017 eine Lösung zu allen kritischen Punkten gefunden werden. Einerseits kann mit dem Triftprojekt ein wesentlicher Beitrag zur schweizerischen Energiewende geleistet werden:

- über 50 % zur Energiestrategie vom Kanton Bern
- rund 15 % zur Energiestrategie der Schweiz (über das ganze Jahr)
- grösstes Zubauprojekt an Speicherenergie in der Schweiz

Durch den Höherstau des Triftsees werden rund 40 ha schützenswerte Fläche überstaut. Mit verschiedenen terrestrischen Ersatzmassnahmen wie beispielsweise der Bildung eines Waldreservats, Bewahrung der Artenvielfalt in Trockenwiesen und -weiden im Gadmental, Förderung von Reptilien, Amphibien und weiteren schützenswerten Arten werden die ökologischen Verluste kompensiert werden. Die Gesamtfläche an terrestrischen Aufwertungen beträgt rund 250 ha.

Durch die künftige Wassernutzung verlängern sich die heutigen Restwasserstrecken um rund 4 km. Die Festlegung des künftigen Restwasserregimes erfolgte gemäss den gesetzlichen Anforderungen unter Berücksichtigung des minimalen Abflusses im Winter, einer saisonalen Erhöhung für Frühling, Sommer und Winter. Zudem wird in der Konzession ein Wasservolumen zur künftigen Gewährleistung der Hochwasserdynamik festgehalten. Die gewässerökologischen Ausgleichs- und Ersatzmassnahmen umfassen folgende Aufwertungen:

- mehrere Flussrevitalisierungen im Gadmerwasser (Talfluss des Gadmentals) auf einer totalen Länge von knapp 2 km
- eine Flussaufweitung zur Förderung der Seeforellenpopulation im Aaretal (200 m)
- Rückbau einer bestehenden Fassung im Gadmerwasser (Aufwertung von knapp 5 km Fliessstrecke mit einer künftig deutlich höheren Wassermenge)
- klar geregelte Verzichte auf eine künftige Nutzung von drei landschaftlich und ökologisch wertvollen Fliessgewässern (Totale unter Schutz gestellte Fliesslänge knapp 5 km)

Um die ökologischen und landschaftlichen Eingriffe des Triftprojekts mit anderen Projekten zu vergleichen, kann u.a. das Verhältnis aus der Länge der Restwasserstrecke eines Projekts (in Meter) zur Energieproduktion (in GWh/a) herangezogen werden. Bei dieser eingänglichen, aber doch sehr groben Beurteilung schneidet das Triftprojekt mit 28 Meter Restwassertrecke je GWh/a erheblich besser ab als die sich aktuell in Planung befindenden Projekte mit 80 bis 310 Meter Restwasserstrecke je GWh/a.

Literatur

[1] Kägi B., Stalder A., Thommen M. (2002): Ersatzmassnahmen Arbeitshilfe "Wiederherstellung und Ersatz im Natur- und Landschaftsschutz" (Leitfaden Umwelt Nr. 11, BUWAL, Bern).

[2] Schweizer S., Zeh Weissmann H., Wagner T. und Brechbühl S. (2012a): Ökologische Bilanzierungsmethode für die Schutz- und Nutzungsplanung im Oberhasli. Wasser Energie Luft 2012 (1): 18-29.

[3] Schweizer S., Zeh Weissmann H. und Ursin M. (2012b): Der Begleitgruppenprozess zu den Ausbauprojekten und zur Restwassersanierung im Oberhasli. «Wasser Energie Luft» 2012(1): 11-17

4.3.4 Urbane Wasserkraft – Eine strategische und ökologisch orientierte Investition

Michael WEDENIG[1], Johann LAMPL[2], Jörg FASCHALLEGG[3]

Inhalt

Graz, eine mittelalterliche Stadt mit hohem Facettenreichtum. Von Zeiten der k.u.k. Residenzstadt bis zur heute lebendigen Studentenstadt, gilt sie als Tor zum südlichen Flair des Balkan. Für die Entwicklung der Stadt war stets der Murfluss bestimmend. Von der Funktion als Energiespender über den Transportweg der Flößerei bis zur Entsorgung von Müll und Fäkalien reichen nur einige der Dienstleistungen des Flusses. Doch Hochwasserereignisse und die schlechte Gewässerqualität ließen andere Nutzungen kaum zu, so hat sich die Stadt bis Ende der 80er Jahre von seiner Mur stets abgewandt. Die Energie Steiermark errichtet seit Anfang 2017 im südlichen Stadtgebiet von Graz ein Wasserkraftwerk. Unter (globalen) Klima- und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen zeigt dieses Projekt, welche lokalen energetischen Potentiale im Einklang mit Mensch und Ökologie möglich sind. Die Mur, die seit der Regulierung Ende des 19 Jhd. und der daraus resultierenden Sohleintiefung weitgehend aus dem erlebbaren Stadtbild „entschwunden“ ist, wird zukünftig wieder stärker präsent sein und neue Stadtentwicklungspotentiale ermöglichen. Das Planungsteam der Energie Steiermark startete 2009 mit den Projektierungen an diesem öffentlich kontroversiell diskutierten Projekt. Der erstinstanzliche UVP-Bewilligungsbescheid wurde im August 2012 zugestellt, jener des Umweltsenates (2. Instanz) folgte ein Jahr später im August 2013 und letztendlich wurden im Juli 2014 sämtliche Beschwerden vom Verwaltungsgerichtshof abgewiesen.

Gemeinsam mit dem Kraftwerksprojekt wurde in enger Zusammenarbeit mit der Stadt Graz ein Mischwasserspeicherkanal entwickelt und projektiert. Dieser wird künftig die bestehenden Mischwasserentlastungen (welche derzeit in die Mur eingeleitet werden) fassen, speichern und zur Großkläranlage Graz weiterleiten. Die Errichtung von Speicherkanal und Wasserkraftwerk stellt für die Stadt ein Jahrhundertprojekt dar. Das Murkraftwerk Graz wurde unter besonderer Berücksichtigung der Stadtentwicklungskonzepte, im Einklang mit einem, dem städtischen Murufer gewidmeten Masterplan, unter Berücksichtigung der Sensibilität bezüglich der Erhaltung eines wichtigen Migrationskorridors für Wildtiere, sowie dem Anspruch auf Naherholung entwickelt. Unter diesem Nutzungskonflikt zwischen Mensch und Natur war der Lösungsweg in der Projektentwicklung zu finden. Ergänzend dazu stellte eine derartige Großbaustelle mitten in der Stadt höchste Ansprüche an Projektmanagement, Planung und Ausführung.

Aufgrund der Volatilität der erneuerbaren Energieerzeugung durch Windkraftanlagen und Photovoltaik-Anlagen ist der Bedarf der Netzstabilisierung durch rasch reagierende, bedarfsgerichtete Energiespeichermöglichkeiten gegeben. Um diesen Ansprüchen einer modernen, variablen und leistungsangepassten Energieerzeugung und Energieeinspeisung in das öffentliche Netz gerecht zu werden, ist der Einsatz einer Power-to-Heat-Anlage (P2H) als Ergänzung zum Flusskraftwerk vorgesehen. P2H ermöglicht die nahezu verlustfreie, dem Bedarf in Echtzeit folgende Energieumwandlung von Strom zu (Fern-) Wärme. Beide Energieträger sind Kerngeschäft der Energie Steiermark AG). Somit ist die durchgehende Nutzung der konstant anfallenden Energie durch Wasserkraft trotz variabler Stromnetzkapazitäten gegeben. Gleichzeit wird durch die Erzeugung von Fernwärme aus Wasserkraft der Anteil fossiler Energieträger zur Wärmeerzeugung substituiert und somit insbesondere in den Sommermonaten die Fernwärme in Graz ein Stück weit grüner.

[1] Energie Steiermark Green Power GmbH, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz,
Tel.: +43 316 9000-{50877|55867|50885}, Fax: +43 316 9000-20869,
{michael.wedenig|johann.lampl|joerg.faschallegg}@e-steiermark.com, www.e-steiermark.com

4.3.5 Erhöhung des Jahresarbeitsvermögens von Wasserkraftanlagen durch gezieltes Refurbishment

Helmut BENIGNI[1], Jürgen SCHIFFER[1], Helmut JABERG[1]

Inhalt

Selbst mit sehr hoher Lebensdauer von bis zu 100 Jahren sind Wasserkraftturbinen noch in der Lage, die im Wasser gespeicherte Energie in mechanische Energie zu transferieren, die dann im elektrischen Teil eines Maschinensatzes in Strom umgewandelt wird. Generell zeigen diese Anlagen, wie nachhaltig der Einsatz der Wasserkraft ist, denn andere Technologien zur Stromgewinnung haben deutlich kürzere Standzeiten. Diese Anlagen haben jedoch auch ein Potential, das es – insbesondere in Zeiten niedriger Strompreise – zu nützen gilt: die Ausbeute erhöhen, also den Wirkungsgrad der Energieumwandlung steigern. Unabhängig vom Alter der Anlagen haben sich auch kleine wie große Anlagen dieser Thematik zu stellen. Dem Anlagenbetreiber ermöglicht dies, sein Investment langfristig abzusichern und die Ertragslage zu verbessern. Hierzu gibt es in vielen europäischen Ländern in entsprechendes Anreizsystem.

Durch den vermehrten Einsatz von anderen regenerativen Energiequellen hat sich die Bedarfslage geändert und die Wasserkraft hat sich daher zunehmend neuen Anforderungen zu stellen. Im Zuge der Anlagenerneuerung von Bestandsanlagen werden gezielt Maßnahmen gesetzt, um den neuen Rahmenbedingungen Rechnung zu tragen und durch den Austausch, Umbau oder auch Neubau von Anlagen und deren Komponenten die betreffenden Anlagen zu modernisieren und auf den neuesten Stand der Technik zu bringen. Neben der Anlageneffizienz und den Systemdienstleitungen, wie z.B. Regelenergie und Frequenzstabilisierung, treten beim Anlagenumbau jedoch auch Geräuschemissionen, Vibrationen und Schwingungen, die Kavitationssicherheit und der Fahrbereich der Anlagen in den Fokus. Hierbei fließen in die Lösungen insbesondere die Betriebserfahrungen mit den jeweiligen Anlagen ein. Anlagen werden heutzutage auch in Lastpunkten betrieben, in denen ihr Betrieb vor einigen Jahren umdenkbar war – sei dies tiefste Teillast oder der Betrieb mit häufigen Lastwechseln.

Das Refurbishment von Bestandsanlagen ist somit heute essentiell, um die Anlageneffizienz und die Jahreserzeugung zu steigern bzw. den Ertrag zu erhöhen. Diese drei Faktoren sind gleichzeitig (meist) mit einer Investition verbunden. Und die entsprechende Investitionsentscheidung kann gegenwärtig mit der steigenden Zahl an Erfahrungswerten und den ständigen Weiterentwicklungen im Bereich der numerischen Strömungssimulation besser abgesichert werden. Je besser und detaillierter die Datenbasis zu Beginn einer Anlagenoptimierung ist, desto zielgerichteter und verlässlicher ist eine Entscheidung zum Umbau. In einigen Fällen haben sich die Neuinvestitionen bereits nach wenigen Jahren gerechnet.

Anhand eines Beispiels, das als Projekt am Institut für Hydraulische Strömungsmaschinen der Technischen Universität in den letzten Jahren realisiert wurde, wird in der Folge auf einzelne Themen detaillierter eingegangen, und es wird die erfolgreiche Umsetzung dokumentiert. Die numerische Strömungssimulation (engl.: Computational Fluid Dynamics – CFD) ist seit mittlerweile Jahrzehnten ein ständiger Begleiter von hydraulischen Maschinen. Dank der weiterführenden Entwicklungen bei Turbulenzmodellen (z.B. längenskalierende Modelle wie das SAS-Turbulenzmodell), der Anwendung von parametrischen Modellen (z.B. automatisierte Optimierung mit evolutionären Algorithmen), der flexiblen vereinfachten Rechengittergestaltung und der vielen Auswertemöglichkeiten (z.B. die Histogramm-Methode für die Kavitationsauswertung) ist man nunmehr in der Lage, in hinreichend genauer Qualität eine Aussage über die Performance einer hydraulischen Maschine erstellen zu können. Oftmals ist die Geometrie nicht vollständig auf Basis von Planunterlagen bekannt, und so wird in diesen Fällen meist eine Vor-Ort-Aufnahme der Geometrie realisiert. Die Geometrie kann mit Hilfe von Scannern (Laserscanner oder fotogrammetrische Verfahren) digitalisiert werden; andere geometrische Fragestellungen können durch einfaches Abmessen und Besichtigung verifiziert werden. In der Folge ist die numerische Simulation des Ist-Zustandes ein gangbarer Weg, um einen belastbaren Wirkungsgradverlauf zu erhalten.

[1] Technische Universität Graz, Institut für Hydraulische Strömungsmaschinen, Kopernikusgasse 24, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7578, Fax: +43 316 873-107578, helmut.benigni@tugraz.at, www.hfm.tugraz.at

Sollten Kennfelder (Muschel), ein Wirkungsgradverlauf, Inbetriebnahme-Messungen oder Abnahmemessungen vorhanden sein, können auch diese Unterlagen in die Beurteilung des Ist-Zustandes einfließen. Anhand des resultierenden Wirkungsgradverlaufs kann nun das Jahresarbeitsvermögen der Ausgangssituation errechnet und mit Produktionsdaten der letzten Jahre verglichen werden. Auf Basis dieser Daten ist dann eine realistische und belastbare Potentialabschätzung zur Erhöhung der Jahresarbeit möglich.

Durch die numerische Simulation und Analyse der Strömungssituation in den durchströmten Komponenten kann auch detailliert auf Schwächen in der existierenden Hydraulik eingegangen werden, und die Komponenten können auch für sich alleine betrachtet werden. Somit ist schnell klar, welche Bauteile einer Überholung bedürfen und durch Veränderung der geometrischen Kontur an einer Verbesserung der Situation beitragen. Darauf muss erneut eine Gesamtmaschinensimulation durchgeführt werden, da sich die Bauteile auch gegenseitig beeinflussen.

Anlagenbeispiel

Vor der Erfindung der Kaplanturbine wurden Francisturbinen auch in Zwillings-, Dreifach- oder Doppel-Zwillingsausführung je Maschinensatz gebaut [3]. Ein Beispiel hierfür ist die Kraftwerksanlage in Meitingen mit drei baugleichen Zwillings-Francis-Turbinen in Schachtbauweise mit einseitiger Wellendurchführung. Die Kraftwerksanlage wurde in den Jahren 1918 bis 1922 gebaut und besitzt eine Ausbauleistung von P=4,4 MW je Maschinensatz bei einem Laufraddurchmesser von D=2,41 m. Ein Maschinensatz hat einen Ausbaudurchfluss von Q=42 m³/s, wobei sich die spezifische Drehzahl je Laufrad auf n_q=114,3 U/min errechnet. Der Kraftwerksstandort ist an einer Ausleitung am Lechkanal gelegen. Es sollten hier lediglich ein Laufradtausch sowie eine Gesamtüberholung der restlichen Komponenten des Maschinensatzes durchgeführt werden. Eine Analyse zeigte, dass der größte Anteil der Jahreserzeugung im Bereich des höchsten Durchflusses durch eine Maschine generiert wird.

Die numerische Berechnung dieser Anlage erfolgte in zwei Stufen. Um ein Gefühl für die unterschiedlichen Einflussfaktoren auf die Turbinenperformance zu bekommen und rascher zu Ergebnissen zu gelangen, wurde ein vereinfachtes Einkanalmodell verwendet. Dafür wurden die Randbedingungen am Eintritt der Leitapparate gesetzt, wobei jeweils nur ein Leitappparat und eine Laufschaufel mit jeweils periodischen Rändern modelliert wurden. In einem zweiten Schritt wurden ein Gesamtmaschinenmodell berechnet und die Randbedingungen im Einlauf angebracht. Sowohl Leitapparat als auch Laufrad sind voll (also 360°) modelliert und die Zuströmsituation am Leitschaufeleintritt ist nun realistisch. Abschließend wurde ein zusätzlicher Unterwasserblock angebracht, damit die Strömungssituation am Ende der beiden Saugrohre (am Ende des Auslaufes) nicht durch eine Randbedingung eingeschränkt wird. Das Nachrechnen der Turbine bestätigte die Messung aus dem Jahr 1988 in weiten Teilen. Neben einem verbesserten Wirkungsgrad können auch eine verbesserte Betriebsführung und eine durchdachte Anlagenautomatisierung zu einer höheren Anlageneffizienz führen. Es wurde in der Folge eine Entkoppelung des Leitapparates eines Maschinensatzes analysiert. Der technischen Umsatzbarkeit wurde Rechnung getragen und die höheren Axialkräfte mit einem neuen, leistungsfähigeren Axiallager abgefangen. Zusätzlich ist eine Heblage für den entkoppelten Leitapparat vorzusehen.

Der Vorteil einer numerischen Strömungssimulation (CFD) liegt insbesondere darin, sich ein Bild der vorherrschenden Strömung im Turbinen-Inneren zu machen. Die Laufschaufel wurde nun schrittweise händisch optimiert, indem die Schaufelwinkel und Profile verändert wurden. Hierbei wurde jede Hauptveränderung auch in einer Ganzmaschinensimulation verifiziert. Die optimierte Hydraulik zeigt einen deutlich verbesserten Spitzenwirkungsgrad. Die Jahreserzeugung kann so in Kombination mit der optimierten Fahrweise um 14,8 % (von 72,8 GWh auf 83,4 GWh) am Kraftwerksstandort erhöht werden. Die neuen Laufräder wurden im Ganzen abgegossen, nachbearbeitet und zwischenzeitlich bei allen Maschinensätzen eingebaut. Der letzte Maschinensatz wurde entkoppelt und mit einer Belüftung versehen. Eine durchgeführte Anlagenmessung nach dem Umbau bestätigt die Performance der Laufräder.

4.3.6 Leitungssteigerung bei gleichzeitiger Erhöhung der Flexibilität bei Speicherkraftwerken durch gezielte Druckstoßsimulation

Stefan HÖLLER-LITZLHAMMER[1], Helmut JABERG[1]

Inhalt

Durch veränderte Rahmenbedingungen sehen sich Energieversorger mit neuen Herausforderungen am Energiemarkt mit sinkenden Energiepreisen und einer geringen Preisspanne zwischen Schwachlast- und Spitzenlastzeiten konfrontiert. Um die Wirtschaftlichkeit und die Rentabilität bestehender Speicherkraftwerke sicherzustellen reicht es üblicher Weise nicht aus, bestehende Maschinensätze beispielsweise im Zuge einer geplanten Refurbishment-Maßnahme durch effizientere Turbinen und Generatoren zu ersetzen. Die hohe Volatilität in den Übertragungsnetzen durch die Einspeisecharakteristik von Wind und Sonne verlangt nach schnell reagierenden Speicheranlagen mit hoher Leistung und hoher Speicherkapazität. Eine zusätzliche Möglichkeit um den Ertrag bestehender Wasserkraft-Speicherkraftwerke zu erhöhen ergibt sich somit durch eine Steigerung der Maschinenleistung bei gleichzeitiger Flexibilität einer bestehenden Kraftwerksanlage. Die meisten älteren Wasserkraftwerke – insbesondere Speicherkraftwerke – sind jedoch nicht für solche Betriebsarten ausgelegt.

Viele Speicherkraftwerke im alpinen Raum wurden bereits vor Jahrzehnten errichtet. Meist wurden diese Anlage für einen quasi stationären temporären Betrieb zum Ausgleich von Lastspitzen im Tages-, Wochen-, oder Jahresverlauf im elektrischen Netz ausgelegt. Die heutigen Anforderungen der Übertragungsnetze befinden sich jedoch im Widerspruch zu den ursprünglichen Betriebsszenarien. Die Nachfrage nach Systemdienstleistungen wie die Bereitstellung von Regelenergie zur Spannungs- oder Frequenzregelung verlangt nach großen, hochflexiblen Speicherlösungen mit hoher Leistung. Um die Eignung bestehender Speicherkraftwerke für rapide Lastwechsel und höhere Ausbauleistungen zu überprüfen sind gezielte Untersuchungen des Triebwasserweges und insbesondere des Wasserschlosses notwendig. Da die bestehende bauliche Infrastruktur nicht bzw. nur unter erhöhtem Aufwand verändert werden kann, sind einer Leistungssteigerung im Vorhinein Grenzen gesetzt. Hohe Flexibilität in der Betriebsweise der Anlage limitiert dabei jedoch die maximal erlaubte Anlagenleistung für einen sicheren Betrieb des Kraftwerks zusätzlich. So muss beispielsweise ein Überlaufen oder Leersaugen des Wasserschlosses unter allen erdenklichen Betriebs- und Störfällen vermieden werden.

Flexibler Anlagenbetrieb und die dadurch bedingten rapiden Änderungen des Anlagendurchflusses führen zu instationären Strömungsvorgängen im Triebwasserweg und vor allem im Wasserschloss von Hochdruck-Speicherkraftwerken. Das transiente Anlagenverhalten muss daher bereits in der Planungsphase oder im Zuge einer Machbarkeitsstudie für eine Leistungssteigerung und/oder Erhöhung der Flexibilität zuverlässig untersucht werden. Nur so kann sichergestellt werden, dass die bestehende Anlageninfrastruktur durch neue Betriebsweisen wie schnelle, wiederholte Lastwechsel oder periodische Anfahr- und Abschaltvorgänge keinen Schaden nimmt.

Modernen Simulationsmethoden zur Druckstoßberechnung haben sich für derartige Untersuchungen als geeignete Maßnahme bewährt um die auftretenden Anlagenbelastungen durch Massenschwingungen und Druckpulsationen genau vorauszubestimmen. Mit speziellen numerischen Modellen für komplexe Anlagenkomponenten wie sie beispielsweise Wasserschlösser darstellen, kann die Betriebsweise der Anlage für die flexiblen Anforderungen unter Einhaltung der Limitierungen aufgrund der bestehenden Infrastruktur optimiert werden. Zur Sicherstellung von genauen und verlässlichen Berechnungsergebnissen muss das Verhalten dieser Bauteile möglichst exakt modelliert werden. Im Idealfall können die numerischen Ergebnisse im Vorfeld einer derartigen Untersuchung mit Messergebnissen in der bestehenden Anlage abgeglichen werden. Zwei Beispiele, die unter Mitwirkung des Instituts für Hydraulische Strömungsmaschinen der Technischen Universität Graz in den letzten Jahren realisiert wurden, werden im Vortrag vorgestellt.

[1] Technische Universität Graz, Institut für Hydraulische Strömungsmaschinen, Kopernikusgasse 24, Tel.: +43 316 873-7574, Fax: +43 316 873 107574, hoeller-litzlhammer@tugraz.at, www.hfm.tugraz.at

4.4 WINDENERGIE UND GEOTHERMIE (SESSION C4)

4.4.1 Marktdesign und Verteilungseffekte – Auswirkungen der Rahmensetzungen für Windanlagen auf die regionale Verteilung

Frieder BORGGREFE[1]

Inhalt

Marktdesign und Ordnungsrahmen haben einen hohen Einfluss sowohl auf den Zubau als auch auf die regionale Verteilung von Technologien. Der zukünftige Energiemix der einzelnen deutschen Bundesländer hängt in hohem Maße von den nationalen und europäischen Rahmenbedingungen ab. Vor dem Hintergrund der fortlaufenden Anpassungen der Förderung stellt sich die Frage, wie sich der gesetzte Rahmen auf den Zubau von erneuerbaren Energien in einzelnen Regionen auswirkt und welche langfristigen Entwicklungen dadurch im Energiesystem zu erwarten sind. Im Rahmen dieses Beitrags wird untersucht, welche Anreize unterschiedliche Ausschreibungs- und Förderungsdesigns auf die Investitionsanreize und Verteilungswirkung beim Zubau von Windanlagen haben. Darüber hinaus wird bewertet, welche regulatorischen Rahmenbedingungen günstig für die mittel- und langfristige EE-Zielerreichung der betrachteten Regionen sind.

Methodik

In einem ersten Schritt werden, aufbauend auf GIS-basierten Analysen, die zukünftigen technischen Potentiale für Wind- und PV-Anlagen in Baden-Württemberg und Deutschland ermittelt. Unter Verwendung des DLR-Modells EnDAT wird anhand von Geo-Daten Kosten- und Volllaststunden-Potenzialkurven erneuerbarer Energien für Europa mit hoher regionaler Auflösung bestimmt. Durch die Kopplung mit dem am DLR entwickelten Energiesystemmodells REMix wird anhand ausgewählter Stichjahre untersucht, welche Anreize von unterschiedlichen Ausschreibungsverfahren und Preisbildungsmechanismen entfacht werden. Der Fokus liegt auf dem Zubau von Windanlagen in den unterschiedlichen Bundesländern. Ein Vergleich der Wirtschaftlichkeit spezifischer EE-Technologien an beispielhaften Standorten in Nord- und Süddeutschland bildet die Grundlage für die Bewertung der Fördermechanismen und der resultierenden Verteilungswirkungen. Es werden unterschiedliche Ausschreibungsmechanismen, sowie eine detaillierte Differenzierung der Technologien (Starkwind- und Schwachwind-Anlagen, Ausrichtung der Solaranlagen und Potentiale/Bedarf für den Lastfolgebetrieb) untersucht.

Ergebnisse

Ausgehend von der Wirtschaftlichkeit der Einzelanlagen und der vorhandenen Potentiale, erfolgt eine Abschätzung der zukünftigen technischen und wirtschaftlichen EE-Ausbaupotentiale für verschiedene Regionen in Deutschland. Anhand von drei Szenarien wird gezeigt wie sich langfristig unterschiedliche Ausschreibungs- und Fördermechanismen auf den Energiemix, die Netze und den Speicherbedarf in Deutschland und in Baden-Württemberg auswirken. Die Ergebnisse zeigen, dass das bestehende Ausschreibungsdesign nur geringe Anreize für systemfreundliche Schwachwindanlagen sowie für Winderzeugung in Süddeutschland bieten. Abschließend wird diskutiert, wie das Marktdesign und die Preisbildungsmechanismen für Systeme mit hohen Anteilen Erneuerbarer generell ausgestaltet werden sollten und wie im Speziellen ein günstiges Marktdesign für Wind mit Bezug auf die Klimaziele in Baden-Württemberg aussehen könnte.

Die vorgestellten Szenarien-Ergebnisse wurden im Rahmen des Projekts „Energiesystemanalyse Baden-Württemberg“ (EnSys-BaWü) entwickelt. Das Projekt wurde im Jahr 2017 im Rahmen des Förderprogramms „Baden-Württemberg Programm Lebensgrundlage und ihre Sicherung“ (BWPLUS) durch das Ministerium für Umwelt und Energie Baden-Württemberg gefördert.

[1] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Institut für Technische Thermodynamik, Pfaffenwaldring 38-40, 70563 Stuttgart, Tel.: +49 711 6862-431, frieder.borggrefe@dlr.de, www.dlr.de/tt

4.4.2 Qualitative Analyse des volkswirtschaftlichen Nutzens von Repowering in der Stromproduktion aus Windkraft

Martin BARESCH[1], Sebastian GOERS[1], Robert TICHLER[1]

Inhalt

Bei der Stromproduktion aus Windenergie wurden in den vergangenen Jahrzehnten deutliche Steigerungen in der installierten Leistung erreicht. Innerhalb der letzten 20 Jahre hat sich alleine in Österreich die installierte Nennleistung von damals ca. 0,38 MW pro Anlage hin zu einer Leistung von heute fast 3 MW pro Anlage entwickelt. Moderne Anlagen haben mit ihren Vorgängergenerationen nur noch wenig hinsichtlich Leistungsfähigkeit und Effizienz gemein [1, 2]. Zusätzlich ergeben sich, neben den betriebswirtschaftlichen Vorteilen für Anlagenbetreiber, auch Vorteile für die Allgemeinheit. Moderne Anlagen laufen leiser, gleichmäßiger und stabilisieren das Netz [3, 4]. Doch potentielle Bebauungsflächen für Windkraftanlagen sind beschränkt. Um dieser Verknappung entgegenzuwirken, wird deshalb die Möglichkeit erwogen, die Standorte alter Windanlagen zu nutzen und sie mit neuen, modernen und leistungsfähigeren Anlagen zu bebauen [5, 6]. Diese Form der erneuten Nutzung von Standorten für Stromproduktionsanlagen nennt man „Repowering“.

Die im Juni 2017 im Nationalrat beschlossene Ökostromnovelle impliziert Investitionsimpulse für die Windenergiebranche durch den Ausbau der Windkraftkapazität und Sonderkontingente für die Umsetzung von bereitstehenden Windkraftprojekten. Wie mit etwaigen Repoweringprojekten umgegangen werden soll, kann der aktuellen Novelle nicht entnommen werden. Diese könnten zum Erreichen der Ausbauziele zusätzliche Potentiale darstellen. Durch Repowering von Windkraftanlagen werden alte Windkraftanlagen durch moderne, effizientere Anlagen mit einem höheren Wirkungsgrad ersetzt. Somit kann bei einer Beibehaltung der Anlagenanzahl und gleichzeitiger Erhöhung der Leistung durch effizientere Nutzung der Standorte eine Steigerung des Ertrags erreicht werden.

Maßnahmen zum Repowering vor Erreichen ihrer technischen Lebensdauer können aus betriebswirtschaftlicher Sicht sinnvoll sein. Für die Prüfung der Förderwürdigkeit sind Bestätigungen zur volkswirtschaftlichen Zweckmäßigkeit in Diskussion. Diese sollen nachvollziehbare Begründungen für den vor dem technischen Lebensende forcierten Abbau liefern und eine Förderung rechtfertigen. Ziel dieser Studie ist die Definition und ausführliche qualitative Diskussion der volks- bzw. gesamtwirtschaftlichen Zweckmäßigkeit von vorzeitigem Repowering von Windkraftanlagen.

Methodik

Die volkswirtschaftlichen Aspekte der Stromproduktion aus Windkraft sowie von Repowering von Windkraftanalgen werden wurden mittels Literaturanalyse erfasst. Anschließend wurden die nötigen Bedingungen für eine volks- bzw. gesamtwirtschaftliche Zweckmäßigkeit eines vorzeitigen Repowering von Windkraftanlagen gegenüber Neubauprojekten an bisher ungenutzten Standorten abgeleitet.

Ergebnisse

Tabelle 1 stellt eine Zusammenfassung der volkswirtschaftlichen Vorteile und potentiellen negative Aspekte von Repowering von Windkraftanlage gegenüber Altanlagen sowie gegenüber Anlagen an neuen Standorten dar.

[1] Johannes Kepler Universität Linz, Energieinstitut, Altenbergerstraße 69, 4040 Linz,
Tel.: +43 732 2468-{5677|5654|5659}, {baresch|goers|tichler}@energieinstitut-linz.at

a) Gegenüber Altanlagen:		
	Positive Aspekte	***Negative Aspekte***
Windkraftanlagen-Betreiber	• Effizientere Nutzung des Standorts • Höhere Winderträge • Zuverlässigere und wartungsärmere Windkraftanlagen • Verkauf oder Ersatzteile von Alt-Anlagen	• Vorübergehende Reduktion von Einnahmen • Unsicherheiten (Fundamente, Übertragungslizenzen, etc.)
Anwohner	• Geringerer Eingriff ins Landschaftsbild • Leiser • Ruhiger / langsamer	• Neue Windkraftanlagen größer, d.h. besser sichtbar und evtl. Beleuchtung notwendig
Öffentliche Hand	• Geringerer Eingriff ins Landschaftsbild • Planungsfehler beheben • Einzelstandorte auflassen	• Herausforderungen durch höhere Windkraftanlagen
Energieunternehmen und Konsumenten	• Höhere Verträglichkeit für Stromnetze • Konstantere Produktion • Regelbare Blindleistung	• Produktionsentfall während Umbauarbeiten
b) Gegenüber Anlagen an neuen Standorten:		
	Positive Aspekte	***Negative Aspekte***
Windkraftanlagen-Betreiber	• Besseres Windpotential • Weiterverwendung von Infrastruktur • Vorhandene Daten • Vorhandene Akzeptanz • Kürzere Planungsverfahren • Verkauf oder Ersatzteilnutzung von Alt-Anlagen	• Alte abgeschriebene Anlagen profitabel • Vorübergehende Reduktion von Einnahmen
Anwohner	• Weniger Windkraftanlagen	
Öffentliche Hand	• Besseres Landschaftsbild • Planungsfehler beheben • Einzelstandorte auflassen	
Energieunternehmen und Konsumenten	• Höhere Verträglichkeit für Stromnetze	• Produktionsentfall während Umbauarbeiten

Tabelle 1: Zusammenfassung der positiven und negativen volkswirtschaftliche Teil-Aspekte von Repowering in der Stromproduktion aus Windkraft (Quelle: eigene Darstellung)

Literatur

[1] Madlener, R. und M., Schumacher (2011): Ökonomische Bewertung des Repowering von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland. Zeitschrift für Energiewirtschaft 35, S.297–320.

[2] Santos-Alamillos, F., J., N., S., Thomaidis, J., Usaola-García, J., A., Ruiz-Arias und D., Pozo-Vazquez (2017): Exploring the mean-variance portfolio optimization approach for planning wind repowering actions in Spain. Renewable Energy 106, S. 335-342

[3] Filgueira, A., Seijo, M., A., Munoz, E., Castro, L., und Piegari, L. (2009): Technical and Economic Study of Two Repowered Wind Farms in Bustelo and San Xoán, 24.7 MW and 15.84 MW, respectively. 2009 International Conference on Clean Electrical Power, Capri, S. 545-549.

[4] Goyal, M., (2010): Repowering - Next big thing in India. Renewable and Sustainable Energy Reviews 14, S. 1400–1409.

[5] Rio, P. del, A., C., Silvosa, G., I., Gómez (2011): Policies and design elements for the repowering of wind farms: A qualitative analysis of different options. Energy Policy 39, S. 1897–1908.

[6] Serria, L., E., Lemboa, D., Airoldia, C., Gellib, und M., Beccarello (2017): Wind energy plants repowering potential in Italy: technical-economic assessment. Renewable Energy, Accepted Manuscript.

4.4.3 A Socioeconomical Wind Energy Approach in Egypt, utilizing Tailwinds from a Fast-Moving European Energy Economy

Michael PUTTINGER[1], Udo BACHHIESL[1]

Introduction

Egypt´s energy economy is in transition. In the midst of an economic crisis following a devaluation of the currency about 50 % over night at the end of 2016, and inflation rates exceeding 30 %, fuel prices and electricity rates are highly affected by this devaluation and even strengthen the governmental strategy to cut off the omnipresent energy awareness opponent, “Subsidized fossil fuels”. The last price increase happened during summer 2017, where e.g. Diesel price raised about 55 %. [1]

Egyptian electricity market

Nearly 99 % of Egypt’s population have access to electricity, which is mostly dependent on fossil fuels. Natural gas and other conventional fuels have always been considered the most dominant sources for electricity generation in Egypt and will be for many years to come. In addition to hydropower and non-commercial fuels like biomass, they represent the bulk of energy resources in Egypt. The share of renewables is remarkably low as it is still below 2.5 % in terms of totally installed capacity and only 0.8 % of generated electricity. With the cut of subsidies for fossil fuels, energy prices are rising fast, both the direct fuel prices as well as the dependent electricity rates.

Wind resources in Egypt

An evaluation of the existing wind atlas shown in Figure 1, is part of this analysis. Especially rural areas were less considered in the development of this wind atlas and show differences to available wind resource data. [2] Thus, a case study is in operation with a locally manufactured wind pole, evaluating the wind atlas at a potential site.

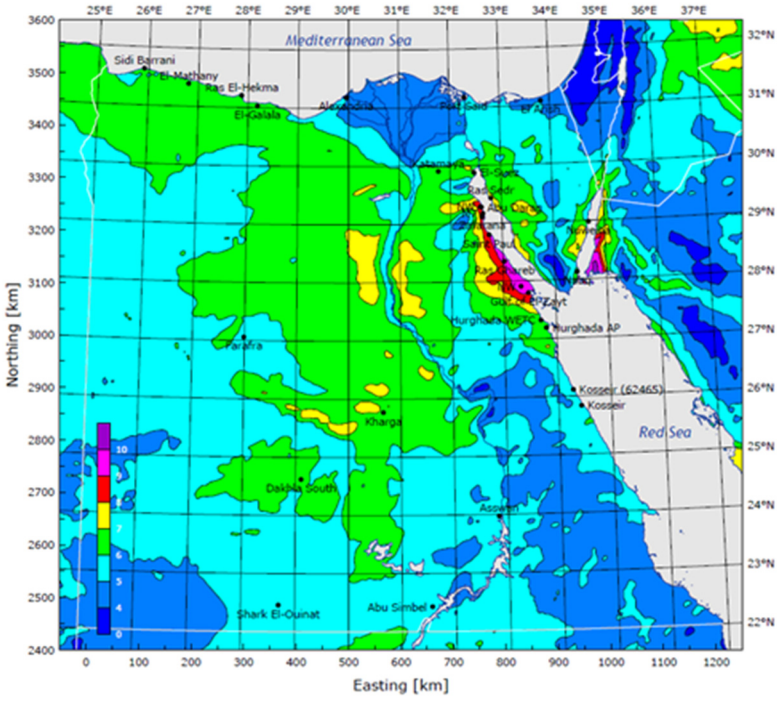


Figure 1: Wind atlas of Egypt: mean wind speed 50 m over ground level using mesoscale modelling [3]

[1] Graz University of Technology, Institute of Electricity Economics and Energy Innovation, Inffeldgasse 18, 8010 Graz,
{Tel.: +43 680 2098559, michael.puttinger@wind-driven.com, www.wind-driven.com},
{Tel.: +43 316 873-7900, bachhiesl@tugraz.at, www.iee.tugraz.at}

Utilizing refurbished wind turbines

Wind power in Europe is developing very quickly due to the European energy goals and the intensive subsidisation available in many European countries. Following a subsidisation period, the currently installed wind turbines in Europe are often replaced by bigger and more powerful ones. This offers the opportunity of a prolonged use of these replaced wind turbines by exporting them to countries like Egypt after suitable refurbishment.

SWOT Analyses

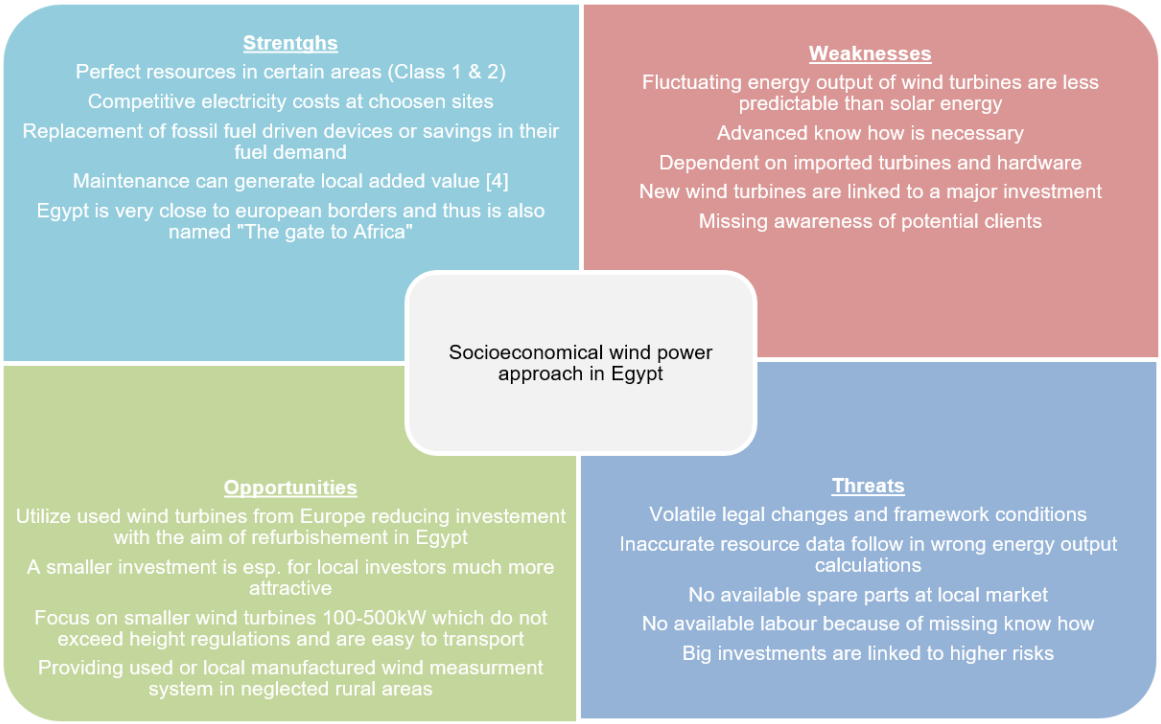


Figure 2: SWOT Analyses

Results and Conclusions

An approach with prolonged wind turbines from Central Europe can result in a minimization of investment costs, while local personnel could be trained for doing necessary maintenance work and further gaining local added value. In particular, the replacement of existing large-scale diesel generators, which represent the most affected sector of the last price hikes, is targeted by this survey. Such systems with single or combined diesel generators are still very common and have been identified especially in rural areas for large-scale irrigation or for tourism purposes in the southern Red Sea. Still, the fluctuating framework conditions like governmental restrictions on imports and energy generation does not make the assumption a game-changer and requires a detailed case study including efforts in lobbying and international cooperations.

References

[1] A. Ismail and P. Markey, “UPDATE 3-Egypt raises fuel prices by up to 50 percent under IMF deal,” Reuters, 2017.

[2] M. M. Rienecker, “MERRA - NASA’s Modern-Era Retrospective Analysis for Research,” Journal of Climate (MERRA Special Collection), 2011.

[3] N. G. Mortensen, “Wind Atlas for Egypt: Measurements, Micro- and Mesoscale- Modelling,” Roskilde, 2006.

[4] IRENA, „Renewable Energy and Jobs, Annual Review“, International Renewable Energy Agency, 2017.

4.4.4 Generierung räumlich und zeitlich hoch aufgelöster Onshore Windeinspeisezeitreihen von 2000 bis 2015 für Deutschland

Raik BECKER[1], Daniela THRÄN[2]

Einleitung

Der rapide Ausbau der Windenergie an Land und auf See verlangt nach genaueren Modellen, um die Auswirkungen auf das Energiesystem und die Umwelt besser abschätzen zu können. Neben einer hohen zeitlichen Auflösung ist eine feinere räumliche Granularität von Bedeutung, da sich nur so regionale Auswirkungen der Energiewende sinnvoll beurteilen lassen. Des Weiteren sind Energiesystemmodelle auf hoch aufgelöste Windeinspeisezeitreihen angewiesen. Es ist das Ziel dieser Arbeit stündliche Windeinspeisezeitreihen auf Landkreisebene von 2000 bis 2015 für Deutschland mittels neuer Reanalyse-Windgeschwindigkeitsdaten zu generieren. Dabei werden diese Windgeschwindigkeitsdaten durch die Leistungskurven der Windturbinen in Windleistungszeitreihen umgewandelt.

Datengrundlage

Wetterdaten

Windgeschwindigkeiten, die im Modell in Windleistung durch die Leistungskurve transformiert werden, basieren auf dem neuen Reanalyse-Datensatz COSMO-REA6 (Quelle: Hans-Ertel-Zentrum für Wetterforschung). Die räumliche Auflösung beträgt ca. 6 mal 6 km, wobei die stündlichen Windgeschwindigkeiten für relevante Höhen (35 bis 179 m) extrahiert wurden.

Windanlagendaten

Nabenhöhe, Rotordurchmesser, Nennleistung, Inbetriebnahmedatum und Standorte aller Windenergieanlagen wurden in dem Forschungsvorhaben EE-Monitor (gefördert durch das BfN) aus den 16 dafür verantwortlichen Bundesländerbehörden zusammengetragen. Zur Vervollständigung wurde ein Random-Forests-Ansatz gewählt, der in [1] genauer beschrieben ist.

Kalibrierungsdaten

Die Kalibrierung kann mangels genauerer regionaler Zeitreihen nur räumlich aggregiert erfolgen. Daher basiert die Kalibrierung und Parametrisierung des Modells auf den stündlichen Onshore Windeinspeisezeitreihen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (siehe www.netztransparenz.de).

Methodik

Die Modellstruktur ist in Abbildung 1 schematisch dargestellt. Der erste Teil besteht aus der Modellierung der Windenergieeinspeisung und der zweite Teil aus der Kalibrierung der Eingangsparameter für einige Jahre (2012-2015) in denen belastbare Referenzzeitreihen verfügbar sind. Im ersten Teil werden die Windgeschwindigkeiten aus COSMO-REA6 auf Nabenhöhe interpoliert und durch eine standardisierte Windleistungskurve für jede Windenergieanlage in Windleistung transformiert. Die standardisierte Windleistungskurve wird durch folgende Parameter beschrieben: Anlauf- und Abriegelungswindgeschwindigkeit sowie Leistungskoeffizient (zur Bestimmung der Nennwindgeschwindigkeit auf Basis der Rotorfläche). Des Weiteren wird die Leistungskurve mit einem Gaußfilter geglättet. Zur Kalibrierung dieser Parameter werden alle Einspeisezeitreihen zu einer Landesganglinie aggregiert, um diese mit den Hochrechnungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zu vergleichen, da auf räumlich kleineren Skalen keine Vergleichszeitreihen vorliegen. Diese Kalibrierung erfolgt nur für die Jahre 2012-2015, da nur für diesen Zeitraum ÜNB-Zeitreihen zur Verfügung stehen. Die für diesen Zeitraum ermittelten Parameter werden daher auf die vorangegangenen Jahre übertragen.

[1] Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH – UFZ, Department Bioenergie, Permoserstraße 15, 04318 Leipzig, Tel.: +49 341 243-4593, raik.becker@ufz.de, www.ufz.de

[2] DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH, Bereich Bioenergiesysteme, Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig, Tel.: +49 341 243-4435, daniela.thrän@dbfz.de, www.dbfz.de

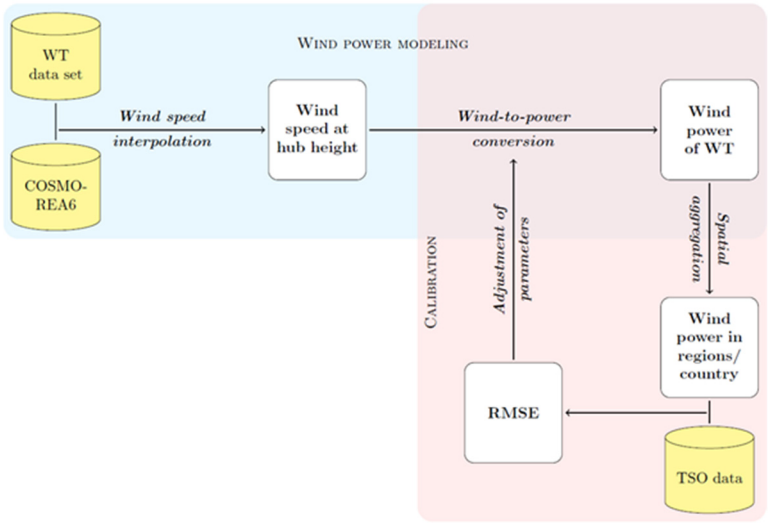


Abbildung 1: Modellstruktur

Ergebnisse

In den Jahren von 2012 und 2015 werden jeweils der jährliche RMSE und das Bestimmtheitsmaß berechnet und für verschiedene Parameterkombinationen verglichen. Abbildung 2 zeigt einen Scatterplot für 2013, wobei die stündliche Windeinspeisung des Modells auf der Abszisse und die ÜNB-Zeitreihe auf der Ordinate aufgetragen sind. Der RMSE beträgt 899 MW und R^2 0,97, was einer sehr hohen Übereinstimmung entspricht. In Abbildung 3 ist die regionale Einspeisung exemplarisch für den 01.01.2013 00:00 Uhr (UTC) dargestellt.

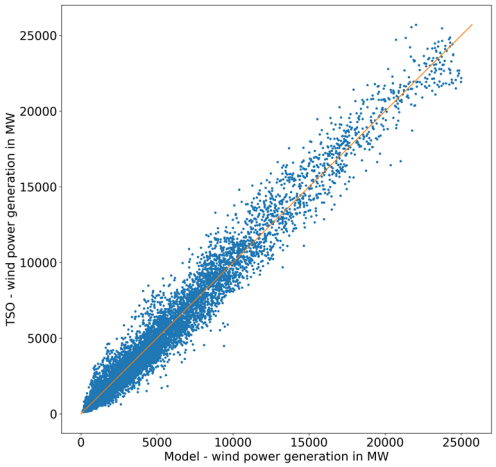


Abbildung 2: Scatterplot: Modelloutput/ÜNB-Zeitreihe in MW

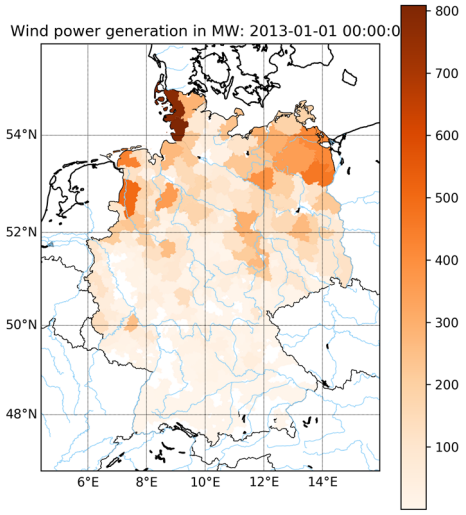


Abbildung 3: Windeinspeisung pro Landkreis am 01.01.2013 00:00 Uhr (UTC) in MW

Es lässt sich insgesamt feststellen, dass regionale Reanalysemodelldaten gut geeignet sind, um genauere räumlich hoch aufgelöste Windeinspeisezeitreihen zu generieren.

Literatur

[1] R. Becker, D. Thrän (2017): Completion of wind turbine data sets for wind integration studies applying random forests and k-nearest neighbors. Applied Energy 208C (2017), pp. 252-262.

4.4.5 Messtechnische Untersuchung einer lokalen Windströmung

Georg KONRAD[1], Phillip EGGER[1], Wolfgang WOYKE[1]

Einführung

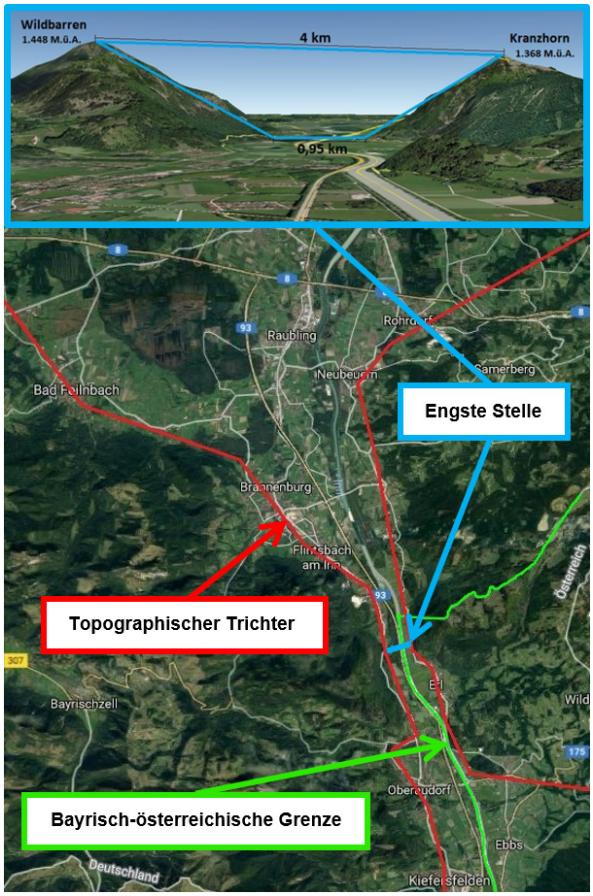


Abbildung 1: Geographische Lage und Topographie (Quelle: Eigene Darstellung)

Der sogenannte „Erler Wind“ ist ein lokales Windphänomen im Inntal, im Grenzgebiet zwischen Österreich und Bayern (Abb.1). Der Name rührt daher, dass Wind aus dem Inntal täglich wiederkehrend in das Rosenheimer Becken mit für den Voralpenraum hohen Windgeschwindigkeiten weht. Die Windrichtung kehrt sich im Tagesverlauf jedoch um.

Der meteorologische Hintergrund dieses Phänomens liegt in der Enge des Inntalausganges, wodurch die Atmosphäre lokalen tagesperiodischen Windsystemen und Windrichtungsänderungen unterworfen ist. Die Windsysteme entstehen aus dem Ungleichgewicht der Luftmassen zwischen der Talzone im Süden und dem Vorland im Norden, die sich unterschiedlich stark über den Tag erwärmen bzw. über Nacht abkühlen. Durch dieses Ungleichgewicht kommt es zu Ausgleichsströmungen. Die Berg- und Talwinde entwickeln sich aufgrund der Talverengung am Inntalausgang zu einem sogenannten

„Low-Level-Jet“ [2] Dieser zeichnet sich durch hohe Windgeschwindigkeiten in den bodennahen Schichten aus.

Stand der Forschung und verfügbare Daten

Die wichtigsten Untersuchungen zu diesem Windphänomen beruhen auf dem MERKUR-Experiment 1982. Es postuliert eine Art Venturi-Effekt am Inntalausgang als Grund für den Low-Level-Jet [1]. Die numerische Simulation von Zängl aus dem Jahr 2004 erklärt hingegen das Phänomen durcheine Überströmung der Talverengung, wodurch der Übergang von einer subkritischen Strömung in eine superkritische Strömung, den Low-Level-Jet auslöst [3]. Trotz der unterschiedlichen Ansichten über die Entstehung des Low-Level-Jet, kommen beide Untersuchungen zum Schluss, dass sich der Talabwind am Inntalausgang in seiner vertikalen Mächtigkeit stark verringert und Geschwindigkeitsmaxima von bis zu 13 m/s in der zweiten Nachthälfte in einer Höhe von rund 200 m über Grund auftreten. Darüber hinaus ist der Low-Level-Jet in seiner Ausprägung stark wetterabhängig, vor allem der Bedeckungsgrad hat Auswirkungen auf seine Intensität.

Obwohl diese beiden Untersuchungen, den „Erler Wind“ in seiner Gesamtheit beschreiben, liefern sie jedoch keine ausreichende Datengrundlage, für eine energetische Nutzung. Denn im Zuge des MERKUR-Experimentes wurde lediglich 13 Tage lang gemessen und die Ergebnisse von Zängl basieren auf einer Simulation. Zudem betrachten beide Untersuchungen das Gesamtsystem der Windströmung im Inntal und nicht explizit die bodennahe Schicht am Inntalausgang, die für eine Windkraftnutzung interessant ist.

[1] Fachhochschule Kufstein Tirol Bildungs GmbH, Andreas-Hofer-Straße 7, 6330 Kufstein,
Tel.: +43 5372 71819-{119|205|120}, {georg.konrad|philip.egger|wolfgang.woyke}@fh-kufstein.ac.at,
www.fh-kufstein.ac.at

Zielsetzung und Motivation

In den letzten Jahren gab es von Seiten der Bevölkerung verschiedene Initiativen wie beispielsweise die Idee zu einem „Windtrichterkraftwerk mittels Vertikalachsrotoren“ oder vereinzelte Kleinwindanlagen an Gebäuden. Damit verbunden wurden erste Messungen durchgeführt, die jedoch aufgrund der Standortwahl und Messdauer wiederum keine aussagekräftigen Daten liefern konnten und so eine fundierte energiewirtschaftliche Bewertung dieses lokalen Windphänomens nicht möglich ist.

Im Zuge des Projektes „Messung und Auswertung des Erler Windes“ soll das Windphänomen „Erler Wind“ messtechnisch erfasst und ausgewertet werden. Dadurch soll vor allem die Charakteristik und Ausprägung dieses Windphänomens aufgezeigt werden, um daraus die zentrale Frage zu beantworten, ob der „Erler Wind“ für eine energetische Nutzung mittels Kleinwindkraftanlagen geeignet ist.

Aufbau und Ablauf des Projektes

Um die Charakteristik und Ausprägung dieses Windphänomens darzustellen und zudem eine fundierte Energieertragsprognose zu erstellen ist deshalb ein Messzeitraum von zwei Jahren geplant. Dadurch werden jahreszeitliche Schwankungen im Winddargebot erfasst. Im Zuge des Projektes werden die Windmessungen an zwei Standorten gleichzeitig in einer Höhe von zehn Metern, dies entspricht etwa der Nabenhöhe von Kleinwindkraftanlagen, durchgeführt. Ein Standort befindet sich direkt an der engsten Stelle (siehe Abb. 1) des Inntalausgangs und der zweite Standort etwas weiter südlich taleinwärts. Die Nähe beider Messstationen sollte eine deutliche Korrelation der Ergebnisse liefern.

Vor dem Hintergrund der Untersuchungen des MERKUR-Experimentes und der Simulation von Zängl, können diese Daten dann auf ihre Plausibilität geprüft werden und im Anschluss die Jahresdauerlinie ermittelt werden, um daraus das Potential des „Erler Windes“ für die Kleinwindkraftnutzung abzuschätzen.

Ausblick

Durch die messtechnische Erfassung und Auswertung kann durch das Projekt „Messung und Auswertung des Erler Windes“ im Sinne der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit der Euregio Inntal, der Grundstein für die energiewirtschaftliche Nutzung dieses lokalen Windphänomens gelegt werden.

Darüber hinaus würde eine energetische Nutzung dieses Windphänomens gleichzeitig der erste Schritt für die Windkraftnutzung in Tirol darstellen, die bis dato noch keine Rolle spielt.

Literatur

[1] Pamperin H. und Stilke G. (1985): Nächtliche Grenzschicht und LLJ im Alpenvorland nahe dem Inntalausgang, Meteorologische Rundschau – Ausgabe 38, S. 145-156 (Oktober 1985)

[2] Zängl G. (2009): The impact of weak synoptic forcing on the valley-wind circulation in the Alpine Inn Valley; Meteorol Atmos Phys; Springer Verlag 2009

[3] Zängl G. (2004): A reexamination of the valley wind system in the Alpine Inn Valley with numerical simulations; Meteorologisches Institut der Universität München; Springer Verlag 2004

4.4.6 Mit Elektro-Impulsen zur Erdwärme

Matthias VOIGT[1], Erik ANDERS[1], Steffen GROßMANN[2]

Einleitung

Zur Erschließung tiefer Geothermie werden mehrere 1000 m tiefe Bohrungen im Hartgestein, wie Granit und Gneis, benötigt. Nach aktuellem Stand der Technik sind dabei die Bohrgeschwindigkeit besonders in Tiefen ab 3000 m niedrig und der Verschleiß hoch. Eine Alternative zu bestehenden Bohrtechnologien kann das Elektro-Impuls-Verfahren (EIV) darstellen. Dabei wird das das Gestein durch Hochspannungsentladungen (> 600.000 V) abgetragen. Es wurde ein Konzept eines kompletten Bohrsystems entwickelt. Dieses wird aktuell zum ersten Mal in einer flachen Bohrung im Gneis in Freiberg/Sachsen getestet.

Wirkprinzip

Mithilfe eines Impulsspannungsgenerators werden elektrische Hochspannungsimpulse mit einer Amplitude von bis zu 600.000 V und einer Anstiegszeit im Bereich weniger Nanosekunden erzeugt. Diese Impulse werden einer Bohrelektrode zugeführt, die aus einer Hochspannungs- und einer geerdeten Elektrode besteht und auf dem Gestein aufliegt. Die Elektrode wird von der Bohrspülung, die das abgetragene Gestein aus dem Bohrloch austrägt, umspült. Weisen die Hochspannungsimpulse eine ausreichende Impulssteilheit auf, so erfolgt der Durchschlag zwischen den Elektroden im Gestein. Langsamere Impulse verlaufen durch die Bohrspülung und erwirken keinen Abtrag (Abbildung 1). Aufgrund dessen, dass der Impuls zum Versagen der Gefügestruktur innerhalb des Gesteins führt und damit die Zugfestigkeit des Gesteins beansprucht wird, benötigt das Elektro-Impuls-Verfahren nur etwa 10 bis 20 % der Energie konventioneller Rotarybohrverfahren und stellt somit eine wirtschaftliche und effiziente Alternative dar.

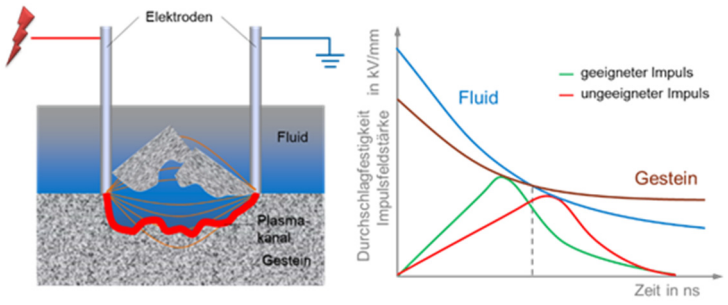


Abbildung 1: Wirkprinzip des Elektro-Impuls-Verfahrens

Technische Umsetzung

In der durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) der Bundesrepublik Deutschland geförderten Machbarkeitsstudie „Vortriebssystem zur Herstellung von tiefen Geothermiebohrungen im Festgestein mittels Elektro-Impuls-Verfahren (EIV)“ (FKZ: 0327664) wurde in einem Verbundprojekt mehrerer Forschungspartner die gesteinszerstörende Wirkung des EIV für verschiedene Gesteine unter hohen Drücken und Temperaturen nachgewiesen und ein Konzept für einen Prototypen entwickelt, welches in eine konventionelle Bohranlage integriert werden kann (Abbildung 2).

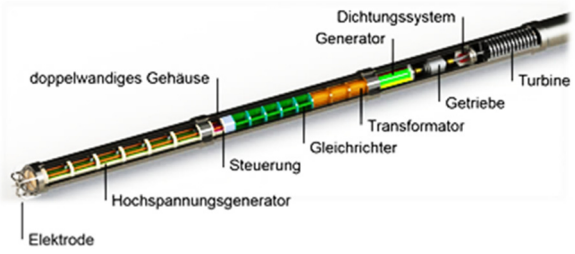


Abbildung 2: Konzept eines Bohrkopfs basierend auf dem Elektro-Impuls-Verfahren

[1] Technische Universität Dresden, Institut für Fluidtechnik, Stiftungsprofessur für Baumaschinen, Münchner Platz 3, 01187 Dresden, Tel.: +49 351 463-33507, Fax: +49 351 463-37731, {matthias.voigt1|erik.anders}@tu-dresden.de, www.tu-dresden.de/ing/maschinenwesen/ifd/bm

[2] Technische Universität Dresden, Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Professur für Hochspannungs- und Hochstromtechnik, Mommsenstraße 10, 01069 Dresden, Tel.: +49 351 463-33428, Fax: +49 351 463-37157, steffen.grossmann@tu-dresden.de, www.tu-dresden.de/ing/elektrotechnik/ieeh/hh

In einem zweiten Projekt wurden ein Impulsspannungsgenerator sowie eine Bohrelektrode entwickelt und im Labor getestet. Dabei konnte die technische Umsetzbarkeit eines EIV-Bohrkopfs sowie die Funktionsfähigkeit unter Nutzung ölbasierter Spülungen erbracht werden (Abbildung 3). Generator und Bohrelektrode wurden für ein 12 ¼“ Bohrloch, Temperaturen bis 200 °C und Drücke bis 1000 bar konzipiert.



Abbildung 3: Impulsspannungsgenerator und 12 ¼“ Bohrloch in Granit im Labor

In-situ Test



Nach erfolgreichem Labortest wurde das System aus Gründen des Umweltschutzes auf wasserbasierte Spülungen angepasst. Das Gesamtsystem inklusive der elektrischen Im-Loch-Energieerzeugung wird auf dem Campus der TU Bergakademie Freiberg in-situ mithilfe einer selbst konstruierten Bohranlage getestet (Abbildung 4). Erste Funktionstests wurden bereits durchgeführt, Performance- und Leistungstests stehen noch aus.

Abbildung 4: Bohranlage auf dem Campus der TU Bergakademie Freiberg

Zusammenfassung

Der Nachweis der Eignung des EIV zur Erstellung tiefer Löcher für die Geothermie wurde erbracht. Das Verfahren bietet mehrere Vorteile gegenüber konventionellen Bohrsystemen. Neben dem geringeren Energiebedarf wird der Verschleiß des Bohrkopfs drastisch reduziert, da weder eine hohe Anpresskraft noch eine Rotation des Bohrstrangs notwendig ist. Dies verringert die Tripzeiten zum Bohrkopfwechsel und damit die Stillstandzeiten signifikant. Der Bohrfortschritt liegt im Bereich von 1 bis 2 m/h und damit im Bereich konventioneller Bohrwerkzeuge in Tiefen ab 3000 m. Die verringerte Anpresskraft begünstigt zudem längere horizontale Bohrabschnitte sowie tiefere vertikale Bohrlöcher. Das EIV stellt somit eine sinnvolle Alternative bzw. Ergänzung des bestehenden Bohrequipments im Bereich der Tiefen Geothermie dar.

4.5 PV UND GEBÄUDE (SESSION C5)

4.5.1 Flexible Testumgebung für die Validierung von Home Energy Management Systemen

David REIHS[1], Martin NÖHRER[1], Stefan ÜBERMASSER[1]

Inhalt

Home Energy Management Systeme erfreuen sich immer größerer Bedeutung und einer wachsenden Marktdurchdringung. Die technischen Entwicklungen im Bereich von Photovoltaikanlagen (PV) und Batterieenergiespeichersystemen (BESS) für den Haushalt machen diese Lösungen der verteilten erneuerbaren Energieerzeugung wirtschaftlich attraktiv für viele Haushalte. (Tillmann Lang, 2015)

Der erhöhte Anteil an zeitlich begrenzt verfügbarer erneuerbarer Energie auf den niedrigen Spannungsebenen des elektrischen Verteilnetzes kann Probleme für die Netzstabilität und Versorgungssicherheit mit sich bringen. (A. Woyte, 2006) Mit Demand Side Management (DSM) Maßnahmen kann der Eigenverbrauch dieser verteilten erneuerbaren Energie erhöht und damit ihre Einspeisung reduziert werden. Eine mögliche Implementierung von DSM im Heimbereich ist ein Heimenergiemanagementsystem (HEMS). (Peter Palensky, 2011)

Um die Entwicklung im Bereich der HEMS und deren Implikationen für das Elektrizitätsverteilnetz zu untersuchen wird ein flexibles System benötigt, welches verschiedene Anwendungsapplikationen abbilden kann.

Methodik

Die vorgestellte Architektur wurde auf Basis einer State-of-the-Art Analyse im Bereich der Heimenergiemanagementsysteme erstellt. Das für Testanwendung am Austrian Institute of Technology (AIT) entwickelte HEMS ist auf einer agentenbasierten Architektur aufgebaut.

Agentenbasierte Architektur

Ein zentraler Kontroll- und Managementagent sammelt alle aktuellen Daten von den verteilten Systemkomponenten und wertet sie aus. Auf Basis des aktuellen Zustandes aller Komponenten werden automatisiert Steuerungsmaßnahmen für das gesamte System berechnet.

Die agentenbasierte Architektur erlaubt es, Laborhardware leicht mit simulierten Komponenten zu kombinieren und gemeinsame Simulationen durchzuführen. Das eröffnet unter anderem die Möglichkeit Hardware-in-the-Loop (HIL) Tests mit dem vorgestellten System durchzuführen.

Systemkomponenten die vom HEMS kontrolliert werden, stehen über eine Middleware miteinander in Verbindung, was schnellen Datenaustausch innerhalb des Systems ermöglicht und die Implementierung von komplexen verteilten Anwendungen ermöglicht.

MQTT Middleware LabLink

Die ebenfalls am AIT entwickelte Kommunikationsbibliothek LabLink (Martin Nöhrer, 2017) wird zum Datenaustausch zwischen den verteilten Komponenten eingesetzt. Die Kommunikationsbibliothek LabLink basiert auf dem Kommunikationsprotokoll MQTT (Message Queue Telemetry Transport), welches vielseitig im Bereich des Internet of Things (IoT) eingesetzt wird. Zusätzlich zum Nachrichtenaustausch bietet LabLink die Möglichkeit einer Simulationssynchronisation basierend auf MQTT Nachrichtenaustausch. Wie LabLink innerhalb des HEMS eingesetzt ist, wird durch Abbildung 1 genauer erläutert.

[1] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Energy Department, Giefinggasse 2, 1210 Wien, Tel.: +43 50550-6543, david.reihs@ait.ac.at, www.ait.ac.at

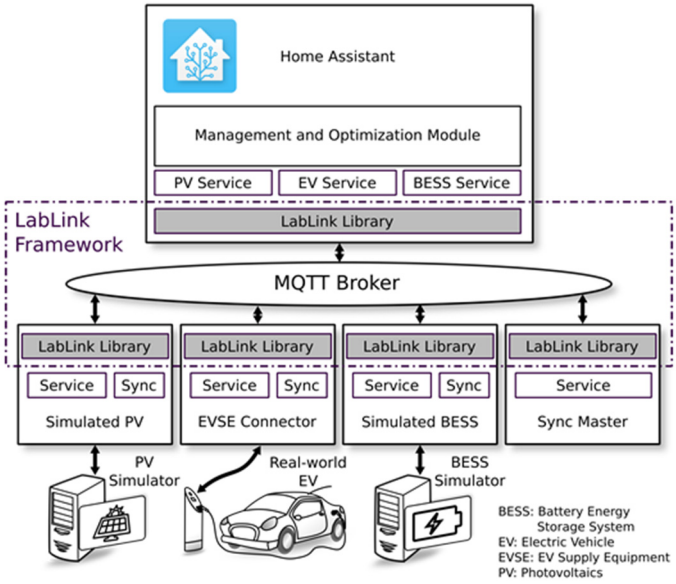


Abbildung 1: Architektur des HEMS für Testanwendungen

Ergebnisse

Zur Verifizierung des HEMS wurden Simulationen mit unterschiedlichen Managementalgorithmen durchgeführt. Unterschiedliche Systemvarianten wurden mithilfe der Agentenbasierten Architektur mittels Konfiguration erreicht. Die Ergebnisse zeigen, dass eine verteilte HEMS Architektur erfolgreich innerhalb des Systems angemessenen Zeitskalen die Energieinfrastruktur eines Haushalts managen kann. Zur gleichen Zeit bietet der flexible Aufbau vielseitige Einsetzbarkeit im Testbereich.

Acknowledgements

Parts of this work were conducted within the European project CESEPS. This project has received funding in the framework of the joint programming initiative ERA-Net Smart Grids Plus, with support from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme.

Literatur

[1] A. Woyte, V. V. (March 2006). Voltage fluctuations on distribution level introduced by photovoltaic systems. IEEE Transactions on Energy Conversion(21), S. 202-209. doi:10.1109/TEC.2005.845454

[2] Martin Nöhrer, M. F. (Mai 2017). AIT LabLink – The Link between Smart Grids and the Laboratory. Abgerufen am 1. 12 2017 von http://www.seswa.at/docs/poster/Poster_Noehrer.pdf

[3] Peter Palensky, D. D. (August 2011). Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads. IEEE Transactions on Industrial Informatics(7), S. 381-388. doi:10.1109/TII.2011.2158841

[4] Tillmann Lang, E. G. (2015). Don't just follow the sun – A global assessment of economic performance for residential building photovoltaics. Renewable and Sustainable Energy Reviews(42), S. 932-951. doi:https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.077

4.5.2 Wirtschaftlichkeitsbewertung und Methoden zur optimalen Dimensionierung von PV-Anlagen und Speichersystemen in Mehrparteienhäusern

Bernadette FINA[1], Andreas FLEISCHHACKER[2], Hans AUER[2], Georg LETTNER[2]

Inhalt

Die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen ist in den letzten Jahren stark gestiegen, was dazu führt, dass diese Art der sauberen Energiegewinnung immer weiter in den Fokus der Gesellschaft rückt. Bis vor kurzem war die Eigenerzeugung und -nutzung von PV Strom im Haushaltssektor in Österreich vorrangig Einfamilienhausbesitzern vorbehalten. Mit der seit Mitte des Jahres 2017 rechtlich geltenden Gesetzesnovellierung ist die Nutzung von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen unter Verwendung bestehender Leitungsinfrastruktur auch in Mehrfamilienhäusern möglich. Dies wirft die Frage auf, inwieweit die jährlichen Stromkosten der Haushalte durch Installation einer auf die Bedürfnisse der Endverbraucher ausgelegten, also optimal dimensionierten PV Anlage (und gegebenenfalls eines Energiespeichers) beeinflusst werden. Die Bedürfnisse der Endkunden reichen von einer Minimierung der jährlichen Stromkosten bis hin zu einer Maximierung des Eigenverbrauchs, was es nötig macht, geeignete Optimierungsmodelle zu entwickeln, um solch unterschiedliche Ziele abbilden zu können. Diese Arbeit zielt darauf ab eine Wirtschaftlichkeitsbewertung von optimal dimensionierten PV Anlagen und Speichersystemen in Mehrparteienhäusern durchzuführen.

Methode

Sämtlichen Analysen ist ein fiktives Mehrparteienhaus zugrunde gelegt, wobei den einzelnen Haushalten reale, in 15-Minuten-Intervallen gemessene Lastprofile zugeordnet werden. Um optimale PV- und Speicherkapazitäten für den Fall konträrer Endkundenziele (Minimierung der jährlichen Stromkosten bis hin zu Maximierung des Eigenverbrauchs) zu bestimmen, werden zwei unterschiedliche Methoden herangezogen. In erster Linie kommt ein Multi-Kriterien Optimierungsansatz zum Einsatz, der es ermöglicht, gegensätzliche Zielfunktionen durch entsprechende Gewichtung innerhalb einer Zielfunktion zu vereinen. Es wird sowohl auf Basis der Gesamtlast des Gebäudes (dynamische Zuordnung des PV Stroms) als auch auf Basis der Einzellastprofile (statische Zuordnung des PV Stroms) optimiert. Nachdem die Multi-Kriterien Optimierung im Falle kleiner Anlagengrößen Defizite aufweist, wird zum Vergleich der Ergebnisse ein reines Kostenminimierungsproblem gelöst, wobei das konträre Ziel der Eigenverbrauchsmaximierung durch explizite Vorgabe der Eigenverbrauchsrate als Nebenbedingung berücksichtigt wird. Um eine Wirtschaftlichkeitsbewertung auf Basis der kurzfristigen Betriebsoptimierung durchzuführen, werden die jährlichen Stromkosten des gesamten Gebäudes bzw. der einzelnen Wohnparteien mittels Annuitätenmethode bestimmt und den ursprünglichen Stromkosten gegenübergestellt.

Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen, dass das Konzept der gemeinschaftlichen Nutzung von Energieerzeugungsanlagen in Österreich für alleinige Betrachtung von PV Anlagen derzeit an der Grenze zur Profitabilität liegt. Für den Fall der dynamischen Zuteilung des PV Stroms auf die einzelnen Haushalte können Synergieeffekte zwischen unterschiedlichen Haushaltslastprofilen berücksichtigt werden, was dazu führt, dass die jährlichen Stromkosten in geringem Maße reduziert werden können. Im Fall der statischen Zuordnung des PV Stroms bleiben Synergieeffekte ungenutzt, weshalb keine Wirtschaftlichkeit erzielt werden kann. Werden PV Anlagen und Energiespeicher in Kombination implementiert, kann selbst bei dynamischer Zuordnung des Stroms keine Wirtschaftlichkeit erreicht werden. Sensitivitätsanalysen zeigen, dass die Wirtschaftlichkeit steigt, sobald die Speicherkosten reduziert werden.

[1] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Wien, Tel.: +43 664 88390046, bernadette.fina@ait.ac.at

[2] Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe / Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien, {fleischhacker|auer|lettner}@eeg.tuwien.ac.at

Selbst jedoch bei einer Reduktion der spezifischen Speicherkosten von 1000€/kWh auf 500€/kWh ist in Österreich aufgrund der niedrigen mengenabhängigen Endkundenstrompreise keine Stromkostenreduktion möglich.

Der Unterschied der beiden Optimierungsmethoden wird für den speziellen Fall kleiner Anlagengrößen deutlich. Im Falle der Multi-Kriterien Analyse werden PV Anlagen erst ab einem beachtlichen Eigenverbrauchsanteil von rund 20 % berücksichtigt, da der hohe Fixkostenanteil der Installation die Implementierung kleiner Anlagen verhindert. Wird der Eigenverbrauchsanteil unter dem Ziel jährlicher Stromkostenminimierung explizit vorgegeben, können auch kleinere Anlagen untersucht werden.

4.5.3 Wärmepumpe und Fotovoltaik mit Wasserspeicher und Gebäudemassenaktivierung als thermische Batterie

Alexander THÜR[1], Toni CALABRESE[1], Wolfgang STREICHER[1]

Regelstrategien zur PV-Eigenverbrauchssteigerung

Im Rahmen des Projektes TheBat – „Die Thermische Batterie im Smart Grid in Kombination mit Wärmepumpen – eine Interaktionsoptimierung“ wird an Hand von Simulationsstudien mit TRNSYS untersucht, wie in optimaler Weise eine Wärmepumpe gekoppelt mit einer Fotovoltaikanlage hydraulisch als auch regelungstechnisch in ein Gebäude integriert werden kann.

Die Sole-Wärmepumpe kann mit drehzahlgeregeltem Kompressor leistungsgeregelt betrieben werden bzw. besteht die Möglichkeit einen Enthitzer für die Warmwasserbereitung zu nutzen. Als thermischer Energiespeicher besteht die Möglichkeit einen Wasserspeicher als Pufferspeicher für die Heizung bzw. für die Warmwasserbereitung sowie die Gebäudemasse in Form des Heizestriches bzw. einer Betonkernaktivierung zu nutzen. Die Wärmepumpe ist elektrisch angetrieben und wird einerseits vom öffentlichen Netz als auch von einer hauseigenen Fotovoltaikanlage versorgt.

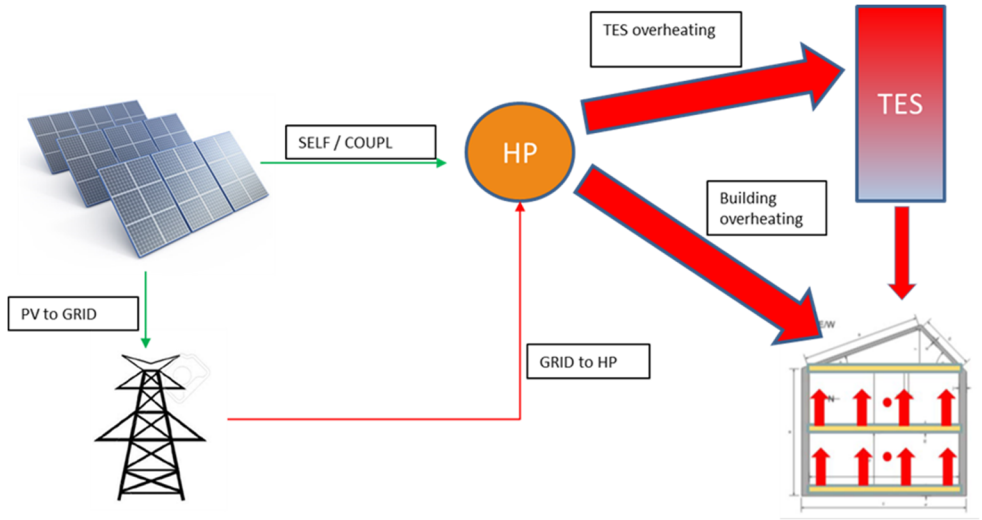


Abbildung 1: Energieflüsse für Elektrizität (PV Strom: grün, Netzstrom: rot) und Wärme (dick rot)

Als Gebäude werden Referenzgebäude der IEA SHC Task44 verwendet, welche zu einem Einfamilien-Passivhaus (RES15), Einfamilien-Niedrigenergiehaus (RES45) sowie einem kleinen Bürogebäude (OFF45) in Niedrigenergiebauweise angepasst wurden. Die Gebäude werden mit Wärme für Heizung und Warmwasser bzw. das Büro auch mit Kühlenergie versorgt.

Ziele der Optimierung sind die Minimierung des Stromverbrauches durch die Wärmepumpe aus dem öffentlichen Netz, die Maximierung des Eigenverbrauches des durch die Fotovoltaikanlage erzeugten Stromes sowie bestmögliche Verlagerung des Stromverbrauches aus dem Netz in Zeitfenster mit niedrigen Stromkosten. Die Speicherkapazitäten werden variiert durch die Kombination verschiedener Volumina bzw. variabler Soll-Temperaturen des Pufferspeichers sowie durch Variation der maximalen Raumtemperaturen zur Aktivierung der Gebäudemasse. Die Leistung der Wärmepumpe kann Außentemperatur geführt, entsprechend der verfügbaren Fotovoltaik Leistung oder in Abhängigkeit des Strompreises geregelt sein.

In der Betriebsart SELF wird der zufällig zeitgleich erzeugte PV-Strom bewertet. Wenn PV-Strom in ausreichender Leistung (> 1kW) zur Verfügung steht, wird bei der Betriebsart TES der Wasserspeicher (500, 1000 bzw. 2000 Liter) bis zu 60°C überhitzt, bei BUI wird das Gebäude bis zu 26°C überwärmt und bei BUI+TES werden zuerst das Gebäude und dann der Speicher überwärmt.

[1] Universität Innsbruck, Institut für Konstruktion und Materialwissenschaften, AB Energieeffizientes Bauen, Technikerstraße 13, 6020 Innsbruck, Tel.: +43 512 507-63653, alexander.thuer@uibk.ac.at, www.uibk.ac.at/bauphysik

Energie- und Betriebskostenvergleiche

Auf Basis von Jahressimulationen wurden Energie-, Wirtschaftlichkeits- und ökologische Analysen durchgeführt. Es kann gezeigt werden, dass für das Haus RES45 durch entsprechende Kopplungs-Regelkonzepte auch ohne Wettervorschau der Anteil solar erzeugter Wärme von 11 % (PV20) bzw. 18 % (PV40) im Standardfall (SELF) auf bis zu 61 % bzw. 88 % gesteigert werden kann.

Für das RES45 mit einer 20 m^2 PV-Anlage kann der Eigenverbrauchsanteil von 7 % im Referenzfall (SELF) auf bis zu 44 %, also um das über 6-fache, gesteigert werden. Der Anteil an Netzstromverbrauch kann dabei um bis zu 54 % reduziert, also mehr als halbiert werden. Bei einer doppelt so großen 40 m^2 PV-Anlage kann der PV-Eigenverbrauch von 6 % auf 36 % gesteigert bzw. der Netzstromverbrauch um bis zu 83 % reduziert werden.

Beispielhaft für das Gebäude RES45 (45 kWh/m^2 Heizbedarf bei 140 m^2 Heizfläche, 2175 kWh Warmwasser) ergeben sich jährliche Netto-Betriebskosten (Strombezugskosten von 0,18 EUR/kWh minus PV-Einspeiseertrag von 0,05 EUR/kWh) wie in folgender Abbildung 2 dargestellt.

Eine Reduktion der Betriebskosten (Kompressor-Strom) um 52 % wird durch die 20 m^2 PV-Anlage (SELF 500) im Vergleich zu Referenzanlage ohne PV erreicht (von 420 auf 200 EUR).

Bei gleicher Anlage als Basis (Wärmepumpensystem plus PV-Anlage = SELF 500) kann aber zusätzlich nur durch optimierte Regelung unter Einbindung des Speichers eine Betriebskostenreduktion um 25 % (TES 500: von 200 auf 150 EUR) bzw. unter zusätzlicher Einbindung der Gebäudemasse eine Betriebskostenreduktion um 50 % (BUI+TES 500: von 200 auf 100 EUR) erreicht werden (mit nur doppeltem Speichervolumen von 1000 Liter sogar um 65 %: BUI+TES 1000, von 200 auf 70 EUR).

Mit einer 40 m^2 PV-Anlage ergeben sich bereits ab der Ausgangsvariante (SELF 500) Netto-Betriebseinnahmen (grüne Linie), die in diesem Beispiel bis zu 175 EUR pro Jahr betragen können.

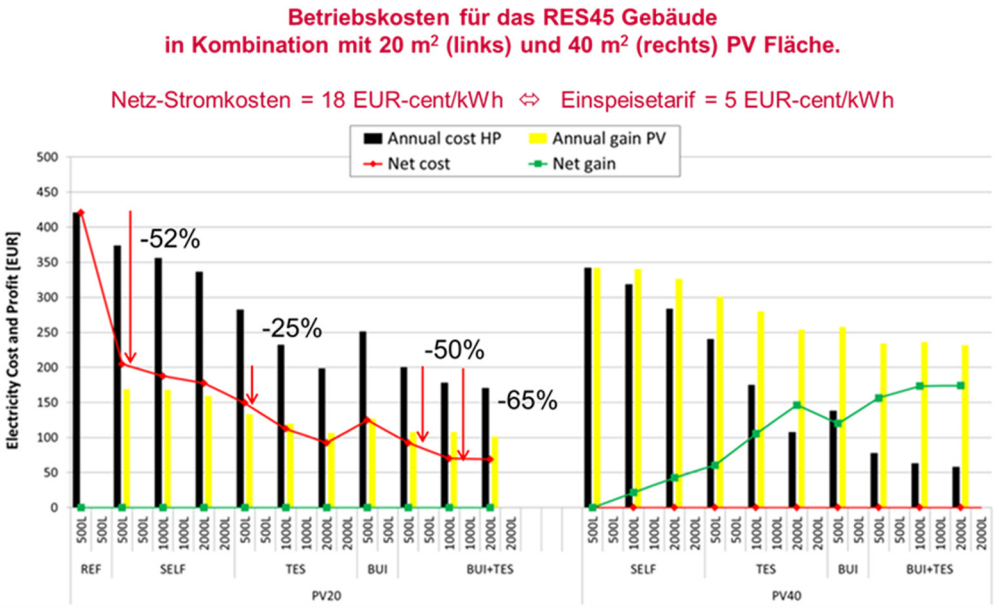


Abbildung 2: Potential zur Reduktion der Betriebskosten für das Niedrigenergiehaus RES45

4.5.4 Demonstration eines gebäudeübergreifenden PV-Stromaustausches

Thomas NACHT[1], Kurt GSCHWEITL[2], Franz KERN[3], Martin SCHLOFFER[1]

Einleitung

Der zunehmende Wunsch nach einer regenerativen Energieerzeugung zeigt sich in den steigenden Anteilen von erneuerbaren Stromerzeugern, darunter auch dezentrale PV-Anlagen. Allein im Jahr 2016 wurden in Österreich mehr als 150 MW_p an neuen PV-Anlagen installiert, damit belief sich die kumulierte PV-Leistung in Österreich auf etwa 1.096 MW_p [1]. Der dargebotsabhängige Charakter der PV-Erzeugung und damit verbunden die Situation hinsichtlich PV-Überschüssen ist weitläufig bekannt, ebenso, dass bei Einspeisetarifen zwischen rund 3 und 15 Cent/kWh [2] und durchschnittlichen Haushaltsstrompreisen zwischen 18,0 und 22,9 Cent/kWh [3] ein Eigenverbrauch der Überschusseinspeisung aus wirtschaftlichen Gründen vorzuziehen ist. Eine Steigerung des Eigenverbrauchs durch den Einsatz eines Energiemanagementsystems (EMS) ist jedoch limitiert. Der Weiterleitung des Überschusses an andere Abnehmer in unmittelbarer Nähe stehen jedoch rechtlich-organisatorische sowie wirtschaftliche Hemmnisse im Weg [4]. Bis vor kurzem war auch die Nutzung von PV-Überschüssen in Mehrparteien Wohngebäuden als rechtlich kritisch zu betrachten, was sich jedoch durch die Novelle des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (ElWOG) geändert hat. Eine gebäudeübergreifende Übertragung von Überschussstrom stellt jedoch nach wie vor eine Herausforderung dar.

Um hier eine technisch, wirtschaftlich und rechtlich anwendbare Lösung zu realisieren, wurde im Rahmen des Projektes WeizConnected an der Entwicklung und Erprobung einer Direktleitungslösung zwischen zwei Gebäuden gearbeitet. Im Rahmen des Projektes wurde an zwei Pilotstandorten eine Direktleitung für den Stromtransport zwischen einem Gebäude mit PV-Anlage, welche einen entsprechenden Überschuss erzeugte, und einem Gebäude mit ausreichendem Strombedarf entwickelt und erprobt. Die Komplexität ergibt sich dabei aus der Kombination aus technischen und rechtlichen Anforderungen. Die Novellierung des ElWOGs war während des Projektzeitraumes noch nicht konkret ausformuliert und konnte daher nicht berücksichtigt werden.

Methodik

Der Demonstrationsbetrieb des entwickelten Direktleitungssystems erfolgt an zwei Standorten. Der erste Standort besteht aus zwei Bürogebäuden, beim zweiten Standort wurden zwei Privathäuser gewählt, wobei der Fokus dieser Arbeit auf dem ersten Standort liegt. Es handelt sich dabei um zwei Bürogebäude in Weiz, wobei Gebäude 1 über eine 20 kW_p PV-Anlage verfügt und mit einem LiFePO4-Speicher (15 kWh) ausgestattet ist. Gebäude 2 ist ein neben Gebäude 1 situiertes Bürogebäude.

Die Dimensionierung der Direktleitung, sowie die Adaption der dafür notwendigen Komponenten erfolgten auf Basis einer Analyse der IST-Situation in den beiden Gebäuden. Ebenso wurde im Vorfeld der Inbetriebnahme der Direktleitung eine Abstimmung mit dem lokalen Verteilnetzbetreiber Energienetze Steiermark gesucht. Durch diese Zusammenarbeit wurden die technischen Rahmenbedingungen für den Betrieb der Direktleitung festgelegt. Aufbauend auf diesen Rahmenbedingungen wurde das Steuerungskonzept für den Betrieb der Direktleitung, sowie die für den Betrieb notwendigen Komponenten finalisiert. Weiters wurde nach Errichtung der Direktleitung zur Überprüfung der ordnungsgemäßen Funktion des Systems und zur Kontrolle etwaiger Netzrückwirkungen ein Netzanalysegerät des Netzbetreibers an der Direktleitung angebracht und war für einen Monat in Betrieb. Durch die Recherche der rechtlichen Rahmenbedingen wurde ein Tarifmodell für den über die Direktleitung transportierten Strom erarbeitet.

[1] 4ward Energy Research GmbH, Reininghausstraße 13a, 8020 Graz, Tel.: +43 664 88500336, thomas.nacht@4wardenergy.at, www.4wardenergy.at
[2] EOS Consulting Services, Sonnleiten 4, 8063 Eggersdorf bei Graz, Tel.: +43 664 88615210, kurt.gschweitl@eospowersolutions.com
[3] W.E.I.Z. Immobilien GmbH, Franz-Pichler-Straße 30, 8160 Weiz, Tel.: +43 3172 603-0, office@innovationszentrum-weiz.at, www.innovationszentrum-weiz.at

Ergebnisse

Das entwickelte System und dessen Komponenten sind schematisch in Abbildung 1 dargestellt. Für den Betrieb des Systems wird die folgende Regelstrategie angewendet: Die PV-Einspeisung in Gebäude 1 wird während der gesamten Zeit zur Deckung des Verbrauchs des Heizungssystems verwendet. Das Heizungssystem ist 24 Stunden am Tag in Betrieb, wobei die bezogene Leistung zwischen 0,5 und 1,5 kW schwankt.

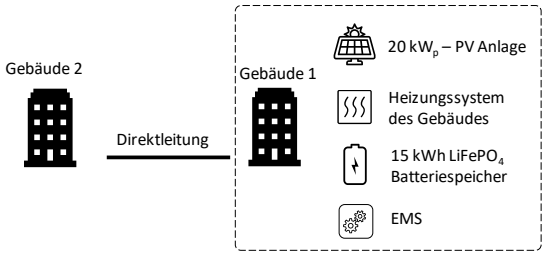


Abbildung 1: Systemkomponenten der Direktleitungslösung

Besteht nach der Deckung des Verbrauchs des Heizungssystems weiterhin ein Überschuss, wird dieser verwendet, um den Batteriespeicher zu laden. Besteht trotz Speicherladung bzw. wenn der Speicher vollgeladen ist ein PV-Überschuss, wird die Direktleitung in Betrieb genommen und der Überschuss an das Gebäude 2 übertragen. Während des Betriebs der Direktleitung hat sichergestellt zu sein, dass kein Strom aus dem öffentlichen Netz über die Direktleitung fließt [4]. Um zu häufige Schaltvorgänge an der Direktleitung bei kurzen Einbrüchen der PV-Erzeugung durch Verschattung etc. zu vermeiden, wird die im Batteriespeicher gespeicherte Energie über die Direktleitung übertragen. Bei länger anhaltenden Einspeiselücken wird die Verbindung über die Direktleitung getrennt.

Der Verkauf des über die Direktleitung an Gebäude 2 gelieferten Stromes erfolgt zu einem Tarif der sich knapp unter den regulären Stromtarifen einreiht. Die zum Projektzeitpunkt geltende rechtliche Situation hätte einen direkten Stromverkauf an die MieterInnen des Gebäude 2 nicht erlaubt. Dies war jedoch nicht nötig, da die MieterInnen des Gebäude 2 keine eigenen Strombezugsverträge mit einem Stromlieferanten abschließen, sondern sich die Kosten für den Stromverbrauch über einen Flächenverteilungsschlüssel ergeben. Einzig der Gebäudebetreiber hat einen Vertrag mit dem Stromlieferanten. Damit gibt es in Gebäude 2 nur einen Stromzähler, der als Allgemeinstrom zu betrachten ist. Dadurch ist es möglich, den Strom als Allgemeinstrom über die Direktleitung direkt dem Gebäudebetreiber zu verkaufen [5].

Die Direktleitung ist seit März 2017 im Betrieb, eine detaillierte Auswertung der Leistungsflüsse über die Leitung ist derzeit in Arbeit und wird bis Jänner 2018 abgeschlossen sein.

Literatur

[1] P. Biermayr u. a., „Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2016“, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technolog, Wien, Österreich, 13/2017, Mai 2017.

[2] PV-Austria, „PV-Strom verkaufen: PVA-Plattform für Überschuss-Einspeiser“, Photovoltaic Austria | Strom verkaufen, 2017. [Online]. Verfügbar unter: http://www.pvaustria.at/strom-verkaufen/. [Zugegriffen: 01-Dez-2017].

[3] Selectra Österreich GmbH, „Der Strompreis in Österreich: Kosten, Vergleich und Zusammensetzung“, Der Strompreis in Österreich | selectra.at, 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://selectra.at/energie/service/strompreis. [Zugegriffen: 01-Dez-2017].

[4] M. Tragner, E. Hummer, T. Nacht, und P. M. Ramharter, „Gebäudeübergreifender Energieaustausch“, in EnInnov 2016 - 14. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2016.

[5] M. Teoh und V. Liebl, „Leitfaden zu PV-Eigenverbrauchsmodellen“, Photovoltaic Austria, Deliverable des Projektes „PV-Financing“ D4.1, Nov. 2016.

Hinweis

Programmlinie „Haus der Zukunft“ – eine Initiative des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT)

4.5.5 Nutzergruppenabhängiger Photovoltaik-Heimspeicherbedarf

Benjamin BÖCKL[1], Thomas KIENBERGER[1]

Kurzbeschreibung und Motivation

2017 ist der Markt für Heimspeichersysteme als Ergänzung zu Photovoltaikanlagen im deutschsprachigen Raum erneut stark angestiegen. Schätzungen auf Basis Oktober 2017 rechnen mit 30.000 neu installierten Speichersystemen in Deutschland, was rund 50 % zusätzliche installierte Speicherkapazität in diesem Segment bedeutet. Auch in Österreich werden durch die 2018 startende Förderung starke Zuwächse erwartet, welche prioritär für Systeme mit höheren Autarkiegraden ausbezahlt wird. Zur Berechnung der idealen Systemgröße dieser Batterien, die zumeist als Lithium-Ionen-Akkus ausgeführt werden, gibt es bereits einige Ansätze und dazugehörige Publikationen. Jedoch werden diese Berechnungen immer auf Basis von Einzelverbrauchern oder standardisierten Lastprofilen durchgeführt. Das sehr individuelle Lastverhalten verschiedener Nutzergruppen, wie Singles, Familien oder Pensionisten wird nicht berücksichtigt.

In dieser Arbeit werden sowohl die verwendete Methodik, als auch die Ergebnisse der Speicherauslegung für unterschiedliche Kundengruppen präsentiert. Der neue Ansatz eignet sich zur Anwendung auf individuelle Lastverläufe sämtlicher Nutzergruppen und Haushalte.

Verwendete Datenbasis

Um den variierenden Speicherbedarf der unterschiedlichen Nutzergruppen bestimmen zu können, wurden mehrere Datensätze verwendet. Zum einen wurden hochauflösende, gemessene Lastgänge von 74 Haushalten verwendet, zum anderen Referenzlastgänge von 15 Nutzergruppen, die mittels Lastprofilgenerator der TU Chemnitz erstellt wurden. Die Simulation der Photovoltaikleistung erfolgte auf Basis von ZAMG Wetterdaten in 10-minütiger Auflösung über das Einstrahlungsmodell nach Perez.

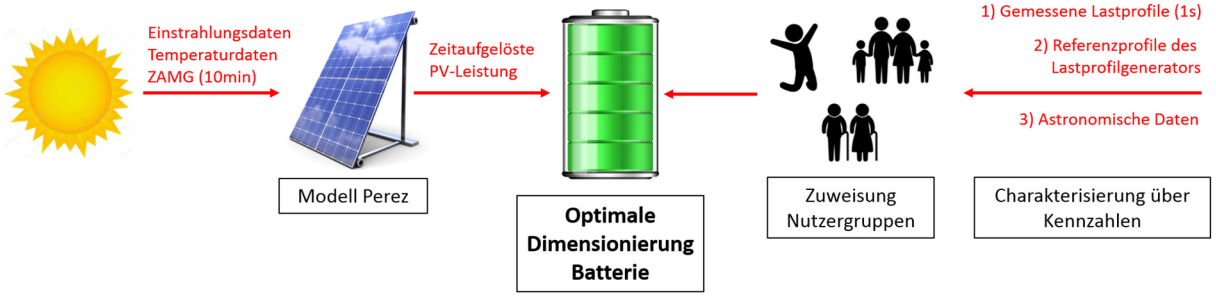


Abbildung 1: Methodik u. Datenbasis für die optimale Dimensionierung der Batterie (eigene Darstellung)

Methodik & Ergebnis

Anhand der oben beschriebenen Nutzergruppen wurde zunächst der gesamte Jahresstromverbrauch der Haushalte bestimmt. Anschließend wird der Anteil des Verbrauchs bestimmt, der innerhalb der Zeit zwischen Sonnenaufgang und Sonnenuntergang anfällt. Über diese beiden Parameter wird ein optimaler Speicherbedarf berechnet. Dazu wird ein Modell verwendet, das sämtliche technische Parameter wie die Zyklenzahlen, Autarkie- und Eigennutzungsgradentwicklung bei sich ändernder Speichergröße für unterschiedliche Nutzergruppen darstellt.

Ziel ist es die Sinnhaftigkeit von größeren oder kleineren Speichern für alle Kundengruppen zu evaluieren. Zusätzlich zur technischen Auslegung kann auf Basis der derzeitigen Speicherkosten und Einspeisetarife in Österreich auch die Wirtschaftlichkeit optimiert werden.

[1] Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl Energieverbundtechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, Tel.: +43 3842 4025407, Fax: +43 3842 4025402, benjamin.boeckl@unileoben.ac.at, evt.unileoben.ac.at

4.5.6 Lastmanagement von PV-Anlagen im Einfamilienhaus

Christof SUMEREDER[1], Dieter PREIß[2]

Inhalt

Betrachtet man gängige Energiekonzepte bei Einfamilienhäusern (EFH), so ist eine energieautarke und CO_2-neutrale Energieversorgung zwischen Frühling und Herbst aufgrund der günstigen Klimabedingungen in diesen Jahreszeiten in weiten Bereichen möglich. Als Stand der Technik kann der Energielevel von Niedrigenergiehäusern mit 36 kWh/m² Bruttogeschoßfläche angenommen werden, was auch den Anforderungen der Wohnbauförderung in den meisten Bundesländern entspricht. Zur Energieversorgung werden sehr verbreitet Wärmepumpen in Kombination mit regenerativen Energieformen wie Solarthermie oder Photovoltaik eingesetzt.

Photovoltaikanlagen wurden in Einfamilienhäusern bisher hauptsächlich für die Eigennutzung der elektrischen Energie und Einspeisung des Überschussstromes in das Netz eingesetzt. Bedingt durch die aktuelle Situation der Förderungen werden Neuanlagen hauptsächlich bis zu einer Größe von maximal 5kWp gebaut, wobei ab einer installierten Leistung von 3kWp zur Erlangung einer Förderung die Installation eines Lastmanagementsystems zwingend erforderlich ist. Die Zweckmäßigkeit dieser Systeme sollte sich durch einen hohen PV-Eigenstromverbrauch in Verbindung mit einer intelligenten Regelung der vorhandenen Verbraucher im Haushalt ergeben.

Einige dieser Systeme interagieren in Abhängigkeit der PV-Stromerzeugung mit dem Heizsystem andere haben sich auf das Zu- und Wegschalten von mehreren Verbrauchern spezialisiert. In diesem Projekt wurden unterschiedliche Lastmanagementsysteme im Laborversuch getestet und mit verschiedenen leistungsstarken Verbrauchern gekoppelt. Aufgrund der steigenden Beliebtheit von Elektrofahrzeugen wurde auch das Ladeverhalten gängiger Elektroautos messtechnisch erfasst und die Einbindung in das PV-System untersucht.

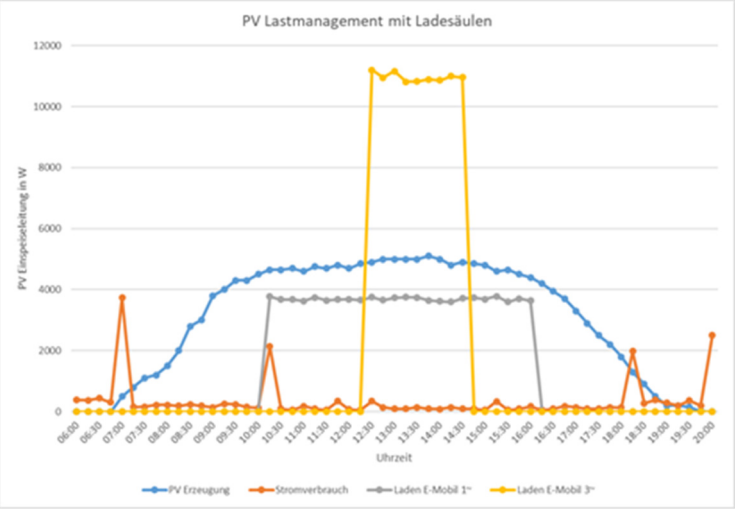


Abbildung 1: PV-Lastmanagement im Einfamilienhaus durch Einsatz von Ladesäulen

Hinweis

Dieses Projekt wurde vom Land Steiermark, Abteilung 15 Energie, Wohnbau, Technik FA Energie und Wohnbau finanziert.

[1] FH JOANNEUM Gesellschaft mbH, Institut Energie-, Verkehrs- und Umweltmanagement, Werk-VI-Straße 46, 8605 Kapfenberg, Tel.: +43 316 5453-6359, christof.sumereder@fh-joanneum.at, www.fh-joanneum.at

[2] Land Steiermark, Abteilung 15 Energie, Landhausgasse 7, 8010 Graz, dieter.preiss@stmk.gv.at

4.6 FORTSCHRITTE BEI PV-SYSTEMEN (SESSION C6)

4.6.1 Innovatives Seil-Tragsystem für Anwendungen in der Agro-Photovoltaik

Günther CZALOUN[1]

Ausgangssituation

Der Südtiroler Günther Czaloun, der jahrzehntelange Erfahrung im Seilbahnbau besitzt, befasst sich seit über 10 Jahren mit der Idee, PV Module im Freiland durch ein Seiltragsystem etwa 5-6 m oberhalb des Bodens zu tragen, wodurch eine Doppelnutzung der benötigten Fläche möglich wird: Landwirtschaft plus Solarstrom.

Bereits 2007 wurde nach diesem Konzept entsprechend seinen damaligen Patenten und Plänen auf dem Gelände des landwirtschaftlichen Versuchszentrums Laimburg in Neumarkt bei Bozen eine Pilotanlage erbaut die heute noch ausgezeichnet funktioniert. Diese Anlage gehört zu den absolut ersten, den AGRO-PHOTOVOLTAIK Gedanken umsetzt.

Hinter dem Begriff Agro-Photovoltaik steckt die Idee, eine ressourceneffiziente Doppelnutzung landwirtschaftlicher Flächen für die Gewinnung von elektrischem Strom und Agrarprodukten zu realisieren. Dadurch wird dem Landnutzungskonflikt entgegnet, was zu einer der Voraussetzungen gehört, um mit dem Ausbau der Photovoltaik gemäß internationalen Vereinbarungen und Zielen fortzuschreiten.

Systembeschreibung

Das Projekt sieht eine rechteckige Standard-Grundeinheit mit den Abmessungen 34m x 17m vor, wobei entsprechend einem von Günther Czaloun im April 2017 eingereichtem Patent die Photovoltaikmodule auf einer aus Längs-und Querseilen bestehenden Tragstruktur angebracht sind. 4 Stützen auf Beton- oder Tiefenfundamenten halten die Einheit. Grundsätzlich sind aber auch andere Größen und Grundrisse möglich bzw. können beliebig viele dieser Einheiten modular zu größeren Anlagen zusammengefasst werden. Ferner sieht eine weitere Variante vor, die Module einachsig der Sonne nachzuführen.

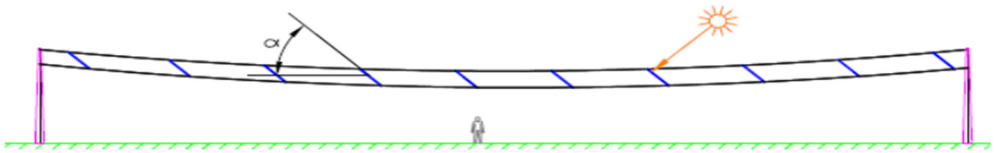


Abbildung 1: Systembeschreibung

Anwendungen

In Industrieländern hat APV den vorrangigen Zweck:

- Die zur politisch gewollten Energiewende notwendigen Ausbauziele der Photovoltaik zu erreichen
- Durch die Flächen-Doppelnutzung Landnutzungskonflikte zu vermeiden

In Entwicklungsländern (doch nicht nur) erreicht man durch APV zusätzliche Effekte:

- Der von den schwebenden Modulen erzeugte Schatten hat auf das Wachstum der darunter angebauten Pflanzen oftmals positiven Einfluss und ist in vielen Fällen, besonders in sonnenreichen und heißen Gebieten, sogar erwünscht.
- Der erzeugte Strom ist für die allgemeine Energieversorgung wichtig und kann u.A. für landwirtschaftliche Bewässerung und/oder für Wasseraufbereitung, sowie natürlich für die Energieversorgung von Siedlungen oder für die Netzeinspeisung genutzt werden.

[1] Leitner Energy GmbH / Srl, Ahraue 6, 39031 Bruneck, Italien, Tel.: +39 474 571110, info@leitnerenergy.com, www.leitnerenergy.com

Im Übrigen gibt es neben der Landwirtschaft auch noch weitere wichtige Anwendungsbereiche:

- Parkflächen
- Anwendungen auf schwierigen Böden, z.B. Fels oder Sumpf

Vorteile des Seil-Tragsystems gegenüber Stahl-Tragstrukturen

Wichtigster Vorteil ist die wesentlich größere Bewegungsfreiheit für landwirtschaftliche Maschinen bei landwirtschaftlichen Anwendungen, bzw. für Fahrzeuge bei Anwendungen über Parkflächen.

Weiterer Vorteil ist das angenehmere ästhetische Erscheinungsbild als es Stahlstrukturen bieten – dadurch ergibt sich eine höhere Akzeptanz bei der Bevölkerung.

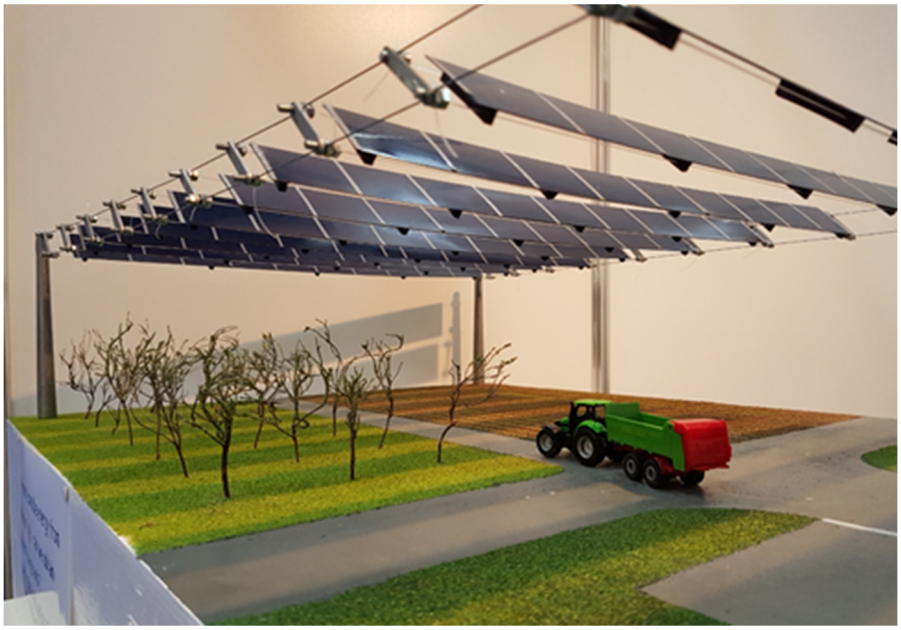


Abbildung 2: Darstellung des Seil-Tragsystems

4.6.2 Agro-Photovoltaik

Christian LASTA[1], Georg KONRAD[1]

Inhalt

Agrophotovoltaik: Doppelnutzung von Böden bei Flächenfraß als Gebot der Stunde

Hohe Einspeisetarife für Strom zur Jahrtausendwende haben in Deutschland und Österreich für Erneuerbare Energie (EE) zu einem Flächenkonflikt zwischen der Nahrungsmittelproduktion und der Energieproduktion geführt. Der Bedarf an CO_2-freiem Strom wächst und Photovoltaik (PV)-Anlagen können den Flächenkonflikt zwischen Strom- und Lebensmittelproduktion entschärfen und als Symbiose mit der Landwirtschaft gemeinsam betrieben werden. Landwirte würden nicht zu Energiewirten mutieren, und es würde keine zusätzliche Bodenversiegelung verursachen. Dass sich Landwirtschaft und PV-Anlagen nicht gegenseitig ausschließen müssen, hat die Fraunhofer Gesellschaft bereits im Jahr 1981 mit dem Artikel Kartoffel unter dem Kollektor in der Zeitschrift Sonnenenergie publiziert. Götzberger und Zastrow haben bereits damals berechnet, dass Ackerflächen mit Solarmodulen in zwei Meter Höhe und einem Abstand, der etwa das Dreifache der Kollektorhöhe beträgt, eine fast gleichmäßige Bestrahlung erreichen. In einer theoretischen Ausarbeitung wurden agrarische Photovoltaikanlagen – kurz Agro-PV-Anlagen – als besonders ressourcenschonende Sonderformen von PV-Freiflächenanlagen einerseits und andererseits als die großflächige Nutzung von Konstruktionsflächen in der direkten landwirtschaftlichen Produktion determiniert. Dadurch ergaben sich eine mögliche Auswahl an Varianten mit einer Unterteilung in die drei Hauptkategorien Ackerflächen, Gewächshäuser und Gebäude (Abbildung 1).

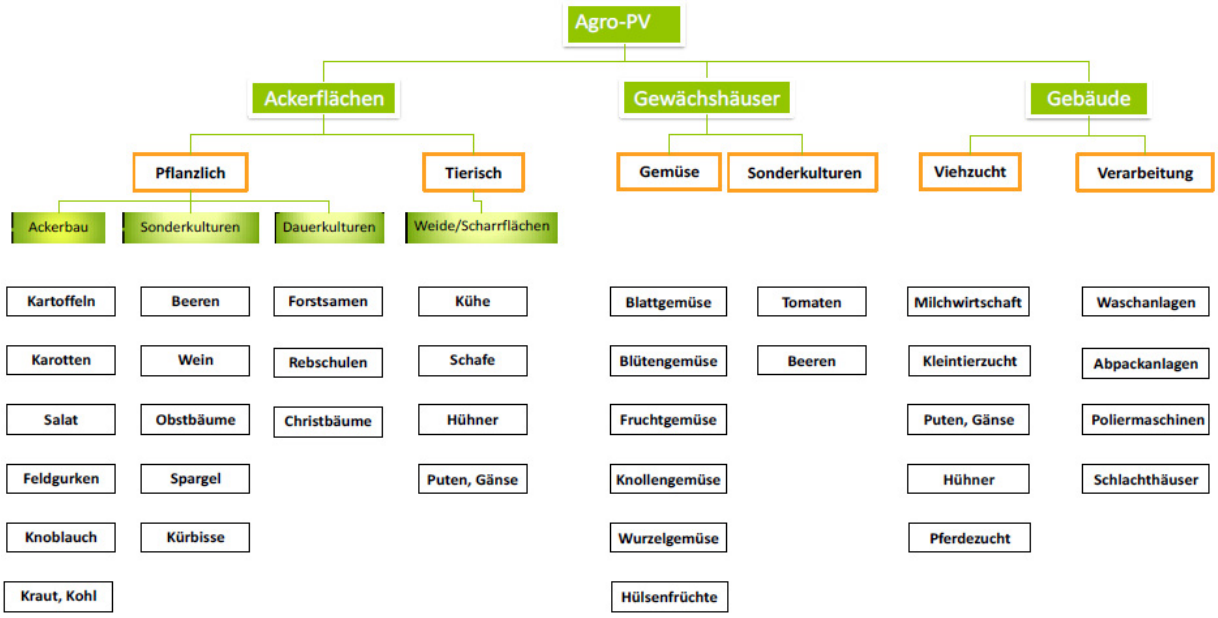


Abbildung 1: Übersicht von Agro-PV-Varianten (eigene Darstellung; modifiziert nach: Konrad, 2017; Goetzberger; Zastrow, 1981)

Mittels Gesetzesanalysen und intrinsischer Recherche bei Stakeholdern, wie z.B. Ingenieurbüros, Modulherstellern, Netzbetreibern oder Gebietskörperschaften wurden Preise für Voruntersuchungen, Planungen, Anschlusskosten sowie Widmungs- und Genehmigungsszenarien für Agro-PV-Freiflächenanlagen, PV-Anlagen auf Gewächshäuser oder auf landwirtschaftlichen Gebäuden eruiert. Die Analyse der wenigen vorhanden Agro-PV-Freiflächenanlagen in Deutschland, Frankreich, Italien und Japan haben ergeben, dass alle Betreiber, irrrelevant ob es sich um Versuchsanlagen mit wissenschaftlichem Hintergrund, Vorzeigeanlagen der Hersteller oder individuelle Eigeninitiativen handelt, neben dem selben Primärziel, nämlich die ressourcenschonende Erzeugung von CO_2-freiem Strom, die unterschiedlichsten Aufstellungsvarianten aufgrund verschiedener Sekundärziele verfolgen.

[1] Fachhochschule Kufstein Tirol Bildungs GmbH, Andreas-Hofer-Straße 7, 6330 Kufstein, Tel.: +43 5372 71819-119, georg.konrad@fh-kufstein.ac.at, www.fh-kufstein.ac.at

Um die energie- und umweltpolitischen Erfordernisse in Einklang bringen zu können, ist die Wirtschaftlichkeit der Agro-PV-Anlagen als der wichtigste Faktor hinzuzuziehen. Über diverse Richtlinien hat die Europäische Kommission Förderungen und Einspeisetarifordnungen nur unzureichend geregelt, sodass jedes Land die Vorgaben in einem Landesgesetz individuell regelt. Dadurch ergeben sich unterschiedliche Maßstäbe für die Einspeisung und Förderung von Agro-PV-Anlagen. Sämtliche Möglichkeiten und Fördervarianten für Österreich und Bayern wurden im Rahmen dieser Arbeit eruiert.

Im empirischen Part der Arbeit wurden die generierten Informationen miteinbezogen und pro Hauptkategorie eine oder zwei unterschiedliche Agro-PV-Beispielanlagen, in Summe 23, mit den gesetzlich möglichen Fördervarianten in Österreich und Bayern in Bezug auf Wirtschaftlichkeit berechnet und analysiert. Die Wirtschaftlichkeit wurde zuerst anhand einer statischen Amortisationsrechnung über 20 Jahre durchgeführt. War diese positiv wurde mit der dynamischen Kapitalwertmethode, mit einem angenommenen Kalkulationszinssatz von i = 5 % weitergerechnet. Bei der Berechnung mittels Kapitalwertmethode für die gesetzliche Abschreibungsdauer von 20 Jahren war die Wirtschaftlichkeit unter den angenommenen Parametern nur bei einer Agro-PV-Anlage auf Gebäuden bis 40 kWp in Bayern und der Fördervariante EEG 2017 gegeben. Die restlichen 22 Agro-PV-Anlagen waren unwirtschaftlich. Agro-PV-Freiflächenanlagen hatten bereits statisch negative Ergebnisse von € 119.503 bis € 247.705. Mit den aktuell gültigen Vorschriften ist der Einklang noch nicht zu bewerkstelligen, Förderungen in diesem Bereich würden jedoch den ländlichen Raum stärken sowie den Ausbau erneuerbarer Energien vorantreiben.

4.6.3 Energie- und Ressourceneinsparung durch Urban-Mining-Ansätze anhand von Photovoltaik-Modulen

Markus SCHWARZ[1], Simon MOSER[1]

Einleitung

Urban Mining zielt auf die effiziente Rückgewinnung von Materialien aus (langlebigen) Gütern am Ende ihrer Nutzungsdauer ab. Durch die Rückgewinnung von Rohstoffen aus dem anthropogenen Lager werden natürliche Ressourcen geschont und der Rohstoff-Selbstversorgungsgrad erhöht. Außerdem trägt die Nutzung von Sekundärrohstoffen zum Umweltschutz bei, da das Recycling in der Regel mit erheblich weniger Umweltbelastungen verbunden ist als die Primärproduktion. Aufgrund des enormen anthropogenen Lagers, das urbane Regionen im Laufe der Zeit aufgebaut haben, kann verstärktes Urban Mining maßgeblich zur Steigerung der Ressourceneffizienz moderner Städte beitragen.

Erneuerbare Energietechnologien wie Photovoltaik (PV)-Systeme stellen ein schnell wachsendes Lager an kritischen Rohstoffen dar, die es am Ende der Lebensdauer der Anlagen möglichst effizient zurückzugewinnen und zu verwerten gilt. Während in peripheren bzw. ländlichen Gebieten die Möglichkeiten erneuerbarer Technologien vielfältig sind, bestehen im urbanen Bereich nur eingeschränkte Möglichkeiten der Nutzung regenerativer Energietechnologien, was v.a. auf die Platzverhältnisse sowie die Konkurrenz zu bereits bestehenden zentralen Energieinfrastrukturen zurückzuführen ist.

Stromerzeugung durch PV hingegen eignet sich in ländlichen sowie urbanen Gebieten, wodurch der rasante Ausbau der installierten PV-Leistung in Österreich (von Anfang 2010 bis Ende 2015 wurden 940 MWp installiert) auch zum Aufbau substanzieller Lager, vor allem an Metallen (z.B.: Aluminium, Kupfer, Stahl, Tellur, usw.), in Städten führt. Eine Nutzung dieser Rohstoffe am Ende der Lebensdauer von PV-Anlagen (ca. 25 Jahre) trägt zur Versorgung mit Technologiemetallen und zur Reduktion von Umweltbelastungen bei der Primärproduktion bei. Als rechtliche Grundlage für das Recycling von PV-Modulen dient die WEEE-Richtlinie (2002/96/EU), nach der defekte PV-Module, Wechselrichter sowie Batteriespeicher seit 2014 ordnungsgemäß entsorgt werden müssen. Das Prinzip der Herstellerverantwortung gilt hierbei für den gesamten Lebenszyklus dieser Produkte (inklusive Entsorgung).

Zielsetzung & Methode

Das Ziel des Projektes *Urban Mining* ist es, Energie- und Ressourceneinsparungen durch die gezielte Nutzung und Verwertung städtischer Materiallager zu untersuchen und anhand von drei konkreten Fallstudien (Case Studies) darzustellen, welchen Beitrag Urban Mining zur Gestaltung ressourcen- und energieeffizienter Kreisläufe leisten kann. Die Fallstudien beziehen sich jeweils auf unterschiedliche Teile des (jetzt oder in Zukunft) ungenutzten anthropogenen Lagers, die mengen- und wertstoffmäßig relevant sind. Eine Fallstudie befasst sich mit der lebenszyklus-orientierten Bewirtschaftung von erdverlegten Infrastrukturnetzwerken (Strom und Telekom), während sich in weitere Fallstudie auf die ressourceneffiziente Bewirtschaftung von Gebäuden (Hochbau) am Ende ihrer Nutzung bezieht.

Die dritte Fallstudie, auf die in diesem Beitrag näher eingegangen wird, behandelt schließlich die effiziente Nutzung bzw. Rückgewinnung von Materialien in PV-Anlagen. Ziel dieser Fallstudie ist es unterschiedliche Arten von PV-Modulen (kristalline Module, Dünnschichtmodule) in Hinblick auf potentielle Energie- und Ressourceneinsparungen durch ein Recycling der eingebauten Materialien bzw. Wiederverwendung von Komponenten sowie mögliche Verbesserungen in Bezug auf die Zerlegbarkeit und Verwertbarkeit der PV-Anlagen zu bewerten. Insbesondere soll analysiert werden, welcher Mehraufwand (Energie, Kosten) bei der Herstellung recyclingfähiger Produkte und Komponenten entsteht (Design for Recycling) und inwieweit sich die Kosten senken lassen. Neben den Fallstudien stellt die breite Einbindung von Stakeholdern einen zentralen Projektbestandteil dar, der dazu dient Erfahrungen und Wissen relevanter Akteure ins Projekt einzubringen und darauf aufbauend Potentiale, Herausforderungen und Hindernisse für Urban Mining aufzuzeigen.

[1] Johannes Kepler Universität Linz, Energieinstitut, Altenberger Straße 69, 4040 Linz,
Tel.: +43 732 2468-{5664|5658}, {schwarz|moser}@energieinstitut-linz.at, www.energieinstitut-linz.at

Zur Erreichung der Projektziele werden verschiedene Methoden angewendet:

- kritische Analyse und Auswertung bestehender Arbeiten zum Thema Urban Mining von Gebäuden, städtischer Infrastruktur und PV-Anlagen,
- konkrete Fallstudien, die spezifische quantitative Grundlagen in Bezug auf Energie- und Ressourceneinsparungen durch Urban Mining schaffen (anhand von Materialflussanalysen und Ökobilanzen), sowie
- strukturierter Austausch- und Diskussionsprozess mit relevanten Akteuren zur Identifikation von Optimierungspotentialen und damit verbundenen Herausforderungen und Barrieren.

Erwartete Ergebnisse

Die erwarteten Ergebnisse des Projektes basieren auf der kritischen Analyse und Auswertung bestehender Arbeiten zum Thema, den konkreten Fallstudien zu Energie- und Ressourceneinsparungen durch Urban Mining, sowie einem strukturierten Austausch- und Diskussionsprozess.

Die Ergebnisse umfassen somit die Auswertung relevanter nationaler und internationaler Studien, konkrete Fallstudien zur Gestaltung optimierter, ressourcen- und energieeffizienter Kreisläufe, Möglichkeiten zur Gestaltung recyclingfähigerer Produkte und Komponenten, Strategien zur Einbindung relevanter Akteure, um Anreize für Urban Mining zu setzen und schließlich Empfehlungen für die politische Umsetzung von Urban Mining Strategien auf städtischer Ebene. Methodisch sowie in Bezug auf die Ergebnisse wird hier konkret auf die Fallstudie PV-Module eingegangen.

Hinweis

Das Projekt Urban Mining (Energie- und Ressourceneinsparung durch Urban Mining-Ansätze) wird aus Mitteln des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie gefördert und im Rahmen des Programms „Stadt der Zukunft“ durchgeführt.

4.6.4 Performance und Degradationsanalyse von PV-Modulen und Systemen

Andreas HÖGL[1], Robert HÖLLER[1], Yuzuru UEDA[2]

Inhalt

Diese Arbeit befasst sich mit der Langzeitperformance verschiedener Photovoltaikmodultypen. Hierfür wurden Messdaten zweier Modulteststellen in Japan und Algerien ausgewertet und die Performance-Parameter der untersuchten Module bestimmt. Bei der Messdatenanalyse wurde insbesondere das Verhalten der installierten CIS-Dünnschichtmodule näher untersucht. Als Referenz dienten jeweils die installierten mono- beziehungsweise polykristallinen Siliziummodule.

Methodik

Die Messdaten der Outdoor-Teststellen wurden vorab bearbeitet, um eine aussagekräftige Analyse zu ermöglichen. Die nachfolgende Abbildung 1 zeigt die grundlegenden Bearbeitungsschritte der Moduldatensätze, welche bei beiden Teststandorten gleichermaßen durchgeführt wurden.



Abbildung 1: Bearbeitungsschritte der Moduldatensätze

Zu Beginn wurden die aufgezeichneten Modul- sowie Wetterdaten auf monatliche Datensätze konvertiert. Für einen unabhängigen Vergleich der verschiedenen Modultypen wurden die Moduldaten auf Standard-Testbedingungen (STC, englisch: Standard Test Conditions) umgewandelt. Die importierten Modulparameter wie Strom, Spannung und Leistung wurden somit auf eine Einstrahlung von 1000 W/m², eine Modultemperatur von 25 °C und eine Luftmasse von 1,5 (AM1,5) korrigiert. Mit Hilfe dieser Adaptierung konnte ein temperaturunabhängiger Vergleich verschiedener Modultypen erreicht werden.

In weiterer Folge wurden die Moduldaten gefiltert, um etwaige Messfehler beziehungsweise unrealistische Datenpunkte zu entfernen. Die Programmierung der Filter umfasste unter anderem den Ausschluss von Datenpunkten bei geringen Einstrahlungen, außerhalb von definierten Bereichen des Füllfaktors (FF), Clearness-Indexes sowie jene die deutlich über- sowie unterhalb der berechneten Mittelwerte lagen. Die resultierenden Datensätze wurden für die anschließenden Performance-Analysen abgespeichert und exportiert.

Im Falle der japanischen Teststelle wurden die monatlichen Daten des CIS-Dünnschichtmoduls und des monokristallinen Siliziummoduls mittels Schleifenprogrammierung zusammengefasst und eine jährliche Analyse durchgeführt. Anhand der zur Verfügung stehenden Daten wurde die Performance beider Modultypen im Zeitraum von sieben Jahren (2010-2016) verglichen.

Ergebnisse

Bei der Analyse der Messdaten wurde die sogenannte Performance Ratio (PR) des CIS- und monokristallinen Photovoltaikmoduls berechnet. Dieser Parameter wird für die Bewertung und den Vergleich von PV Systemen und Modulen herangezogen. Weiter definiert die Performance Ratio den Unterschied zwischen tatsächlich produzierter Energie eines Moduls zur erwarteten Energie und schwankt zwischen 0 und 1.

[1] FH Oberösterreich Studienbetriebs GmbH, Studiengang Öko-Energietechnik, Stelzhamerstraße 23, 4600 Wels, Tel.: +43 5 0804 40, Fax: +43 5 0804 43166, info@fh-wels.at, www.fh-ooe.at/campus-wels
[2] Tokyo University of Science, 6-3-1 Niijuku, Katsushika-Ku, Tokyo, 125-8585 Japan, Tel.: +81 3 5876-1360, Fax: +81 3 5876-1614, ueda@ee.kagu.tus.ac.jp, www.tus.ac.jp/en/campus/katsushika.html

Die Berechnung dieses Parameters wurde folgendermaßen durchgeführt:

$$PR = \frac{Produzierte\ Energie}{Erwartete\ Energie} = \frac{Produzierte\ Energie\ [Wh]}{\sum_t [Einstrahlung_{Messung}\ [\frac{W}{m^2}]\ * \frac{Maximalleistung\ (Modul)[W]}{Einstrahlung_{STC}\ [\frac{W}{m^2}]}]}$$

Die nachfolgende Abbildung 2 zeigt die berechneten PR-Werte der in Japan installierten Module. Hierbei ist der Verlauf der PR des CIS-Dünnschichtmoduls (blau) und des monokristallinen Siliziummoduls (orange) im Zeitraum von 2010 bis 2016 dargestellt.

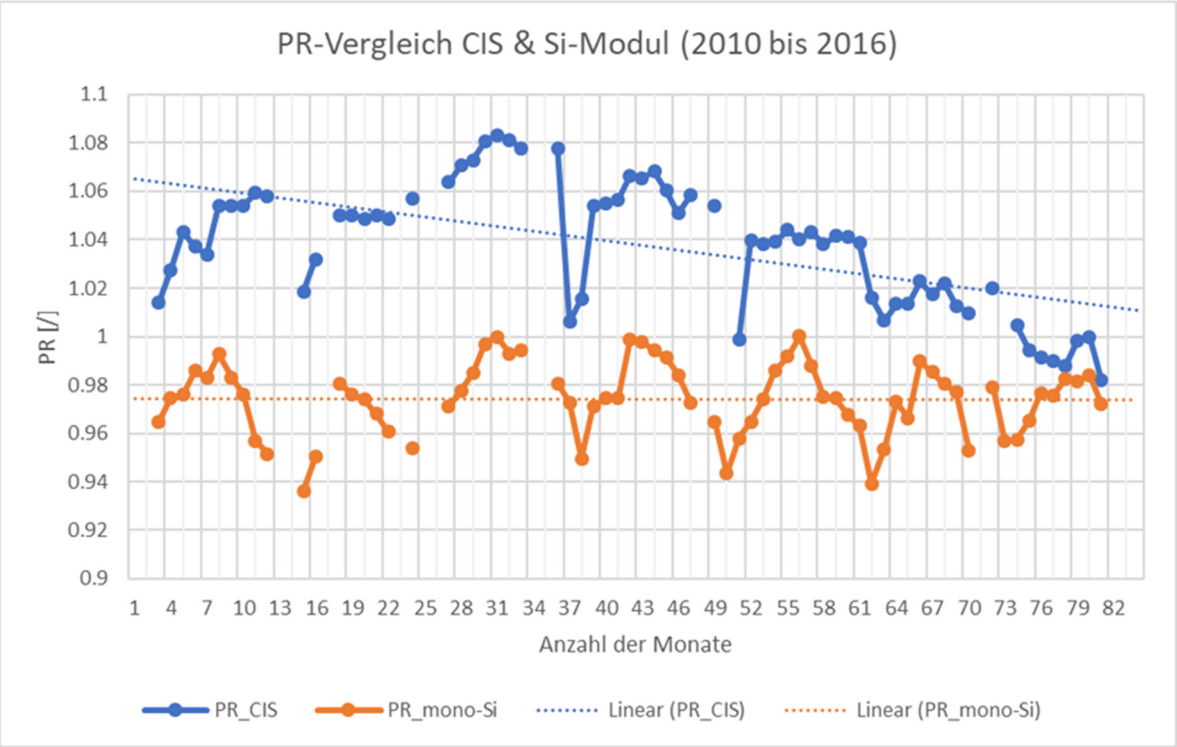


Abbildung 2: Vergleich der PR des CIS- und Si-Moduls (Japan)

Anhand der obigen Grafik ist ersichtlich, dass die Performance Ratio des installierten CIS-Moduls das theoretische Maximum von 1 übersteigt und zu Beginn des Aufzeichnungszeitraums deutlich über jener des Siliziummoduls liegt. Die Überschreitung der maximal möglichen PR im Falle des CIS-Dünnschichtmoduls ist auf die Prüfverfahren des Modulherstellers und den sogenannten Light-Soaking-Effekt zurückzuführen. Dieser Effekt beschreibt den Anstieg der Modulleistung sobald dieses der Sonneneinstrahlung ausgesetzt wird, welche sich jedoch nach wenigen Stunden stabilisiert. Somit liegt die tatsächliche Leistung des Moduls nach der Installation über jenen vom Modulhersteller angegebenen Werten. Die Auswertung der installierten Module zeigte eine Verringerung der PR des CIS-Moduls im Betrachtungszeitraum, wohingegen jene des monokristallinen Siliziummoduls nahezu unverändert blieb.

Somit ist trotz des geringen Zeitraums von sieben Jahren bereits jetzt eine höhere Langzeitstabilität des Siliziummoduls erkennbar. In der Langfassung dieser Arbeit werden ausführliche Analysen der beiden Teststandorte in Japan und Algerien präsentiert und die klimatologischen Unterschiede der beiden Standorte und deren Auswirkungen auf die Modulperformance analysiert.

4.6.5 Bedarfsorientierte Konzeptionierung von Photovoltaikanlagen

Martin FÜRNSCHUß[1], Mike Alexander LAGLER[1], Ernst SCHMAUTZER[1]

Motivation und zentrale Fragestellung

Die optimierte Deckung des Eigenstrombedarfs durch eine Photovoltaikanlage (PV) spielt einerseits aus ökonomischer Sicht, aufgrund der geringen Vergütung bei Rückspeisung in das öffentliche Stromnetz, und andererseits aus Gründen der Zufriedenheit des Investors, d.h. einer möglichst hohen Übereinstimmung mit der Erwartungshaltung im Zusammenhang mit der Photovoltaikanlage, eine immer größer werdende Rolle. Prosumer verlangen immer mehr nach einer möglichst hohen Deckung des Eigenbedarfs durch die erzeugte elektrische Energie zur Erzielung eines möglichst hohen Autonomiegrades sowie einer möglichst hohen Unabhängigkeit vom Verteilernetzbetreiber. Man strebt nun nach einer möglichst hohen Deckung des Eigenbedarfs (hoher Autonomiegrad) der erzeugten elektrischen Energie, einerseits um die wirtschaftliche Lukrativität der Photovoltaikanlage zu erhöhen, andererseits um autonomer von den Energieversorgungsunternehmen zu werden. Bedingt durch dieses Streben tritt das in der Vergangenheit primäre Ziel, einen möglichst hohen energetischen Ertrag zu erzielen immer weiter in den Hintergrund. Bei der Suche nach Möglichkeiten den Autonomiegrad zu erhöhen sind Maßnahmen hinsichtlich

- Energieeffizienz
- Einsparungen
- Laststeuerung
- Einsatz von Stromspeichern
- Kopplung mit Wärme- und Kältesystemen

aber insbesondere die wenig beachtete

- bedarfsorientierte Konzeptionierung von Photovoltaikanlagen

von entscheidender Bedeutung.

Die Energieerzeugung einer PV- Anlage richtet sich vorrangig nach der Ausrichtung der Module, wobei die klassische Ausrichtung nach Süden, nur Vorteile hinsichtlich des maximal zu erreichenden Ertrags aufweist, aber große Nachteile hinsichtlich Lastspitzen im Netz, Speicherung, Nutzung vor Ort usw. hat. PV- Anlagen die aus mehreren Segmenten mit unterschiedlicher Ausrichtung O-S-W bestehen weisen erheblich höhere Autonomiegrade auf, da entsprechende Einträge in der Früh oder am Abend zu Zeiten anfallen, in denen üblicherweise sowohl in gewerblichen wie auch in privaten Anlagen bereits elektrischer Strom benötigt wird. Neben der Orientierung ist die Verschattung durch umliegende Objekte (z.B. Gebäude, Bäume) und die dadurch erfolgten Ertragseinbußen zu berücksichtigen und eine Kosten-Nutzen-Bewertung erleichtert die Entscheidung ob auch eine teilverschattete Anlage sinnvoll ist. Um die optimale Ausrichtung der Module (azimutale Ausrichtung, Neigungswinkel) und somit die Ertragsprognose einer standortspezifischen PV- Anlage zu ermitteln, wurde im Zuge des Forschungsprojektes „ÖKO-OPT-QUART“ ein Berechnungsprogramm erstellt mit dem unter Berücksichtigung des zu erwartenden Lastganges der (jahres-)zeitliche Verlauf des Stromertrags sowie des Autonomiegrads berechenbar ist.

Methodische Vorgangsweise

In dieser Arbeit wird ein, mit dem numerischen Rechenprogramm MATLAB, erstelltes Programm präsentiert, mit dem mit den baulichen Angaben der zu verbauenden Fläche sowie den Objekten (z.B. Gebäude, Bäume) in der Umgebung, den Kenngrößen der PV- Module und der Horizontalstrahlung (aufgeteilt in Direkt- und Diffusstrahlung) die Erzeugung für unterschiedliche Modulausrichtungen und Modulneigungen berechnet wird (siehe Abbildung 1).

[1] Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, Inffeldgasse 18/I, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7551, Fax: +43 316 873-7553, fuernschuss@tugraz.at, www.ifea.tugraz.at

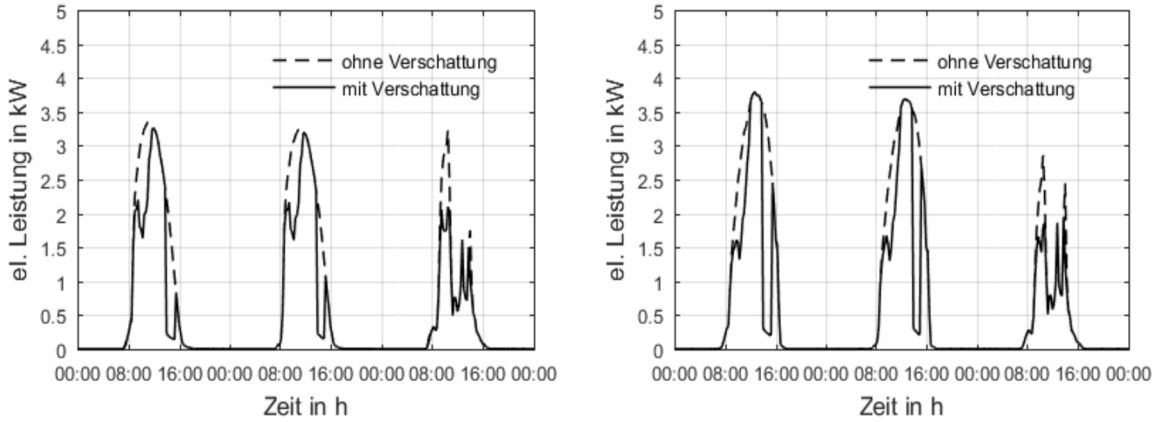


Abbildung 1: Beispielhafte PV- Erzeugung für eine Ausrichtung nach Südost (links - Ausrichtung: -40°) und Südwest (rechts - Ausrichtung: +20) inkl. Verschattung umliegender Gebäude; Graz im Februar 2017

Die im Rahmen dieser Arbeit vorgestellte Methode zur Ermittlung der optimalen Energieerzeugung einer PV- Anlage für unterschiedliche Ausrichtungen und Neigungen folgt folgendem Schema:

(1) Iterative Drehung der Module zwischen einer Ost- (90°) und Westausrichtung (270°)

(2) Durchführung dieses Vorgangs für verschiedene Neigungswinkel der PV- Module

(3) Je nach Ausrichtung und Neigungswinkel der PV- Module wird sowohl die Verschattung durch umliegende Gebäude als auch die gegenseitige Verschattung der Module untereinander berücksichtigt.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Ziel dieser Arbeit ist es durch Vergleich von Erzeugung und Verbrauch, die für den jeweiligen Verbraucher (z.B. Bedarf Einfamilienhaus) bzw. des Verbraucherverhaltens (Lastgang) die ökonomischste Montageanordnung zu bestimmen. Weiter wird auch die Auswirkung der Verschattung auf eine PV-Anlage durch die umliegenden Objekte (z.B. Gebäude, Bäume) untersucht und präsentiert.

Literatur

[1] V. Quaschning, „Regenerative Energiesysteme“, Hanser, München, Deutschland,2013.

[2] M. Lagler, „Modelling and Optimization of Hybrid Energy Systems involving Distributed Energy Generation and Storage“, Dissertation am Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz (laufend), Graz, Österreich, 2017.

4.6.6 Techno-ökonomische Pareto-Optimierung von Energiezellen

Georg LETTNER[1], Andreas FLEISCHHACKER[1], Daniel SCHWABENEDER[1]

Motivation und zentrale Fragestellung

Die Transformation des derzeit hierarchischen Stromsystems hin zu einem erneuerbaren dezentralen Stromsystem, stellt die Akteure in der Energiewirtschaft und Gesellschaft vor große Herausforderungen. Basierend auf den Herausforderungen von zukünftigen Energiesystemdesigns wird die Forschungsfrage, wie der Anteil an dezentralen erneuerbaren Erzeugern v.a. in urbanen Gebieten signifikant erhöht werden kann, in dieser Arbeit analysiert und ist Teil des Projekts „Urban Energy Cells“ [*Hinweis: 3. Ausschreibung des „Stadt der Zukunft“ Forschungsprogramms. Stadt der Zukunft ist ein Forschungs- und Technologieprogramm des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie. Es wird im Auftrag des BMVIT von der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft gemeinsam mit der Austria Wirtschaftsservice Gesellschaft mbH und der Österreichischen Gesellschaft für Umwelt und Technik ÖGUT abgewickelt.*]. Ein hohes Potential dafür liegt in der Umsetzung von Energiezellen bzw. Microgrids. In urbanen Bereichen gibt es dabei jedoch viele Herausforderungen (z.B. Eigentümerstruktur, rechtliche Barrieren, Wirtschaftlichkeit) [1]. Andererseits bietet eine Aggregation von Verbrauch und dezentraler Erzeugung auch neue Geschäftsfelder für Energiedienstleister. Diese könnten Finanzierung, Errichtung, Betrieb und Instandhaltung dezentraler Erzeuger, Speicher und Netze in Energiezellen übernehmen. Damit wird eine leichtere Integration von erneuerbaren dezentralen Energieträgern in urbanen Regionen ermöglicht. Die zentrale Fragstellung in dieser Arbeit beschäftigt sich mit der Pareto-Optimierung unterschiedlicher Energiezellen in Bezug auf technische Netzlasten und Wirtschaftlichkeit.

Methode

Energiezellen werden in dieser Arbeit hauptsächlich als ein abgeschlossener Gebäudekomplex betrachtet, um soweit als möglich die derzeit bestehenden rechtlichen und regulatorischen Möglichkeiten abbilden zu können [2]. Für die Untersuchung wurden folgende unterschiedliche Energiezellentypen definiert:

(1) Wohnhaus mit 15 Wohneinheiten in einem Altbestand

(2) Bürogebäude und Ausbildungsstätten

(3) Neubau einer Wohnhausanlage mit 50 Wohneinheiten

(4) Sanierter Wohnhausanlage mit 200 Wohneinheiten und

(5) Gebäudekomplex als Mischnutzung

Für unterschiedliche Szenarien der Implementierung dezentraler Erzeugungs-, Speicher- und Umwandlungstechnologien (Photovoltaik, Wärmepumpe, E-Heizer, Mikro-Kraft-Wärme-Anlagen, Brennstoffzelle, Batterie-, Wärme- und Wasserstoffspeicher) werden je Energiezellentyp das Pareto-Optimum von Kostenminimierung und minimaler Netzlasten modelliert und analysiert. Ziel der Analyse ist es für die unterschiedlichen Energiezelltypen die optimalen Systemgrößen der unterschiedlich eingesetzten dezentralen Technologien quantitativ zu modellieren und Sensitivitätsanalysen hinsichtlich verschiedener ökonomischer Einflussfaktoren (z.B. Energie- und Netztarife) durchzuführen. Abschließend werden auch Empfehlungen hinsichtlich unterschiedlicher Verrechnungsmodelle (dynamische oder statische Anlagenzuteilung) ausgearbeitet.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Ein Ergebnis einer Analyse bezüglich des Unterschieds zwischen dynamischer (*siehe §16a ElWOG[2]: Die Teilnehmer erhalten ihre fixen Anteile an der Gemeinschaftsanlage zugeordnet*) und statischer (*siehe §16a ElWOG[2]: Die Zuordnung erfolgt nach einem zuvor definierten Verteilschlüssel – die dynamischen*

[1] Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe / Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801-370376, Fax: +43 1 58801-370397, lettner@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

Anteile können zwischen den teilnehmenden Berechtigten viertelstündlich neu zugeordnet werden) Zuteilung einer Photovoltaikanlage (PV) für ein exemplarisches Wohnhaus zeigt, dass durch die dynamische Zuteilung eine Wirtschaftlichkeit erreicht werden kann [3]. Abbildung 1 zeigt den Unterschied der zusätzlichen jährlichen Kosten für ein Mehrparteienhaus bei einer dynamischen oder statischen Verteilung des dezentralen PV-Stroms auf die Nutzer im Mehrparteienhaus. In diesem Einzelfall würde sich also erst durch die dynamische Verteilung die Wirtschaftlichkeit einer Investition in eine PV-Anlage ergeben, auch wenn der Unterschied absolut gesehen nur sehr gering ist. Die physikalische Realität wird durch die dynamische Verteilung ebenfalls besser wiedergegeben.

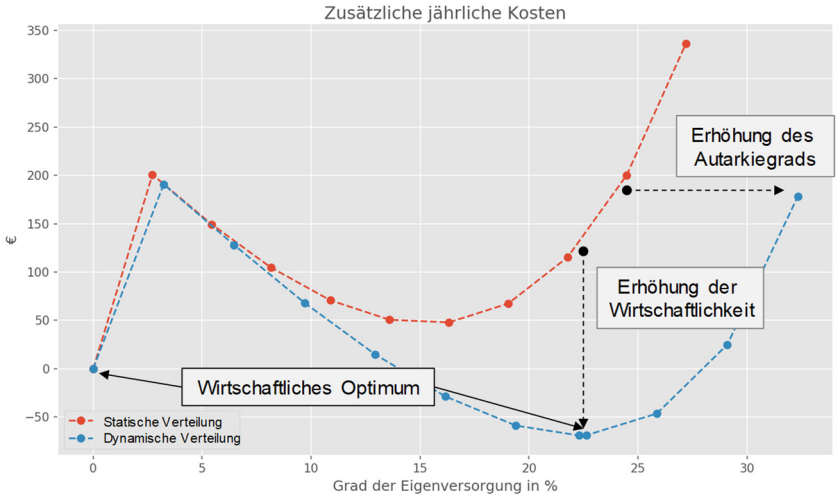


Abbildung 1: Vergleich der zusätzlichen jährlichen Kosten für ein Mehrparteienhaus zwischen dynamischer und statischer Verteilung der dezentralen Stromerzeugung (Quelle: Eigene Berechnung)

Referenzen

[1] Kurze Wege für den Strom Systemlösungen für die gemeinsame Nutzung von PV-Strom, nachhaltigwirtschaften 1/2017

[2] Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012), das Elektrizitätswirtschafts und -organisationsgesetz 2010 (ElWOG 2010), das Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) und das Energie-Control-Gesetz (E-ControlG) geändert werden.

[3] Wirtschaftlichkeitsbewertung von Photovoltaikanlagen im mehrgeschossigen Wohnbau, Diplomarbeit B. Fina, Mai 2017

5 STREAM D: SICHERE ÜBERTRAGUNGSNETZE

5.1 HOCHSPANNUNGSKOMPONENTEN (SESSION D1)

5.1.1 GriDConv – Innovativer HVDC/DC-Konverter für HVDC-Netze

Bernhard AUINGER[1], Bernd DEUTSCHMANN[1], Uwe SCHICHLER[2], Klaus KRISCHAN[3], Martin HORN[4], Markus REICHHARTINGER[4], Herwig RENNER[5]

Einleitung und Stand der Technik

Der steigenden Zahl an Engpässen im aktuellen Hochspannungsübertragungsnetz wird durch Netzoptimierung und -ausbau sowie durch die Errichtung von HGÜ-Übertragungsleitungen entgegengewirkt. Dabei wird neben den bestehenden und zukünftigen HGÜ-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen und der Kopplung von galvanisch getrennten, nicht synchronen Netzen (Kontinentaleuropa/Skandinavien oder Kontinentaleuropa/UK) auch die Weiterentwicklung zu einem HGÜ-Übertragungsnetz angedacht. Neben den Punkt-zu-Punkt-Verbindungen wird die HGÜ-Technologie auch zunehmend parallel zu dem Drehstromsystem eingesetzt (Hybrid-Netze). Beispiele dafür sind die bereits in Betrieb befindliche Verbindung zwischen Spanien und Frankreich (INELFE) oder die geplanten HGÜ-Projekte in Deutschland (Ultranet, Alegro, Südlink). Die Möglichkeit der Verbindung der Hybrid-Netze unterschiedlicher Frequenzen und Nennspannungen erlaubt auch den Aufbau eines zukünftigen globalen Supergrids. Das Supergrid der Zukunft erfordert eine Optimierung der Betriebsmittel sowie die Entwicklung neuer Technologien wie z. B. modulare Multilevel-Konverter und gasisolierte HGÜ-Übertragungsleitungen.

Die im Rahmen von HGÜ-Projekten bisher weltweit realisierten und vorgesehenen Nennspannungen sind stark unterschiedlich und umfassen den Spannungsbereich von ±80 kV bis ±800 kV (zukünftig auch ±1100 kV in China), wobei sich in Europa die Nennspannungen hauptsächlich auf ±320 kV (Offshore-Anbindungen), ±400 kV (Ultranet) und ±500 kV (Südlink) konzentrieren. Eine Zusammenschaltung einzelner HGÜ-Übertragungssysteme zu einem vermaschten HGÜ-System bedingt den Einsatz von HVDC/DC-Konvertern [1, 2]. Die Anforderungen an derartige Konverter sind vielfältig:

- Bidirektionaler Leistungsfluss
- Geringe Verluste
- Separation der HGÜ-Netze im Kurzschlussfall
- Kompakte Baugröße, niedrige Investitionskosten und hohe Zuverlässigkeit

Unter Berücksichtigung dieser Rahmenbedingungen muss festgehalten werden, dass DC/DC-Wandlerkonzepte, die für den Nieder- und Mittelspannungsbereich entwickelt wurden, für den Hochspannungsbereich nicht zielführend sind. Mit den Erfahrungen von selbstgeführten Gleich- bzw. Wechselrichtern liegt der Fokus im Hochspannungsbereich auf modularen Multilevel Konvertern (MMC).

Innovativer HVDC/DC-Konverter: Projekt GriDConv

Im Rahmen eines institutsübergreifenden Forschungsprojektes wird an der Technischen Universität Graz ein für die genannten Anforderungen geeigneter HVDC/DC-Konverter konzeptionell entwickelt und ein dementsprechender Demonstrator entworfen und gebaut. Die Anlage wird trafolos als hybrider, kaskadierter 2-Stufen-DC/DC-Konverter ausgeführt (Abbildung 1).

[1] Technische Universität Graz, Institut für Elektronik, Inffeldgasse 12, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-{7526|7520}, {bernhard.auinger|bernd.deutschmann}@tugraz.at, www.ife.tugraz.at
[2] Technische Universität Graz, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7400, uwe.schichler@tugraz.at, www.ihs.tugraz.at
[3] Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7745, klaus.krischan@tugraz.at, www.eam.tugraz.at
[4] Technische Universität Graz, Institut für Regelungs- und Automatisierungstechnik, Inffeldgasse 21, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-{7025|7027}, {martin.horn|markus.reichhartinger}@tugraz.at, www.irt.tugraz.at
[5] Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7557, herwig.renner@tugraz.at, www.ifea.tugraz.at

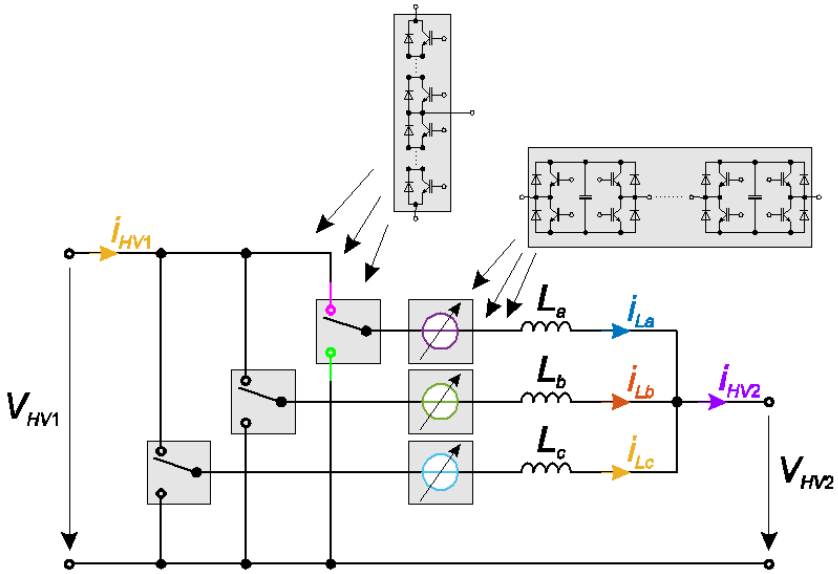


Abbildung 1: Im Rahmen des Projekts GriDConv für den HVDC/DC-Konverter verwendete Topologie

Im modular aufgebauten Demonstrator bestehen die oberen und unteren Schalter der Halbbrücken aus jeweils zwei in Serie geschalteten IGBTs und die steuerbaren Spannungsquellen aus je drei hintereinander geschalteten und als Vollbrücken ausgeführten Einzelmodulen. Das Funktionsprinzip des Konverters wird anhand des Demonstrators im Labormaßstab erprobt werden. Die Eckdaten des Demonstrators wurden mit 800 V (Anschluss 1) bzw. 500 V (Anschluss 2) und einer Übertragungsleistung von 50 kW festgelegt. Mit Hilfe des realisierten Demonstrators werden die verschiedenen Forschungsfragen der beteiligten Institute untersucht.

In diesem Zusammenhang spielt auch das Thema der elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV) der verwendeten elektrischen und elektronischen Komponenten für die HVDC/DC-Umwandlung eine entscheidende Rolle. Um den fehlerfreien Betrieb der zukünftigen HGÜ-Netze zu gewährleisten ist es wichtig, die EMV-Eigenschaften der verwendeten HVDC/DC-Konverter genau zu kennen. Dazu zählt neben der Kenntnis der durch die internen Schaltaktivitäten erzeugten Störemissionen, die durch entsprechende Maßnahmen (u. a. Flankensteuerung, optimierte Schaltfrequenzen, Gatesteuersignal-regelung) minimiert werden können auch das Systemverhalten der Mess- und Regelkreise im HVDC/DC-Konverter bei äußeren EMV-Störungen (z. B. durch „intended EMI“).

Literatur

[1] Adam, Gowaid, Finney, Holliday, Williams: “Review of dc-dc Converters for Multi-terminal HVDC Transmission Networks”. IET Power Electronics, 2016, Vol. 9, pp. 281 - 296

[2] Yang, He, Pang, Tang: “The Hybrid-Cascaded DC-DC Converters Suitable for HVDC Applications”. IEEE Transactions on Power Electronics, 2015, Vol. 30, No. 10, pp. 5358 - 5363

5.1.2 Superimposed Impulse Voltage Testing on Extruded DC-Cables according to IEC 62895

Andreas VOß[1], Michael GAMLIN[1]

Content

The European energy supply system is currently undergoing massive changes due to the change from a fossil based to a renewable based power generation. This transition, however, is not only limited to power generation itself but at the same time also affects the whole energy system. In particular, the structure of transmission and distribution grids changes massively and thousands of kilometers of new lines need to be built. This also involves the combination of high voltage alternating current (HVAC) grids with single high voltage direct current (HVDC) point-to-point connections or even an overlay HVDC grid. Whereas HVAC components are well known and established in power transmission and distribution for decades, there is a large development in HVDC components always aiming for higher transmission voltages of currently up to 1100 kV DC. These developments, however, also come with the same requirements on safety and reliability which makes a proper and accurate testing of these components imperative.

One example for such a development as well as the need for accurate testing are cables used for HVDC links. Since cable failures can easily result in down times of years, there is a strong need for an appropriate testing of these cables as well as their accessories. Since extruded cables using crosslinked polyethylene (XLPE) insulations are state of the art for this application, the newly created IEC 62895 (“High Voltage Direct Current (HVDC) power transmission - Cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages up to 320 kV for land applications – Test methods and requirements”) defines the testing procedures for such cables. The type and prequalification tests on HVDC cable systems include the superimposed impulse voltage test, during which several switching and lightning impulses are applied on the HVDC cable which has been energized for multiple hours by a DC voltage. The DC voltage shall be maintained during the application of the impulse voltage. This test condition poses a technical challenge to the test setup, since the DC source and the impulse voltage generator have to be protected from each other. Neither must the DC voltage be present at the impulse voltage generator nor must the impulse voltage have any influence on the DC voltage generator. The superimposed impulse voltage test on HVDC cables is a composite test according to IEC 60060-1 Ed. 3.0 which requires suitable coupling and protection elements in combination with suitable converting devices and recording instruments. For the impulse side, the coupling and protection is possible with either a spark gap or a capacitor. For the DC side, the coupling and protection is realized by a damping resistor.

The pros and cons as well as the design aspects of the coupling and protection devices are introduced. A possible smart solution for the capacitive coupling by using spare capacitor stages of the impulse voltage generator is discussed. Additionally, the revision of IEC CD 60230 Ed. 2.0 “Impulse tests on cables and their accessories” is commented with respect to the proposed test setups and the measuring system for the superimposed impulse voltage test.

[1] Haefely Test AG, Birsstrasse 300, 4052 Basel, Schweiz, Tel.: +41 61 373 4313, Fax: +41 61 373 4912, avoss@haefely.com, www.haefely-hipotronics.com

5.1.3 Monitoring elektrischer Betriebsmittel im Übertragungsnetz

Christof RIEDMANN[1], Alexander PIRKER[1], Uwe SCHICHLER[1]

Einleitung

Die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende mit der damit verbundenen Dezentralisierung der Energieerzeugung steht im starken Zusammenhang mit dem effizienten, wirtschaftlichen und sicheren Betrieb der Übertragungsnetze in Europa. Bei der Realisierung des notwendigen Hybrid-Netzes, bestehend aus HDÜ und HGÜ, ist neben der Planung, dem fehlerfreien Aufbau sowie der korrekten Steuerung und Regelung der Lastflüsse auch der aktuelle Zustand der beteiligten Betriebsmittel von großer Bedeutung. Um die erforderlichen Wartungsmaßnahmen und Ersatzinvestitionen unabhängig vom Alter der Geräte und Komponenten zu planen und zu tätigen sind möglichst genaue Angaben bezüglich der Alterung, Restlebensdauer und Ausfallwahrscheinlichkeit notwendig. Dadurch können geeignete Maßnahmen zum wirtschaftlich und technisch günstigsten Zeitpunkt umgesetzt und Fehlinvestitionen vermieden werden.

Zustandsbewertung

Die Bewertung des aktuellen Zustandes eines elektrischen Betriebsmittels beruht im Allgemeinen auf den Erfahrungswerten von Herstellern, Betreibern sowie Expertenwissen und ist darüber hinaus von vielen Faktoren abhängig. Neben den anlagen-, betriebsmittel- und verfahrensspezifischen Faktoren spielen Alter, elektrische und thermische Belastung in einem Jahreszyklus in Verbindung mit statistischen Kennzahlen und Ausfallswahrscheinlichkeiten eine wesentliche Rolle. Im Bereich des Asset-Managements werden die aktuellen Zustände der unterschiedlichen Betriebsmittel eines Anlagenparks gesammelt und in Abhängigkeit der jeweiligen Instandhaltungsstrategie und Relevanz im Gesamtsystem gewichtet. Hieraus ergeben sich dann Prioritätenlisten hinsichtlich des Wartungs- bzw. Erneuerungsbedarfs. Diese Prioritätenliste steht einem wirtschaftlich geplanten Budget gegenüber. Je nach Verfügbarkeit monetärer Mittel, Personalstrukturen und anderen Einflüssen wird anschließend der optimale Zeitpunkt sowie der Umfang einer Instandhaltungsmaßnahme definiert [1].

Diese zustandsorientierte Instandhaltung verlangt nach bewerten Diagnoseverfahren und aussagekräftigen Akzeptanzkriterien. Je nach dem im Betriebsmittel verwendeten Isoliersystem haben sich für Wechselspannung unterschiedliche Methoden etabliert.

Abhängig von dem verwendeten Diagnoseverfahren kann auf eine fundierte Basis an Erfahrungen und Wissen bezüglich unterschiedlicher Einflussfaktoren zurückgegriffen werden. Aufgrund abweichender Alterungsmechanismen bei Gleichspannung sind diese Methoden nicht vollständig auf die unterschiedlichen Komponenten der HGÜ-Netze anwendbar. Weiter fehlt es in diversen Bereichen einer eindeutigen Klassifizierung von Grenzwerten, sowie einer automatisierten Auswertung und Interpretation der ermittelten Mess- und Diagnosedaten. Neben der Messung der dielektrischen Antwortfunktion der unterschiedlichen Isoliersysteme ist für die Praxis die Teilentladungsmessung sowie die bei ölgefüllten Isoliersystemen die Gas-in-Öl-Analyse besonders hervorzuheben.

Teilentladungsmessung

Bei der Teilentladungsmessung bei Wechselspannung können aufgrund der Teilentladungsamplituden und der Phasenlage der TE-Impulse zur Spannung Rückschlüsse auf die Art des Defekts getroffen und eine Risikoabschätzung durchgeführt werden. Dies ist durch das Erzeugen eines phasenaufgelösten Teilentladungsdiagramms (PRPD Pattern) und der Bewertung eines menschlichen Experten möglich. Die ermittelten Messdaten können jedoch auch genutzt werden um ein Expertensystem, bestehend aus verschiedenen Algorithmen des maschinellen Lernens, aufzubauen und zu trainieren. Für die Umsetzung solcher Systeme ist das extrahieren charakteristischer Parameter aus den Messdaten entscheidend.

[1] Technische Universität Graz, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7411, christof.riedmann@tugraz.at, www.hspt.tugraz.at

Diese Systeme sind für das Monitoring verschiedenster Hochspannungskomponenten mit automatischer Messdatenauswertung und Risikoabschätzung hilfreich. Dabei ist eine möglichst geringe Fehlklassifikation der auftretenden Defekte und der Störimpulse von grundlegender Bedeutung.

Bei Gleichspannung können dieselben Methoden aufgrund der fehlenden Phasenlage der TE-Impulse zur Spannung und unterschiedlichen physikalischen Effekten bzw. Alterungsmechanismen nicht angewandt werden. Neue Methode zur Evaluierung der gemessenen Impulssequenzen und zur Unterdrückung von Störimpulsen sind notwendig. Mögliche charakteristische Parameter, die aus den gemessenen Pulssequenzen bei Gleichspannung ermittelten werden können sind die Zeit zwischen den einzelnen Impulsen Δt sowie die Impulsamplitude q. Aus diesen Parametern kann beispielsweise das NoDi*-Diagramm gebildet werden, welches eine Unterscheidung von Defekten bei gasisolierten Systemen ermöglicht [2]. Störimpulse und unterschiedliche Rauschpegel haben auf die charakteristischen Größen und somit auch auf die Ergebnisse dieser Auswertemethoden einen direkten Einfluss. Für eine korrekte Klassifikation bzw. Bewertung der Defekte sind daher weitere Methoden zur Trennung der TE-Impulse und der Störimpulse notwendig.

Gas-in-Öl-Analyse

Bei der Gas-in-Öl-Analyse werden Öl-Proben auf die im Isoliermedium enthaltenen Schlüsselgase untersucht. Abhängig von der Konzentration der gelösten Gase und deren Verhältnisse zueinander kann auf etwaige Fehler im elektrischen Betriebsmittel zurückgeschlossen werden. Mit Hilfe der absoluten Gaskonzentrationen sowie deren Veränderung über die Zeit ist eine Klassifizierung der Kritikalität realisierbar. Im Allgemeinen werden solche Öl-Proben, in Abhängigkeit von dem Zustand der Betriebsmittel bei der vorangegangenen Probenentnahme, in definierten Zeitabständen wiederholt und durch einen Experten analysiert [3].

Bei ölgefüllten elektrischen Betriebsmitteln von besonderem Interesse kann dieses Verfahren auch in Form eines kontinuierlichen Monitorings angewendet werden. Auf Grund der großen Vielfalt an Bauweisen und Isolierölen erfordert eine genaue Bewertung des Zustandes der einzelnen Betriebsmittel weitere Untersuchungen. Vor allem in Hinblick auf die Interpretation der absoluten Gaskonzentrationen in Abhängigkeit von unterschiedlichen Parameter und der daraus resultierende Rückschluss auf den tatsächlichen Zustand des Betriebsmittels stellt einen wesentlichen Aspekt zukünftiger Untersuchungen dar. Des Weiteren spielt die Untersuchung der verbreiteten Ölsorten und deren Einfluss auf die Bildung von Gasen bei unterschiedlichen Defekten und der Überlagerung unterschiedlicher Defekte eine zentrale Rolle um eine automatisierte Auswertung zu realisieren.

Literatur

[1] Balzer, Schorn: „Asset Management für Infrastrukturanlagen – Energie und Wasser”, Springer-Verlag, 2. Auflage, 2014

[2] Pirker, Schichler: „Partial Discharge Measurement at DC Voltage - Evaluation and Characterization by NoDi* Pattern”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 25, No. 1, 2018

[3] Schreiter, Kornhuber, Radigk, Kouzmine: „Individual and More Sensitive DGA Interpretation Values”, 19th International Symposium on High Voltage Engineering, Pilsen, Czech Republic, 2015

5.1.4 Power Hardware-In-The-Loop Testmethode für HVDC Komponenten und Systeme

Dennis ALBERT[1], Uwe SCHICHLER[1]

Herausforderungen

Die ehemalige hierarchische Übertragungs- und Verteilnetzstruktur des Elektrizitätsnetzes befindet sich in einer Umstrukturierung. Seit ca. 20 Jahren findet verstärkt ein Wandel hin zur dezentralen und verteilten Erzeugung statt. Dies ist vor allem der Verfügbarkeit leistungsfähiger und kostengünstiger Leistungselektronik zuzuschreiben.

Durch die Erzeugung elektrischer Energie fernab der Lastzentren ist eine wirtschaftliche Übertragung der Elektrizität Voraussetzung für einen sicheren und stabilen Betrieb des elektrischen Netzes. Für große Übertragungsstrecken von mehreren hundert Kilometern eignet sich die Hochspannungsgleichstrom-übertragung (HGÜ). Diese Technik, wie auch die Einspeisung elektrischer Energie im Verteilnetz z. B. durch Photovoltaik (PV)-Anlagen, erfordert den Einsatz von Leistungselektronik samt Steuerungselektronik und Software. Um im Vorfeld des Betriebs dieser Systeme Fehlfunktionen und unsichere Zustände zu vermeiden, werden die Geräte typgeprüft. Einen sicheren Betrieb mehrerer Systeme zusammen können die aktuellen Testverfahren bisher nicht gewährleisten. Zur Untersuchung des realen Betriebsverhaltens einzelner Systeme in einer übergeordneten Netzstruktur sollte in Tests tatsächlich Energie zwischen den Systemen ausgetauscht werden und zwar in den Größenordnungen, wie sie im Betrieb auftreten können. Dies wird als Power Hardware-in-the-Loop (PHIL) bezeichnet. Dadurch kann z. B. der Einfluss erwärmter Bauteile auf die Funktionsfähigkeit im Betrieb untersucht werden.

Der Vorteil der PHIL-Testmethode ist, dass nur das zu prüfende Gerät als reale Hardware zur Verfügung stehen muss. Die umgebende Netzstruktur wird in Echtzeit simuliert. Die Leistung an den Verbindungspunkten zwischen Testobjekt und übergeordneter Netzstruktur wird durch regelbare Verstärker bereitgestellt. Die sich dort einstellenden Spannungen und Ströme liefert die Echtzeit-simulation an die gesteuerten Verstärker.

Um im Bereich der HGÜ-Technik Komponenten und Systeme zu testen, ist eine Leistung im Bereich von Mega- (MW) bis Gigawatt (GW) nötig. Dies ist mit aktuell verfügbarer Technologie nur bedingt umsetzbar. Im Rahmen des Forschungsprojekts „Austrian DC-Laboratories“ werden sowohl Testmethoden, als auch die nötige Infrastruktur für zukünftige Testprozeduren, untersucht. Dabei werden Methoden für Nieder- (LV), Mittel- (MV) als auch Hochspannung (HV) untersucht und zugleich die Komplexität (Komponenten bis hin zu vermaschten Systemen) erhöht.

Aktueller Stand der Technik

Die Leistung verfügbarer DC-Leistungsverstärker liegt im einstelligen MW-Bereich. Dabei bewegen sich die Spannung und der Strom im einstelligen kV- bzw. kA-Bereich [1]. Um Leistungen in der Größenordnung mehrerer MW bereit zu stellen, bestehen die Leistungsverstärker meist aus einer Parallel- und Reihenschaltung einzelner Verstärker. Größere Leistungen können bisher nur über Leistungstransformatoren realisiert werden, welche hohe Anschaffungskosten haben und in der zeitlichen Änderung von Strom und Spannung eingeschränkt sind. In [2] werden Modulare Multilevel Converter (MMC) verwendet, um eine Gleichspannung bis 24 kV zur Verfügung zu stellen. Diese Prüfeinrichtung eignet sich zur Validierung von MVDC-Schiffsystemen und Offshore-Windenergie-anlagen. Die MMC sind als Vollbrücke ausgeführt, weswegen keine Gleichstromleistungsschalter benötigt werden. Diese Konfiguration eignet sich daher zur Untersuchung des Fehlermanagements bei DC-Systemen ohne Leistungsschalter.

[1] Technische Universität Graz, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7419, dennis.albert@tugraz.at, www.ihs.tugraz.at

Entwicklungsprojekt „Austrian DC-Laboratories“

Im Bereich der Hochspannung liegt der Fokus auf der Untersuchung geeigneter Schnittstellen zwischen Simulation und realer Testumgebung. Dabei sollen hohe Leistungen verfügbar sein und zugleich Strom und Spannung schnell veränderlich sein [3].

In [4] wird eine Methode zur Injektion von Strom auf Hochspannungspotential beschrieben. Über Schubkondensatoren wird dabei ein auf Hochspannungspotential befindlicher Gleichrichter gespeist. Die Schubkondensatoren isolieren gleichzeitig das Hochspannungspotential von der Hochstromquelle. In wie weit diese Methode geeignet ist, um schnelle Spannungs- und Stromänderungen nachzubilden ist unklar. Konzipiert ist dieses Modell für Langzeittests.

Aktuell wird ein Demonstrator für PHIL im Labormaßstab aufgebaut, um verschiede Testszenarien zu untersuchen und das Thema PHIL für Studierende sichtbar zu demonstrieren (Abbildung 1).

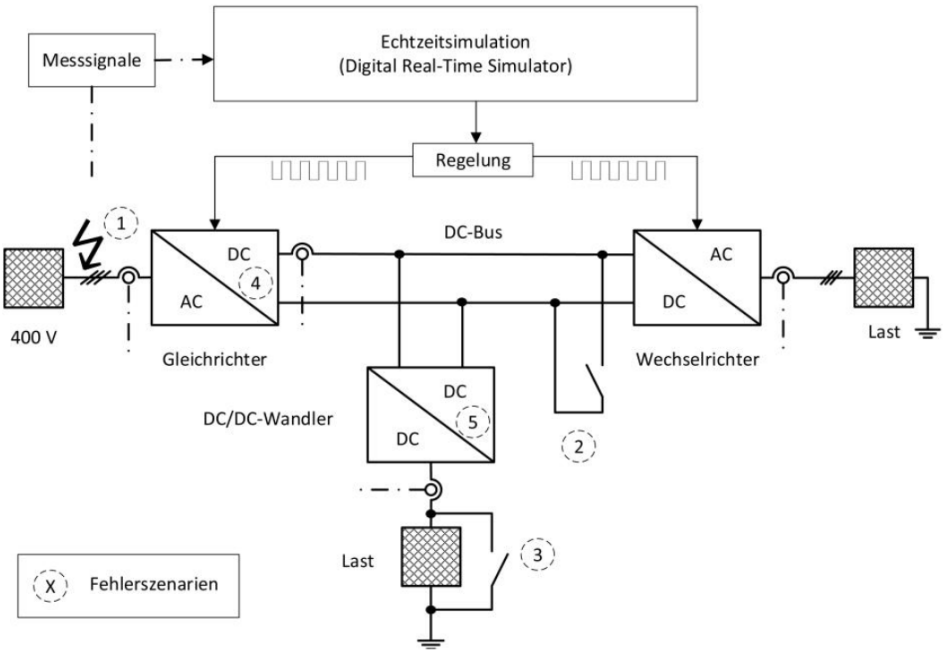


Abbildung 1: Prinzipschaltbild des PHIL-Demonstrators

Ausblick

Im Rahmen des Projekts „Austrian DC-Laboratories“ wird durch den Kooperationspartner Austrian Institute of Technology (AIT) ein LV-Multiterminal-DC-Netz mit einer Vielzahl an Quellen und Lasten in einem Echtzeitsimulator implementiert werden. Im Bereich der MV soll eine Testumgebung geplant und erste Demonstrationen möglich sein. Mit Hilfe der ermittelten Erkenntnisse aus den Bereichen LV und MV wird am Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement der TU Graz ein Konzept für eine Testinfrastruktur im HVDC-Bereich erstellt.

Literatur

[1] ETPS: "High Power DC Sources", URL: http://www.etps.co.uk/products/high-power-dc/default.aspx - Überprüfungsdatum 29.11.2017

[2] STEURER, SCHODER, FARUQUE, SOTO, BOSWORTH, SLODERBECK, BOGDAN, HAUER, WINKELNKEMPER, SCHWAGER, BLASZCZYK: "Multifunctional Megawatt-Scale Medium Voltage DC Test Bed Based on Modular Multilevel Converter Technology", IEEE Transactions on Transportation Electrification Vol. 2, No. 4, pp. 597–606, 2016

[3] KLIMA- UND ENERGIEFONDS: Forschungsprojekt "Austrian DC-Laboratories", Projekt-Nr. 858986

[4] HALLAS, WIETOSKA, HINRICHSEN: "Generator for Current Injection on High DC Potential to test HVDC Equipment", 20th International Symposium on High Voltage Engineering, Buenos Aires, Argentina, 2017

5.1.5 Innovative Technologien zur Schallminimierung von Hochspannungsfreileitungen

Oliver PISCHLER[1], Uwe SCHICHLER[1], Klemens REICH[2], Michael LEONHARDSBERGER[2], Oskar OBERZAUCHER[2]

Inhalt

Grundvoraussetzung für den Erfolg der derzeitigen Umwälzungen des europäischen Energieversorgungssystems, welche unter dem Schlagwort „Energiewende“ zusammenzufassen sind, ist eine stabile Netzstruktur mit ausreichender Übertragungskapazität, die eine optimale Nutzung aller erneuerbarer Energieträger (unter Berücksichtigung derer Volatilität) zulässt. Um den gegenwärtigen Paradigmenwechsel nicht wieder auszubremsen, ist gemäß dem Prinzip der APG „Netzoptimierung vor Ausbau“ (kurz NOVA) ein Upgrade bestehender Freileitungstrassen unumgänglich.

Diesbezügliche Maßnahmen umfassen beispielsweise die Montage von neuen Leiterseilen mit höherer Übertragungsleistung (z.B. Hochtemperaturleiterseilen) oder eine Anhebung der Nennspanungsebene (üblicherweise von 220 kV auf 380 kV). Die Erfahrung hat allerdings gezeigt, dass an neuen Leiterseilen gegenüber alten Leiterseilen vor allem bei schlechtem Wetter (Regen, Schnee, Nebel, Raureif) erhöhte Geräuschemissionen auftreten können. In diesem Zusammenhang ist insbesondere die tonale 100-Hz-Komponete des Störgeräuschspektrums von großer psychoakustischer Relevanz. Die beschriebenen Phänomene sind ein Resultat der Koronaprozesse an den Leiterseilen, welche durch die am Seil anhaftenden Wassertropfen begünstigt werden. An gealterten Leiterseilen ist der Effekt weitaus geringer ausgeprägt, da diese infolge der altersbedingten Oberflächenerosion hydrophile Eigenschaften aufweisen, wodurch die Bildung einzelner Wassertropfen ausbleibt. Eine Anhebung der Betriebsspannung führt zwangsläufig zu einer Erhöhung der Leiterrandfeldstärken und resultiert damit in einer gesteigerter Koronaaktivität und damit verbundenen erhöhten Geräuschemissionen. Aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers stellt sich somit die Frage, wie bei Upgrade-Projekten, aber auch bei instandhaltungsbedingtem Leiterseiltausch, negative Auswirkungen auf Anrainer von vorhinein unterbunden werden können. In einer Kooperation zwischen APG und des Instituts für Hochspannungstechnik und Systemmanagement der TU Graz wurden daher unterschiedliche Abhilfekonzepte mit akustischen Messungen im Hochspannungslabor erprobt.

Eine mögliche Abhilfemaßnahme ist die Verwendung von Bündelleitern mit größerer Teilleiteranzahl. Hierdurch konnten die Geräuschemissionspegel infolge der resultierenden Randfeldstärkenreduktion deutlich gesenkt werden. Allerdings stellt diese Maßnahme einen signifikanten Eingriff in die Leitungsstruktur dar, welcher in Hinblick auf die Statik oftmals nur schwierig durchführbar ist.

Für Neubeseilungen (unter Beibehaltung der ursprünglichen Seilquerschnitte und Bündelkonfigurationen) haben sich insbesondere Leiterseile mit Oberflächenbehandlungen, die darauf abzielen das hydrophile Oberflächenverhalten gealterter Leiterseile nachzuempfinden, als attraktive Alternative präsentiert. Derartige Behandlungen umfassen Strahlbehandlungen mit Glasperlen oder Sand oder auch die Beschichtung mit hydrophilen Farben. Es konnte gezeigt werden, dass derartig behandelte Freileitungsseile bereits ab dem Zeitpunkt der Installation dieselben (oder sogar niedrigere) Geräuschemissionspegel aufweisen als gealterte Leiterseile.

[1] Technische Universität Graz, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7400, oliver.pischler@tugraz.at, www.hspt.tugraz.at

[2] Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, IZD Tower, 1220 Wien, Tel.: +43 50 320 56368, klemens.reich@apg.at, www.apg.at

5.1.6 Hochspannungssysteme unter transienter Beanspruchung – Korrelationsmethodik

Jürgen PLESCH[1], Lukas SCHWALT[1], Stephan PACK[1]

Inhalt

Die Kenntnis von transienten Signalverläufen in Hochspannungssystemen ermöglicht eine zielorientierte Analyse der höherfrequenten Beanspruchung einzelner Betriebsmittel. Neue Korrelationsverfahren können eine eindeutige Zuordnung von Ursache und Auswirkung auf die Netzspannung darstellen. Eine der Korrelationsvarianten zeigt, dass beispielsweise transiente Messdaten eindeutig atmosphärischen Entladungen zugeordnet werden können [1].

Höherfrequente transiente Ereignisse können aufgrund von nichtlinearen Übertragungsmechanismen von induktiv arbeitenden Messwandlern nicht richtig dargestellt werden. Konventionelle induktive Messwandler erzeugen für Mess-, Schutz- und Verrechnungszwecke ein Abbild der 50-Hz-Komponente und sind für diesen niederfrequenten Bereich ausgelegt. Der Einsatz breitbandiger kapazitiver Messteiler in Hochspannungssystemen bietet die Möglichkeit, Frequenzkomponenten bis in den höherfrequenten Bereich qualitativ und quantitativ richtig zu erfassen und ermöglichen dadurch eine zielorientierte Analyse der aufgezeichneten transienten Messdaten [2, 3, 4].

Methodik

Die Grundlage für die Korrelation sind einerseits die Messdaten der transienten Spannungsverläufe versehen mit einem Zeitstempel und andererseits geographische Daten von Hochspannungsfreileitungen, Informationen eines Blitzortungssystems (Zeitstempel, Amplitude, Einschlagsort, Anzahl der atmosphärischen Entladungen) und in Zukunft Informationen des Schaltmeldeprotokolls von Netzbetreibern (Zeitstempel, Art des Ereignisses im Netz). Zur Durchführung einer Korrelation wurde im Zuge dieser Forschungsarbeit ein Korrelationsprogramm entwickelt, welches die notwendigen Daten und Informationen aus dem vorhandenen Rohdatensatz verarbeitet und zur Verfügung stellt. Das erstellte Korrelationsprogramm bietet auch die Möglichkeit, vorhandene Datensätze wie z.B. Leitungsdaten, Daten von Blitzortungssystemen etc. einzubinden, mit aktuellen Messungen zu korrelieren und graphisch darzustellen.

Durch die Zuordnung dieser transienten Messdaten zu Ereignissen im Netz (z.B. Störungen) kann eine Analyse durchgeführt, die die Auswirkung untersucht und geeignete Maßnahme einleiten kann. Speziell für atmosphärische Entladungen kann ein frei wählbarer Korridor entlang eines Freileitungszugs vorgegeben werden und damit eine Auswahl an Ereignissen getroffen werden. Somit kann aus dem vorhandenen vollständigen Datensatz ein für die gewählten Rahmenbedingungen (Auswahl von Hochspannungsleitungen mit definierter Korridorbreite) reduzierter Datensatz generiert werden, um eine Zuteilung von Haupt- und Folgeblitzen zu transienten Messungen durchzuführen. Auf Basis der gefundenen Korrelation kann der Einschlagort und die Darstellung der Netzspannung mit überlagerter Störung visualisiert sowie die zeitliche Differenz zwischen den Ereignissen errechnet werden. Erweiterungsmöglichkeiten bietet die zusätzliche Einbindung von internen Informationen wie z.B. des Schaltmeldeprotokolls der Netzbetreiber.

Ergebnisse

Erste Ergebnisse zeigen, dass neben direkten Blitzeinschlägen mit Leitungsausfall auch direkte und indirekte Wirkungen atmosphärischer Entladungen erkennbar werden, bei denen keine Schutzauslösung auftritt. Die Analyse der Systemkonfiguration kann so auch auf diese Fälle ausgedehnt werden und lässt bei steigender Netzflexibilität zukünftig neben störungsbasierten Informationen auch punktuelle Aussagen über transiente Netzabläufe in Hochspannungssystemen zu [1, 5, 6].

[1] Technische Universität Graz, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Inffeldgasse 18, Tel.: +43 316 873-7416, pack@tugraz.at, www.ihs.tugraz.at

Diese innovative Zusammenführung von einzelnen unabhängigen Datensätzen ermöglicht durch die entwickelte Korrelationsmethode und durch den Einsatz moderner Messteiler eine eindeutige Analyse der auftretenden transienten Beanspruchungen in Hochspannungssystemen.

Quellen

[1] L. Schwalt, J. Plesch, S. Pack, W. Schulz, G. Achleitner: “Transient Measurements in the Austrian High Voltage Transmission System”, International Symposium on Lightning Protection (XIV SIPDA), Natal, Brazil, 2017

[2] J. Plesch, S. Pack, U. Schichler, G. Wurzer: “Measurement of Transient Voltages on a 110 kV High Alpine Overhead Line”, VDE - Hochspannungstechnik 2016, ETG-Fachtagung, Berlin, Germany, 2016

[3] J. Plesch, E. Sperling, G. Achleitner, S. Pack: “Measurement of Transient Voltage in a Substation”, CIGRE Symposium “Across Borders – HVDC Systems and Market Integration”, Lund, Sweden, Report 255, 2015

[4] J. Plesch, S. Pack: “On-site measurement of switching transients in high voltage systems”, 11. Höfler´s Days, Portoroz, Slovenia, 2013

[5] S. Pack, J. Plesch, L. Schwalt: „Blitzphänomene im österreichischen Hoch- und Höchstspannungsnetz - transient erfasst”, e & i Elektrotechnik und Informationstechnik (8), Wien, Österreich, 2017

[6] L. Schwalt: “Analysis of lightning caused outages of APG operated high voltage transmission lines”, Masterthesis, University of Technology Vienna, Austria, 2016

5.2 INNOVATIONEN FÜR LEITSTELLEN (SESSION D2)

5.2.1 Handlungskompetenz ein Erfolgsfaktor für die Zukunft – Das Vierseitenmodell erfolgreichen Handelns

Annette HOPPE[1]

Motivation

Der Erfolg menschlicher Tätigkeit ist unter anderem von seinen jeweiligen aktuellen und habituellen Handlungskomponenten abhängig. Dieses Wissen bildete sowohl die Grundlage für allgemeine Bildung und Erziehung, als auch für die berufliche Aus- und Weiterbildung. Das gilt vor allem in Bereichen, die einer starken politischen, als auch organisatorischen Umgestaltung unterliegen. Besonders betroffen waren dabei die Energieerzeugung und die Energieverteilung. In den letzten Jahrzehnten lag der Fokus von Wissenschaft sehr stark auf der Entwicklung neuer Technik und Technologien. Daraus folgten schnelle Konzepte für Automatisierungsprozesse in der Praxis. Politische Vorgaben und gesellschaftliche Forderungen brachten zusätzlich gewollt oder ungewollt für Unternehmen, neue Ausrichtungen und schnelle Veränderungen mit sich. In schneller Folge wurde sowohl die Arbeitswelt als auch das private Umfeld von Menschen verändert. Vorurteilsfrei wurden und werden neue Technik und Technologien in den beruflichen und privaten Alltag übernommen, um der Entwicklung nicht hinterher zu laufen. Vieles erleichterte das Leben, manches stellte Gesellschaft und Unternehmen vor neue Herausforderungen. Der Begriff Geschwindigkeit bekam einen neuen ständig dominanten Stellenwert. Anpassung wurde zur permanenten Herausforderung. Nur was passen wir an? Unsere Kompetenzen, also Fähigkeiten, Fertigkeiten, Gewohnheiten und Kenntnisse? Und welche konkret und woran? Gibt es dabei Grenzen für den Menschen? Welche Auswirkungen kann das für Unternehmen und für den einzelnen Menschen haben? Es wird notwendig wieder verstärkt die Entwicklung der Handlungskompetenzen in den Mittelpunkt von Forschung und Entwicklung zu stellen.

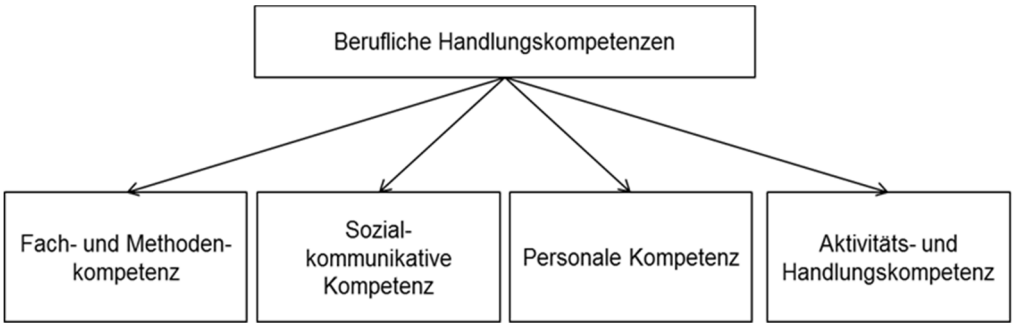


Abbildung 1: Erpenbeck / Heyse: Kompetenzmodell [1]

Unternehmen müssen den Fokus beim Personalmanagement stärker als bisher auf die Handlungskompetenzen richten. Wie kann man ein allgemeines Modell für Unternehmen stärker und praxisorientierter ausrichten, damit eine erfolgreiche Kompetenzentwicklung im Unternehmen schnell durchgeführt werden kann?

Zielstellung

Ziel war es ein Kompetenzmodell zu erstellen, das praxisnah die vier Seiten der Handlungskompetenz abbildet.

Methodik

Dazu musste die historische Kompetenzforschung aufgearbeitet werden und neue Studien an Operatorarbeitsplätzen der Energieerzeugung mussten durchgeführt werden, um Aussagen über den aktuellen Kompetenzbedarf zu evaluieren.

[1] Brandenburgische Technische Universität Cottbus – Senftenberg, Fachgebiet Arbeitswissenschaft / Arbeitspsychologie (Awip), Siemens-Halske-Ring 14, 03046 Cottbus, hoppe@b-tu.de

Ergebnis

In nachfolgenden Beitrag sollen Ergebnisse der Studien die vier Seiten der Handlungskompetenz beschreiben und in einem Vierseitenmodell des erfolgreichen Handelns abbilden.

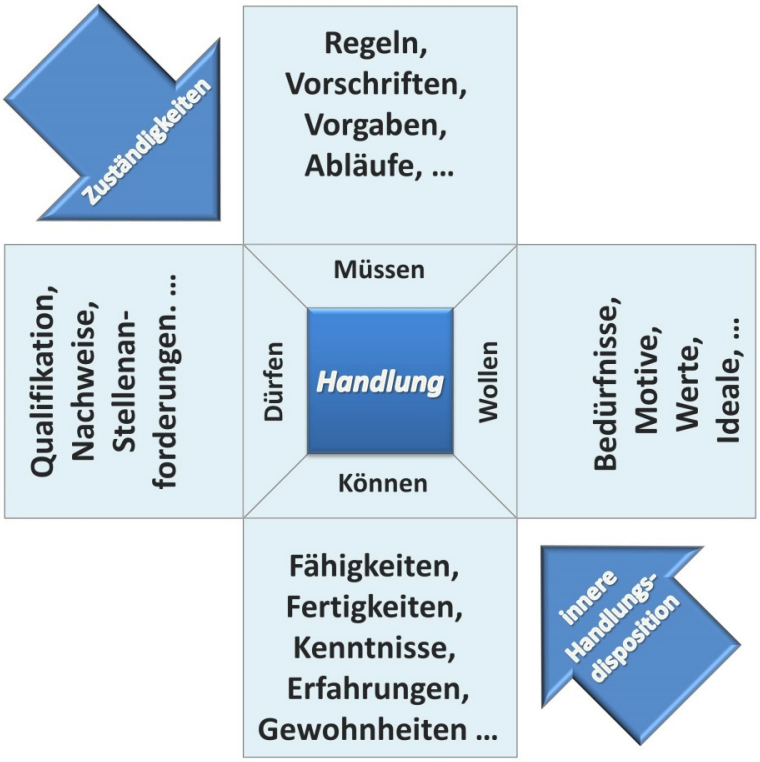


Abbildung 2: Vierseitenmodell erfolgreichen Handelns [2]

Quellen

[1] Erpenbeck, J., Heyse V. (2007): Die Kompetenzbiografie - Wege der Kompetenzentwicklung, Waxmann Verlag GmbH, Münster

[2] Hoppe, Annette: Erfolgsfaktor Handlungskompetenz!? Ein Vierseitenmodell erfolgreichen Handelns; In: Hoppe, Annette. Leistung und Gesundheit; Shaker Verlag Aachen 2014, S.48 – 60

5.2.2 Zur Wirkung von Radioprogrammen bei Dauerüberwachungstätigkeiten

Holger BIALEK[1], Roberto KOCKROW[1], Annette HOPPE[1]

Inhalt

In der modernen Arbeitswelt und im Zuge der Digitalisierung von Industrie 4.0 (Spath et al. 2013) findet eine Vielzahl von Arbeitstätigkeiten in Leitstandsumgebungen statt, was im Bereich der Energieversorgung deutlich zu erkennen ist. Diese Arbeitssysteme sind gekennzeichnet durch die hochgradige Automatisierung sowie die damit verbundene ortsunabhängige Überwachung und Steuerung von Prozessen (Böhle 2017). Mit der möglichen Minderung der Aufmerksamkeit bei selten auftretenden, relevanten Reizen (Posner & Rafal 1987) kann es zu möglichen risikobehafteten Fehlhandlungen kommen. Dies bedingt die menschengerechte und sicherheitsrelevante Arbeitsgestaltung in vielfältiger Hinsicht, wobei die Auslegung des Umgebungsfaktors Radio eine wichtige und bisher noch wenig eruierte Einflussmöglichkeit darstellt.

Weiterhin ist die Gestaltung der Arbeitsumgebung als immanent in Bezug auf die Kompetenzentwicklung der Mitarbeiter anzusehen. Ausgehend vom *Vierseitenmodell erfolgreichen Handelns* (Hoppe 2014) gilt in Hinblick auf den Erfolgsfaktor „Können“ festzustellen, dass eine hohe Konzentrationsfähigkeit und Wachheit als Voraussetzungen für die positive Aufgabenbewältigung anzusehen sind. Nicht zuletzt trägt das selbständige Handeln und damit die Konfiguration der Umgebungsfaktoren wie z.B. eines Radios im Kontext des Faktors „Dürfen“ dazu bei, die Zufriedenheit zu steigern. Da die menschengerechte Arbeitsgestaltung mit dem finalen Ziel der Arbeitszufriedenheit (Rohmert 1983) prospektiv zu vollziehen ist, sind ebenfalls positive Konsequenzen auf die Kompetenzentwicklung zu erwarten. Davon ausgehend ist das Ziel der Studie, den Einflussfaktor Radio und dessen möglicherweise positive Wirkung auf die Entwicklung der Vigilanz bei Dauerüberwachungstätigkeiten sowie die Fehlerentwicklung zu untersuchen, um daraus Schlussfolgerungen für Optimierungsmaßnahmen ableiten zu können.

Methodik

Zur Untersuchung der Fragestellung wurde eine Laborstudie am Fachgebiet Arbeitswissenschaft/ Arbeitspsychologie der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus-Senftenberg konzipiert. Unter der Versuchsbedingung mit einem definierten Radiomitschnitt führen Probanden den Vigilanztest „Mackworth-Clock“ durch. Vigilanz ist (bisher) nicht direkt beobachtbar bzw. messbar. Daher erfolgt zur Datenerhebung der Einsatz eines Mix‘ aus objektiven und subjektiven Verfahren. Als objektive Komponente findet der pupillometrische Schläfrigkeitstest „F2D“ der Firma Amtech/ Dossenheim Anwendung. Hierbei wird die Schwankungsbreite des Pupillendurchmessers als ein Maß über einen definierten Messzeitraum aufgezeichnet und anschließend ein Schläfrigkeitswert bestimmt. Dieser korreliert mit der Vigilanz. Werte von < 1,02 sind gemäß Hersteller als „wach“, Werte zwischen 1,02 – 1,50 als „kontrollbedürftig“ und Werte > 1,50 als „pathologisch“ zu bezeichnen. Zur Erhebung des subjektiven Müdigkeitsempfindens erfolgt der Einsatz des Erfassungsbogens Karolinska Sleepiness Scale (KSS) (Åkerstedt & Gillberg 1990). Höhere angekreuzte Werte stehen für eine verringerte Vigilanz, da bei höherer selbst wahrgenommener Müdigkeit mit schlechterer Vigilanz zu rechnen ist. Die monotone Überwachungsaufgabe wird durch den „Mackworth-Clock“-Test nachgebildet, welcher die Anforderungen einer Überwachungstätigkeit valide und reliabel darstellt (Sturm & Büssing 1990).

Hierbei muss ein sich in einer Kreisbahn bewegender Leuchtpunkt über 33min beobachtet werden, wobei Doppelsprünge das zufällige und unvorhersehbare Ereignis symbolisieren, welches per Tastendruck zu bestätigen ist. Fehlquittierungen werden als Fehler registriert. Analog dazu wird von Versuchspersonen während der Kontrollbedingung bei identischen Umgebungsbedingungen, jedoch ohne Einspielen des Radioprogramms das gleiche Szenario absolviert. Die Messungen fanden jeweils vor (F2D_1/ KSS_1) und nach (F2D_2/ KSS_2) Absolvierung des Vigilanztest statt.

[1] Brandenburgische Technische Universität Cottbus – Senftenberg, Fachgebiet Arbeitswissenschaft / Arbeitspsychologie, Siemens-Halske-Ring 14, 03046 Cottbus, Tel.: +49 355 69-4099, Fax: +49 355 69-4866, holger.bialek@b-tu.de, www.b-tu.de/fg-arbeitswissenschaft

Zur Evaluierung der Tagesrhythmik erfolgte im Vorfeld der Untersuchung ebenfalls die Erfassung des Chronotyp der Versuchspersonen mit dem Fragebogen D-MEQ (Griefahn et al. 2001).

Ergebnisse

Erste Auswertungen über N = 28 Versuchspersonen zeigen ein erwartungskonformes Ergebnis. Die objektiv erfasste Ermüdung ist unter der Versuchsbedingung geringer als unter der Kontrollbedingung. Statistisch ist indes keine Signifikanz gegeben (t-Test für unabhängige Stichproben, T = -1,24, α = 0,226), was eine Validierung durch eine größere Stichprobe erfordert. Ein konvergierendes Ergebnis ist in der subjektiven Selbsteinschätzung erkennbar. Unabhängig von der Bedingung tendieren die Werte zu „weder wach noch müde“. Allerdings unterscheiden sich die Differenzen signifikant (T = -2,07, α = 0,048).

	OBJEKTIV	M	SD	*SUBJEKTIV*	M	SD
Versuchsbedingung (Radio)	F2D_1	0,61	0,24	KSS_1	4,57	1,34
	F2D_2	0,73	0,37	KSS_2	5,57	1,95
Kontrollbedingung (ohne Radio)	F2D_1	0,83	0,39	KSS_1	3,93	1,73
	F2D_2	1,09	0,64	KSS_2	6,14	1,51

Tabelle 1: Mittelwerte (M) und Standardabweichung (SD) der Ermüdung unter Versuchs- und Kontrollbedingung

Nach Komplettierung der Stichprobe (N = 40) erfolgt die Einbeziehung der Daten zu Fehlerzahlen und Reaktionszeiten, um ein möglichst vollständiges Erklärungsmodell ableiten zu können.

Literatur

[1] Akerstedt T, Gillberg M. (1990). Subjective and objective sleepiness in the active individual. International Journal of Neuroscience, 52, 29–37.

[2] Böhle, F (2017) Arbeit als Subjektivierendes Handeln - Handlungsfähigkeit bei Unwägbarkeiten und Ungewissheit. Wiesbaden: Springer

[3] Griefahn B, Künemund C, Bröde P, Mehnert P, (2001): Zur Validität der deutschen Übersetzung des Morningness-Eveningness-Questionnaires von Horne und Östberg. Somnologie 5: 71-80

[4] Hoppe, Annette: Erfolgsfaktor Handlungskompetenz!? Ein Vierseitenmodell erfolgreichen Handelns; In: Hoppe, Annette. Leistung und Gesundheit; Shaker Verlag Aachen 2014, S.48 – 60

[5] Posner, MI, Rafael, RD (1987) Cognitive theories of attention and the rehabilitation of attention deficits. In: Meier MJ, Benton AL, Diller L (Hrsg.) Neuropysiological Rehabilitation. Churchill Livingstone, Edinburgh.

[6] Spath, D, Ganschar, O, Gerlach, S, Hämmerle, M, Krause, T, Schlund, S (2013). Produktionsarbeit der Zukunft – Industrie 4.0. Stuttgart: Fraunhofer IAO.

[7] Sturm, W, Büssing, A (1990). Normierungs- und Reliabilitätsuntersuchungen zum Vigilanzgerät nach Quatember und Maly. Diagnostica, 36 (1)

5.2.3 Berührungslose Erfassung vom Lidschlagverhalten als Indikator für psychische Beanspruchung bei Operatortätigkeiten

Norman REßUT[1], Annette HOPPE[1]

Inhalt

Das aktuelle Arbeits- und Privatleben ist durchdrungen vom ubiquitären Einsatz der Technik. Beim Versagen jener Technik ist eine direkte Beeinflussung der subjektiven Erlebensqualität immanent (vgl. Hoppe 2009). Des Weiteren ist ein zunehmender Anstieg von psychischer Belastung und Beanspruchung in der modernen Arbeitswelt nachweisbar (vgl. BPtK 2015). Erhebungen von psychisch wirkenden Belastungsquellen an jeweiligen Arbeitsplätzen mittels Fragebogen, generieren oftmals nur unscharfe und spärlich objektive Ergebnisse. (vgl. Böckelmann & Seibt 2011) Daher müssen zuverlässige, objektive und praktikable Messverfahren für psychische Konstrukte im Rahmen einer Beanspruchungsanalyse entwickelt und evaluiert werden. Als gesicherte, objektive Indikatoren für die psychische Beanspruchung und Aktivierungseffekte gelten die Herzschlagfrequenz (HF) und die Herzratenvariabilität (HRV) (vgl. Sammito et al. 2014). Des Weiteren konnte auch eine Korrelation von Belastungssituationen und der Lidschlagfrequenz des menschlichen Auges festgestellt werden (vgl. Haak 2009). Derzeitig verfügbare, objektive Messmethoden können dem Anspruch einer praktikablen, ökonomischen Datenerhebung von einer psychischen Beanspruchung an Arbeitsplätzen nicht genügen, da sie immer mit einer kontaktbehafteten und nicht berührungslosen Biosignalerfassung verbunden sind. In diesem Beitrag wird ein Forschungsvorhaben zur objektiven, berührungslosen Erhebung motiviert und die Methode zur Datenerfassung sowie erste Ergebnisse aufgezeigt („work in progress“).

Methodik

Zur Untersuchung der Fragestellung wurde eine Laborstudie konzipiert. Dabei werden dem Probanden unter einer definierten Versuchsbedingung unterschiedliche kognitive Belastungsszenarien an einem PC zur Interaktion mittels Ein- und Ausgabegeräte wie Tastatur, Maus, Monitor und Lautsprechern dargelegt. Diese simulieren konkrete Arbeitstätigkeiten. Die übrigen Bedingungen der Arbeitsumgebung, wie Raumtemperatur und Luftfeuchte, werden über eine Klimatisierung konstant gehalten. Störende Umgebungseinflüsse wie hohe Geräuschpegel und hohe Konvektionsströmungen der Luft können mit entsprechender Konfiguration der Klimatechnik und schallisolierender Einhausung der Untersuchungsumgebung ausgeschlossen werden. Die Belastungsszenarien unterteilen sich in die Bedingung „Aktivität“ was einer mental fordernden Arbeitsbelastung (aktiv) entspricht und der Bedingung „Ruhe“ (passiv). Erfasst werden neben der absolvierten kognitiven Leistung des Probanden auch die subjektive Bewertung der aktuellen psychischen Beanspruchung (KAB; Müller & Basler 1993), die objektive Beanspruchung mittels Elektrokardiogramm und -über Kameratechnik sowie teilautomatisierte, eigens implementierte Software- die Lidschläge während des Versuches.

Ergebnisse des Pretests

Über die Anzahl von N = 7 Probanden im Pretest sind statistisch relevante Aussagen nur begrenzt möglich. Die folgende Abbildung 1 der Datenauswertung eignet sich zur Visualisierung, jedoch ist damit zunächst nur eine tendenzielle Entwicklung zu erkennen. Die Diagramme zeigen die Box-Whisker-Plots der vier Belastungsszenarien, bestehend aus zweimal der Bedingung „Ruhe“ (passiv) und zweimal der Bedingung „Aktivität“ (aktiv; BEFKI, WMT-2).

[1] Brandenburgische Technische Universität Cottbus – Senftenberg, Fachgebiet Arbeitswissenschaft / Arbeitspsychologie, Siemens-Halske-Ring 14, 03046 Cottbus, Fax: +49 355 69 4866, Tel.: +49 355 69-{4806|4824}, {norman.ressut|hoppe}@b-tu.de, www.b-tu.de/fg-arbeitswissenschaft

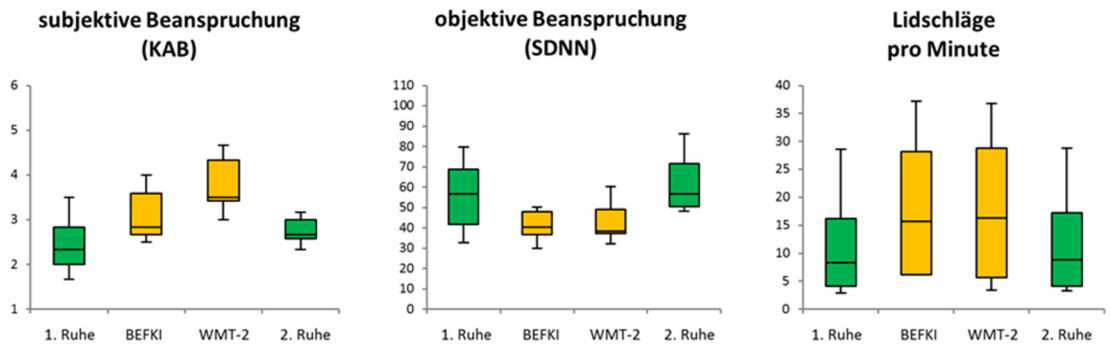


Abbildung 1: Subjektive Bewertung der aktuellen psychischen Beanspruchung (KAB), objektive Beanspruchung (SDNN) und die Anzahl der Lidschläge pro Minute für die jeweiligen Belastungssituationen

Das erste Diagramm aus der Abbildung 1 (links) gibt die subjektive Beanspruchung der Probanden wider. Höhere Werte im Werteintervall von 1 – 6 entsprechen einer höheren subjektiven Beanspruchung. Zur Variabilitätsmessung von den zeitlichen Abständen der Herzschläge existieren unterschiedliche Maße. Dieser Beitrag begrenzt sich auf die Standardabweichung von den Abständen zwischen zweier R-Zacken (SDNN) aus dem EKG (siehe zentrales Diagramm in Abbildung 1). Dieses HRV-Maß eignet sich zur Betrachtung der Kurzzeitvariabilität der Probanden. Höhere Werte für SDNN entsprechen einer höheren HRV und damit einer geringeren Beanspruchung und Belastung. (Sammito et al. 2014, S. 16-23) Das letzte Diagramm aus Abbildung 1 (rechts) gibt die Anzahl der Lidschläge pro Minute wider, welche von den Probanden in den jeweiligen Belastungssituationen getätigt wurden.

Eine erste Interpretation der Ergebnisse aus dem Pretest lässt vermuten, dass sich die Bedingungen „Aktivität“ und „Ruhe“ im Beanspruchungserleben objektiv und subjektiv differenzieren lassen. Zudem ist ein schlüssiger Zusammenhang dieses Erlebens mit der Lidschlagfrequenz erkennbar. Die weiteren Untersuchungen werden aufzeigen, ob diese Zusammenhänge auch statistisch zu belegen sind und eine berührungslose Erfassung kognitiver Beanspruchung mittels Video- und Informationstechnik (teil-)automatisiert möglich ist.

Literatur

[1] Böckelmann I., Seibt R. (2011) Methoden zur Indikation vorwiegend psychischer Berufsbelastung und Beanspruchung – Möglichkeiten für die betriebliche Praxis. Zeitschrift für Arbeitswissenschaft, 65, 205-221.

[2] BPtK (2015) Studie zur Arbeitsunfähigkeit: Psychische Erkrankungen und Krankengeldmanagement, Bundes Psychotherapeuten Kammer, URL: http://www.bptk.de, 04.06.2016.

[3] Haak M., Bos S., Panic S., Rothkrantz L. J. M. (2009) Detecting stress using eye blinks and brain activity from EEG signals. In: GAMEON, 75-82.

[4] Hoppe A. (2009) Technikstress-Theoretische Grundlagen, Praxisuntersuchungen und Handlungsregularien. Aachen.

[5] Müller B., Basler H. D. (1993) Kurzfragebogen zur aktuellen Beanspruchung (KAB). Beltz Test.

[6] Sammito S., Thielmann B., Seibt R., Klussmann A., Weippert M., Böckelmann I. (2014) Leitlinie Nutzung der Herzschlagfrequenz und der Herzfrequenzvariabilität in der Arbeitsmedizin und der Arbeitswissenschaft, In: AWMF (Arbeitsgemeinschaft der Wissenschaftlichen Medizinischen Fachgesellschaften e.V) Online, URL: www.awmf.org, 02.02.2016.

[7] Schipolowski S., Wilhelm O., Schroeders U., Kovaleva A., Kemper C. J., Rammstedt B. (2013): BEFKI GC-K. A Short Scale for the Measurement of Crystallized Intelligence. 29 Pages / methods, data, analyses, Vol 7, No 2 (2013).

[8] WMT-2 (2011) Wiener Matrizen-Test 2. Hogrefe Verlag. In: https://www.testzentrale.de/shop/manual-74940.html

5.2.4 Bedingungsoptimierte Schicht- und Pausenkonzepte für die Energiewirtschaft

Susann RÖMING[1], Annette HOPPE[1], Rico GANßAUGE[1]

Inhalt

Die Energiewirtschaft und vor allem die Kraftwerks- und Übertragungsnetzbetreiber stehen vor neuen Herausforderungen bezüglich des flexiblen Einsatzes von Mitarbeitern und damit der optimalen Gestaltung von Schicht- und Pausensystemen. Vor allem der zunehmend schwankende Eintrag erneuerbarer Energien spielt hier eine große Rolle. Durch die stetige Erhöhung des Anteils dieser Energien ändert sich entsprechend den Wetterbedingungen die Auslastung der Kraftwerke und aller damit verbundenen Prozessketten (vgl. BMU 2011). Dies erfordert einen hochflexiblen Personaleinsatz in Form von kurzfristigem Mehr- und Minderbedarf. Praxisorientierte Schichtsysteme müssen hierbei ein Mindestmaß an Planbarkeit und Zuverlässigkeit abbilden sowie den Mitarbeitern größtmögliche Einflussmöglichkeiten bieten (vgl. Janßen & Nachreiner 2004, S. 132-135). Die arbeitswissenschaftlich fundierte Gestaltung der Schichtsysteme trägt langfristig zur Erhaltung der Leistungsfähigkeit und Gesundheit der Belegschaft bei. Kurzfristig können belastungsabgestimmte Pausenkonzepte für Erholung im Sinne der physischen und psychischen Entmüdung sorgen. Es wird eine Methodik vorgestellt, mit welcher das Fachgebiet Arbeitswissenschaft / Arbeitspsychologie (Awip) erfolgreich bedarfs- und mitarbeitergerechte Schicht- und Pausenkonzepte erstellen und einsetzen kann.

Methodik

In praxisorientierten Studien des Fachgebiets AWIP zeigt sich, dass in einzelnen Bereichen der Energieversorgung Schichtsysteme (Nacht-Spät-Früh) mit langen Nachtschichtblöcken von bis zu 6 Tagen und damit verbundenen Ruhezeiten von weniger als 24 Stunden nach der Nachtschicht angewendet werden (Binkowski, Bialek 2014). Solche Modelle erfüllen betriebliche Rahmenbedingungen sind aber aus arbeitswissenschaftlicher Sicht nicht mitarbeitergerecht. Anzustreben sind dagegen Modelle mit schneller Vorwärtsrotation (Früh-Spät-Nacht), kurzen Arbeitstagblöcken von maximal 3 hintereinanderliegenden Nachtschichten und geblockten Wochenendfreizeiten (vgl. Knauth 1997, S. 940-941).

Diese Ausgangsituation führte zur Entwicklung des Methodeninstruments „Cottbusser Schicht-Modell: AWIP“ (COSM:A), deren Ziel es ist Arbeitszeitsysteme anhand von arbeitswissenschaftlichen Erkenntnissen sowie rechtlichen und spezifischen betrieblichen Rahmenbedingungen zu bewerten. Mit Hilfe der Methodik lassen sich bereits bestehende Schichtsysteme in mehreren Stufen praxisgerecht verbessern. COSM:A wurde zunächst in einem produzierenden Unternehmen angewendet und kann auf die spezifischen Anforderungen der Energiewirtschaft übertragen werden.

Das Vorgehen basiert zum einen auf §6(1) des deutschen Arbeitszeitgesetzes, wonach die Arbeitszeit der Nacht- und Schichtarbeitnehmer nach den gesicherten arbeitswissenschaftlichen Erkenntnissen zu gestalten ist. Zum anderen gewährleistet die Methode einen ganzheitlichen Lösungsansatz zur Konzeption und Implementierung eines verbesserten Schichtsystems mit ergänzendem Pausenkonzept. Voraussetzung für den Anwendungserfolg ist neben der Beteiligung der leitenden Fach- und Personalbereiche, die Partizipation von Mitarbeitern vor Ort sowie die wissenschaftliche Moderation durch das Fachgebiet Awip innerhalb einer gemeinsamen Projektgruppe (Knauth & Hornberger 1997; Bialek et al. 2015). Damit kann gewährleistet werden, dass ab dem ersten Schritt der Umgestaltung eine integrierte und akzeptierte Lösung erzielbar ist.

Zur Berücksichtigung aller Interessensgruppen orientiert sich das Vorgehen an einem modifizierten mehrstufigen Modell auf Basis des vom Fachgebiet entwickelten bewährten ganzheitlichen Analysekonzepts „Statusanalyse“ (vgl. Günther F., et al. 2014). Dies ermöglicht die effektive Datenerhebung, Beurteilung und Synthese der aufzuarbeitenden Informationen.

[1] Brandenburgische Technische Universität Cottbus – Senftenberg, Fachgebiet Arbeitswissenschaft / Arbeitspsychologie, Siemens-Halske-Ring 14, 03046 Cottbus, Tel.: +49 355 69-{4808|4824}, Fax: +49 355 69-4866, {susann.roeming|hoppe}@b-tu.de, www.b-tu.de/fg-arbeitswissenschaft

Auf Basis einer Dokumentenanalyse und zur Quantifizierung der konkreten arbeitsprozessrelevanten Parameter (Arbeitszeiten, Personalbedarf, etc.) erfolgte der Einsatz eines durch Awip entwickelten leitfadengestützten Experteninterviews. Vervollständigt durch die Systemanalyse ist es möglich eine zielorientierte Auswertung der quantitativen und qualitativen Daten vorzunehmen.

Im Ergebnis dieser Beurteilung, insbesondere im Abgleich mit 17 arbeitswissenschaftlichen Gestaltungsempfehlungen, zeigen sich Vor- und Nachteile des bestehenden Schichtmodells. Positiv wirken sich Faktoren wie geblockte Wochenendfreizeiten, keine überlangen Arbeitszeiten, Überschaubarkeit oder lange Ruhezeiten nach der Nachtschichtphase aus. Dennoch können diese Elemente auch zu möglichen Einschränkungen hinsichtlich des Betriebsprozesses führen, die sich im Rahmen der beschriebenen Methodik optimal ausbalancieren lassen.

Am Beispiel des produzierenden Unternehmens ergaben sich in der Analyse vor allem Potentiale aus den langen Schichtblöcken und der damit verbundenen langsamen Rückwärtsrotation. In Verbindung mit einem sehr späten Spätschichtende und relativ starken sozialen Beeinträchtigungen innerhalb der Arbeitswoche war die nachhaltige Gewährleistung der Arbeitsfähigkeit der Beschäftigten nicht gegeben (Schmauder & Spanner-Ulmer, 2014).

Es konnten durch die Anwendung des Methodeninstruments hinsichtlich der zu optimierenden Rahmenbedingungen Schwerpunkte abgeleitet werden. Die Auswahl der Schichtplanstruktur, die konkrete Plangestaltung sowie die stete Planbeurteilung wurden praxisnah im Projektteam des betreffenden Produktionsbereiches vollzogen. In mehr als zehn Projekttreffen erfolgte durch die beteiligten Mitarbeiter, Meister, Vertreter des Betriebsrates und Awip die Abstimmung der relevanten Faktoren. Aus arbeitswissenschaftlicher Sicht konnten dabei die Kriterien Ausführbarkeit, Schädigungslosigkeit, Beeinträchtigungsfreiheit und Persönlichkeitsförderlichkeit berücksichtigt und ganzheitlich implementiert werden (Knauth & Hornberger 1997; Schlick et al. 2010). Die Arbeit in den Projektteams vollzog sich im Projektverlauf in Form des kontinuierlichen Verbesserungsprozesses und ermöglichte eine angepasste, belastungsminimierte und zielgruppenorientierte Schichtplangestaltung.

Ergebnisse

Im Zuge der Schichtmodellentwicklung durch die beschriebene Methode wurde für die Auswahl der Planstruktur durch AWIP in Abstimmung mit dem Projektpartner, insbesondere der Projektgruppen, ein Leitbild entwickelt. Aufbauend auf den identifizierten betrieblichen Erfordernissen, sowie Mitarbeiterwünschen und arbeitswissenschaftlichen Erkenntnissen wurde ein neues Schichtsystem entwickelt. Dieses System gewährleistet insbesondere die Reduzierung der Übergabezeiten sowie ein Mindestmaß an Planbarkeit und Überschaubarkeit. Es bildete die Basis zur Entwicklung von fünf alternativen Schichtmodellen, wobei im Zuge der Projektgruppenarbeit letztlich ein Modell fokussiert wurde. Dieses Schichtmodell verbindet präventive Aspekte zur Gesunderhaltung und Beschäftigungsfähigkeit, prospektive arbeitswissenschaftliche Erkenntnisse zur Förderung von Mitarbeiterzufriedenheit und spezifische betriebliche Anforderungen zukunftsfähig miteinander. Vergleichbare Lösungen für die Erfordernisse der Energiewirtschaft ließen sich durch das vorgestellte Vorgehen ebenfalls bereitstellen. Diese könnten beispielsweise aus einem vollkontinuierlichen Schichtsystem mit flexibler Mehrfachplanung bestehen.

Literatur

[1] BMU - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2011) Das Energiekonzept und seine beschleunigte Umsetzung. http://www.bmu.de 12.11.2013

[2] Bialek, H., Hoppe, A., von Bronk, M. (2015) Arbeitsfähigkeit von Mitarbeitern im zunehmend flexiblen Umfeld des demografischen Wandels In: Gesellschaft für Arbeitswissenschaft (Hrsg.) VerANTWORTung für die Arbeit der Zukunft Dortmund: GfA-Press

[3] Binkowski, S., Bialek, H. (2014). Erhalt der Beschäftigungsfähigkeit vor dem Hintergrund des demografischen Wandels. In: Gesellschaft für Arbeitswissenschaft (Hrsg.). Gestaltung der Arbeitswelt der Zukunft. Dortmund: GfA-Press

[4] Günther F., et al. (2014) Analysemethodik für Belastungssituationen an Arbeitsplätzen mit Überwachungstätigkeit hinsichtlich wirkender Stressoren, Band 2: Leistung und Gesundheit. aus der Reihe „Arbeit und Technik im Wandel“ Aachen: Shaker Verlag

[5] Schlick, C. M., Bruder, R., Luczak, H. (2010) Arbeitswissenschaft. 3., vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage Heidelberg: Springer Verlag

[6] Schmauder, M., Spanner-Ulmer, B. (2014) Ergonomie – Grundlagen zur Interaktion von Mensch, Technik und Organisation. Darmstadt: REFA-Fachbuchreihe Arbeitsgestaltung

[7] Janßen, D., Nachreiner, F. (2004) Flexible Arbeitszeiten. Bremerhaven: Wirtschaftsverlag NW Verlag für neue Wissenschaft GmbH

[8] Knauth, P., Hornberger, S. (1997) Schichtarbeit und Nachtarbeit – Probleme-Formen-Empfehlungen. München: Bay. Staatsministerium für Arbeit- und Sozialordnung, Familien, Frauen und Gesundheit

[9] Knauth P (1997) Nacht- und Schichtarbeit. In: Luczak, H, Volpert W: Handbuch Arbeitswissenschaft. Stuttgart: Schäffer-Poeschel Verlag

5.3 ÜBERTRAGUNGSNETZE (SESSION D3)

5.3.1 Innovationen im Leitungsbereich der APG

Klemens REICH[1], Anita MACHL[1]

Inhalt

Die APG hat die große Verantwortung, das Übertragungsnetz an die geänderten Rahmenbedingungen der Energiewende anzupassen. Neben einem detaillierten Netzausbauplan (APG-Masterplan, österr. Netzentwicklungsplan, sowie europaweit abgestimmter TYNDP der ENTSO-E) spielen Innovationen im Leitungsbereich eine zunehmende Rolle. Damit kann v.a. auch die dem Netzausbau vorgelagerte Netzoptimierung weiter ausgebaut und flexibler auf die Anforderungen angepasst werden (NOVA-Prinzip, d.h. Netzoptimierung vor -ausbau).

Vor dem Hintergrund der langen Umsetzungszeiten (Planung – Genehmigung – Bau) für Netzausbauprojekte bei gleichzeitig sehr dynamischem Umfeld (Strommarkt, Ausbau EE) haben diese Innovationen zunehmend auch eine wichtige Brückenfunktion zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Leitungsbetriebs.

Die APG hat folgende Schwerpunkte bei Innovationen im Leitungsbereich:

- Zur Verbesserung der (n-1)-Sicherheit hat APG auf ausgewählten und geeigneten Leitungsverbindungen einen Thermal-Rating-Betrieb eingeführt.
- Um einen rascheren Netzausbau zu erreichen (Themenfelder Akzeptanz, Genehmigungsverfahren, raschere Umsetzung/Bauzeit), sind neue Technologien und Komponenten in Erprobung sowie neue Mastdesigns in Untersuchung.
- Im Rahmen der fortschreitenden Digitalisierung werden Innovationen im Bereich Monitoring und Sensorik im Zusammenhang mit Bestandsleitungen zur Optimierung von Inspektionstätigkeiten und Instandsetzungsmaßnahmen eingesetzt. Neben technischen Parametern können dabei auch umweltrelevante Parameter aufgenommen und analysiert werden.

In Folge wird auf die o.g. Innovationen im Detail eingegangen.

Thermal Rating Betrieb

Thermal Rating bezeichnet im Stromnetz den maximalen Betriebsstrom, der über eine Leitung übertragen werden kann, ohne dass sie Schaden nimmt oder der Durchhang des Leiterseils zu groß wird und die Sicherheitsabstände nicht mehr eingehalten werden können. Unter einem Thermal-Rating-Betrieb (auf Englisch oft als dynamic rating bezeichnet) wird die dynamische Anpassung des maximal zulässigen Stromes an die Umgebungsparameter, vorranging Wind, Umgebungstemperatur und Solarstrahlung) der Freileitung bezeichnet. So kann zum Beispiel bei hohen Windstärken auf Grund des höheren Wärmeabtransports die (n-1)-Sicherheit im Netzbetrieb erhöht werden.

Die APG hat den Thermal-Rating-Betrieb von Freileitungen 2013 eingeführt und betreibt momentan rd. 15 % des österreichischen Übertragungsnetzes mit Thermal-Rating. Hierzu wurden in ganz Österreich insgesamt 16 Wetterstationen in APG-Umspannwerken installiert. Die Herausforderung und Zielsetzung dabei war, Wetterdaten in der Nähe aller bestehenden APG-Leitungen zu erheben und gleichzeitig Redundanzen zu implementieren, sodass der Thermal-Rating-Betrieb nicht durch den Ausfall einer Station gefährdet wird. In den vergangenen Jahren hat die APG sehr gute Erfahrungen mit dem Einsatz von Thermal-Rating gemacht. Insgesamt konnte die (n-1)-Sicherheit im APG-Netz deutlich verbessert werden und gleichzeitig die Kosten für Engpassmanagement um bis zu 8 Millionen Euro pro Jahr gesenkt werden (basierend auf den typischen spezifischen Redispatch Kosten in Österreich). Aktuell erfolgt eine Evaluierung der bisher gesammelten Erfahrungen und die Prüfung von weiteren Optimierungspotentialen.

[1] Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, IZD Tower, 1220 Wien, Tel.: +43 50 320-{56368|56374}, {klemens.reich|anita.machl}@apg.at, www.apg.at

Innovationen im Netzausbau

Um den erforderlichen Netzausbau schnell und erfolgreich voranzutreiben, müssen sowohl die anfänglichen Genehmigungsverfahren, als auch die anschließende Bauzeit schnell durchgeführt werden können. Ein wichtiger Punkt ist dabei die Akzeptanz der Bevölkerung und eine hohe Umweltverträglichkeit. Um diese zu erhöhen, werden bei APG verschiedene Innovationen bei den Leiterseilen und den Masten getestet und umgesetzt.

Bei hohen Spannungen und speziellen Wetterbedingungen (feucht, kalt) kommt es zu Korona-Entladungen an der Oberfläche des Leiterseils und damit zu einer Geräuschentwicklung. Die Intensität reduziert sich mit größerem Durchmesser des Leiterseils, was aber in Folge auch zu einer Erhöhung des Seilgewichts und damit der statischen Anforderungen an die Masten führt. Die APG hat daher in Kooperation mit einem österreichischen Seilhersteller neuartige Leiterseile in Erprobung. Diese haben neben den Stahl- und Aluminiumdrähten zur Durchmessererhöhung zusätzlich auch Kunststoffröhrchen eingearbeitet. Weiters kann mit einer speziellen hydrophilen Beschichtung der Leiterseiloberfläche die Koronaentladungen von neuen Leiterseilen weiter reduziert werden. Mit der sogenannten Innovationssektion hat die APG diese beiden Innovationen in Zusammenarbeit mit österreichischen Industriepartnern und der TU Graz in Erprobung.

Für die 380-kV-Salzburgleitung sind in einer Mastsektion erstmals Doppelrohrmasten geplant. Dieses neue Mastdesign zeigte bei einer Umfrage gute Akzeptanz in der Bevölkerung und wird als ‚modern', aber gleichzeitig auch als ‚sicher' wahrgenommen. Ein Doppelrohrmast besteht aus zwei Rohrkörpern, die nebeneinander aufgestellt werden. Dadurch entfällt die Gittermaststruktur und es entsteht ein neues Erscheinungsbild. Die Errichtung dieser Masten ist in den kommenden Jahren geplant.

Um die Bauzeit zu verringern, erfolgt dieses Jahr die Generalerneuerung einer alten 220-kV-Leitung weitgehend mit dem Helikopter. Es werden die alten Masten mit Helikoptern abtransportiert und anschließend demontiert und verwertet. Die Montage der neuen Masten erfolgt ebenfalls mit Helikopter. Der Vorteil liegt in einer reduzierten Anzahl an benötigten Lagerorten entlang der Leitung, wodurch nicht nur die Logistik einfacher, sondern auch die Arbeiten schneller durchgeführt werden können. Zudem kommt es zu geringeren Flurschäden bei den Maststandorten.

Innovationen im Monitoring

Für den sicheren Netzbetrieb werden elektrische Daten wie Spannung, Strom und Phasenlage gemessen und ausgewertet. Um den Thermal-Rating-Betrieb zu implementieren, werden auch Wetterdaten erfasst.

In den letzten Jahren gibt es immer mehr Innovation im Bereich der Sensoren, die auch mechanische Größen am Mast und auf den Leiterseilen erfassen können, wie zum Beispiel Vibrationen, Schwingungen oder auch die Aneisungen bzw. Eislasten. Mit diesen Daten kann künftig der momentane Zustand der Leitungen genauer beurteilt und allfällige Abweichungen rascher identifiziert werden. Damit vereinfacht sich die Instandhaltung und die Sicherheit der Leitungen wird erhöht.

Um die Geräuschentwicklung von Leiterseilen direkt beim Leiterseil zu messen, entwickelt die APG gemeinsam mit Industriepartnern und der TU Graz einen Schallmesssensor, der direkt am Leiterseil montiert werden kann. Aufgrund der hohen elektrischen und magnetischen Felder muss die Messung über ein neu entwickeltes Mikrofon erfolgen, das die Messung der Schallpegel mit einem optischen Sensor und einem Laserstrahl durchführt. Ein normales Mikrofon würde unter diesen Umgebungsbedingungen nicht funktionieren.

Die Anzahl der im Bereich von Leitungen erhobenen Daten wird künftig weiter stark zunehmen. Die Menge der aufgenommenen Daten führt unmittelbar zu den Themenfeldern „Big Data Analyse" und „Digitaler Zwilling", die in den kommenden Jahren sicherlich auch im Leitungsbereich von Höchstspannungsnetzen an Bedeutung gewinnen werden.

5.3.2 Mid-term Adequacy Forecast 2017

Johannes HIERZER[1], Kurt MISAK[1]

Einleitung

Der Mid-term Adequacy Forecast (MAF) 2017 ist eine europaweite Erhebung der Lastdeckung basierend auf Daten aller ENTSO-E Mitgliedsländer für die Zeithorizonte 2020 und 2025. Ziel der Analyse ist, zu berechnen, inwieweit der verfügbare Kraftwerkspark zur Deckung der Last ausreicht. Diese Analysen werden auf Länderebene durchgeführt, wobei die Import- und Exportmöglichkeiten auf Basis der Net Transfer Capacities (NTC) berücksichtigt werden.

In den letzten Jahren nahm in Europa die Stromerzeugung aus dargebotsabhängigen Primärenergiequellen (Wasser-, Wind- und Solarkraft) immer mehr zu. Des Weiteren wird auch die Last (der Stromverbrauch) in manchen Ländern stark von der Temperatur beeinflusst. Um diesen variierenden Einflüssen Rechnung zu tragen, hat man im MAF 2017 einen probabilistischen Ansatz gewählt um die Lastdeckung auch unter extremen Bedingungen berechnen und Aussagen über die Eintrittswahrscheinlichkeit dieser Ereignisse treffen zu können.

Methodischer Ansatz

Als Simulationsmethode wurde das „Monte-Carlo“-Verfahren herangezogen. In diesem probabilistischen Verfahren werden für jedes Land die Eingangsparameter (verfügbare KW-Leistungen, verfügbare grenzüberschreitende Austauschmöglichkeiten) aus einem definierten Datenpool zufällig ausgewählt und der zu deckenden Last des jeweiligen Jahres gegenübergestellt. Harmonisierte Eingangsdaten ermöglichen eine europaweit vergleichbare, wahrscheinlichkeits-orientierte Risikoanalyse in stündlicher Auflösung. Für jede Stunde des zu analysierenden Zeithorizontes wird 680-mal die Lastdeckungsmöglichkeit für alle beteiligten Länder mit Hilfe eines vereinfachten Marktmodells berechnet.

Folgende variierende Eingangsparameter wurden dabei im Rahmen der „Pan European Climate Data Base – PECD“ der ENTSO-E auf Basis des Klimas der Jahre 1982-2015 für alle Mitgliedsstaaten europaweit zentral berechnet:

- Die (temperaturabhängigen) Lastzeitreihen unter der Berücksichtigung von Last erhöhenden Komponenten (z. B. Anzahl elektrischer Fahrzeuge, Wärmepumpen, etc.)
- Erzeugungen aus Wind- und Solar-Kraftwerken: Dabei wurden unter schlechten Bedingungen das 5 %-Perzentil, unter normalen der Median und unter guten Bedingungen das 95 %-Perzentil berechnet.

Weitere variierende Eingangsparameter, welche vom jeweiligen Mitgliedsstaat übermittelt wurden:

- Erzeugung aus Lauf-, Schwell- sowie (Pump-) Speicherkraftwerken (aufgegliedert in Jahres-, Wochen- und Tagesspeicher) in „trockenen“, „normalen“ und „feuchten“ Jahren sowie unter Berücksichtigung des verfügbaren Inhalts der Speicherseen
- Kategorisierung des Niederschlags in den Jahren 1982-2015 in „trocken“, „normal“ und „feucht“

Je Mitgliedsstaat wurden zudem folgende konstante Eingangsparameter angeführt:

- Thermischer Kraftwerkspark, unterteilt nach Primärenergieträger und Kraftwerkstyp
- Zeitreihen der Kraftwerkstypen „Andere erneuerbare Kraftwerke“ sowie „Nicht erneuerbare Kraftwerke“

Als beschränkender Faktor für den internationalen Energieaustausch wird im Modell ein von den Nachbarstaaten beidseitig akzeptierter NTC (Net Transfer Capacity) verwendet. Indikatoren für die Einschätzung der Versorgungssicherheit sind u. a. „Loss of Load Expectations“ (LOLE) und „Energy not served“ (ENS).

[1] Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, Tel.: +43 50 320 56-{345|306}, Fax: +43 50 320 156-{345|306}, {johannes.hierzer|kurt.misak}@apg.at, www.apg.at

Im Rahmen der Simulationen wurden je Zeithorizont (2020 und 2025) die erwähnten modellierten Eingangsparameter für zwei Szenarien durchgeführt. Im „Base Scenario“ wird vom zu erwartenden Kraftwerkspark ausgegangen. Im „Mothballing Scenario“ werden drohende Kraftwerksschließungen thermischer Kapazitäten berücksichtigt.

Ausblick

Die nun erstmals im MAF 2017 eingeführte probabilistische Berechnungsweise stellt eine massive Verbesserung der Generation-Adequacy-Berechnung gegenüber der bisherigen Methode dar. Vor allem die Berücksichtigung der energetischen Einschränkungen von Speicher- bzw. Pumpspeicherkraftwerken sowie der Import/Export-Möglichkeiten führt für Österreich zu einem realistischeren Bild. Nichtsdestotrotz sind weitere Verbesserungen in folgenden vier Bereichen geplant:

- Erweitere Datensammlung: Um das komplexe System des Stromnetzes noch besser abbilden zu können, werden weitere Daten auf den Gebieten der Wasserkraft sowie der Flexibilität des Kraftwerkparks benötigt.
- Künftig werden die Adequacy-Modelle hinsichtlich Lastflexibilität (Demand Side Management), Behandlung der Speicherkraftwerke und erzeugungsseitiger Maßnahmen weiterentwickelt. Die Netzinfrastruktur soll in Richtung „Flow based“-basierter Grenzkapazitätsvermarktung erweitert werden.
- Einheitliche Standards: Die MAF-Methode soll als Grundlage für diverse Adequacy-Studien dienen (z. B. TYNDP, Seasonal Outlook, regionale oder nationale Adequacy-Studien, etc.). Das beinhaltet verbesserte und standardisierte Zusammenarbeit mit den TSOs und anderen Stakeholdern hinsichtlich der Daten- und Modellschnittstellen.
- Der MAF soll im Rahmen eines KVPs jährlich weiterentwickelt werden. Wichtig ist, dass regionale und nationale Studien dieselben probabilistischen Methoden wie der MAF anwenden sollen, damit Vergleiche und Analysen konsistent sind.

Gemäß Capacity Allocation & Congestion Management (CACM) Network Code kann es zukünftig alle zwei Jahre zu einer Neuordnung der Marktgebiete kommen, was wiederum konkrete Auswirkungen auf die Lastdeckungsberechnung haben kann.

5.3.3 Koordinierte europäische Planung der Übertragungsnetze im Rahmen des TYNDP 2018

Stephan ÖSTERBAUER[1], Stefan FÜHRER[1], Herbert POPELKA[1]

Einleitung

Bis dato war es in der Menschheitsgeschichte evolutionär neue oder energetisch hochwertige Primärenergieträger zu erschließen. Das 21. Jahrhundert wird hingegen anders in die Geschichtsbücher eingehen – mit dem Abschied von konventionellen fossilen Primärenergieträgern. Um die wesentlichen Ziele oder SDGs der UN Agenda 2030 für nachhaltige Entwicklung zu erreichen, muss weltweit bis 2050 ein Verzicht auf die Nutzung fossiler Brennstoffe und die Substitution durch erneuerbare Energiequellen einhergehen. Dabei sollen insbesondere die Erreichung der Ziele des UN-Klimaschutzabkommens von Paris, die Reduktion der Luftverschmutzung und der Zugang zu sauberer Energie die Kernziele einer nachhaltigen Entwicklung im Energiesektor sein. [1] Dies vor allem auf Grund der Tatsache, dass noch immer 1,1 Mrd. Menschen keinen Zugang zu elektrischer Energie und 2,8 Mrd. Menschen keinen Zugang zu einer sauberen Kochgelegenheit haben. [2]

Dadurch wird die Bedeutung der elektrischen Energie als universeller „Treibstoff“ für alle Bereiche des menschlichen Lebens weiter steigen. Die nachhaltige und CO_2-freie Erzeugung, der effiziente Transport und die Speicherung von elektrischer Energie sind daher eine der wichtigsten, zentralen und zukünftigen Herausforderungen unserer Gesellschaft. Dies gilt insbesondere auch für gut entwickelte und hochindustrialisierte Teile der Welt wie Europa, die bereits heute durch einen hohen RES Anteil geprägt sind. Den elektrischen Netzen wird dabei eine Schlüsselrolle zukommen, ohne deren weitere Entwicklung und deren Ausbau sie zur Achillesferse einer zukünftigen sicheren und nachhaltigen Stromversorgung werden können.

Die aktuellen Entwicklungen und politischen Zielsetzungen für das europäische Übertragungsnetz werden im *T*en *Y*ear *N*etwork *D*evelopment *P*lan 2018 (TYNDP) der ENTSO-E beantwortet.

Methodik und Ergebnisse des TYNDP 2018

Der auf nationaler und europäischer Ebene übliche Netzplanungsprozess gliedert sich in die drei Bausteine Szenarien, Marktmodell (energiewirtschaftliches Simulationsmodell) und Netzmodell. Diese Bausteine bauen aufeinander auf, sind aber durch Rückkopplungen voneinander abhängig.

Zusätzlich hat sich gezeigt, dass ein umfassender öffentlicher Konsultationsprozess und eine möglichst umfassende und transparente Veröffentlichung der zu Grunde liegenden Daten eine Vorrausetzung für eine breitere Akzeptanz der Ergebnisse des TYNDP durch die Stakeholder (EC, ACER, MSs, NGOs etc.) ist. Insbesondere bei der Entwicklung der Szenarien spielt die Beteiligung der Stakeholder eine maßgebende Rolle für den weiteren Prozess. Es wurden von den Stakeholdern drei von den fünf vorgeschlagenen Szenarien zur weiteren Untersuchung ausgewählt. Weiters wird im TYNDP 2018 zum ersten Mal der Zeithorizont 2040 genauer analysiert.

Eine weitere gesetzlich geforderte Neuerung ist die Entwicklung eines gemeinsam abgestimmten Modells von ENTSO-G und ENTSO-E. Dadurch werden in den beiden Sektoren Gas und Elektrizität für die Netzausbauplanung die gleichen Szenarien und Inputdaten herangezogen. Die Entwicklung der Szenarien setzt dabei aufgrund der Methodik und Vorgaben, wie zum Beispiel eine optimierte räumliche Verteilung der RES, umfangreiche Marktsimulationen voraus.

Eine wesentliche Verbesserung der Analysen wird durch die erstmalige Berücksichtigung von mehreren realen Wetterjahren je Szenario erzielt. Dies hat natürlich einen wesentlichen Einfluss auf die wetterabhängigen Eingangsdaten wie Verbrauch oder Erzeugung aus RES. In der Abbildung 1 sind die Eckdaten der Szenarien dargestellt.

[1] Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, Tel.: +43 50 320-{56367|56361|56303}, {stephan.oesterbauer|stefan.fuehrer|herbert.popelka}@apg.at, www.apg.at

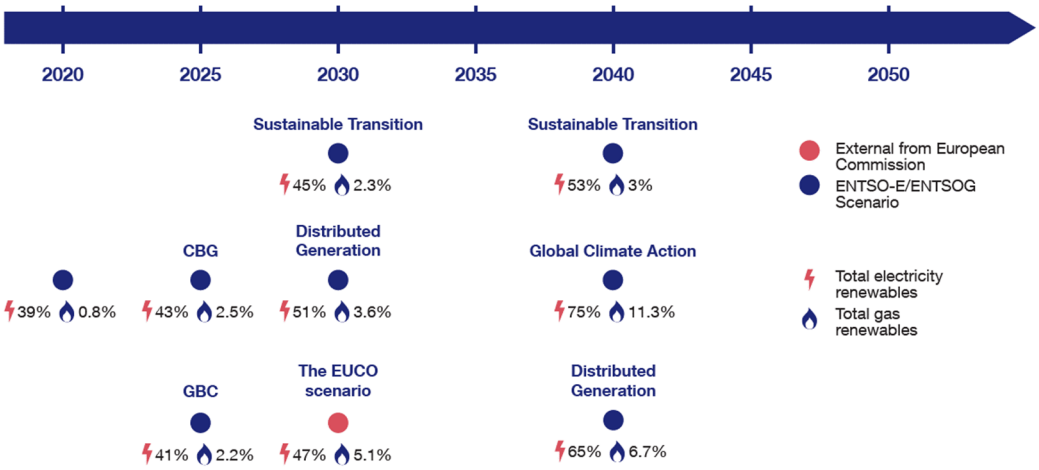


Abbildung 1: Der Szenariorahmen des TYNDP 2018 – Renewable Energy Systems (RES) Anteil am Verbrauch von Strom und Gas (Quelle: [3] Seite 6)

Trotz der Berücksichtigung mehrere Wetterjahre handelt es sich bei den Modellen noch immer um vereinfachte NTC basierte deterministische Single-Node Simulationen. Der Perimeter der Simulationen wurde aber durch die äquivalente Modellierung benachbarter Länder wie beispielsweise Türkei, Island und Tunesien verbessert.

Sowohl bei der Markmodellierung als auch für die Netzmodellierung werden stundengenaue Jahressimulationen für das jeweilige Stützjahr durchgeführt. Um die Qualität der Ergebnisse sicherzustellen, werden mehrere unterschiedliche Programme in beiden Projektphasen für die Simulationen herangezogen. Die Bereitstellung von Schnittstellen und Datenformaten um die Ergebnisse zwischen den verschiedenen Programmen auszutauschen, kombiniert mit umfassenden Konsistenzprüfungen, ist ein notwendiger Bestandteil des Planungsprozesses.

Die Netzmodelle zeichnen sich mittlerweile durch die zusätzliche Modellierung der 110 kV Ebene mit einem höheren Detailierungsgrad als in der Vergangenheit aus. Wesentliche notwendige Fortschritte wurden auch in der Automatisierung der Prozesse erzielt.

Der finale Szenarien Report und die Liste der identifizierten Projekte bis 2040 wird im ersten Quartal 2018 veröffentlicht. Die Ergebnisse der Kosten-Nutzenanalyse der Projekte und das Gesamt-Package des TYNDP 2018 werden Ende 2018 veröffentlicht.

Literatur

[1] Division for Sustainable Development Department of Economic and Social Affairs United Nations Secretariat Building, „Sustainable Development Knowledge Platform," [Online]. Available: https://sustainabledevelopment.un.org/post2015/transformingourworld. [Zugriff am 27 11 2017].

[2] IEA-International Energy Agency, „WEO-2017 Special Report: Energy Access Outlook," 2017. [Online]. Available: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2017SpecialReport_EnergyAccessOutlook.pdf. [Zugriff am 27 11 2017].

[3] ENTSO-E und ENTSO-G, „TYNDP 2018 ENTSO Gas & Electricity joint scenarios for consultation - Main Scenario Report Draft Edition," 2 10 2017. [Online]. Available: http://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/. [Zugriff am 28 11 2017].

5.3.4 Strategie Stromnetze – Neue Rahmenbedingungen für die Entwicklung der Stromnetze in der Schweiz

Martin MICHEL[1]

Inhalt der Strategie Stromnetze

Die Strategie Stromnetze schafft neue gesetzliche Rahmenbedingungen für die Netzentwicklung in der Schweiz. Ziel ist die rechtzeitige und bedarfsgerechte Entwicklung der Stromnetze zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit – das richtige Netz zum richtigen Zeitpunkt:

- Vorgaben für die Planung und Optimierung der Stromnetze
- Optimierung Bewilligungsverfahren für Leitungsprojekte
- Vorgaben für Entscheid „Kabel oder Freileitung“
- Verbesserung Akzeptanz von Leitungsprojekten

Der Bundesrat hat im April 2016 die Botschaft zum Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Strategie Stromnetze) verabschiedet und dem Parlament zur Beratung überwiesen. Das Parlament wird das Gesetz voraussichtlich in der Wintersession 2017 verabschieden. Zurzeit werden die entsprechenden Verordnungen erarbeitet. Das Inkrafttreten ist für Anfang 2019 vorgesehen.

Ausgangslage
Im Schweizer Übertragungsnetz bestehen heute Engpässe, die sich durch den stockenden Netzausbau weiter akzentuieren werden. Die vermehrt dezentrale Energieversorgungsstruktur stellt zudem erhöhte Anforderungen an die Verteilnetze und an das Zusammenwirken von Übertragungsnetz und Verteilnetzen. Diese Herausforderungen erfordern eine Optimierung sowie eine rasche Entwicklung und Flexibilisierung des Stromnetzes.

Vorgaben für die Planung und Optimierung der Stromnetze
Vorgehen und Instrumente werden definiert und der Prozess der Netzentwicklung besser strukturiert. Ein energiewirtschaftlicher Szenariorahmen wird als Grundlage für die Netzplanung (Mehrjahresplanung) der Übertragungsnetze und Verteilnetze hoher Spannung erarbeitet. Die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) bestätigt den Bedarf für Leitungsvorhaben des Übertragungsnetzes vorab. Netzbetreiber und Behörden werden zur Koordination verpflichtet sowie Planungsgrundsätze für Netzbetreiber festgelegt. Mit der gesetzlichen Verankerung des NOVA-Prinzips (**N**etz**O**ptimierung vor **V**erstärkung vor **A**usbau) sollen Netzoptimierungen mittels intelligenten Netzlösungen vor Netzverstärkungen bzw. Netzausbauten realisiert werden.

Optimierung Bewilligungsverfahren für Leitungsprojekte
Die Verfahrensdauer für Leitungsvorhaben des Übertragungsnetzes soll von heute durchschnittlich 5 bis 13 Jahren auf 4 bis 8 Jahre verkürzt werden. Es werden verbesserte Regelungen der räumlichen Koordination festgelegt. Anlagen des Übertragungsnetzes wird nationales Interesse beigemessen und Vorhaben von untergeordneter Bedeutung können von der Bewilligungspflicht ausgenommen werden. Die Vorlage beinhaltet auch die Möglichkeit, verwaltungsexterne Personen mit der Durchführung von Plangenehmigungsverfahren (ohne Entscheidungsbefugnis) zu beauftragen sowie auf Antrag des Netzbetreibers Projektierungszonen und Baulinien festzulegen.

Vorgaben für Entscheid „Kabel oder Freileitung“
Es werden Kriterien für den Technologieentscheid im Übertragungsnetz festgelegt: Es sind die Auswirkungen auf den Raum und die Umwelt, die technischen Aspekte und die Wirtschaftlichkeit gegeneinander abzuwägen. Weiter sind im Verteilnetz Leitungen grundsätzlich als Erdkabel auszuführen, sofern die dadurch entstehenden Mehrkosten einen bestimmten Faktor (Mehrkostenfaktor; Mehrkosten gegenüber einer Freileitung) nicht überschreiten.

[1] Bundesamt für Energie, 3003 Bern, Schweiz, Tel.: +41 58 462 57 52, martin.michel@bfe.admin.ch

Verbesserung Akzeptanz von Leitungsprojekten
Die Öffentlichkeitsarbeit wird gestärkt indem Bund und Kantone mit klaren Aufgaben betraut werden. Das Bundesamt für Energie (BFE) informiert die Öffentlichkeit über die Netzentwicklung und die Möglichkeiten zur Mitwirkung in den Verfahren. Die Kantone informieren über wichtige regionale Aspekte der Netzentwicklung in ihrem Kantonsgebiet. Die nationale Netzgesellschaft Swissgrid orientiert über die Notwendigkeit und Begründung der Projekte im Übertragungsnetz und über deren Stand.

Methodik

Die Erarbeitung einer neuen gesetzlichen Grundlage gestaltete sich als mehrstufiger Prozess:

- Festlegung der Stossrichtung der Strategie Stromnetze durch den Bundesrat im Mai 2012
- Verabschiedung Detailkonzept zur Strategie Stromnetze durch den Bundesrat im Juni 2013
- Erarbeitung einer Vernehmlassungsvorlage durch die Verwaltung bis November 2014
- Durchführung einer öffentlichen Vernehmlassung von November 2014 – März 2015
- Auswertung Vernehmlassung und Erarbeitung Botschaft z.H. Parlament bis April 2016
- Beratung im Parlament (Ständerat und Nationalrat) Sommer 2016 – Winter 2017
- Verabschiedung der Vorlage (Schlussabstimmung) im Parlament im Dezember 2017

Ergänzend wurden zu ausgewählten Themen Studien mit externen Auftragnehmern durchgeführt, so u.a. mit der Deutschen Energie-Agentur (DENA) die Studie zu den „Anforderungen an einen energiewirtschaftlichen Szenariorahmen für die Netzplanung in der Schweiz“. Weiter hat der Beirat Energienetze, bestehend aus über zehn namhaften Schweizer Vertretern aus der Stromindustrie, Wirtschaft und Wissenschaft, Umweltorganisationen sowie Bundesämtern die Erarbeitung der Strategie Stromnetze begleitet und unterstützt.

Ergebnis

In einem mehrstufigen Prozess wurde eine technisch, fachlich und politisch breit abgestützte neue Gesetzesvorlage erarbeitet, welche die Rahmenbedingungen für die rechtzeitige und bedarfsgerechte Entwicklung der Stromnetze in der Schweiz verbessert. Das Parlament hat die Vorlage zum neuen Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze mit Änderungen des Elektrizitätsgesetzes (EleG) und des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) am 15. Dezember 2017 angenommen. Die Inkraftsetzung der Gesetzesänderungen von EleG und StromVG und der entsprechenden Verordnungen ist im ersten Halbjahr 2019 vorgesehen.

Literatur

[1] BFE – Homepage, www.netzentwicklung.ch

[2] parlament.ch: 16.035 - Um- und Ausbau der Stromnetze. Bundesgesetz, www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft?AffairId=20160035

5.3.5 Technische und wirtschaftliche Analyse des Einsatzes von Kompensationsanlagen im Übertragungsnetz zur Wahrung der stationären Spannungsstabilität

Florian BENNEWITZ[1], Fabian ZIMMERMANN[1], Sebastian WECK[1], Christina FUHR[1], Jutta HANSON[1]

Einleitung und Motivation

Durch die Energiewende werden Anlagen zur elektrischen Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien an Standorten errichtet, die ein hohes Dargebot an Primärenergie aufweisen. Diese liegen allerdings nicht zwangsläufig nahe den Verbraucherzentren, was Leistungstransporte über weite Strecken erforderlich macht. Hierdurch wird das Blindleistungsverhalten des Übertragungsnetzes beeinflusst. Hinzu kommt, dass durch den Einspeisevorrang der Erneuerbaren Energien zunehmend der Einsatz von konventionellen thermischen Kraftwerken unwirtschaftlich wird. Diese Kraftwerke haben bisher den Großteil der Blindleistungsbereitstellung übernommen. Zur Gewährleistung der stationären Sicherheitsmargen werden daher Betriebsmittel wie beispielsweise Kompensationsanlagen eingesetzt [1]. Hierbei spielt neben der Betrachtung der technischen Auswirkungen die Wirtschaftlichkeit der notwendigen Investitionen eine wesentliche Rolle. In Zukunft kann darüber nachgedacht werden, Blindleistungsbereitstellung außerhalb der technischen Anschlussrichtlinien gesondert zu vergüten. Dies wird bereits heute vom Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid durchgeführt [2].

Die vorliegende Kurzfassung untersucht, inwieweit sich bei Annahme des Schweizer Modells für die Vergütung von Blindleistung die Wirtschaftlichkeit der Investition in Kompensationsanlagen ändert, wenn diese zur Verbesserung der Spannungsstabilitätsgrenze errichtet werden. Hierzu werden zunächst die Grundlagen zur Bestimmung der Spannungsstabilitätsgrenze wie auch der Kapitalwertmethode erläutert. Darauf aufbauend wird die gewählte Methodik anhand einer Beispieluntersuchung vorgestellt. Abschließend wird erläutert, welche weiteren Arbeiten in die beabsichtigte Langfassung einfließen sollen.

Bestimmung der Spannungsstabilitätsgrenze

Spannungsstabilität ist definiert als die Fähigkeit eines Systems, die Knotenspannungen innerhalb der zulässigen Toleranzbänder zu halten [3]. Diese Definition kann unter Berücksichtigung der Blindleistungsbilanz erweitert werden. Demnach ist die Spannungsstabilitätsgrenze erreicht, wenn der lokale Blindleistungsbedarf nicht mehr durch umliegende Blindleistungsquellen gedeckt werden kann. An dem entsprechenden Knoten im System tritt eine unkontrollierte Knotenspannung ein, die zum Spannungskollaps führt. Aus diesem Grund muss ein ausreichender Sicherheitsabstand zwischen stationären Arbeitspunkt und Spannungsstabilitätsgrenze eingehalten werden. Im Rahmen dieser Arbeit wird zur Bestimmung der Spannungsstabilitätsgrenze die Systemauslastung durch eine lineare Erhöhung der Verbraucherlasten schrittweise bis zum Spannungskollaps gesteigert. Die Erhöhung der Verbraucherlasten wird dabei durch die konventionellen Kraftwerke ausgeglichen. Als Spannungsstabilitätsgrenze wird dann die Summe der Verbraucherlasten beim Spannungskollaps definiert [4].

Bewertung der Investitionsentscheidung

Im Rahmen dieser Arbeit wird zur Bewertung der Investition ein dynamisches Verfahren benutzt. Dieses Verfahren betrachtet unter Einbeziehung des Zinseffekts die gesamte Nutzungsdauer der Investition. Der resultierende Kapitalwert gibt demnach durch Abzinsung aller späteren Ausgaben und Einnahmen an, welchen Wert eine Investition zu einem bestimmten Zeitpunkt hat. Entsprechend gilt ein positiver Wert der Gesamtinvestition als wirtschaftlich vorteilhaft, ein negativer als nachteilhaft [5].

[1] Technische Universität Darmstadt, Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien, Landgraf-Georg-Straße 4, 64283 Darmstadt, Tel.: +49 6151 16-24666, Fax: +49 6151 16-4259, florian.bennewitz@e5.tu-darmstadt.de, www.e5.tu-darmstadt.de

Methodik und Beispieluntersuchung

Zur Untersuchung wird das Nordic-32-Testsystem verwendet, welches in der Literatur häufig für Untersuchungen der Spannungsstabilität verwendet wird [6]. Das Testsystem weist insbesondere lange Übertragungsstrecken auf, die im eingestellten Arbeitspunkt (AP) des Systems mit der Gesamtlast P_{Last}=11,06 GW≙100 % bereits hoch ausgelastet sind. Dies entspricht einem Szenario, in dem Erzeugung und Verbrauch weit voneinander entfernt sind. Sukzessive wird im Rahmen der Beispieluntersuchung jeweils eine kapazitive Kompensationsanlage mit 6 Stufen je 50 Mvar bei Nennspannung am aktuell kritischen Knoten der Spannungsstabilität zugebaut. Für jeden Zubau werden dann Kapitalwert der Gesamtinvestition in Mio. € und Spannungsstabilitätsgrenze bezogen auf die Gesamtlast im Arbeitspunkt bestimmt. Dieses Verfahren wird fortgeführt, bis der Kapitalwert negativ wird. Das Ergebnis der Untersuchung ist in Abbildung 1 dargestellt. Es zeigt sich, dass die Spannungsstabilitätsgrenze bei einem Zubau von Kompensationsanlagen angehoben wird. Dies ist nachvollziehbar, da durch die zusätzliche Einspeisung von Blindleistung die Blindleistungsbilanz länger aufrecht gehalten werden kann. Gleichzeitig sinkt allerdings der Kapitalwert der Gesamtinvestition, da die Kompensationsanlagen zunehmend weniger Blindleistung einspeisen. Dies führt zu einem abnehmenden Kapitalwert. Bei einem Zubau von mehr als zehn Kompensationsanlagen ist die Gesamtinvestition nicht mehr vorteilhaft. Dies ist allerdings wegen dem großen Abstand zum Arbeitspunkt als unkritisch anzusehen.

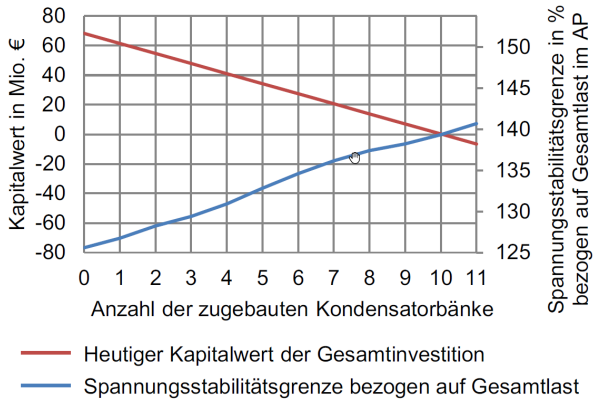


Abbildung 1: Vergleich von Kapitalwert und Spannungsstabilitätsgrenze für Zubau von Kompensationsanlagen

Ausblick

Im Rahmen der Erarbeitung der Langfassung wird die hier vorgestellte Methodik erweitert. Dazu werden insbesondere aussagekräftige Arbeitspunkte des Gesamtsystems betrachtet. Ebenfalls werden die angenommenen technischen wie wirtschaftlichen Parameter einer Sensitivitätsanalyse unterzogen.

Literatur

[1] S. Dierkes, T. van Leeuwen, und A. Moser, “Impact of shunt compensation on voltage stability of power systems with a significant share of renewable energies,” Cigré - Conference on Innovation for Secure and Efficient Transmission Grids, Brüssel, Belgien, 2014.

[2] Swissgrid AG, „Konzept für die Spannungshaltung im Übertragungsnetz der Schweiz ab 2011“, online unter: https://www.swissgrid.ch/.

[3] P. Kundur, “Power System Stability and Control”, McGraw-Hill Education – Europe, 1994.

[4] F. Bennewitz, S. Weck, J. Hannappel, und J. Hanson, “Determination of optimal converter operating points regarding static voltage stability and system losses in hybrid transmission systems,” in Proc. Power Electronics and Power Engineering 2017 11th IEEE Int. Conf. Compatibility, pp. 16–21.

[5] J.-P. Thommen und A.-K. Achleitner, „Allgemeine Betriebswirtschaftslehre. Umfassende Einführung aus managementorientierter Sicht“, GWV Fachverlage, Wiesbaden.

[6] T. van Cutsem und L. Papangelis, “Description, modeling and simulation results of a test system for voltage stability analysis,” Liège, 2013.

5.3.6 Bewertungsmethodik für die Anforderungen der Übertragungsnetzebene an die Blindleistungsbereitstellung der Verteilnetzebene

Steffen GARSKE[1], Marcel SARSTEDT[1], Lutz HOFMANN[1]

Hintergrund

Die Transformation des Elektroenergiesystems führt durch die zunehmende Durchdringung der Verteilnetzebene mit dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) zu einer Verdrängung der thermischen Großkraftwerke aus dem Netzbetrieb im Übertragungsnetz. Geänderte Erzeugungsschwerpunkte, weitreichende Netzausbaumaßnahmen sowie die Rückwirkung der unterlagerten Verteilnetzebene auf das Übertragungsnetz führen zu regionalspezifischen Anforderungen bzgl. der lokalen Blindleistungsbereitstellung und zu geänderten vertikalen Wirk- und Blindleistungsflüssen zwischen den einzelnen Spannungsebenen [1]. Dadurch steigen die Anforderungen an die Netzbetriebsführung, bspw. für die Spannungshaltung und das damit einhergehende Spannungsebenen übergreifende Blindleistungsmanagement [2]. Maßnahmen können ein Netzausbau mit Kompensationsanlagen oder definierte Leistungsvorgaben bzgl. des Blindleistungsaustausches mit der Verteilnetzebene sein. Beide Aspekte führen zu Kosten und Einschränkungen sowohl auf Übertragungs- als auch Verteilnetzseite und müssen daher gegeneinander abgewogen und idealerweise zwischen den Systemebenen optimiert werden.

Zielstellung

Da die Verteilnetzebene eine sehr heterogene Struktur aufweist, ist eine Charakterisierung des Leistungsaustausches zwischen den beiden Systemebenen und die Bewertung des verfügbaren Potentials für eine netzdienlichere Blindleistungsbereitstellung gegenüber dem Übertragungsnetz eine Herausforderung [2]. Diese über mehrere Spannungsebenen reichende Problemstellung benötigt eine geeignete Modellierung sowohl der Übertragungs- als auch der Verteilnetzebene. Zudem ist eine Bewertungsmethodik der technischen und wirtschaftlichen Aspekte sowie eine Diskussion der technischen Machbarkeit erforderlich. Ziel ist es, verschiedene Varianten für den Blindleistungsaustausch sowie unterschiedliche Vorgaben bspw. für das Blindleistungsverhalten der DEA für die lokalen Anforderungen der Übertragungsnetzebene bewerten zu können (vgl. auch [3], [4]).

Bewertungsmethodik

Die Anforderungen der Übertragungsnetzebene gegenüber der Verteilnetzebene bzgl. der notwendigen bzw. optimalen Blindleistungsbereitstellung werden in dieser Arbeit in einem Übertragungsnetzmodell aus einer integrierten Netz- und Energiemarktsimulation ermittelt [5]. Mit Hilfe synthetischer Verteilnetzmodelle [6] lässt sich für beliebige Untersuchungsregionen im Übertragungsnetz der Leistungsaustausch mit einzelnen Verteilnetzen für verschiedene Vorgaben bzgl. des Blindleistungsaustausches (siehe Abbildung 1) untersuchen [5]. Dabei können jeweils unterschiedliche Anforderungen an das lokale Blindleistungsmanagement berücksichtigt werden.

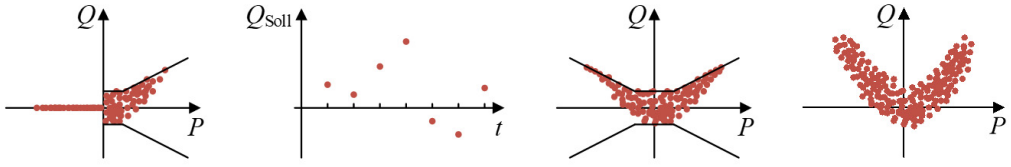


Abbildung 1: Übersicht über verschiedene Blindleistungsvorgaben zw. Übertragungs- und Verteilnetz

In auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen (Stark- und Schwachlast mit hoher und geringer dezentraler Einspeisung [6]) wird der Leistungsaustausch zwischen Übertragungs- und Verteilnetzebene durch die Verwendung eines Optimierungsansatzes bewertet.

[1] Leibniz Universität Hannover, Institut für Elektrische Energiesysteme, Appelstraße 9a, 30167 Hannover, Tel.: +49 511 762 19985, garske@ifes.uni-hannover.de, www.ifes.uni-hannover.de

Unter Einhaltung der technischen Nebenbedingungen (Einhaltung der Spannungsbänder, maximale Betriebsmittelauslastung) werden die Freiheitsgrade des nachgebildeten Verteilnetzes, wie die Blindleistungsbereitstellung durch DEA, geeignete Stufung der Transformatoren und Einsatz von Kompensationsanlagen bei den unterschiedlichen Vorgaben für den vertikalen Blindleistungsaustausch optimiert. So lassen sich in einer multiobjektiven Zielfunktion verschiedene Bewertungsfaktoren gemeinsam auf Basis eines Kostenvergleichs berücksichtigen, bspw. der notwendige Kompensationsbedarf gegenüber den auftretenden Entschädigungszahlungen bei Verletzung der Blindleistungsvorgaben. Zudem können die Netzverluste beider Systemebenen in einem gesamtwirtschaftlichen Vergleich minimiert werden. Das Optimierungsproblem wird als Optimal-Power-Flow-Problem auf Basis einer Erweiterung des Optimal-Reactive-Power-Dispatch-Problems um Kostenfunktionen der verschiedenen Bewertungsfaktoren beschrieben. Die Optimierung wird mithilfe einer Heuristik (Partikelschwarmoptimierung) durchgeführt.

Ergebnisse

Die Methodik ermöglicht die Problemstellung auf das erweiterte Übertragungs- und Verteilnetzmodell anzuwenden. Die Optimierung kann entweder für das gesamte System oder für die Übertragungs- bzw. Verteilnetzebene getrennt durchgeführt werden. Die verschiedenen Blindleistungsvorgaben werden so detailliert über mehrere Spannungsebenen evaluiert, womit sich aus verschiedenen Untersuchungen geeignete Anwendungsfälle für die einzelnen Varianten ableiten lassen. Zudem sind grundsätzliche Unterschiede zwischen den einzelnen Vorgaben ermittelbar. Für die jeweils lokalen Eigenschaften des Blindleistungsmanagements einzelner Untersuchungsregionen kann mit den Ergebnissen bewertet werden, welche Netzebene von welchen Leistungsvorgaben profitiert und welche Vorgaben wirtschaftliche Vorteile erbringen.

Mit der Bewertungsmethodik werden für das entwickelte Netzmodell verschiedene Fallstudien untersucht, um das Verfahren zu validieren und für einzelne Untersuchungsregionen eine Abschätzung der Nutzbarkeit der jeweiligen Potentiale der Verteilnetzebene gegenüber dem Übertragungsnetz zu erhalten. Im ersten Schritt wird dabei stets das vorhandene technische Potential der Verteilnetzebene ermittelt, anschließend erfolgte eine Anpassung der Blindleistungsvorgaben und Zielfunktionen (siehe [1], [2]). Zudem erfolgt eine Diskussion der technischen Machbarkeit für beide Seiten, wenn bspw. die Realisierbarkeit der Koordination zwischen den beiden Netzebenen fraglich ist oder ggf. nicht alle technischen Potentiale vollständig nutzbar sind.

Zusammenfassung und Ausblick

Eine Bewertung der Anforderungen der Übertragungsnetzebene an die Verteilnetzebene bzgl. der Blindleistungsbereitstellung benötigt neben einem geeigneten Spannungsebenen übergreifenden Systemmodell eine standardisierte Bewertungsmethodik (vgl. [1], [3], [4]). Diese wird in dieser Arbeit für das vorliegende adaptierte Systemmodell von Übertragungs- und Verteilnetz entwickelt und in verschiedenen Fallstudien evaluiert. Die Fallstudien zeigen, dass mit der gewählten Methodik die lokalen Gegebenheiten in beiden Netzebenen berücksichtigt werden können und eine Optimierung des Leistungsaustausches mit unterschiedlichen Blindleistungsvorgaben realisierbar ist. Der Modellierungsansatz kann im nächsten Schritt bspw. mithilfe weiterer Untersuchungsregionen oder auch mit Verteilnetzmodellen auf Basis realer Netzdaten validiert werden. Die Bewertungsmethodik wird im Weiteren auf die individuellen Besonderheiten im Übertragungsnetz bspw. im Hinblick auf den anstehenden Netzausbau sowie für weitere Anwendungsfälle erweitert.

Literatur

[1] ENTSO-E: Reactive Power Management at T-D Interface, ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16. November 2016, Brussels, Belgium, 2016.

[2] FNN Forum Netztechnik/ Netzbetrieb im VDE: Blindleistungsmanagement in Verteilungsnetzen, VDE, 2014.

[3] P. Schäfer: Gestaltungsoptionen für ein spannungsebenenübergreifendes Blindleistungsmanagement zwischen Verteil- und Übertragungsnetz, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Aachen, 2016.

[4] M. Greve: Vertikale Blindleistungsbereitstellung aus dem Verteilnetz, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft TU Dortmund, Dortmund, 2016.

[5] S. Garske, G. Schlömer, L. Hofmann: Evaluation of Reactive Power Management Strategies and Grid Loss Characteristics based on Generic Distribution Grid Models, NEIS Conference 2017, Hamburg, Germany, 2017.

[6] S. Garske, C. Blaufuß, M. Sarstedt, L. Hofmann: Reactive Power Management Analysis based on Generic Distribution Grid Models, IEEE PES ISGT Europe 2017, Turin, Italy, 2017.

5.3.7 Identifikation von Einflussfaktoren auf den Blindleistungsbezug unterlagerter Verteilnetze in der Hochspannungsebene

Kim Michael TAYLOR[1], Patrick LARSCHEID[1], Tobias VAN LEEUWEN[1], Albert MOSER[1]

Hintergrund

Der Anteil dezentraler Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) an der Gesamterzeugung ist in den vergangenen Jahren stark gestiegen. Die Integration der EE-Anlagen in der Verteilnetzebene resultiert bereits heute in stark veränderten Wirk- und Blindleistungsflüssen an der Schnittstelle zwischen Hochspannungs- (HS) und Mittelspannungs- (MS) Netz (HS/MS-Schnittstelle). Der zusätzliche Trend zum vermehrten Einsatz von Kabeltechnologien, veränderte Blindleistungsregelungskonzepte von EE-Anlagen sowie eine veränderte Laststruktur beeinflussen zudem den Leistungsfaktor an der HS/MS-Schnittstelle [1]. Die Veränderungen führen insbesondere in Rückspeisesituationen zu einem erhöhten Blindleistungsfluss an der HS/MS-Schnittstelle sowie hierdurch bedingten temporären Problemen der Spannungshaltung im HS-Netz.

Bestehende Vorgehensweisen zur Modellierung des Blindleistungsflusses an der HS/MS-Schnittstelle basieren häufig auf einer pauschalen cosφ-Abschätzung und sind für Fragestellungen der Spannungshaltung im HS-Netz bei steigender EE-Leistung in der Regel nicht hinreichend genau. Für Hochspannungsnetzbetreiber ist eine adäquate Modellierung des Blindleistungsflusses daher von zentraler Bedeutung zur gezielten Blindleistungskompensation sowie der Abschätzung des Blindleistungsflusses zwischen Übertragungs- und Hochspannungsnetz. Vor diesem Hintergrund werden im Rahmen dieses Beitrags der Einfluss der Netzbetriebsmittel, Netzführungskonzepte und Netznutzer in unterlagerten MS/NS-Verteilnetzen analysiert und dessen Auswirkungen auf den resultierenden Blindleistungsfluss an der HS/MS-Schnittstelle im Rahmen einer Sensitivitätsuntersuchung ermittelt. Ziel dieser Untersuchung ist die Identifikation und Bewertung von Einflussfaktoren auf den Blindleistungsfluss.

Methode

Im Rahmen dieses Beitrages wird der unterspannungsseitige Blindleistungsfluss an der HS/MS-Schnittstelle anhand charakteristischer Modellnetze analysiert. Zur realitätsnahen Abbildung der Netzstruktur und der Versorgungsaufgabe wird hierbei ein stochastischer Ansatz verwendet [2]. Dies ermöglicht die spannungsebenenübergreifende Berechnung der auftretenden Wirk- und Blindleistungsflüsse im Jahresverlauf. Zur Berücksichtigung der heterogenen Versorgungsstruktur in Deutschland werden drei definierte Versorgungsaufgaben simuliert (städtisch, ländlich windgeprägt, ländlich PV-geprägt). Anhand der generierten Verteilnetze, Anschlusspunkten von Erzeugern und Verbrauchern, Haushaltskundenprofilen und anlagenspezifischen EE-Zeitreihen werden im Rahmen von Sensitivitätsuntersuchungen Einflussfaktoren auf den Blindleistungsfluss an der HS/MS-Schnittstelle durch Lastflussberechnungen identifiziert und deren Auswirkungen quantifiziert. Zu den variierten Einflussfaktoren zählen einzelne Netzparameter, Netzstrukturen sowie das Last- und Einspeiseverhalten.

Die Nennspannung in der MS-Ebene ist nicht einheitlich. Um die Auswirkungen auf den Blindleistungsfluss zu untersuchen, wird die Nennspannung in der MS-Ebene bei gleichbleibender Versorgungsaufgabe und Netzstruktur variiert. Zur Vermeidung veränderter Leitungsauslastungen werden die Leitungsparameter für eine annähernd gleichbleibende Leistungsübertragung angepasst. Bei Verteilnetzbetreibern wird zunehmend eine erhöhte Vermaschung im MS-Netz diskutiert. Um die Auswirkungen auf den Blindleistungsfluss zu untersuchen, werden die Kuppelstellen geschlossen und die MS-Netze als geschlossen betriebene MS-Ringnetze modelliert. Verbraucher im Netz sind im Netzbetrieb insbesondere von der Lastbemessungsspannung und der Bemessungsfrequenz zusätzlich beeinflusst. Mithilfe eines Exponenten Modells werden die Auswirkungen verschiedener Lasttypen auf den Blindleistungsfluss analysiert [3].

[1] RWTH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Tel.: +49 241 80 96721, Fax: +49 241 80 92197, kt@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

Weitere untersuchte Sensitivitäten sind unter anderem:

- Einfluss der Blindleistungssteuerung von EE-Anlagen [1]
- Einfluss des Netzanschlusspunktes von EE-Anlagen im Netzgebiet
- Einfluss von Leitungsparameter sowie Einfluss eines veränderten Kabel-/Freileitungsverhältnis
- Einfluss des Blindleistungsbezugs von Gewerbekunden

Exemplarische Ergebnisse

Die Ergebnisse der Lastflussberechnung der Sensitivitätsuntersuchungen werden im Verbraucher-zählpfeilsystem aus dem überlagerten HS-Netz als Punkt in einem PQ-Diagramm dargestellt. Zudem werden die Sensitivitäten mithilfe der mittleren Jahresabweichung sowie der Standartabweichung bewertet und der Einfluss verschiedenen Netzelementen zugeordnet.

In Abbildung 1 ist der exemplarische Wirk- und Blindleistungsfluss für eine ländliche, süddeutsche Region mit einer cosφ(P)-Blindleistungssteuerung für verschiedene MS-Nennspannungen dargestellt. Es ist erkennbar, dass eine Reduzierung der Nennspannung auf 10 kV in der MS-Ebene zu einem deutlich angestiegenen induktiven Blindleistungsfluss führt. Die Blindleistungsdifferenz resultiert insbesondere aus dem spannungsabhängigen kapazitiven Blindleistungsverhalten von Leitungen (quadratischer Einfluss) und dem veränderten Stromfluss bei gleichbleibenden Leistungen bei der Anwendung verschiedener MS-Spannungen.

In Abbildung 2 werden die Lastflussergebnisse an der HS/MS-Schnittstelle bei geschlossenen und offen betriebenen MS-Kuppelstellen im Netzbetrieb als PQ-Diagramm dargestellt. Der veränderte Blind-leistungsfluss resultiert insbesondere aus einer veränderten Leitungsauslastung in der MS-Ebene. Neben diesen exemplarischen Ergebnissen wird die Langfassung die detaillierte Analyse der Berechnung aller Sensitivitätsuntersuchungen beinhalten und diskutieren.

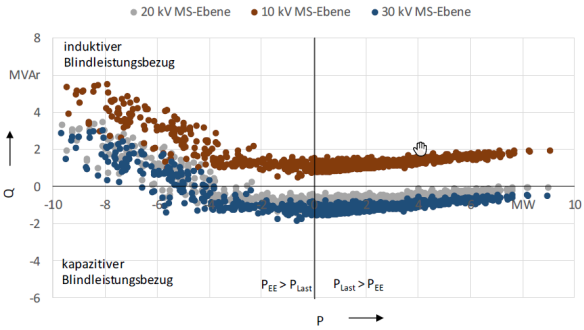


Abbildung 1: PQ-Diagramm Auswirkungen der Variation von MS-Nennspannung bei angepassten Leitungsparametern

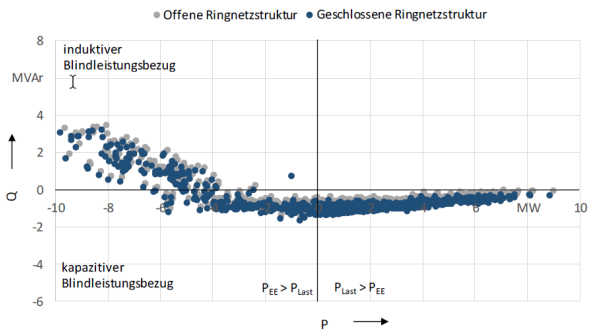


Abbildung 2: PQ-Diagramm Auswirkungen bei geschlossen betriebener MS-Ringe

Referenzen

[1] BDEW: Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Berlin, Juni 2008.

[2] Patrick Larscheid: Increasing the hosting capacity of RES in distribution grids by active power control. International ETG-Kongress, Bonn 2015.

[3] IEEE: Load Representation for dynamic performance analysis. IEEE Transaction on Power Systems Vol. 8, No. 2 1993.

5.4 MODELLE UND METHODEN (SESSION D4)

5.4.1 Einfluss der Modellierungsgenauigkeit des Höchstspannungsnetzes auf die Simulation von Hochspannungsnetzen

Patrick LARSCHEID[1], Annika KLETTKE[1], Tobias VAN LEEUWEN[1], Steffen MEINECKE[2], Albert MOSER[1]

Motivation

Der politisch forcierte Zubau von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien führt zu einer veränderten Netznutzung innerhalb des Elektrizitätsversorgungssystems. Da dieser Zubau insbesondere in den Mittel- und Niederspannungsnetzen stattfindet, tritt verstärkt eine Umkehr des Leistungsflusses von vor- zu nachgelagerten Spannungsebenen auf. Aus diesem Grund tragen Verteilnetzbetreiber zukünftig aktiver zu der Versorgungssicherheit und -qualität bei. Hierfür sind neue Berechnungsmethoden für die Simulation des Netzbetriebs sowie de Netzplanung zu entwickeln. Ziel des Projektes SimBench [1] ist die Entwicklung eines Benchmarks in Form von Netzmodellen und zugehörigen Zeitreihen, der einen Vergleich der Eignung dieser Methoden ermöglicht.

Neben dem Einfluss nachgelagerter Spannungsebenen beeinflusst auch das Höchstspannungsnetz die Spannungen und Leistungsflüsse im Hochspannungsnetz. Zu diesen Einflüssen zählen unter anderem Transitflüsse, die zwischen zwei Netzkuppeltransformatoren der Hoch- und Höchstspannungsebene über das Hochspannungsnetz fließen. Für eine Netzbetriebssimulation in der Hochspannungsebene sind daher entsprechende Modelle zur Abbildung des Verhaltens der Höchstspannungsebene erforderlich. Ziel dieses Beitrags ist daher die Untersuchung der Eignung verschiedener Modellierungsansätze zur adäquaten Abbildung des Einflusses der Höchstspannungsebene auf die Hochspannungsebene.

Methodische Vorgehensweise

Um den Einfluss der Modellierungsgenauigkeit der Abbildung der Höchstspannungsebene auf Netzbetriebssimulationen in der Hochspannungsebene zu untersuchen, wird in diesem Beitrag ein im Rahmen des Projekts SimBench erstelltes Modellnetz der Hochspannungsebene verwendet. Dieses Modellnetz basiert auf öffentlich verfügbaren, georeferenzierten Daten aus OpenStreetMap. Die Vorgehensweise zur Generierung des Netzes kann [1] entnommen werden. Ausgehend von diesem Modellnetz werden im Folgenden unterschiedliche Konzepte zur Abbildung des Höchstspannungsnetzes vorgestellt, die sich in ihrer Modellierungsgenauigkeit und somit auch in ihrer Komplexität unterscheiden.

Zur realitätsnahen Abbildung der Leistungsflüsse im betrachteten Hochspannungsnetz wird zunächst ein spannungsebenenübergreifendes Netzmodell mit vollständiger Abbildung des Höchstspannungsnetzes gewählt. Dieses beinhaltet neben der Netztopologie und den Netzbetriebsmittelparametern die Zuordnung von Erzeugungsanlagen und Verbrauchern zu Höchstspannungsnetzknoten sowie stundenscharfe Informationen über die Last-/Einspeisesituation. Ausgehend von den Ergebnissen des vollständigen Netzmodells wird untersucht, inwieweit vereinfachte Modellierungsansätze des Höchstspannungsnetzes zur hinreichenden Abbildung der relevanten Einflüsse ausreichend sind und inwieweit eine Einbeziehung von Informationen hinsichtlich der Kenntnis insbesondere der Last-/Einspeisesituation des Höchstspannungsnetzes erforderlich sind. Die unterschiedlichen Modelle zur vereinfachten Abbildung des Höchstspannungsnetzes werden anhand des Überblicks in Abbildung 1 vorgestellt. In allen Darstellungen der Abbildung ist zunächst schematisch anhand von vier Knoten das Hochspannungsnetz sowie zwei netzkoppelnde Transformatoren zur Höchstspannungsebene dargestellt. In Abhängigkeit der Modellierungsgenauigkeit nimmt auch die Komplexität des jeweiligen Modells zu.

[1] RWTH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Tel.: +49 241 80-96713, Fax: +49 241 80-92197, pl@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

[2] Universität Kassel, Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze, Wilhelmshöher Allee 71-73, 34121 Kassel, Tel.: +49 561 8046084, steffen.meinecke@uni-kassel.de, www.uni-kassel.de/eecs/en/fachgebiete/e2n

Modell „Verteilter Slack“
In dem Modell „Verteilter Slack“ (a) wird das Höchstspannungsnetz über nicht miteinander verbundene Generatoren an jedem der HöS-/HS-Transformatoren abgebildet. Der Einfluss der Last/Einspeisesituation und der Netztopologie des Höchstspannungsnetzes auf die Leistungsflüsse im Hochspannungsnetz werden somit im Rahmen der Netzbetriebssimulation des Hochspannungsnetzes vernachlässigt.

Modell „Impedanzlos“
In diesem Modell wird die Höchstspannungsebene vereinfacht über eine „Kupferplatte“ abgebildet. Die zuvor nicht miteinander verbundenen Generatoren der Höchstspannungsebene werden somit über impedanzlose Leitungen verbunden (b). Wie in Fall (a) ist hier keine Kenntnis über die Last/Einspeise-situation sowie die Netztopologie des Höchstspannungsnetzes notwendig.

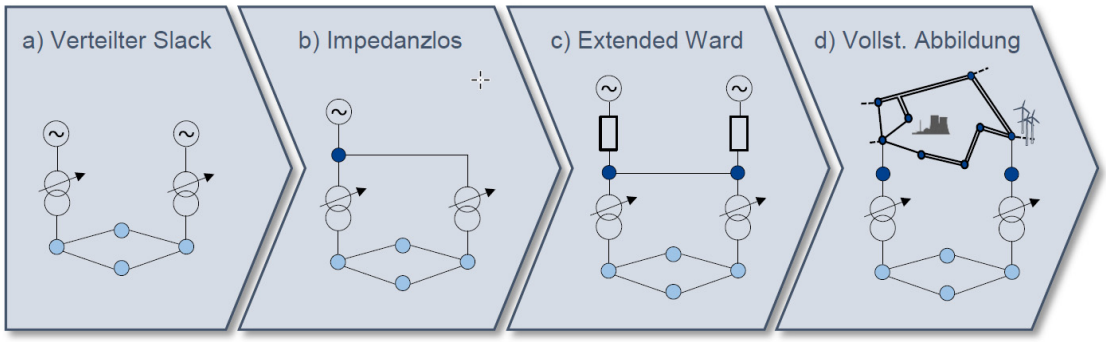


Abbildung 1: Übersicht zu Konzepten der Abbildung des Übertragungsnetzes

Modell „Extended-Ward“
Während Modell (a) und (b) jeweils die Einflüsse des Höchstspannungsnetzes nur stark vereinfacht abbilden können, bieten Netzwerkreduktionsverfahren wie das Extended-Ward-Verfahren (d) unter Verwendung des Gauß‘schen Eliminationsverfahrens sowie der Einführung fiktiver, spannungsgeregelter Ersatzgeneratoren eine sehr genaue Abbildung des Höchstspannungsnetzes für stationäre Zeitpunkt-betrachtungen [3]. Zur Berechnung des Modells ist die Kenntnis der Topologie sowie der Last/Einspeisesituation innerhalb des Übertragungsnetzes erforderlich.

Ergebnisse
Für die Untersuchungen wird ein vorwiegend ländliches Hochspannungsnetz mit 79 Knoten verwendet, welches über drei Umspannstationen mit der Höchstspannungsebene verbunden ist. Die durchgeführten Untersuchungen zeigen für die unterschiedlichen Modellierungsansätze zur Abbildung des Höchstspannungsnetzes ihren Einfluss auf Netzbetriebssimulationen des Hochspannungsnetzes. Dabei wird sich insbesondere auf die Betriebsmittelauslastung im Grundlastfall sowie in (n-1)-Situationen bezogen. Abschließend kann anhand der Untersuchungsergebnisse die Frage beantwortet werden, wie detailliert das Übertragungsnetz abzubilden ist, um insbesondere auch unterschiedliche, im Rahmen des Projektes SimBench definierte Anwendungsfälle, abzudecken und zukünftig relevante Fragestellungen beantworten zu können.

Literatur

[1] Projekt SimBench [Online]: https://www.simbench.net.

[2] Klettke, A., van Leeuwen, T., Moser, A., Generierung von Benchmark-Modellnetzen in der Hochspannungsebene auf Basis öffentlich verfügbarer Daten, IEWT 2017, Wien, 2017.

[3] Wu, F.F., Monticelli, A., Critical Review of External Network Modelling for Online Security Anal-ysis. Berkeley: Butterworth & Co., 1983.

5.4.2 Diskussion dynamischer und stationärer Spannungsstabilitätsuntersuchungen bei volatilen Übertragungsaufgaben

Moritz MAERCKS[1], Sirkka PORADA[1], Albert MOSER[1]

Motivation

Der weltweit steigende Anteil erneuerbar erzeugter elektrischer Leistung führt vermehrt zu Situationen mit hohen und volatilen Einspeisegradienten. Steile positive Gradienten wechseln sich vermehrt mit negativen Gradienten innerhalb einiger Minuten ab [1]. Die Geschwindigkeit derartiger Änderungen der Ein-/Ausspeisesituation und somit der Übertragungsaufgabe des Netzes erfordert zur Bewertung der Systemstabilität die Betrachtung eines Zeitbereichs, in dem auch verschiedene netzbetriebliche Maßnahmen umgesetzt werden. Dies betrifft unter anderem die Stufung von Transformatorstufenstellern sowie die spannungsabhängige Leistungsaufnahme von Verbrauchern inklusive Lasterholungseffekten. Vor diesem Hintergrund ist die Anwendbarkeit stationärer Methoden zur Untersuchung der Spannungsstabilität in Elektrizitätsversorgungssystemen neu zu bewerten, um auch bei zukünftig volatiler werdenden Einspeisebedingungen möglicherweise drohende Instabilitäten frühzeitig erkennen zu können.

Inhalt

Analyse

Die Übertragungsaufgabe von Elektrizitätsversorgungssystemen ergibt sich aus dem Wirkleistungsbezug bzw. der -einspeisung über- und unterlagerter Netze sowie direkt angeschlossener Verbraucher und Erzeugungsanlagen. Der Großteil volatiler Erzeugungsanlagen sowie der Last ist an die Verteilnetze angebunden. In Systemen mit einem hohen Anteil erneuerbar erzeugter elektrischer Leistung sind entsprechend sowohl das Wirk- als auch das Blindleistungsverhalten von Verteilnetzen volatil. Die Volatilität des Blindleistungsbezugs von Verteilnetzen ist dabei insbesondere abhängig von dem Blindleistungskonzept des Verteilnetzbetreibers sowie der Regelung der Stufenstellung der Verteilnetztransformatoren. Das Lastverhalten, hier besonders die Spannungsabhängigkeit von Lasten inklusive zugehöriger Lasterholungseffekte, das Blindleistungsverhalten von Kraftwerken und die Stufung zugehöriger Maschinentransformatoren sowie die Steuerung bzw. Regelung von Kompensationseinheiten beeinflussen weiterhin, ob eine Übertragungsaufgabe erfüllt werden kann oder spannungsinstabile Situationen auftreten. Zur Untersuchung der Spannungsstabilität [2] von Elektrizitätsversorgungssystemen finden unterschiedliche Verfahren Anwendung. Bei stationären Untersuchungen kommt zur Betrachtung variabler Übertragungsaufgaben insbesondere das (stationäre) Zeitpunktverfahren des Continuation Power Flow (CPF) [3] zur Anwendung. Dynamische Wechselwirkungen im Zeitbereich können hiermit nur näherungsweise abgebildet werden [4]. In der Langfassung wird neben einer kurzen Darstellung des CPF erläutert, wie mithilfe eines Zeitbereichsverfahrens die Spannungsstabilität dynamisch untersucht werden kann.

Modellierung von Testsystemen und -szenarien

Zur vergleichenden Anwendung und Untersuchung von (stationären) Zeitpunkt- und (dynamischen) Zeitbereichsverfahren werden Modelle exemplarischer Elektrizitätsversorgungssysteme vorgestellt. Diese Systeme beinhalten Modelle von Kraftwerken, volatilen Einspeisungen, Lasten, Blindleistungsverhalten und -regelung von Erzeugungsanlagen sowie die Regelung der Stufenstellung von Transformatoren von Verteilnetz- und Maschinentransformatoren. Die Testsysteme werden um Testszenarien mit volatilen Übertragungsaufgaben und Ereignisse, insbesondere Ausfälle, ergänzt.

Simulation und Spannungsstabilitätsuntersuchung

Die Testsysteme werden in Verbindung mit den zugehörigen Szenarien mit Zeitpunkt- und Zeitbereichsverfahren simuliert und hinsichtlich auftretender Spannungsinstabilitäten untersucht. Die verwendete Methodik wird in der Langfassung ausführlich erläutert sowie im folgenden Absatz skizziert.

[1] RWTH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Schinkelstraße 6, 52056 Aachen, Tel.: +49 241 80-97671, ma@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

Methodik

Zum Vergleich der vorgestellten Zeitpunkt- und Zeitbereichsverfahren werden unterschiedliche Parametrierungen ebendieser Verfahren zur Simulation der eingeführten Testsysteme und -szenarien untersucht und numerisch ausgewertet. Durch Parametrierung des Zeitbereichsverfahrens bzw. der zugehörigen Untersuchungsszenarien mit Verzögerungs- und Reaktionszeiten von 0 s kann dieses effektiv in ein Zeitpunktverfahren überführt werden. Somit wird durch variierte Parametrierungen und Rechnungen die Relevanz bzw. Irrelevanz dynamischer Wechselwirkungen bei volatilen Übertragungsaufgaben für die untersuchten Testfälle ermittelt. Es kann so anhand der exemplarischen Testszenarien untersucht werden, inwiefern stationäre Zeitpunktverfahren erfolgreich das Auftreten und den Zeitpunkt von Spannungsinstabilitäten identifizieren können, oder bei volatilen Übertragungsaufgaben dynamische Zeitbereichsverfahren unter genauerer Berücksichtigung dynamischer Wechselwirkungen erforderlich werden können.

Ergebnisse

Die dargestellten Ergebnisse zeigen, dass fallbezogen Zeitpunkt- bzw. Zeitbereichsverfahren zur Untersuchung möglicherweise spannungsinstabiler Situationen Anwendung finden sollten. So zeigen einige Fälle einerseits volatile Übertragungsaufgaben, in denen dynamische Wechselwirkungen weitgehend vernachlässigbar hinsichtlich evtl. auftretender Spannungsinstabilitäten sind. Andere Ergebnisse zeigen das Erfordernis sowohl der Verwendung von Zeitbereichssimulationen als auch stimmig gewählter Simulationszeiträume und -schrittweiten. Abbildung 1 zeigt ein exemplarisches Untersuchungsergebnis zur Illustration der Auswirkungen dynamischer Wechselwirkungen. Dargestellt sind Spannungs- und Leistungsverläufe, die sich bei der Simulation einer variablen Übertragungsaufgabe und unterschiedlich schnell auf Spannungsänderungen reagierende automatische Regelungen von Transformatorstufungen ergeben.

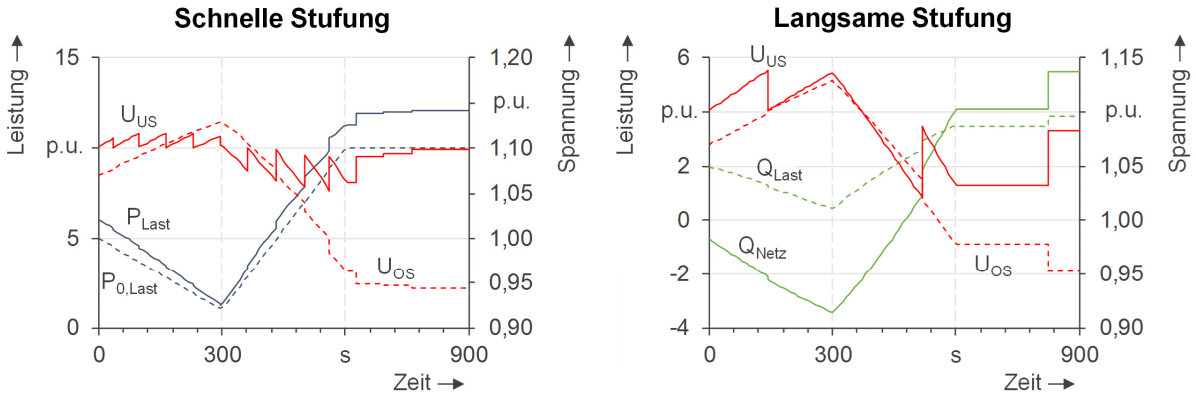


Abbildung 1: Exemplarische Simulationsergebnisse eines Untersuchungsszenarios bei dynamischer Zeitbereichssimulation zum Aufzeigen der Relevanz unterschiedlich schnell reagierender Transformatorstufungen.

Literatur

[1] Y.-H. Wan, Wind Power Plant Behaviors: Analyses of Long-Term Wind Power Data, Technical Report, National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy, 2004.

[2] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, V. Vittal, Definition and Classification of Power System Stability, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 2, May 2004.

[3] P. Kundur, Power System Stability and Control, New York: McGraw-Hill Inc., 1994.

[4] G. K. Morison, B. Gao, P. Kundur, Voltage Stability Analysis Using Static and Dynamic Approaches, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 3, 1993.

5.4.3 Bewertung des Risikos von Überlastungen im Übertragungsnetz unter Verwendung des probabilistischen Leistungsflusses

Annika KLETTKE[1], Veronika BOSCH[1], Albert MOSER[1]

Motivation

Die zunehmende Auslastung des Übertragungsnetzes führt zu einem grenzwertnäheren Betrieb des Übertragungsnetzes. Aufgrund der damit einhergehenden geringeren Sicherheitsmarge im Netzbetrieb steigt der Bedarf an Maßnahmen zur Gewährleistung der Netzsicherheit. Das derzeitige Verfahren zur Bewertung der Netzsicherheit und damit auch zur Planung sowie Bewertung vorzuhaltender Maßnahmen berücksichtigt jedoch keine Unsicherheiten der Last-/Einspeisesituation, sodass keine Aussage über das Risiko von Störungsausweitungen getroffen werden kann. Darüber hinaus müssen relevante Ausfallsituationen identifiziert werden, um somit beispielsweise auch kaskadierende Ausfälle berücksichtigen zu können. Aus diesem Grund ist das Ziel dieses Beitrags die Entwicklung eines Modells zur Abbildung kaskadierender Störungsausweitungen, in dem insbesondere Unsicherheiten der Last-/Einspeisesituation im Netzbetrieb berücksichtigt werden. Dabei soll die Möglichkeit geschaffen werden, kritische Netzbetriebsmittel zu identifizieren, um diese in eine kaskadierende Ausfallsimulation zu integrieren.

Methodische Vorgehensweise

Für die Entwicklung eines Modells zur Abbildung kaskadierender Störungsausweitungen unter Berücksichtigung von Unsicherheiten sowohl in der Last-/Einspeisesituation als auch in der Netztopologie muss ein geeignetes Bewertungsverfahren zum Einsatz kommen.

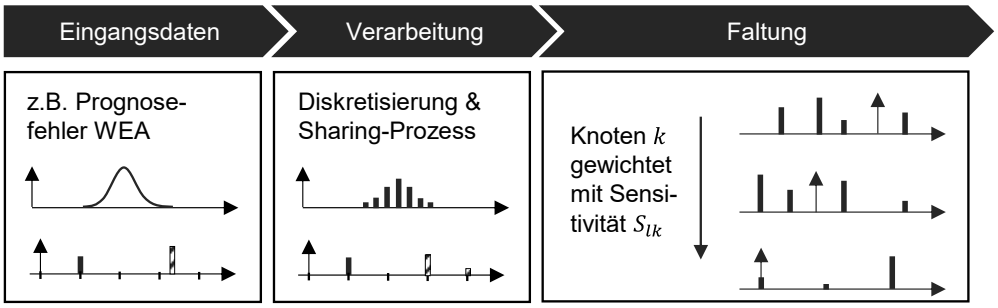


Abbildung 1: Überblick über die methodische Vorgehensweise des Faltungsprozesses

Aufgrund der Komplexität des Anwendungsfalls wird hier entgegen typischer Vorgehensweisen für probabilistische Verfahren, wie der Monte-Carlo-Simulation, die Faltung als analytische Vorgehensweise verwendet. [1] Die Voraussetzungen bei der Faltung sind das Vorliegen der zu faltenden Variablen in diskreter Form sowie die stochastische Unabhängigkeit dieser. Aus diesem Grund müssen kontinuierlich angenommen Eingangsvariablen, wie in Abbildung 1 dargestellt, diskretisiert werden. Die Forderung nach der stochastischen Abhängigkeit ist zunächst nicht erfüllt, da beispielsweise zwischen Prognosefehlern der Einspeisung aus Windenergieanlagen räumliche Korrelationen vorliegen. Daher werden stochastisch abhängige Dichtefunktionen in einen total korrelierenden und einen stochastisch unabhängigen Anteil aufgetrennt [2], sodass die Forderung nach stochastischer Unabhängigkeit erfüllt ist. Im Anschluss an diese Anpassungen werden die Dichtefunktionen der Netzknoten miteinander gefaltet, um so die probabilistischen Leistungsflüsse über die Leitungen zu erhalten. Für den Faltungsprozess wird vorliegend die Fast-Fourier-Transformation verwendet, welche zu einer starken Verringerung der Rechenzeit gegenüber herkömmlichen Transformationsverfahren wie der Laplace-Transformation führt. [3] Hierbei ist eine spaltenweise Multiplikation der in Intervalle aufgeteilten Eingangsgrößen möglich. Die notwendige Zuteilung der Eingangsdaten zu den Intervallpunkten für die Faltung erfolgt mithilfe des Sharing-Prozesses, der ebenfalls in Abbildung 1 dargestellt ist.

[1] RWTH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Tel.: +49 241 80-96713, Fax: +49 241 80-92197, ak@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

Ergebnisse

Bei dem untersuchten Netz handelt es sich um das 300 Bus IEEE-Testnetz. Dabei kann gezeigt werden, dass die Vorgehensweise geeignet ist, um große Netze in geringer Rechenzeit zu simulieren. Darüber hinaus kann grundsätzlich auch gezeigt werden, dass der Erwartungswert der probabilistischen Leitungsauslastung dem prognostizierten Wert aus der deterministischen Berechnung des Leistungsflusses entspricht.

In Abbildung 2 ist exemplarisch für eine Leitung des Testnetzes die Leitungsauslastung zum einen als Dichtefunktion und zum anderen als kumulierte Verteilungsfunktion dargestellt. Die Abszisse stellt dabei in beiden Fällen den jeweiligen Leistungsfluss über die Leitung dar. Durch die gestrichelten Linien sind die Ergebnisse aus der deterministischen Berechnung des Leistungsflusses dargestellt.

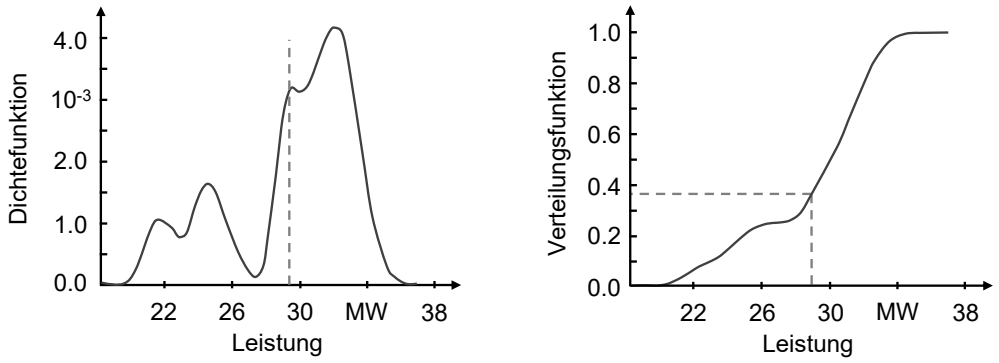


Abbildung 2: Exemplarische Ergebnisse der Auslastung für eine Leitung des Testnetzes

Anhand der Dichtefunktion für diese Leitung wird deutlich, dass höhere Auslastungen der Leitung mit einer höheren Eintrittswahrscheinlichkeit vorliegen als der sich aus der deterministischen Berechnung ergebende Leistungsfluss. Darüber hinaus ist anhand der Verteilungsfunktion zu erkennen, dass bei Verwendung der deterministischen Leitungsflussberechnung lediglich 38 % der möglichen Auslastung der Leitung abgebildet wird. Mithin besteht die Möglichkeit von signifikanten Unterschätzungen der Leitungsauslastung bei Verwendung des deterministischen Leistungsflusses.

Darüber hinaus kann in weiteren Untersuchungen gezeigt werden, dass sich das verwendete Verfahren eignet, um stochastische Abhängigkeiten bei der probabilistischen Leistungsflussberechnung abbilden zu können.

Im weiteren Vorgehen können anhand dieser Methodik beispielsweise über die Bildung von Quantilen für die jeweiligen Leitungsauslastungen kritische Leitungen identifiziert und mögliche Folgeausfälle bestimmt werden.

Literatur

[1] Allan, R. N.; Grigg, C. H.; Newey, D. A. et al.: Probabilistic power-flow techniques extended and applied to operational decision making. Proceedings of the Institution of Electrical Engineers 123 (1976), Nr. 12, S. 1317.

[2] Allan, R. N.; Al-Shakarchi, M.: Linear dependence between nodal powers in probabilistic a.c. load flow. Proceedings of the Institution of Electrical Engineers 124 (1977), Nr. 6, S. 529.

[3] Wollnack, J.: Fourier- und Laplace-Transformation. 2001.

5.4.4 Verfahren zur Aggregation von Verteilnetzen für dynamische Übertragungsnetzsimulationen

Sirkka PORADA[1], Christian BREDTMANN[1], Albert MOSER[1], Lutz GROELL[2], Veit HAGENMEYER[2]

Hintergrund

Aufgrund klima- und energiepolitischer Ziele befindet sich das europäische Stromerzeugungssystem in einem strukturellen Wandel. Der Anteil von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EEA) an der Gesamtstromerzeugung wird voraussichtlich auch in Zukunft weiter zunehmen, während der Anteil konventioneller Kraftwerke abnehmen wird. Diese Entwicklung hat einen wesentlichen Einfluss auf die Frequenzstabilität des europäischen Elektrizitätsversorgungssystems.

Konventionelle Kraftwerke steuern über Reglungssysteme die von ihnen eingespeiste Wirk- und Blindleistung in Abhängigkeit von der Netzfrequenz und der Spannung am Netzanschlussknoten, wodurch sie einen wesentlichen Beitrag zur Frequenz- und Spannungsstabilität des Elektrizitätsversorgungssystems leisten. Darüber hinaus wird einem plötzlich auftretenden Ungleichgewicht zwischen im Elektrizitätsversorgungssystem erzeugter und verbrauchter Leistung kurzzeitig entgegengewirkt durch die in den rotierenden Massen der Generatoren konventioneller Kraftwerke gespeicherten kinetischen Energie. Das Beschleunigen bzw. Abbremsen der sich im System befindenden rotierenden Massen führt entsprechend zu einem verminderten Anstieg bzw. Absinken der Netzfrequenz. Je weniger rotierende Massen – und damit mechanisch gesprochen: Trägheitsmomente – sich in einem elektrischen Elektrizitätsversorgungssystem befinden, desto stärker verändert sich die Netzfrequenz in Folge eines Wirkleistungsungleichgewichtes.

EEA sind meist über Wechselrichter an das Elektrizitätsversorgungssystem angeschlossen und können daher keinen Beitrag zur gerade skizzierten Momentanreserve leisten. Insgesamt führt die durch die politischen Ziele motivierte Veränderung der Erzeugungsstruktur also zu einem Rückgang der sich im europäischen Elektrizitätsversorgungssystem befindlichen Momentanreserve, wodurch die Frequenzstabilität des europäischen Synchronverbundes negativ beeinflusst wird.

Zur Quantifizierung dieses Einflusses ist eine Simulation des gesamten europäischen Elektrizitätsversorgungssystems im Zeitbereich notwendig. Da ein Großteil der EE-Anlagen in der Verteilnetzebene angeschlossen ist, kann der Einfluss der dem Übertragungsnetz unterlagerten Netzebenen in Stabilitätsuntersuchungen zukünftig nicht vernachlässigt werden. Die für eine solche Simulation notwendige Modellgenauigkeit und die Größe des Systems erfordern jedoch hohe Rechenzeiten. Daher ist es erforderlich geeignete aggregierte Verteilnetzmodelle zur Abbildung des Einflusses der Verteilnetzebenen auf die Frequenzstabilität im Übertragungsnetz zu verwenden.

Methodik

Zur Entwicklung von aggregierten Verteilnetzmodellen wird basierend auf dem Ward-Ersatz-Netz [1] ein Verfahren dargestellt, welches in einem ersten Schritt die sich im Verteilnetz befindlichen Synchrongeneratoren sowie die frequenz- und spannungsabhängigen Lasten unter Berücksichtigung ihrer elektrischen Distanz zu einander aggregiert (der zweite Schritt der Integration von EEA in das Verfahren bleibt zukünftigen Arbeiten vorbehalten).

Um das transiente Verhalten des zu aggregierenden Verteilnetzes möglichst exakt abzubilden, wird in diesem Verfahren jede kohärente Generatorgruppe durch einen Referenzgenerator im aggregierten Netzmodell abgebildet. Zur Identifizierung der kohärenten Generatoren und der jeweiligen Referenzgeneratoren wird eine Modalanalyse durchgeführt, wodurch der Einfluss der Eigenschwingungen des Gesamtsystems auf die einzelnen Generatoren untersucht wird. [2]

[1] RWTH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, www.iaew.rwth-aachen.de

[2] Karlsruher Institut für Technologie, Institut für Angewandte Informatik, Hermann-von-Helmholtz-Platz 1, 76344 Eggenstein-Leopoldshafen, www.iai.kit.edu

In einem weiteren Verfahrensschritt wird in der vorliegenden Arbeit das elektrische Netz zwischen den Anschlussknoten der Referenzgeneratoren mit Hilfe des Ward-Ersatz-Netz-Verfahrens reduziert. Daraufhin werden die dynamischen Verbraucher sowie die im zu aggregierenden Netz angeschlossenen Generatoren zu Ersatzverbrauchern bzw. -generatoren zusammengefasst. Hierfür wird das Ward-Verfahren mit dem Struktur-Erhaltungs-Ansatz kombiniert. [3] Das Ward-Ersatz-Netz-Verfahren wird hierbei genutzt, um die von den zu aggregierenden Komponenten injizierten Ströme im Verhältnis der elektrischen Kopplung auf die Ersatzkomponenten des aggregierten Netzes aufzuteilen. [1] Hierdurch lassen sich Gewichtungsfaktoren bestimmen, durch die die Generatoren sowie die dynamischen Verbraucher des zu aggregierenden Systems unter Berücksichtigung der elektrischen Distanz zueinander mit Hilfe des Struktur-Erhaltungs-Ansatzes zu Ersatzkomponenten zusammengefasst werden können.

Exemplarische Untersuchungen

Zur Validierung des vorgestellten Verfahrens wurde das IEEE „10-Machine New England Power System“ zu einem 45 Knoten System mit 13 angeschlossenen Generatoren erweitert. Ein Teilnetz dieses Testsystems bestehend aus 24 Knoten und 7 angeschlossenen Generatoren wurde zu einem aggregierten Netz bestehend aus einem Knoten und einem Ersatzgenerator zusammengefasst. Um zu validieren, ob das aggregierte System hinreichend genau das transiente Verhalten des zu reduzierenden Systems abbildet, wurde sowohl im ursprünglichen als auch im reduzierten Netzmodell ein Kraftwerksausfall simuliert, bei dem 1 % der im gesamten System eingespeisten Wirkleistung ausfallen. Ein Vergleich der Rotordrehzahlverläufe der im nichtreduzierten Teil des Systems angeschlossenen Generatoren, welche in Abbildung 1 skizziert sind, zeigt, dass das transiente Verhalten des Teilnetzes durch das aggregierte System adäquat abgebildet wird. Die kurzzeitig auftretende minimale Netzfrequenz wird lediglich um 0,0178 % unterschätzt. Die quasistationäre Netzfrequenz nach Kraftwerksausfall ist im reduzierten Netz 0,07 % niedriger als im ursprünglichen System. Weitere Untersuchungen zeigen, dass die mit Hilfe dieses Verfahren aggregierten Teilsysteme auch für Spannungsstabilitätsuntersuchungen hinreichend genau sind.

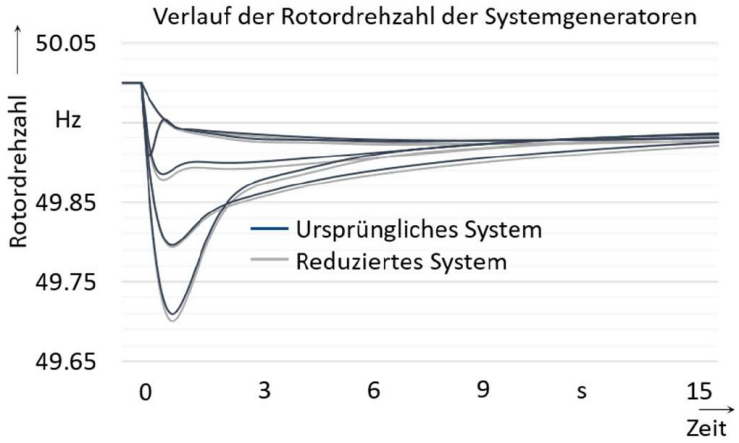


Abbildung 1: Simulierte Rotordrehzahlverläufe nach Kraftwerksausfall

Referenzen

[1] K.L.Lo, L.J.Peng, J.F. Macqueen, A. O. Ekwue, N.H. Dandachi, Extended Ward Equivalent of External System for online Security. IEE 2nd International Conference on Advances in Power System Control, Operationand Management, December 1993, Hong Kong.

[2] J. H. Chow, Ed., Power system coherency and model reduction. New York: Springer, 2013.

[3] Ruchi Singh, Marcelo Elizondo, Shuai Lu, Review of Dynamic Generator Reduction Methods for Transient Stability Studies.

5.4.5 Modelle zur Analyse des Frequenzverhaltens ausgedehnter Übertragungsnetze

Denis MENDE[1], Holger BECKER[1], David Sebastian STOCK[1], Walter SCHITTEK[1], Lutz HOFMANN[2]

Einleitung

Der fortwährend zunehmende Anteil von volatil einspeisenden Erzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung führt in steigendem Maß zu einer Verdrängung der auf fossilen Brennstoffen basierenden Erzeugungsstruktur mit Synchronmaschinen. Darüber hinaus ergibt sich u. a. aufgrund des beschlossenen Kernenergieausstiegs in Deutschland eine geänderte Zusammensetzung des konventionellen thermischen Kraftwerksparks. Diese Veränderungen in der Erzeugungs- aber auch in der Verbraucherlandschaft (z. B. durch leistungselektronisch gesteuerte Lasten) führen durch die Reduzierung der großen rotierenden Massen der Synchronmaschinen im System zu einer entscheidenden Veränderung des dynamischen Schwingungs- und Frequenz/Wirkleistungsverhaltens mit entsprechenden Auswirkungen auf die Wirkleistungs/Frequenzregelung (vgl. [1]).

Stand der Technik

Für vereinfachte prinzipielle Untersuchungen des Frequenzverhaltens in Synchrongebieten sind aggregierte Bilanzmodelle weit verbreitet. Die Frequenzänderungen in Folge von Laständerungen werden in diesen Modellen über die im System vorhandene Trägheit der rotierenden Massen und die Kopplung ihrer aggregierten Winkelgeschwindigkeiten mit der Netzfrequenz nachgebildet. Der klassische Modellierungsansatz, z. B. nach [2, 3], fasst sämtliche direkt mit dem Netz gekoppelten elektrischen Maschinen (Synchron- und Asynchronmaschinen) in einer einzigen rotierenden Masse zusammen. Darüber hinaus werden in der Regel der Selbstregeleffekt der Last (z. B. durch die frequenzabhängige Leistungsaufnahme von direkt gekoppelten Asynchronmaschinen) sowie der Primärregelleistungseinsatz als Reaktion auf Frequenzänderungen berücksichtigt. Dies kann durch entsprechende Blockschaltbilder in der Laplace-Ebene beschrieben werden. Ebenso wie die thermischen Kraftwerke verfügen auch erneuerbare Erzeugungsanlagen über verschiedene Möglichkeiten der Beteiligung an der Wirkleistungs-/Frequenzregelung. Um die skizzierten Veränderungen im Erzeugungsmix und insbesondere die durch die variierende Einspeiseleistung hervorgerufenen Auswirkungen auf das Frequenzverhalten untersuchen zu können, kann das Modell durch die Nachbildung der dynamischen Primärregelung unterschiedlicher Erzeugungsanlagen, unterschiedlicher Durchdringungen sowie variierender Massenträgheit im System weiter detailliert werden.

Inhalt und Methodik

Durch die Variation der Parameter unterschiedlicher Erzeugungsanlagen im klassischen Modell kann der große Einfluss der Höhe der Trägheit des Netzes auf das dynamische Frequenzverhalten direkt im Anschluss an ein Störungsereignis gezeigt werden. Diese Modellierung liefert durch die reine Kopplung der Leistungsänderung mit der mechanischen Rotation – als Äquivalent für die Frequenz – im Bereich weniger Sekunden nur begrenzte Genauigkeit und Aussagekraft, da transiente Effekte und Ausgleichsvorgänge in der Modellierung keine Berücksichtigung finden. Insbesondere im Anschluss an eine störungsbedingte Auftrennung des Verbundnetzes in zwei oder mehrere Netzinseln (System-Split) ergeben sich in den einzelnen Teilsystemen im Vergleich zum Normalbetrieb hochdynamische Frequenzverläufe, weshalb Maximalgradienten von 2 Hz/s diskutiert werden. Bei einem schweren Störfall mit Netzaufteilung ist sogar mit Werten von 4 Hz/s bis 8 Hz/s zu rechnen [4]. Solche Situationen können bislang noch nicht ausreichend genau nachgebildet werden. Die Untersuchung im Kurzzeitbereich erfordert daher eine Ergänzung des klassischen Bilanzmodells, weshalb hier zwei weiterführende Modellansätze skizziert werden:

[1] Fraunhofer / Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, Königstor 59, 34119 Kassel, denis.mende@iwes.fraunhofer.de, Tel.: +49 561 7294-425
[2] Leibniz Universität Hannover, Institut für Elektrische Energiesysteme, Appelstrasse 9A, 30167 Hannover

- Der erste Ansatz baut auf dem eingeführten aggregierten Bilanzmodell auf und erweitert dieses um das prinzipielle transiente elektromechanische Verhalten der Synchronmaschine. Dadurch kann der Zeitbereich der Betrachtungen in die ersten Sekunden nach dem Leistungssprung erweitert werden. Einen möglichen Ansatz zur Umsetzung zeigt Abb. 1 links.
- Im zweiten Ansatz werden anstelle von Leistung und Frequenz die momentanen Werte von Strom und Spannung als Koppelgrößen verwendet. Dies ermöglicht die Betrachtung der Frequenzänderungen und Simulationen nicht nur in den ersten Sekunden, sondern sogar im Kurzzeitbereich unmittelbar im Anschluss an das Störungsereignis. In Verbindung mit der detailgetreuen Abbildung stromrichterbasierter Einspeiseanlagen rücken in einer solchen Modellierung Verfahren zur Frequenzerkennung sowie deren Geschwindigkeit in den Mittelpunkt.

Daneben lässt sich bei geringerer rotierender Masse und damit einhergehendem stärkerem Einfluss lokaler Erzeugungs- und Primärregelleistungserbringung darauf schließen, dass die räumliche Frequenzausbreitung (in Form von inkohärenten Winkeländerungen der Spannungsvektoren in unterschiedlichen Netzgebieten, siehe z. B. Abb. 3.49 aus [5]) bei Störungsereignissen nicht mit einem konzentrierten Modell dargestellt werden kann. Der Einfluss eines durch elektrische Leitungen gekoppelten, ausgedehnten Systems kann in beiden Ansätzen berücksichtigt werden. Mehrere der skizzierten Modelle können über entsprechende Verbundleitungen miteinander gekoppelt werden (Abb. 1 rechts), wodurch Untersuchungen von räumlichen Wechselwirkungen möglich sind.

Im Ergebnis stehen Modelle für die Simulation des Schwingungsverhaltens von Erzeugungsanlagen in mehreren über Kuppelleitungen verbundenen Regionen zur Verfügung, die sowohl eine detaillierte Analyse der Schwingungsvorgänge im Sekundenbereich als auch die Nachbildung der länger andauernden Regelvorgänge im Minutenbereich mit ausreichender Genauigkeit ermöglichen. Die Simulationsmodelle sollen perspektivisch die spezifischen Eigenschaften der verschiedenen Arten von Erzeugungsanlagen (Synchronmaschinen, Vollumrichter und doppelgespeiste Asynchrongeneratoren) einschließlich ihrer Wirkleistungs-/Frequenz- und Spannungs-/Blindleistungsregeleigenschaften in aggregierter Form auf Basis dieser Modellierungsansätze nachbilden. Ebenso kann der Einfluss verschiedener Frequenzerkennungsverfahren auf das Systemverhalten durch die Berücksichtigung im zweiten Modellierungsansatz analysiert werden.

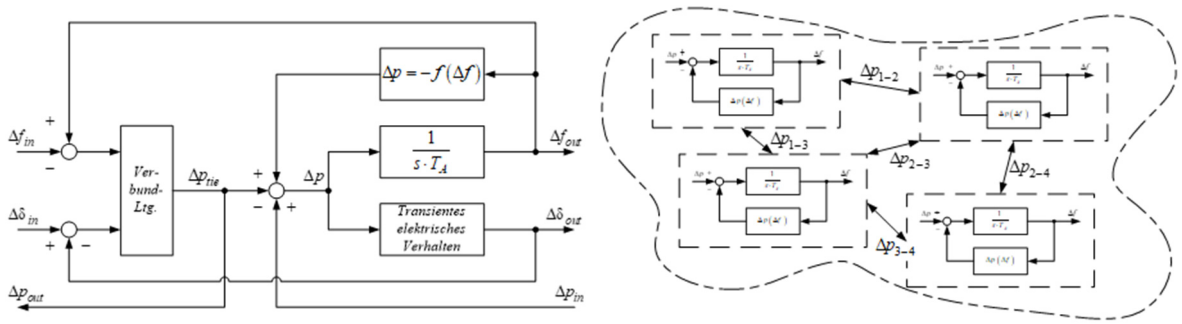


Abbildung 1: Erweiterungsmöglichkeit des aggregierten Bilanzmodells um das prinzipielle transiente Verhalten der Synchronmaschine mit Verbundleitungen zu benachbarten Netzgebieten (links) sowie Kopplung mehrerer aggregierten Bilanzmodelle in einem ausgedehnten Verbundsystem (rechts).

Literatur

[1] M. van der Straeten, W. Lisin, Einfluss reduzierter rotierender Masse auf den Netzbetrieb (re-duMa), Projektposter, Stuttgart, 2016. http://forschung-stromnetze.info/projekte/einfluss-reduzierter-rotierender-masse-auf-den-netzbetrieb. Zugriff 25.11.2017.

[2] E. Handschin, El. Energieübertragungssysteme, 2. Auflage, Hüthig Verlag, Heidelberg, 1987.

[3] B.R. Oswald, Skript Netzregelung, Elektrische Energieversorgung II, Universität Hannover, 2005. https://www.iee.uni-hannover.de/professoren_im_ruhestand.html. Zugriff 21.12.2017.

[4] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), Ermittlung und Bewertung der Netzfrequenz – Auswirkungen netzseitiger Störeinflüsse, 2017.

[5] V. Crastan, D. Westermann, El. Energieversorgung 3, 3. Auflage, Springer, Heidelberg, 2012.

5.4.6 Angewandte Methoden der dynamischen Netzmodellreduktion – Abbildung von Verteilungsnetzen für die Untersuchung der transienten Stabilität im Übertragungsnetz

Sebastian KRAHMER[1], Alix VON HAKEN[1], Johannes WEIDNER[1], Peter SCHEGNER[1]

Einführung

Die Transformation des Elektroenergiesystems ist allgegenwärtig. Die Energiewende ist gekennzeichnet durch eine Verlagerung der Erzeugungsleistung von den konventionellen Kraftwerken in den Übertragungsnetzen zu den dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA), mehrheitlich angeschlossen in den Verteilungsnetzen. Zum einen wird dabei der Beitrag der großen Synchrongeneratoren zu den Systemdienstleistungen Spannungs- und Frequenzhaltung durch den Beitrag der DEAs, insbesondere der Windenergieanlagen (WEA), schrittweise substituiert. Zum anderen werden die dynamischen Eigenschaften der DEAs und ihre Fähigkeit zur statischen und dynamischen Netzstützung relevant für die Stabilität im Übertragungsnetz. Die Untersuchung der transienten Stabilität im Übertragungsnetz erfolgt durch die Simulation von Störungen (z.B. 3-poliger Sammelschienenfehler) in dynamischen Netzmodellen, in denen die Verteilungsnetze üblicherweise durch vereinfachte Netzäquivalente abgebildet sind. Die verschiedenen Methoden der Netzreduktion sind dahingehend auf ihre Genauigkeit und Praxistauglichkeit zu bewerten und gegebenenfalls weiterzuentwickeln.

Methodik

Nach aktuellem Stand werden die Verteilungsnetze mit Hilfe einer Erweiterung der WARD-Methode [1] reduziert. Dabei werden die klassischen WARD-Elemente, implementiert als statische Ersatzspannungsquellen, durch dynamische 110-kV-Ersatzknoten mit aggregierter Erzeugung und Last substituiert. Jeder Erzeugungstyp wird am Ersatzknoten zudem durch ein dynamisches Anlagenmodell abgebildet. Das Verfahren hat den Vorteil, dass der Zubau von DEAs einfach nachgeführt werden kann. Im Gegenzug ist der Aufwand zur Erstellung der reduzierten Netzäquivalente durch die individuelle Anpassung der WARD-Elemente hoch.

Die in diesem Paper untersuchte Verfahrensweise auf Grundlage der dynamischen Netzreduktion nach PODMORE [2] bietet den Vorteil, dass die statische Reduktion des Netzes von der dynamischen Reduktion der Erzeugungsanlagen (EZA) und ihrer Knoten entkoppelt ist. Somit bleiben die dynamischen Eigenschaften der EZAs bei gleichzeitig geringem Anpassungsaufwand erhalten. Das angewandte dynamische Netzreduktionsverfahren erfolgt in fünf Schritten:

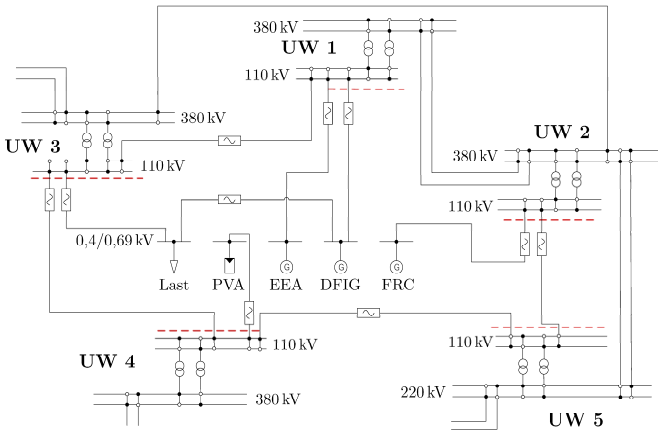
(1) Unterteilung eines Netzes in ein Untersuchungsnetz und ein zu reduzierendes Netz
(2) Identifikation von Gruppen kohärenter Generatoren für bestimmte Fehler im Untersuchungsnetz
(3) Aggregierung aller kohärenten Generatorknoten mit der REI-Methode nach DIMO [3] [4]
(4) Reduzierung des passiven Netzes mit der Methode von WARD [1]
(5) Aggregierung der Gruppen kohärenter Generatoren zu äquivalenten Generatoren mit dynamischem Anlagenmodell

Ergebnisse

Es erfolgte die Implementierung der vorgestellten Methoden an zwei Netzen in *DIgSILENT PowerFactory* und eine jeweilige Simulation auslegungsrelevanter Fehler für typische Betriebsfälle. Zusätzlich zum *New England 39-Bus-System* [5] wurde als zweites Netz ein Modell eines realen 110-kV-Netzes mit hoher Durchdringung an DEA aus der 50Hertz-Regelzone gewählt.

[1] Technische Universität Dresden, Mommsenstraße 10, 01062 Dresden, Fax: +49 351463-37036, Tel.: +49 351463-{39993|34374}, {sebastian.krahmer|peter.schegner}@tu-dresden.de, alix.haken@posteo.de, www.tu-dresden.de/ing/elektrotechnik/ieeh

Es wurden die Betriebsfälle „Leerlauf“, „Starkwind-Starklast“, „Hoher Transit“ und eine durchschnittliche Stunde untersucht. Zur Bewertung der Reduktionsverfahren wurden die Verläufe der Knotenspannungen, der Spannungswinkel sowie der Wirk- und Blindströme mit denen des detaillierten Netzmodells verglichen. Das in Abbildung 1 dargestellte Verteilungsnetz hat eine installierte Leistung von 2.670 MW, von der rund 90 % den DEAs zuzuordnen ist. Hiervon werden allein 80 % von WEAs bereitgestellt. Dem gegenüber steht eine maximale Last von rund 375 MW. Abbildung 2 zeigt einen typischen Verlauf des Spannungsbetrages nach einem 3-poligen Kurzschluss an der 380-kV-Sammelschiene des UW 2.



UW - Umspannwerk PVA - Photovoltaikanlage EEA - Sonstige DEA
DFIG - WEA mit doppeltgespeister Asynchronmaschine FRC - WEA mit Vollumrichteranlage

Abbildung 1: Schema des reduzierten 110-kV-Netzes nach einer Netzreduktion nach PODMORE

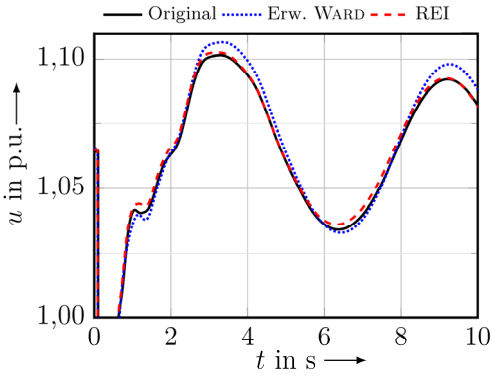


Abbildung 2: Verlauf der Spannung an der 380-kV-Sammelschiene des UW 3

Für stationäre Berechnungen erzielen die hier beschriebenen Netzreduktionsverfahren sehr gute Genauigkeiten; der Einsatz von 110-kV-Ersatzknoten bei der Erweiterung der WARD-Methode führt jedoch zu Abweichungen im Blindleistungsbedarf des Netzes. Für dynamische Berechnungen wird eine gute Übereinstimmung hinsichtlich des Kurvenverlaufes erzielt. Die Erweiterung der WARD-Methode besitzt jedoch oftmals eine große, näherungsweise konstante Abweichung während der gesamten Simulation. Es ist somit festzuhalten, dass Grundlage einer dynamischen Netzreduktion ein möglichst geringer Fehler im stationären Lastfluss des reduzierten Netzäquivalents sein sollte.

Es werden verschiedene Möglichkeiten der Netzreduktion von Verteilungsnetzen mit einem hohen Anteil an DEAs zur Simulation der transienten Stabilität von Übertragungs- und Verteilungsnetzen verglichen. Der Schwerpunkt der Untersuchung liegt dabei auf den Verfahrensweisen und deren praktische Umsetzbarkeit. Als Ergebnis steht eine Empfehlung der Netzreduktion nach PODMORE.

Literatur

[1] J. B. Ward. „Equivalent Circuits for Power-Flow Studies“. In: Transactions of the American Institute of Electrical Engineers 68.1. Juli 1949.

[2] R. Podmore. „A Comprehensive Program For Computing Coherency-Based Dynamic Equivalents“. In: IEEE Power Industry Computer Applications Conference (PICA). 1979.

[3] P. Dimo. Nodal Analysis of Power Systems. Hrsg. von Editura Academiei, Hrsg. von Abacus Press. Bukarest, Kent, 1975.

[4] J. Stadler und H. Renner. „Application of Dynamic REI Reduction“. In: IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe 2013). Okt. 2013.

[5] T. Athay, R. Podmore und S. Virmani. „A Practical Method for the Direct Analysis of Transient Stability“. In: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems (PAS) 98.2. März 1979.

5.5 NETZINSELN (SESSION D6)

5.5.1 Auswirkung von trägheitslosen Netzeinspeisungen auf Pendelsperren von Distanzschutzgeräten

Markus MAYER[1], Wolfgang GAWLIK[1], Matthias KEREIT[2]

Inhalt

Gängige Verfahren zum Distanzschutz überwachen die gemessene Impedanz am Einbauort des Schutzrelais und verwenden als Auslösekriterium die Bedingung, dass sich die Impedanz von hohen resistiven Werten (Lastbereich) durch einen Netzkurzschluss schnell zu niedrigen induktiven Werten (Auslösebereich) ändert. Durch geeignete Wahl der Auslöseflächen in der Impedanzebene und die mit diesen verbundenen gestaffelten Auslösezeiten kann in vermaschten Netzen durch Distanzschutzrelais die Selektivität des Schutzsystems gewährleistet werden. Ausgelöst durch den Netzfehler und ihm nachfolgende (möglichst selektive) Schalthandlungen kommt es im Netz zu dynamischen Ausgleichsvorgängen und Leistungspendelungen, während derer die gemessene Impedanz ebenfalls temporär, und vergleichsweise langsam in den Bereich der Anrege- und Auslöseflächen wandern kann. Um eine Überfunktion des Netzschutzes in diesem Fall zu verhindern, werden Pendelsperren eingesetzt. Diese blockieren das Auslösesignal, wenn eine Pendelung erkannt wird.

Durch den zunehmenden Anteil von Erzeugungsanlagen, die nicht über eine klassische Synchronmaschine mit rotierender Masse in das Netz einspeisen, verändert sich die Netzdynamik. Während sie bisher und damit auch bzgl. der Pendelungen durch die elektromagnetischen Ausgleichsvorgänge in den Wicklungen der Generatoren sowie die elektromechanischen Schwingungen der Maschinen am Netz geprägt waren, beeinflusst zunehmend die Regelung der Wechselrichter von ansonsten trägheitslosen Einspeisern wie HGÜ-Strecken, Photovoltaikanlagen und ggf. auch Windkraftanlagen die Netzdynamik.

Methodik

Im Rahmen dieses Beitrags wird deswegen untersucht, wie sich das Verhalten der trägheitslosen Erzeugungsanlagen auf Netzpendelungen und in weiterer Folge auf Pendelsperren in Distanzschutzrelais auswirkt. Dazu wurde ein entsprechendes Netzmodell erstellt, anhand dessen die während und nach einem Fehler auftretenden Netzgrößen ermittelt und hinsichtlich gängiger Verfahren für Pendelsperren ausgewertet werden.

Zur Auswertung der Auswirkung wechselrichterbasierter (trägheitsloser) Einspeisung auf die am Einbauort der Distanzschutzrelais gemessenen Impedanzen und somit auf die Funktion von Verfahren zum Power Swing Blocking (PSB) müssen Modellierung, Simulation und Auswertung anhand von Berechnungen der Elektromagnetischen Transienten (EMT) durchgeführt werden. Eine Modellierung, Simulation und Auswertung durch quasi-stationäre Rechnung (RMS) alleine ist nicht möglich.

Ergebnisse

Die Stärke der Impedanz-Schwankungen nimmt bei gleicher Gesamtnetzauslastung tendenziell ab, wenn nicht selbst schwungmassebehaftete Einspeisungen zusammen mit konventionellen Anlagen „mitschwingen“. Das bedeutet, dass die Impedanz-Ortskurve weniger stark ausschlagen wird und deswegen tendenziell weniger in den Auslösebereich wandern wird.

Die Frequenz der Impedanz-Schwankungen und damit die Schnelligkeit, mit der die Impedanz-Ortskurve durchfahren wird, nimmt dagegen bei zunehmender leistungselektronischer Einspeisung tendenziell zu.

[1] Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801 370101, markus.mayer@student.tuwien.ac.at, wolfgang.gawlik@tuwien.ac.at

[2] Siemens AG, Energy Management Division, Digital Grid, Development Innovation, EM DG PRO LM&D ID D, Wernerwerkdamm 5, 13629 Berlin, matthias.kereit@siemens.com

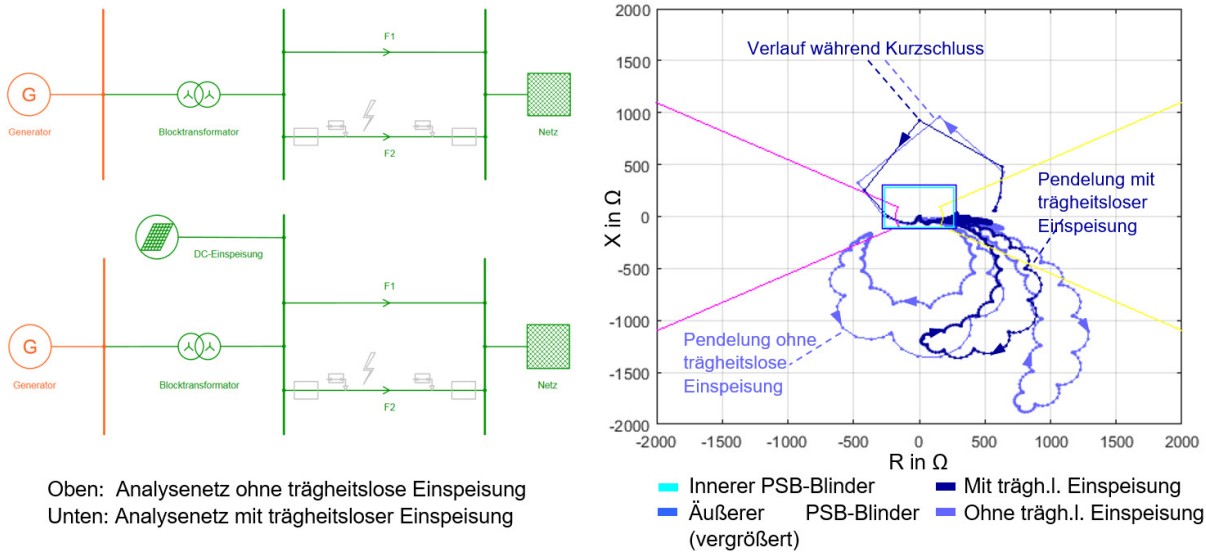


Abbildung 1: Analysenetz & Impedanz-Ortskurve

Damit ist zu erwarten, dass es nur bei nahe am Lastbereich verorteten Blindern für das Power Swing Blocking und sehr kurz bemessenen Einstellungen für die zum Durchfahren mindestens benötigte Zeitspanne zur Unterscheidung gegenüber Kurzschlussvorgängen zu Problemen kommen wird. Dies sollte zwar bei der Einstellung in Zukunft beachtet werden, kann aber nicht als unmittelbar zu erwartendes Problem identifiziert werden. Untersucht wird auch, ob wie sich die zu erwartenden Pendelungen bei modernen Verfahren, die ohne den Einsatz von Blindern und Parametern auskommen, auswirken. Die Untersuchungen lassen erkennen, dass auch hier keine unmittelbaren Probleme zu erwarten sind.

5.5.2 Vergleichskriterien zur objektiven Bewertung von Inselnetzdetektionsverfahren im Verteilnetz

Sebastian PALM[1], Peter SCHEGNER[1]

Inhalt

Die zunehmende Dezentralisierung der elektrischen Energieerzeugung durch dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) führt im verstärkten Maße zum Phänomen der ungewollten Inselnetze. Es handelt sich dabei um Teilnetze, die nach einer Trennung vom vorgelagerten Netz nicht spannungslos werden und deren Leistungsbilanz ungewollt durch DEA aufrechterhalten wird. Zur Abschaltung solcher Teilnetze wurden zahlreiche verschiedene Inselnetz-Detektionsverfahren (IDV) entwickelt. In dieser Veröffentlichung werden die wichtigsten Detektionsverfahren vorgestellt und unter Anwendung realitätsnaher Modelle von DEA und verschiedener Modelle elektrischer Lasten (EL) miteinander verglichen. Dazu werden neue, allgemeingültige Vergleichskriterien eingeführt, die insbesondere die Wirksamkeit und Detektionsgeschwindigkeit objektiv bewerten.

Methodik

Für verschiedene Erzeuger- und Lastkombinationen (siehe Bild 1) werden Simulationen zur ungewollten Inselnetzbildung durchgeführt. Dabei werden nicht nur die perfekt ausgeglichenen Fälle mit $\Delta P \approx 0$ und $\Delta Q \approx 0$, sondern auch größere Wirkleistungs- und Blindleistungsdifferenzen zwischen DEA und EL berücksichtigt. Zum Zeitpunkt t = 0 s wird die Verbindung zum vorgelagerten Netz geöffnet. Fälle, in denen eine elektrische Insel nicht innerhalb von 5 s beendet werden kann, werden der nichtdetektierbaren Zone (NDZ) zugeordnet. Diese ist schematisch in Bild 2 dargestellt.

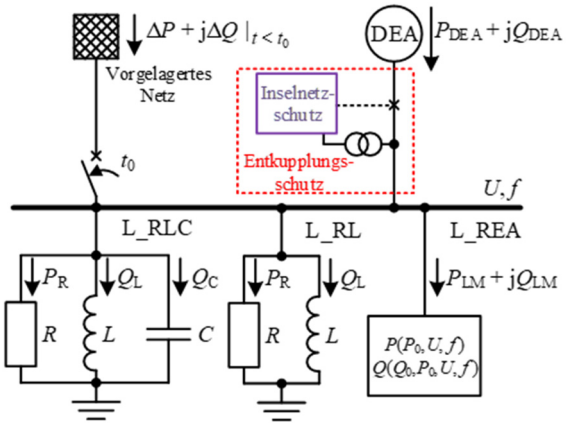


Abbildung 1: Vereinfachte Schaltung mit verschiedenen DEA- und EL-Modellen an einer gemeinsamen Sammelschiene

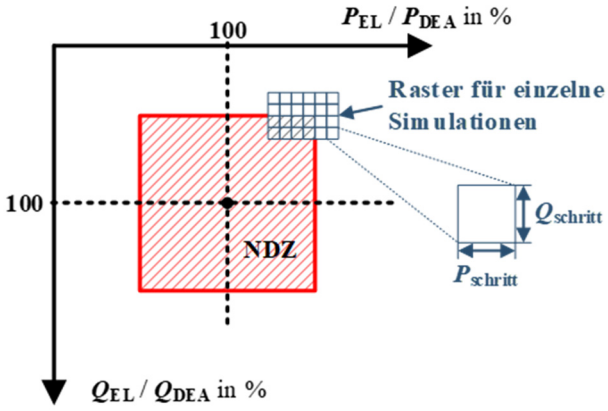


Abbildung 2: Schema einer Nichtdetektierbaren Zone (NDZ) mit einem beispielhaften Raster für einzelne Simulationen

Um nun verschiedene IDV miteinander vergleichen zu können, werden belastbare und allgemeingültige Vergleichskriterien benötigt. Dazu werden für jedes Verfahren zwei neue Parameter aus den Ergebnissen der Simulation bestimmt.

Der erste Parameter A_{NDZ} beschreibt die Größe der NDZ in den untersuchten Fällen. Der Parameter ergibt sich mit Gl. (1). Für jede DEA- bzw. EL-Kombination i wird die Anzahl an nichtdetektierten Simulationsfällen mit N_{NDZ} i zusammengezählt. Die Gesamtfläche der NDZ A_{NDZ} wird durch Multiplikation von N_{NDZ} mit den Simulationsschrittweiten für Wirk- und Blindleistung (siehe Raster in Bild 2) ermittelt. Um direkt die Verbesserung einschätzen zu können, die durch ein IDV erzielt wird, kann der Parameter size of NDZ (kurz SI_{NDZ}) nach Gl. (2) genutzt werden. Hierbei wird A_{NDZ} auf den Referenzwert beim Standardverfahren des Entkupplungsschutzes (Spannungs- und Frequenzschutz, D_UFS) bezogen.

[1] Technische Universität Dresden, Mommsenstraße 10, 01062 Dresden, Tel.: +49 351 463-{33094|34374}, {sebastian.palm|peter.schegner}@tu-dresden.de, www.tu-dresden.de/ing/elektrotechnik/ieeh/ev

Dementsprechend weist D_UFS den Wert SI_{NDZ} = 1,0 auf und zusätzliche IDV müssen diesen Wert möglichst stark reduzieren.

$$A_{\mathrm{NDZ\,IDV}} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} N_{\mathrm{NDZ}\,i} \cdot P_{\mathrm{schritt}} \cdot Q_{\mathrm{schritt}} \tag{1}$$

$$SI_{\mathrm{NDZ}} = \frac{A_{\mathrm{NDZ\,IDV}}}{A_{\mathrm{NDZ\,ref}}} \tag{2}$$

Der zweite Parameter ist die durchschnittliche Detektionszeit t_D, die ein Maß dafür ist, wie schnell erfolgreiche Detektionen erfolgten. Mit der Summenverteilung der einzelnen Detektionsfälle $F(t)$ kann der zweite Parameter über Gl. (3) als Zeitfläche der noch nicht erfolgten Detektionen berechnet werden. Diese Zeitfläche ist in Bild 3 beispielhaft für das Verfahren D_UFS mit orange markiert. Auch für diesen Parameter kann eine Normierung auf die Referenzzeit $t_{D\,ref}$ bei D_UFS nach Gl. (4) erfolgen. Zusätzliche IDV müssen den Parameter SI_{NDZ} und bestenfalls auch TI_{NDZ} verringern.

$$t_{\mathrm{D\,IDV}} = \int_0^{5\,s} F(5\,\mathrm{s}) - F(t)\,\mathrm{d}t \tag{3}$$

$$TI_{\mathrm{NDZ}} = \frac{t_{\mathrm{D\,IDV}}}{t_{\mathrm{D\,ref}}} \tag{4}$$

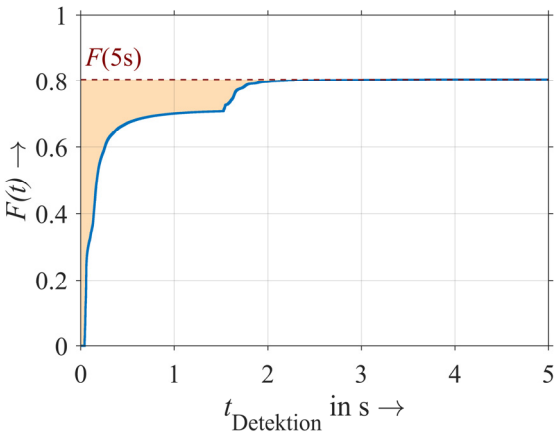


Abbildung 3: Summenverteilung der Detektionszeiten bei Spannungs- und Frequenzschutz

Es wurde ein neues Bewertungsverfahren entwickelt, mit dem es möglich ist, die Wirksamkeit und Geschwindigkeit verschiedenster IDV objektiv und unter identischen Bedingungen zu vergleichen. Es wurden umfangreiche Simulationen durchgeführt um die Wirksamkeit verschiedener IDV zu untersuchen und anhand der neuen Vergleichskriterien zu bewerten. Es zeigte sich, dass viele IDV erhebliche Verbesserungen des Verhaltens im Falle von ungewollten Inselnetzbildungen bewirken. Die Geschwindigkeit und Zuverlässigkeit der Detektion wurde in vielen Situationen erhöht. Allerdings gibt es für fast alle IDV bestimmte Last- und Erzeugerkombinationen, die dazu führen, dass eine Detektion unmöglich wird.

Es zeigte sich ebenfalls, dass die in bisherigen Untersuchungen oftmals als worst-case angenommene RLC-Parallelschaltung in keiner Situation tatsächlich die kritischste Last war. Aufgrund der geforderten Wirkleistungsreduzierung bei Überfrequenz, die sich bei RLC-Lasten eher positiv auf die Detektion von ungewollten Inselnetzen auswirkt, sind die Fälle der RL-Last und eines aus Messungen gewonnenen Lastmodells (L_REA) wesentlich kritischer. Da die DEA in Zukunft in zunehmendem Maße zur Blindleistungsbereitstellung beitragen müssen, dürfen die Fälle des Blindleistungsausgleichs zwischen DEA und EL keinesfalls vernachlässigt werden.

5.5.3 Methode zur einfachen Abschätzung der maximalen Frequenzabweichung bei Lastsprüngen in Inselnetzen

Michael GRATZA[1], Christoph J. STEINHART[2], Dominic HEWES[1], Michael KREIßL[3], Rolf WITZMANN[1], Michael FINKEL[2]

Motivation und zentrale Fragestellung

Unsere moderne Gesellschaft ist in einem extremen Maße von der elektrischen Energieversorgung abhängig. Die Folgen eines langandauernden und großflächigen Stromausfalls bedrohen damit nahezu alle Bereiche unseres Lebens. Eine Notversorgung von kritischer Infrastruktur durch Inselnetze, gespeist von den lokal vorhandenen Erzeugungsanlagen, kann in diesen Fällen den Schaden erheblich minimieren. [1] Das Forschungsprojekt LINDA entwickelt ein allgemeingültiges Konzept für den stabilen Inselnetzbetrieb im Notversorgungsfall [2].

In drei Inselnetzversuchen hat sich gezeigt, dass insbesondere die Frequenzschwankungen bei großen Lastsprüngen eine Herausforderung für die Systemstabilität darstellen. Bei Schaltungen von Netzsträngen oder kritischen Verbrauchern wie z.B. Pumpstationen einer Wasserversorgung während der Inselnetzversorgung sind Lastsprünge mit einem hohen Verhältnis an Last zu verfügbarer Erzeugungsleistung nicht immer zu vermeiden. Abbildung 1 zeigt ein Beispiel für die aufgetretenen maximalen Frequenzabweichungen in zwei Inselnetzen bei verschiedenen Lastsprüngen, welche von einem 6 MVA Generator gespeist wurden. Breits bei Laständerungen von 500 kW treten hier Schwankungen von ca. 2 Hz auf.

Um kritische Zustände und Schaden an Verbrauchern zu vermeiden, sind auch in einer Notversorgungsinsel nicht beliebige Frequenzen zulässig. Daher muss bereits im Vorfeld abgeschätzt werden, welche maximalen Frequenzschwankungen bei einer Lastschaltung zu erwarten sind. Üblicherweise werden dazu transiente Simulationsmodelle verwendet, die das dynamische Verhalten der Erzeugungseinheiten sowie der Lasten nachbilden. Insbesondere in kleinen Inselnetzen mit wenigen Erzeugungs- und Lasteinheiten muss deren Individualverhalten mitberücksichtigt werden, weswegen Standardmodelle nur eingeschränkt verwendet werden können. Die Erstellung und Parametrierung komplexer Modelle ist jedoch sehr zeit- und kostenintensiv. In diesem Paper wird deshalb eine einfache Methode vorgestellt, mit welcher die maximale Frequenzabweichung nach einer Laständerung bereits mit wenigen bekannten Größen bestimmt werden kann.

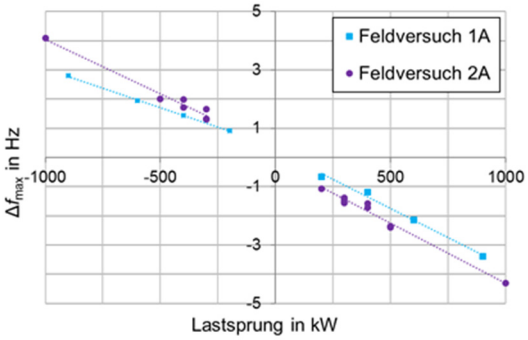


Abbildung 1: Maximale Frequenzabweichungen in zwei Inselnetzen bei Lastsprüngen

Methodik

Die maximale Frequenzabweichung im Netz wird maßgeblich von der Höhe der Laständerung ΔP, der Trägheit im System H, und den Leistungsgradienten der Erzeugungseinheiten bestimmt. Bevor die Regelung der Erzeugungseinheiten beginnt die mechanische Leistung an den elektrischen Lastsprung anzupassen, wird das Frequenzverhalten nur durch die Systemträgheit und ΔP definiert (siehe Abbildung 2). Ist die Trägheit H, die Systemscheinleistung S und ΔP bekannt, kann der Frequenzgradient (ROCOF) gemäß Formel 1 bestimmt werden.

[1] Technische Universität München, Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze, Arcisstraße 21, 80333 München, Tel.: +49 89 289-22017, michael.gratza@tum.de, www.tum.de
[2] Hochschule Augsburg, An der Hochschule 1, 86161 Augsburg, Tel.: +49 821 5586-3362, christoph.steinhart@hs-augsburg.de, www.hs-augsburg.de/LINDA
[3] MTU Onside Energy GmbH, Dasinger Straße 11, 86165 Augsburg, Tel.: +49 821 7480-2188, www.mtuonsiteenergy.com

$$\frac{\Delta f}{\Delta t} = \frac{\Delta P}{2\,H\,S}\,\frac{f_n^2}{f_m} \tag{1}$$

Wobei f_n die Nennfrequenz und f_m die momentane Frequenz ist. Infolge der Frequenzabweichung vom Sollwert reagiert die Kraftwerksregelung und gleicht die mechanische der elektrischen Leistung an. Die Erzeugungseinheiten benötigen aufgrund der maximalen Leistungsänderung pro Zeit eine gewisse Zeit $t_{max\Delta f}$ bis das Leistungsgleichgewicht wiederhergestellt ist (siehe Abbildung 2).

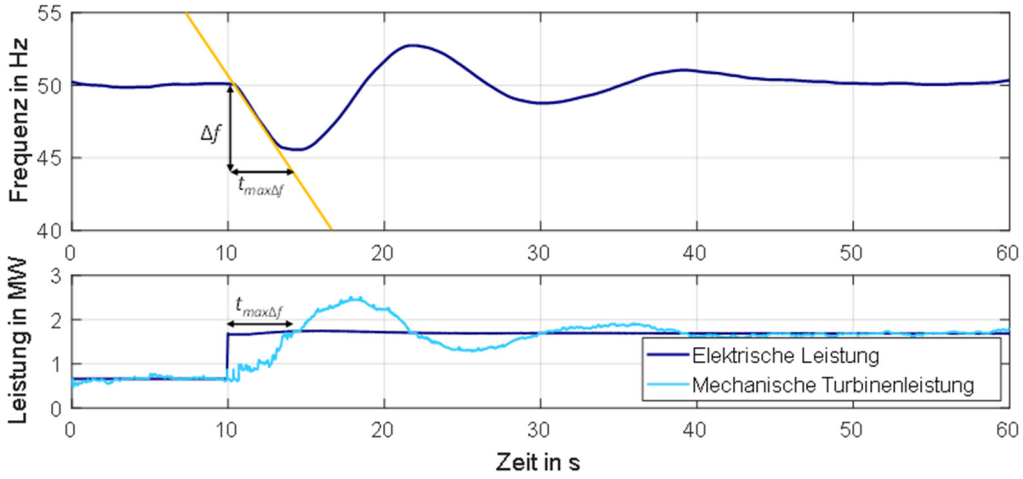


Abbildung 2: Gemessener Frequenzverlauf nach einem Lastsprung mit den zugehörigen Leistungsverläufen

Anhand des ROCOF Wertes und der Zeit $t_{max\Delta f}$ lässt sich somit eine einfache konservative Abschätzung der maximal auftretenden Frequenzabweichungen treffen. Das Verhalten der Erzeugungseinheiten bei der Leistungsanpassung muss dabei mitberücksichtigt werden.

Mit Hilfe einfacher Rechenmodelle werden die genannten Zusammenhänge detailliert erläutert und aufgezeigt, welche Vereinfachungen getroffen werden können. Die theoretischen Untersuchungen werden schließlich anhand von Messdaten eines Laufwasserkraftwerks validiert. Die Daten des Wasserkraftwerks stammen aus drei Feldversuchen, in welchen verschiedene Regelkonzepte an unterschiedlichen Lasten (rein ohmsch, Pumpenanlagen mit erhöhter Trägheit [3]) getestet wurden.

Ergebnisse

Das Paper liefert eine einfache Methode die maximal zu erwartenden Frequenzabweichungen bei Lastschaltungen zu bestimmen. Anhand dieser Abschätzung kann entschieden werden ob eine stabile Notversorgungsinsel mit der vorhandenen Last- und Erzeugungskonstellation möglich ist, ohne auf die zeit- und kostenintensive Entwicklung eines detaillierten Simulationsmodells zurückzugreifen.

Literatur

[1] T. Petermann, H. Bradke, A. Lüllmann, M. Poetzsch und U. Riemann, „Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften - am Beispiel eines großräumigen Ausfalls der Stromversorgung," Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Berlin, 2010.

[2] C. J. Steinhart, M. Finkel, M. Gratza, R. Witzmann, G. Kerber und K. Schaarschmidt, „Local Island Power Supply with Distributed Generation Systems in Case of Large-Scale Blackouts," CIRED, Helsinki, 2016.

[3] C. J. Steinhart, S. Kreutmayr, M. Finkel und R. Witzmann, „Computation of Electrical Equipment Load Behavior Regarding to Frequency Variations in Isolated Grids," unveröffentlicht, PSCC, Dublin, 2018.

Gefördert durch:
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

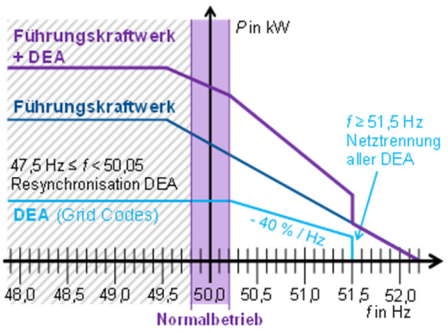
5.5.4 Analyse des realen Verhaltens einer heterogenen PV-Anlagenpopulation bei Überfrequenz-Situationen mithilfe eines Inselnetz-Feldversuchs

Christoph J. STEINHART[1], Michael GRATZA[2], Sonja BAUMGARTNER[1], Michael FINKEL[1], Rolf WITZMANN[2], Georg KERBER[3]

Motivation und zentrale Fragestellung

Die Analysen des Büros für Technikfolgenabschätzungen beim Deutschen Bundestag zeigen die gravierenden Folgen eines langandauernden und großflächigen Stromausfalls. Eine Notversorgung von kritischer Infrastruktur mittels Inselnetzen, gespeist durch die lokal vorhandenen Erzeugungsanlagen, kann in solchen Fällen den Schaden erheblich minimieren [1]. Das Forschungsprojekt LINDA (Lokale Inselnetzversorgung und beschleunigter Netzwiederaufbau mit dezentralen Erzeugungsanlagen) entwickelt ein allgemeingültiges Konzept für den stabilen Inselnetzbetrieb im Notversorgungsfall [2].

Um das LINDA-Konzept möglichst flächendeckend ohne aufwändige Netznachrüstungen einsetzen zu können, verzichtet es auf eine eigene Kommunikationsinfrastruktur. Ein Führungskraftwerk mit einer flachen *P(f)*-Statik ist für einen ausgeglichenen Wirkleistungshaushalt verantwortlich. Die Inselnetzfrequenz ist in einer Bandbreite von ca. 5 Hz variabel und stellt sich abhängig von der aktuellen Last- und Erzeugungssituation ein. Sie ist damit zentrale Kommunikations- und Regelgröße. [2] Wie in Abbildung 1 dargestellt tragen die dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) durch ihre Leistungsreduktion in Überfrequenz-Situationen zum ausgeglichenen Wirkleistungshaushalt bei. Die historisch gewachsene Erzeugerstruktur führt zu Anlagenverhalten gemäß unterschiedlichen Netzanschlussbedingungen. So erfolgt die Wirkleistungsreduktion bei Anlagen nach VDE-AR-N 4105 [3] und der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie [4] durch eine Rampenfunktion. Bei Altanlagen gemäß VDE V 0126-1-1 [5] und nachgerüsteten Anlagen gemäß SysStabV [6] sind hingegen Abschaltungen bei festen Frequenz-schwellwerten zulässig.



Zentrale Fragestellungen für die Funktionstüchtigkeit des LINDA-Konzepts sind, ob sich die DEA in der Realität gemäß der anzuwendenden Normen verhalten und ob sie Leistungs-sprünge hervorrufen, die zu einer Destabilisierung des Inselnetzes führen. Weiterhin ist relevant, dass die Inselnetz-erkennung der DEA bei einer gewollten Notversorgungsinsel nicht anspricht. Zur Klärung der Fragestellungen wird das reale Verhalten von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) im Netzbezirk Feldheim analysiert.

Abbildung 1: Wirkleistungs-Regelungskonzept

Methodik

Zur Untersuchung des PV-Anlagenverhaltens in Überfrequenz-Situationen wurde ein Inselnetz-Feldversuch mit einem Wasserkraftwerk als Führungskraftwerk durchgeführt. Im Inselnetzgebiet sind 133 PV-Anlagen mit einer Summenleistung von 1,47 MW_p und heterogenem Normverhalten installiert. Neben ca. 400 Haushalten und Kleingewerben als vorhandene Lasten wurden kleinstufig schaltbare Lastbänke in das Netz integriert. Diese ermöglichten eine Einstellung nahezu beliebiger Inselnetzfrequenzen in der gewünschten Bandbreite zwischen 47,5 Hz und 52,0 Hz entlang der resultierenden *P(f)*-Statik aus Führungskraftwerk und DEA durch gezielte Lastvorgaben.

[1] Hochschule Augsburg, An der Hochschule 1, 86161 Augsburg, Tel.: +49 821 5586-3362, christoph.steinhart@hs-augsburg.de, www.hs-augsburg.de/LINDA
[2] Technische Universität München, Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze, Arcisstraße 21, 80333 München, Tel.: +49 89 289-22017, michael.gratza@tum.de, www.tum.de
[3] LEW Verteilnetz GmbH, Schaezlerstraße 3, 86150 Augsburg, Tel.: +49 821 328-1386, georg.kerber@lew-verteilnetz.de, www.lew-verteilnetz.de

Dieser Inselnetzaufbau erlaubte die Messung des realen PV-Anlagenverhaltens in Überfrequenz-Situationen und bei Rücksynchronisation nach Netztrennung. Anhand des Datums der Inbetriebnahme, installierter Wirkleistung und Spannungsebene wurde in Vorbereitung auf den Feldversuch das zu erwartende Normverhalten bestimmt. Dieses kann nun mit dem realen Verhalten verglichen werden (Abbildung 2).

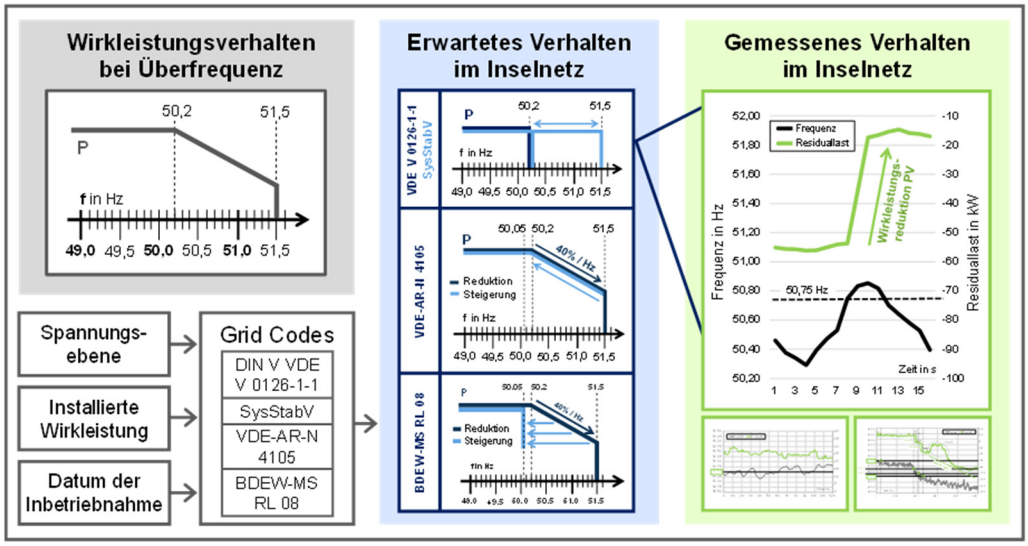


Abbildung 2: Wirkleistungsreduktion von PV-Anlagen in Überfrequenz-Situationen

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Vorgestellt werden Messergebnisse zur Wirkleistungsreduktion und -steigerung von PV-Anlagen mit Frequenzschwellwerten und Rampenfunktionen in und nach Überfrequenz-Situationen. Auf Basis der Messergebnisse lässt sich das Zusammenwirken der unterschiedlichen PV-Anlagen analysieren und deren Einfluss auf die Inselnetzstabilität ermitteln sowie ein Vergleich mit dem erwarteten Normverhalten durchführen. Weiterhin werden Messergebnisse zur Rücksynchronisation nach Netztrennung der dezentralen Erzeugungsanlagen gezeigt. Die Übertragbarkeit der Erkenntnisse auf andere (Insel-)Netze wird in der Langfassung ebenfalls thematisiert.

Literatur

[1] T. Petermann, H. Bradke, A. Lüllmann, M. Poetzsch und U. Riemann, Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften - am Beispiel eines großräumigen Ausfalls der Stromversorgung, Berlin: Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, 2010.

[2] C. J. Steinhart, M. Finkel, M. Gratza, R. Witzmann, G. Kerber und K. Schaarschmidt, Local Island Power Supply with Distributed Generation Systems in Case of Large-Scale Blackouts, Helsinki: CIRED, 2016.

[3] VDE, VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindest-anforderung für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Berlin: VDE Verlag, 2011.

[4] BDEW, Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz), Berlin: BDEW Beundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2008.

[5] VDE, DIN V VDE V 0126-1-1:2013-08 - Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz, 2013.

[6] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Verordnung zur Gewährleistung der technischen Sicherheit und Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes (Systemstabilitätsverordnung - SysStabV), Berlin, 2012.

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

5.5.5 Entwicklung einer Strategie zur dezentralen Netzregelung eingebetteter Inselnetze

Lennard WILKENING[1], Günter ACKERMANN[1], Thanh Trung DO[1]

Motivation

Niederspannungsnetze mit hohem Anteil erneuerbarer Energien bieten im Störfall durch Regelung dezentraler Energieeinheiten die Möglichkeit einer sicheren Entkopplung vom Verbundnetz und eine stabile Versorgung im Inselbetrieb. Das als eingebettetes Inselnetz agierende Teilnetz verhält sich im Bezug zum Verbundnetz wie eine regelbare netzstützende Einheit, wodurch die Versorgungssicherheit erhöht und ungewollte Inselnetzbildung vermieden wird. Der Umfang eines weiteren Netzausbaus wird reduziert. Außerdem wird eine kontinuierliche Transformation vom bestehenden zentral geregelten in ein neues dezentral geregeltes Energieversorgungssystem ermöglicht. Eine Umstellung der heutigen zentralen auf eine flächendeckend dezentrale Regelung wäre jedoch zu risikoreich, ohne vorher die technische Machbarkeit nachzuweisen. Dies soll mit der Untersuchung einer Systematik zur stabilen Betriebsführung eingebetteter und gekoppelter Inselnetze erzielt werden.

Im Rahmen dieses Beitrags wird gezeigt, dass es mit einem nahe am Ortsnetztransformator installierten Batteriehybridsystem (BHS) ohne die Verwendung von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) und ohne Eingriff in die bestehenden Betriebsmittel möglich ist, ein Niederspannungsnetz stabil als Inselnetz zu betreiben. Bestehend aus einem Batteriespeicher und einer regelbaren Erzeugereinheit (z.B. Brennstoffzelle oder Dieselgenerator) übernimmt das BHS die Primär-, Sekundär- und Spannungsregelung sowie die Blindleistungsbereitstellung.

Methodik

Eine möglichst einfache Umsetzung ergibt sich, wenn alle Betriebsmittel außer dem BHS keinen Unterschied zwischen Inselbetrieb und Verbundbetrieb erfahren. Zur Bewertung der Netzdynamik bei Last- und Erzeugungsänderung, werden die Kriterien des ENTSO-E Operation Handbook angewendet. Dies ermöglicht jederzeit den Wechsel in den Verbundbetrieb. Zur Überprüfung dieser Kriterien im Inselbetrieb werden die verschiedenen Erzeuger, Verbraucher und Speicher im Netz bezüglich ihrer dynamischen Eigenschaften charakterisiert und modelliert. Für Netzstrukturen mit mehr als 100 Wohneinheiten lassen sich sogenannte Standartlastprofile zur Lastgangprognostizierung des Energieverbrauchers ohne Leistungsmessung verwenden. Das hier betrachtete Netz weißt jedoch nur eine Anzahl von 39 Wohneinheiten auf, daher dürfen hier Standartlastprofile für eine hinreichend genaue Repräsentation des Lastverhalten der einzelnen Wohneinheiten nicht verwendet werden. Aufgrund mangelnder zur Verfügung stehenden Messdaten, werden in dieser Arbeit Lastprofile verwendet die mithilfe eines Lastprofilgenerators erzeugt wurden. Das hier betrachtete Niederspannungsnetz ist ein synthetisches Musternetz der Netzkategorie Dorf, in dem die Spannungsänderung durch die eigespeiste PV-Leistung die erlaubte Spannungsabweichung von +10 % am Netzanschlusspunkt gerade überschreitet. Als mögliches Zubau-Potenzial von PV-Leistung wird ein mittleres PV-Potenzial pro Hausanschluss für die Siedlungskategorien (Land, Dorf und Vorstadt) verwendet (Tabelle 1).

Siedlungskategorie	Land	Dorf	Vorstadt
Mittleres PV-Potenzial pro Hausanschluss in kWp	25,8	13,9	5,7

Tabelle 1: Mittlere PV-Leistung pro Hausanschluss

Die zulässigen Spannungsgrenzen stellen eine wesentliche Einflussgröße für die Aufnahmegrenzen dezentraler Einspeiseleistung in Niederspannungsnetzen dar. Kritische Netze mit hoher Einspeisung werden heute bereits mit regelbaren Ortsnetztransformatoren ausgestattet. Diese sind in der Lage, die Spannung der Lastsituation anzupassen und dadurch die Ausnutzung der Netzkapazität zu erhöhen.

[1] Technische Universität Hamburg-Harburg, Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation, Eißendorfer Straße 38, 21073 Hamburg, Tel.: +49 40 42878-4210, Fax: +49 40 42878-3967, lennard.wilkening@tuhh.de, www.tuhh.de/ha

Da kritische Netze aufgrund der hohen PV-Einspeisung eine hohe Systemrelevanz haben, kommen sie für den Betrieb als eingebettetes Inselnetz besonders in Frage weshalb das BHS in der Lage sein muss, die Spannung entsprechend zu regeln. Durch Simulation eines Referenzfalls lassen sich die Spannungsdifferenzen ($\Delta v_{\mathrm{Ref,i}}$) der Abgänge im Niederspannungsnetz bestimmen (Abb. 1), so dass während des Betriebs durch lokale Messung des Leistungsflusses durch die Abgänge ($P_{\mathrm{R,i}}$) die Spannung am kritischen Netzknoten ($v_{\mathrm{krit,i}}$) abgeschätzt und die Spannung (v_{SS}) entsprechend geregelt werden kann:

$$v_{\mathrm{krit,i}} = v_{\mathrm{SS}} + \Delta v_{\mathrm{Ref,i}} \frac{P_{\mathrm{R,i}}}{P_{\mathrm{Ref,i}}}$$

Hierfür ist keine Kommunikation des BHS mit den Erzeugern und Verbrauchern notwendig. Die in Abbildung 2 dargestellte Regelstrategie zeigt eine Kombination aus Batteriespeicher und Brennstoffzelle. Die Batterie dient als netzbildende Spannungsquelle und regelt die Netzfrequenz und Spannung an der Sammelschiene. Die Brennstoffzelle hat die Aufgabe, durch Regelung des Batterieladezustands (SOC) die Entladedauer und die Leistungsabgabe der Batterie zu verlängern bzw. zu erhöhen.

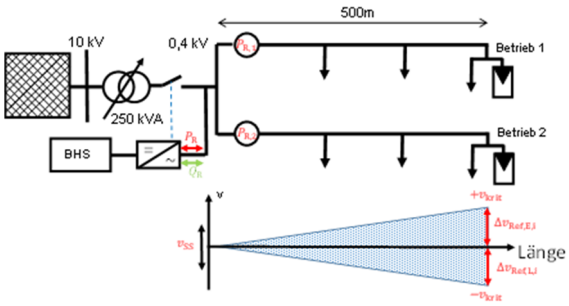


Abbildung 1: Schema eines Referenzszenarios zur Spannungsabschätzung

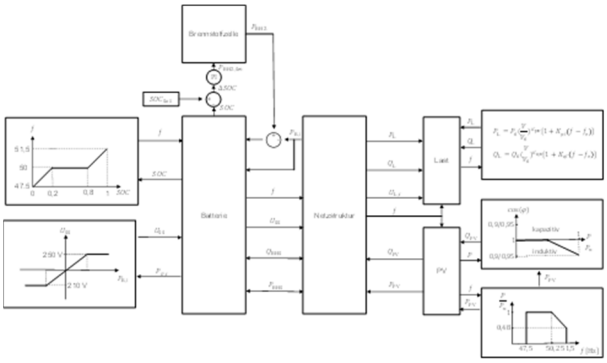


Abbildung 2: Regelstrategie für den Inselbetrieb

Durch Simulation von Störfallszenarien lassen sich geeignete Regelparameter für den stabilen Inselnetzbetrieb bestimmen und Sollwertvorgaben zum stabilen Netzbetrieb definieren. Untersuchungsgegenstand sind eingebettete Niederspannungs-Inselnetze, da anhand dieser Struktur die technischen Anforderungen vom heutigen Stand der Technik bis hin zu einer dezentralen Netzregelung entwickelt werden können.

Ergebnisse und Ausblick

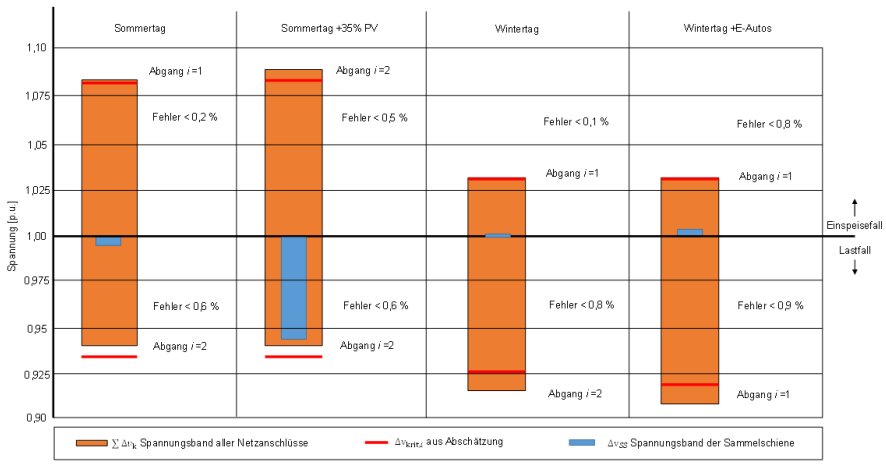


Abbildung 3: Ergebnisse und Ausblick

Es wird gezeigt, dass mittels geeigneter Regelstrategien und ohne Verwendung aufwändiger IKT das Musternetz als eingebettete Inselnetze betrieben werden kann. Die Abbildung links zeigt die Ergebnisse der Abschätzung der kritischen Spannungsänderung an verschiedene Tagen und nach Veränderung der Last- und Einspeisesituation. Die Ergebnisse dieser Arbeit bilden die Basis für weiterführende Untersuchungen zur dezentralen Netzregelung, wobei die Wechselwirkung von Inselnetz und Verbundnetz bei den Zustandsübergängen – gekoppelt und getrennt – von besonderem Interesse sind. Die Regelstrategien sollen zukünftig mit Hilfe von Experimenten an einer bestehenden Netznachbildung validiert werden.

5.5.6 Das proaktive Verteilnetz

Annika BRÜGGEMANN[1], Marius SIEBERICHS[2], Kilian GESCHERMANN[2], Daniel TELÖKEN[3], Sven JUNDEL[4], Sahra VENNEMANN[4]

Das Verteilnetz der Zukunft

Die deutschen Verteilnetze integrieren bereits heute 95 % der Leistung erneuerbarer Energien und es werden diverse neue, dezentrale Akteure hinzukommen. Die Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen und ihre selten gleichzeitig auftretenden, jedoch außergewöhnlich hohen Einspeisespitzen stellen elektrische Versorgungsnetze vor erhebliche Herausforderungen. Auf der Lastseite lassen aktuelle Entwicklungen in den Bereichen Smart-Meter, Elektromobilität und Speicher erahnen, dass durch eine direkte Reaktion auf Preissignale des Marktes ebenfalls hohe Gleichzeitigkeiten der Netznutzung auftreten werden.

Der Verteilnetzbetreiber, dessen Aufgabe u.a. ein sicherer Netzbetrieb ist, steht jedoch vor der Herausforderung, dass dem volkswirtschaftlichen Nutzen einer Netzverstärkung für seltene, hohe Auslastungsspitzen in der Regel unverhältnismäßig Kosten gegenüberstehen. In diesen Fällen ist ein intelligentes Netzkapazitätsmanagement durch das Zusammenspiel von Netz und Markt notwendig.

Methodisches Vorgehen

Ampelkonzept als Lösungsbaustein

Einen möglichen Lösungsansatz beschreibt der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) in seinem „Ampelkonzept für Smart Grids“, mit dem Ziel verfügbare Flexibilitäten auch für Verteilnetzbetreiber nutzbar zu machen. Eine Herausforderung bei der Nutzung von Flexibilitäten für Verteilnetze ist – verglichen mit heutigen Methoden auf der Transportebene – die lokale Eingrenzung und die geringen Einzelmengen je Bedarfsfall.

Angelehnt an das BDEW-Konzept erarbeitet und erprobt das durch das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft geförderte Forschungsprojekt „Das proaktive Verteilnetz“ eine technische Ausgestaltung mit Schwerpunkten in der lokalen Engpasserkennung in Netzen mit verteilter Flexibilität und in der geeigneten Kommunikation zwischen Markt und Netz. Das Zusammenspiel der notwendigen Systemkomponenten in diesem Projekt wird in Abbildung 1 visualisiert.

Vorausschauende Engpasserkennung im Verteilnetz

Eine grundlegende Voraussetzung für die Ausgestaltung eines Flexibilitätsampelkonzepts ist die zuverlässige, vorausschauende Erkennung von Engpässen im Verteilnetz. Im Allgemeinen treten in Verteilnetzen typischerweise zwei Arten von Engpässen auf: Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsbandverletzungen. Um diese zu erkennen und zu bewerten, werden Verfahren zur Netzzustandsbestimmung und -prognose benötigt. Etablierte Verfahren zur Zustandsbestimmung, wie zum Beispiel die „State Estimation“, können üblicherweise nur in den Netzen der Hoch- und Höchstspannungsebene eingesetzt werden. In diesen Netzen ist, in der Regel, bedingt durch eine ausgeprägte Messinfrastruktur, ein Mindestmaß an Beobachtbarkeit gegeben, während in niedrigeren Spannungsebenen weniger oder keine Messinfrastruktur vorhanden ist. „State Estimation“ im Übertragungsnetz ist geprägt durch ein überbestimmtes System, in dem Messungen primär validiert werden, während im Verteilnetz generell ein unterbestimmtes System betrachtet wird, bei dem der Fokus auf der Generierung von Zustandsdaten liegt.

[1] Technische Universität Dortmund, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, Emil-Figge-Straße 70, 44227 Dortmund, Tel.: +49 231 755-2025, Fax: +49 231 755-2694, annika.brueggemann@tu-dortmund.de, www.ie3.tu-dortmund.de

[2] RWTH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Schinkelstraße 6, 52056 Aachen, Tel.: +49 241 80-97880, Fax: +49 241 80-92197, marius.sieberichs@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

[3] Westnetz GmbH, Assetstrategie, Florianstraße 15-21, 44139 Dortmund, Tel.: +49 231 438-1553, d.teloeken@westnetz.de, www.westnetz.de

[4] innogy SE, Sparte Netz & Infrastruktur, Neue Technologien, Kruppstraße 5, 45128 Essen, Tel.: +49 201 12-29289, sven.jundel@innogy.com, www.innogy.com

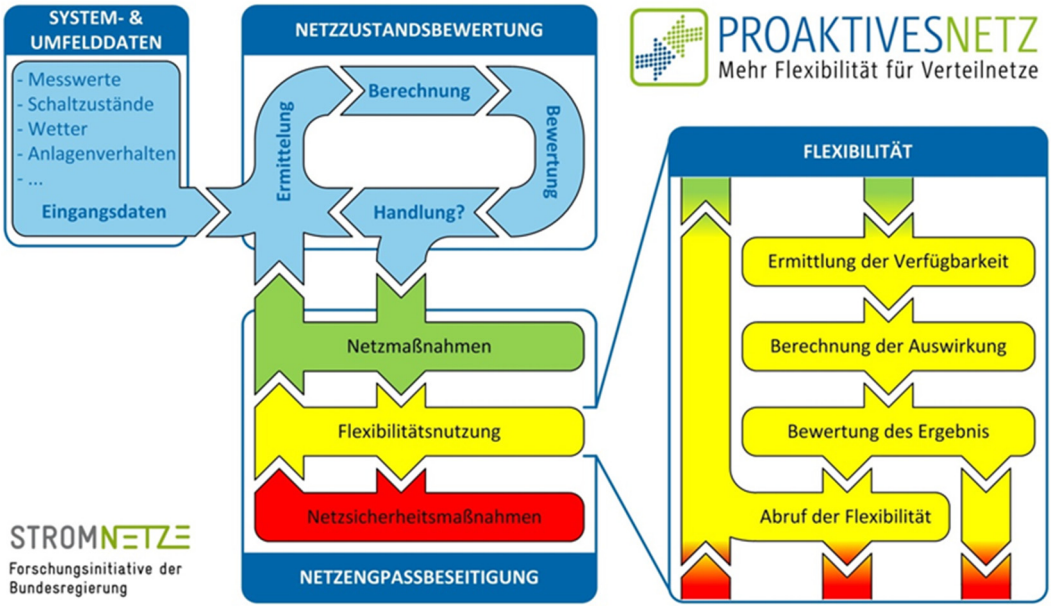


Abbildung 1: Schematische Ablaufdarstellung des Ampelkonzepts

Für die Entwicklung einer vorausschauenden Engpasserkennung im Verteilnetz werden im „proaktiven Verteilnetz“ im Wesentlichen drei Forschungsstränge verfolgt. Im ersten Forschungsstrang wird die Bestimmung einer minimalen Messstellenkonfiguration untersucht. Es sollen einige wenige Messstellen so geschickt platziert werden, dass die minimal notwendige Beobachtbarkeit für die vorausschauende Engpasserkennung erreicht wird. Im zweiten Forschungsstrang werden Ersatzwerte für fehlende Messwerte aus alternativen Datenquellen und Zustandsdaten für Prognoseaufgaben generiert. Der dritte Forschungsstrang umfasst die Entwicklung und Implementierung von neuartigen Verfahren zur Netzzustandsbestimmung und -prognose unter Berücksichtigung von unsicheren Eingangsdaten. Im Ergebnis steht Netzführern in der Leitwarte ein Werkzeug zur Verfügung, das ihnen eine fundierte Beurteilung des Netzzustands und ein teilautomatisiertes Engpassmanagement ermöglicht. Anhand topologischer und technischer Daten erfolgt die Zustandsprognose, auf deren Basis anschließend diskriminierungsfreie Lösungsvorschläge berechnet und an die Kommunikations- und Diensteplattformen (KDP) übermittelt werden. Diese Lösungsvorschläge nutzen lediglich zuvor bekannte Flexibilitäten der Anlagen und stellen durch die Nutzung von Flexibilitäten sogenannte Flexibilitätseinschränkungen dar.

Ergebnisse

Zusammenspiel von Netz und Markt

Im Anschluss an die Ermittlung der Flexibilitätseinschränkung werden mit Hilfe weiterer Systeme die zu adressierenden, kontrahierten Vertriebe ermittelt und dabei auch die Beitragsmengen diskriminierungsfrei auf diese verteilt. Die Umsetzung eines einfachen, standardisierten Austauschs zwischen Netz und Markt ermöglicht Spielräume bei der Implementierung der unternehmensspezifischen Prozesse und Optimierung ihrer Assets. Die durch den Netzbetreiber zu zahlende Vergütung für die Flexibilitätsnutzung zum Engpassmanagement schafft einen Anreiz für die Betreiber der flexiblen Anlagen zur Teilnahme am Flexibilitätsmarkt.

Eine Gegenüberstellung der Kosten der Flexibilitätsnutzung zum Engpassmanagement und der des konventionellen Netzausbaus sowie der heutigen Methoden zum Netzengpassmanagement in einem Netzausbauszenario für das Jahr 2030 hat ergeben, dass eine Kombination von Flexibilitätsnutzung und konventionellem Netzausbau ein wirtschaftliches Optimum für die Verteilnetze der Zukunft ergibt. Das Verhältnis der benötigten Maßnahmen in dieser Kombination ist stets von der individuellen Situation vor Ort abhängig.

6 STREAM E: ZUKUNFTSFÄHIGE VERTEILNETZE

6.1 NETZPLANUNG UND WIEDERAUFBAU (SESSION E1)

6.1.1 Der Verteilnetzbetreiber im Pentagon von Netzbetrieb, Netzplanung, Digitalisierung, Smart Meter und Kundenverhalten

Thomas SCHUSTER[1]

Motivation und zentrale Fragestellung

Die letzten Jahre waren geprägt von Diskussionen wie, unter welchen Rahmenbedingungen und Entwicklungsrichtungen sich der Raum in der Energiewirtschaft, insbesondere der Netzbetreiber entwickelt. Nach vielen Forschungstätigkeiten in den diversen Disziplinen wie Recht-, Technik-, Wirtschaft- und Sozialwissenschaften muss der Netzbetreiber aus den gewonnen Erkenntnissen sinnvolle Maßnahmen ableiten und umsetzen.

Hierfür können im Wesentlichen folgende Eckpunkte, die den Entscheidungsraum beschränken, definiert werden:

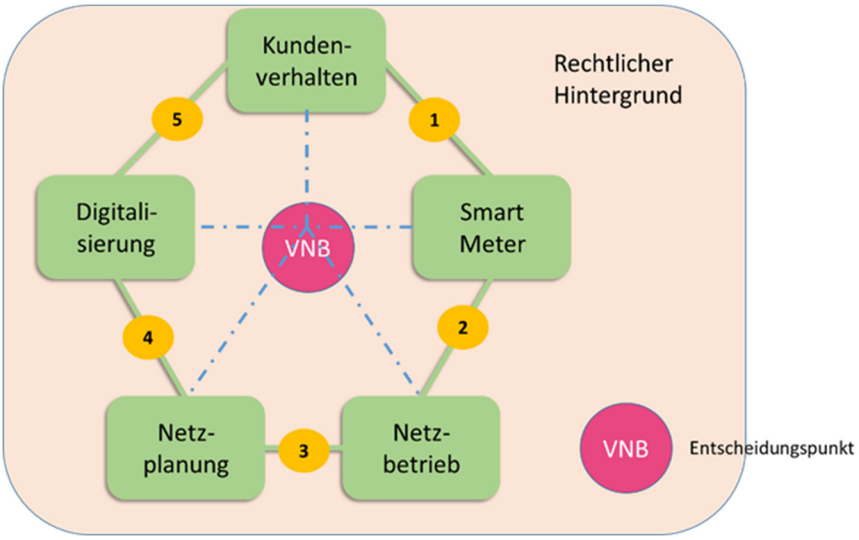


Abbildung 1: Pentagon mit Entscheidungsraum um den VNB

Wie sollen nun die „richtigen“ Entscheidungen gefällt werden? Welche Themen sind vorrangig zu behandeln? Welche Rahmen sind fix vorgegeben (z.B.: EU-RL, ElWOG, IME-VO, IMA-VO und DAVID-VO, …)?

Methodische Vorgangsweise

Geht man von den Grundgedanken des Operations-Research aus, liegt hier eine Mehrzieloptimierung vor. Leider ist eine entsprechende Zieldefinition zu erstellen unmöglich, da jedes Pentagoneck, siehe Abbildung 1, für sich schon eine Mehrzielformulierung darstellt. Darüber hinaus sind die Einflüsse der einzelnen Interessen der Unternehmen zusätzlich zu berücksichtigen, welche über der gesamten Optimierung steht.

Im Folgenden werden die fünf Extrema beschrieben:

[1] Wiener Netze GmbH, Erdbergstraße 236, 1110 Wien, thomas.schuster@wienernetze.at, www.wienernetze.at

Liegt die Positionierung des Unternehmens

(1) Offen und sehr kundennah, und werden alle Informationen (Daten) des Smart Meters an den Kunden übermittelt, so wird der Entscheidungspunkt zwischen Kundenverhalten – Smart Meter positioniert. Die Datenflut, welche aus dem Smart Meter an den Kunden geliefert werden, kann/muss dieser nun selbst filtern.

(2) Liegt der Entscheidungspunkt zwischen Smart Meter und Netzbetrieb, so wird aus Sicht nur der reine Netzbetrieb auf Basis der Verbrauchsdaten optimiert. Ohne eine zusätzliche Automatisierung ist dieses Optimum nur genau vor einen Zeitpunkt und einem Schaltzustand gültig. Also kein globales, sondern lokales Optimum, welches basierend auf den Angaben ausgeschlossen werden muss.

(3) Eher konservativ, also Rückzug auf reine Netzplanung und Netzbetriebsführung, so kann dieses Verhalten bei den Kunden als abstoßend und „steril“ Wirken.

(4) Diese Entscheidungsposition wird erreicht, wenn die Netzplanung (Asset Manager) nur auf Netzausbau und Digitalisierung (u.a. Übermonitoring und Automatisierung) setzt. Das Kundenverhalten, welches sich zukünftig durch Einspeisung, Batterien, E-Mobilität und Haus-Verbrauchsoptimierung auszeichnet wird überhaupt nicht, oder nur zu einem geringen Teil, berücksichtigt.

(5) Offen und sehr kundennah, sowie Vollautomatisiert, so wird der Entscheidungspunkt Kundenverhalten – Digitalisierung tendieren. Da hier die Smart Meter Informationen nicht unmittelbar einbezogen werden, sollte diese Entscheidung nochmals evaluiert werden.

Schlussfolgerungen

Bei der Wahl der Positionierung im Entscheidungsraum ist es wichtig, eine gute Positionierung zu finden, um ein solides, verlässliches Bild hin zum Kunden abzugeben, diesen nicht mit Informationen zu überhäufen, sondern auf seine Bedürfnisse einzugehen. Dazu ist es notwendig eine fundierte Betriebsführung mit einem genügenden Automatisierungsgrad herzustellen. Die Digitalisierungsdaten sind so aufzubereiten, dass jeder der eine Information benötigt, diese in hoher Qualität und entsprechender Intensität erhält. Die Datenschutzrichtlinien sind jedoch zu beachten! Eine vernünftige Positionierung kann jedoch nicht nur auf einen Punkt reduziert werden, sondern der optimale Verband sind die Positionierung auf drei „kleine“ Optima (Dreibeinoptimum, Abbildung 2) um flexibel und einfach auf Anforderungen und mögliche Änderungen im System reagieren zu können. In Abbildung 2 ist eine mögliche Positionierung dargestellt.

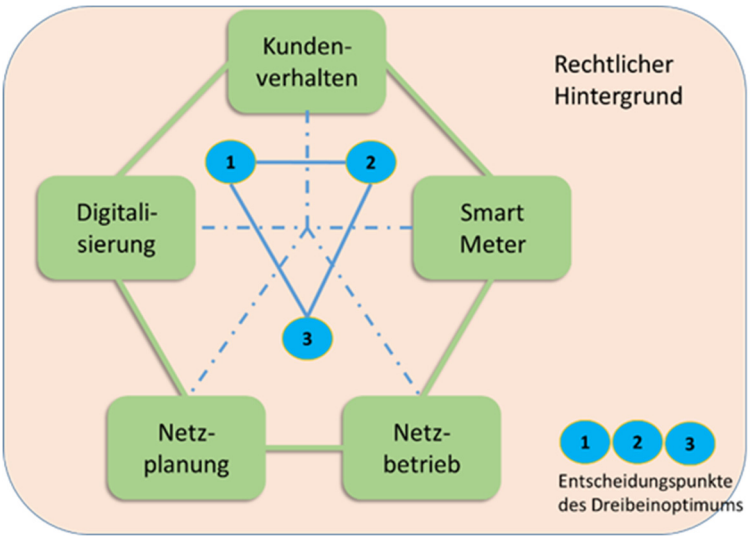


Abbildung 2: Entscheidung des Dreibeinoptimums

6.1.2 Einfluss vermaschter Topologiekonzepte auf die Netzplanung unter Berücksichtigung der Schutzkoordination

Daniel WOLTER[1], Markus ZDRALLEK[1], Martin BILLER[2], Johann JÄGER[2], Christian SCHACHERER[3], Ivana MLADENOVIC[3]

Einleitung

Aufgrund der hohen Durchdringung von dezentralen Energiewandlungsanlagen erreichen viele, insbesondere ländliche Verteilungsnetze in Deutschland die Grenzen zulässiger Netzbetriebszustände. Überlastungen von Betriebsmitteln wie Leitungen oder Transformatoren und Überschreitungen der zulässigen Spannungsvorgaben sind die Folge. Im Rahmen des Forschungsprojektes NeToVe – gefördert durch das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) – werden neue Topologiekonzepte zur Erhöhung der Leistungsfähigkeit von bestehenden Verteilungsnetzen untersucht.

Lösungsansatz

Um die Herausforderungen aufgrund der hohen Durchdringung von dezentralen Energiewandlungsanlagen an die Verteilungsnetze zu beherrschen, sind neben dem klassischen Netzausbau oder innovativen Maßnahmen (z.B. der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren) auch neue Topologiekonzepte eine Alternative. Diese Topologiekonzepte sind durch einen höheren Vermaschungsgrad der Netze charakterisiert und führen im Allgemeinen mit geringerem Aufwand und geringeren Kosten zu deutlich robusteren Netzen. Die nachfolgend vorgestellten Topologiekonzepte werden in diesem Beitrag auf repräsentative 20 kV-Mittelspannungsnetze in Deutschland angewendet.

Schutzkonzept

Eine Erhöhung der Vermaschung eines Netzes führt zu zusätzlichen Pfaden zur Speisung eines Fehlers. Dies hat u.a. zur Folge, dass in solchen Fällen die in der Mittelspannungsebene üblichen ungerichteten Kurzschlussanzeiger nicht mehr zur Bestimmung des fehlerhaften Leitungsabschnitts herangezogen werden können. Darüber hinaus erschweren Zwischeneinspeisungen durch dezentrale Energiewandlungsanlagen eine zuverlässige Abschätzung des Fehlerorts durch andere Verfahren, wie z.B. Distanzschutz. Im Folgenden wird das Konzept eines in diesem Projekt entwickelten Gegenstromvergleichsschutzes vorgeschlagen, welcher die erhöhte Vermaschung der Netze nutzt und robust gegen Zwischeneinspeisungen ist.

Methodisches Vorgehen bei der Netzplanung

Um den Einfluss der Topologiekonzepte auf die Schutzkoordination und die Netzausbaukosten zu untersuchen, wird ein dreistufiges Vorgehen angewendet, wie im Folgenden dargestellt.



Abbildung 1: Vorgehen bei der Netzplanung

Grundsätzlich wird bei der Netzplanung das Prinzip einer einfachen Netztopologie verfolgt, d.h., dass die Netze nur soweit vermascht werden, solange das während des Projekts erarbeitete Schutzkonzept praktikabel bleibt. Dies schließt mehr als eine Querverbindung zwischen zwei Abgängen bzw. eine zusätzliche Querverbindung innerhalb eines geschlossenen Rings aus.

[1] Bergische Universität Wuppertal, Rainer-Gruenter-Straße 21, 42119 Wuppertal, Tel.: +49 202 439 1931 daniel.wolter@uni-wuppertal.de, www.eev.uni-wuppertal.de
[2] Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme, Cauerstraße 4, Haus 1, Tel.: +49 9131 85 295 17, martin.biller@fau.de, www.ees.eei.fau.de
[3] Siemens AG, Corporate Technology, Günther-Scharowsky-Staße 1, 91058 Erlangen, Tel.: +49 9131 7-30486, christian.schacherer@siemens.com

Schritt 1: Netzplanung unter Berücksichtigung neuer Topologiekonzepte
Um die beschriebenen Überlastungen in den Beispielnetzen zu vermeiden, werden wenn möglich zunächst die nachfolgenden Topologiekonzepte sukzessive angewendet.

Topologiekonzept	Beschreibung
Variante 1: Closed-loop-Betrieb	Offene Halbringe werden geschlossen betrieben
Variante 2: Querverbindungen	Zusätzliche Querverbindungen zwischen zwei geschlossenen Ringen
Variante 3: MS-Netzkupplungen	MS-Netze werden mittelspannungsseitig gekuppelt

Tabelle 1: Topologiekonzepte in der Netzplanung

Eine detaillierte Beschreibung der verschiedenen Varianten ist in [1] veröffentlicht. Falls ein Topologiekonzept nicht zur Behebung aller Überlastungen führt, wird ein ergänzender, konventioneller Kabelausbau vorgenommen.

Schritt 2: Schutzkonzept
Um geschlossene Ringstrukturen effektiv zu schützen, wurde ein Schutzkonzept basierend auf einem Gegensystemstromvergleich entwickelt. Synchronmaschinen und umrichterbasierte DEA (gemäß aktueller TAB Mittelspannung [2]) stellen nur im Mitsystem aktive Elemente dar, das Gegensystem ist vollständig passiv. Für geschlossene Ringe fließen die Fehlerstromanteile aller Abgänge an der Sammelschiene, entsprechend der Impedanzen zur Fehlerstelle hin, zusammen. Aus dem Verhältnis der Fehlerströme lässt sich der Fehlerort unabhängig von Mitsystemquellen und Fehlerwiderstand bestimmen. Der dem Schutzkonzept zugrundeliegende neue Schutzalgorithmus ist in [3] veröffentlicht.

Schritt 3: Schutzrestriktive Netzplanung
Um eine möglichst einfache Schutzauslegung zu gewährleisten, kann es sinnvoll sein, die in Schritt 1 vorgenommene Vermaschung zum Teil wieder rückgängig zu machen. Beispielsweise werden geschlossene Trennschalter in der Mitte zweier Halbringe wieder geöffnet. Die dann wieder auftretenden Überlastungen werden mittels eines Kabelausbaus behoben.

Ergebnisse

Die Abbildung 2 zeigt die Netzausbaukosten zweier benachbarter 20 kV-MS-Netze der einzelnen Varianten für ein zukünftiges Szenario relativ zu einem konventionellen Kabelausbau. Die Ersparnisse inklusive einer Anpassung der Schutztechnik werden zwar reduziert bezogen auf die Einsparungen ohne Anpassung der Schutztechnik (Balken 2 und Balken 3), reduzieren die Kosten im Mittel allerdings immer noch deutlich um 23 %. Eine Kupplung zweier Erdschlussgebiete in Variante 3 und die entsprechende Schutzauslegung ist stark von der jeweiligen Sternpunktbehandlung abhängig und ist aufgrund fehlender Informationen und deswegen nicht dargestellt.

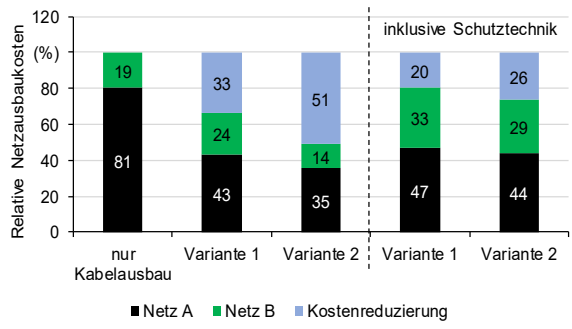


Abbildung 2: Vergleich der Netzausbaukosten

Literatur

[1] Wolter, D., Zdrallek, M., Stötzel, M., Schacherer, C., Mladenovic, I., Biller, M., Impact of Meshed Grid Topologies on Distribution Grid Planning and Operation, 24th International Conference on Electricity Distribution, Glasgow (2017)

[2] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz, Berlin (2008)

[3] Biller, M., Jaeger, J., Robust Distance Protection Algorithm for Closed-Ring Structures, Advancements in Power System Automation and Protection (APAP), Jeju (2017)

6.1.3 Advanced Computation Method for Value-Based Distribution Systems Reliability Evaluation

A. S. Nazmul HUDA[1], Rastko ZIVANOVIC[2]

Motivation

It has been reported that approximately 80 % of all customer interruptions occur due to failures in the distribution systems [1]. A prominent problem in distribution systems planning studies is the accurate and fast assessment of the value-based reliability index termed expected interruption cost (ECOST). Estimation of only average interruption cost based on sector customer damage function (SCDF) can provide results with large errors. ECOST vary unevenly with the random nature of the failures and associated time-varying load and cost models. Knowledge of the probability distributions associated with the index can be used to more accurately estimate the ECOST rather than using only average value. Conventionally used Monte Carlo simulation (MCS) can estimate ECOST by taking account of its random nature. However, the limitation in MCS is that large computational burden arises for a high accuracy level.

Contribution

The objective of this research is to speed up the computation of ECOST estimation considering time-varying load and cost models. A novel Multilevel Monte Carlo (MLMC) method [2] has been applied for this purpose. We verify the performance of the proposed method by comparing to MCS in terms of computational efficiency and accuracy. Using the proposed method, the following studies are carried out and presented in the paper.

- Developing a general simulation framework based on MLMC method for customer interruption costs evaluation.
- Analysing the effects of network reinforcement, size, and complexity and load types on the estimation process.
- Calculating the impacts of time-varying load and cost models on the estimation.

Method

In methodology presented, there are two phases. In the 1st phase, the stochastic model of ECOST is established. A time sequential MLMC simulation is considered for this estimation. Distribution system components are represented by the two-state model. Two basic random variables, i.e., component time-to-failure and time-to-repair are modelled stochastically based on the Brownian motion. The Milstein discretisation scheme is used for the approximate numerical solution of the stochastic models. The operating and restoration histories of each component are generated using random number generators and exponential probability distribution. The impact of each component failure on the load points is determined using two primary load point reliability indices; average failure rate and annual unavailability. Time-varying load model of each load during failure period is established based on peak load, hourly, daily and weekly load diversity factors. Similarly, time-varying cost models are established based on SCDF and cost weight factors. In the 2nd phase, MLMC based estimator is developed to accelerate the estimation. The MLMC method uses a geometric sequence of coarse grids and hence computations are done on multiple discretisation timesteps (levels). By simulating on multiple levels, the MLMC needs fewer samples on the finest level than MCS to achieve the same accuracy. In MCS, all the samples are only simulated on the finest level. The MLMC conducts the simulations on an order of coarse grids so that the less accurate estimate on the preceding coarser grid can be sequentially corrected by estimating on the following finer grids. The computational cost of a fine grid is higher than a coarse grid. Thus, the MLMC reduces the computational cost by performing most of the simulations on the coarse grids with low accuracy at a correspondingly low cost and relatively few simulations being performed on the computationally expensive fine grids at high accuracy and cost.

[1] The University of Adelaide, School of Electrical & Electronic Engineering, SA 5005, Australia, asnazmul.huda@adelaide.edu.au
[2] University of Applied Sciences Upper Austria, 4600 Wels, Tel.: +43 5 0804 43475, rastko.zivanovic@fh-wels.at

Results

The following Figures and Tables present the results for a number of scenarios and related sensitivity analysis. Six different case studies are carried out, where availability of protective devices and switches are considered in different ways. The variation of ECOST values and their estimation time prove the effect of network reinforcement on cost value and estimation time, as shown in Figure 1 and Table 1, respectively. Figure 2 shows the effect of time-varying load and cost models in ECOST estimation while considering the starting of failure at different times. Figure 3 presents the effects of network size and load types in ECOST variation. The benchmark six-bus Roy Billinton test system connected to five load buses (Bus2 to Bus6) is considered for this purpose [3]. The computation time differences are displayed in Tables 2 and 3 for these studies. The output results show that the MLMC method can estimate the ECOST with an acceptable accuracy and less computation time when compared to the results based on MCS method.

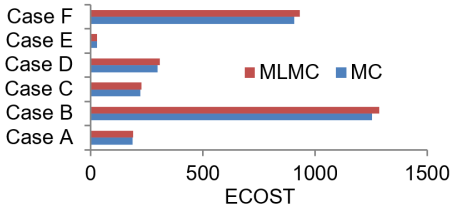


Figure 1: ECOST (1000$/yr) variation due to network reinforcement

Method	MC (s)	MLMC (s)
Case A	35.23	1.14
Case B	1110.13	48.19
Case C	49.67	1.71
Case D	80.19	2.76
Case E	0.9151	0.03228
Case F	317.25	25.15

Table 1: Effect of network reinforcement on cost estimation time

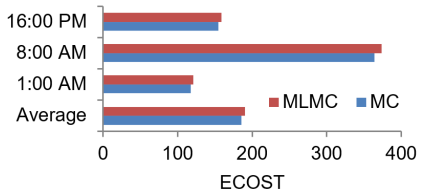


Figure 2: ECOST (1000$/yr) variation due to time-varying load and cost models

Failure starting time	MC (s)	MLMC (s)
Average	35.23	1.14
1:00 AM	15.87	0.51
8:00 AM	134.37	5.04
16:00 PM	25.43	0.87

Table 2: Effect of time-varying load and cost models on computation time

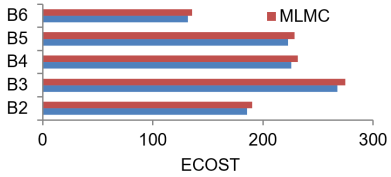


Figure 3: ECOST (1000$/yr) variation due to network size and load types

System	MC (s)	MLMC (s)
B2	35.23	1.14
B3	69.27	3.65
B4	49.33	1.85
B5	47.40	1.58
B6	27.06	0.9

Table 3: Effect of network size and load types on computation time

Discussion

Accurate and fast evaluation of reliability worth value of the distribution system is very important for its cost-effective planning, design, operation and power market structure. The paper has presented a new method for customer interruption costs estimation based on the Multilevel Monte Carlo method. The method can accelerate the estimation process by providing all benefits of traditionally used Monte Carlo method. The effects of different aspects are taken into consideration for accurate estimation e.g. network reinforcement, time-varying cost and load models rather than considering only average load models and customer damage function-based cost models. The proposed method can be easily modified for cost estimation by considering the momentary interruption and the effects of time-varying weather dependent failure rates.

References

[1] A. Chowdhury and D. Koval, Power distribution system reliability: practical methods and applications vol. 48: John Wiley & Sons, 2011.

[2] M. B. Giles, "Multilevel monte carlo path simulation," Operations Research, vol. 56, pp. 607-617, 2008.

[3] R. Billinton and S. Jonnavithula, "A test system for teaching overall power system reliability assessment," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, pp. 1670-1676, 1996.

6.1.4 Vergleich kommerzieller und freier Solver bei der Durchführung von Netzbetriebssimulationen

Christian BREDTMANN[1], Jan KELLERMANN[1], Albert MOSER[1]

Hintergrund

Die Struktur der Energieerzeugung in Deutschland hat sich in den letzten Jahren, unter anderem aufgrund gesetzlicher Vorgaben zur Förderung regenerativer Erzeugungsanlagen, stark gewandelt. Wegen der Dargebotsabhängigkeit der erneuerbaren Energien, insbesondere von Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen, entstehen vermehrt dezentrale und lastferne Einspeiser. Die Folge ist ein ständiger Zuwachs des Transportbedarfs im Übertragungsnetz. Der dafür nötige Ausbau des Netzes geht jedoch wegen der mangelnden Akzeptanz in der Bevölkerung und aufgrund von langwierigen Genehmigungsverfahren nur langsamer voran als der Ausbau der dezentralen Einspeiser.

Dadurch kommt es im Übertragungsnetz zu einer stetig steigenden Anzahl von Netzengpässen, die durch netzbezogene Maßnahmen und Redispatchmaßnahmen behoben werden müssen. Die Entwicklung der Eintrittshäufigkeit von Redispatchmaßnahmen in Deutschland über die vergangenen Jahre ist in Abbildung 1 dargestellt. Im Jahr 2016 hat die Gesamtmenge an Redispatch in Deutschland dabei etwa 11,5 GWh entsprochen [1].

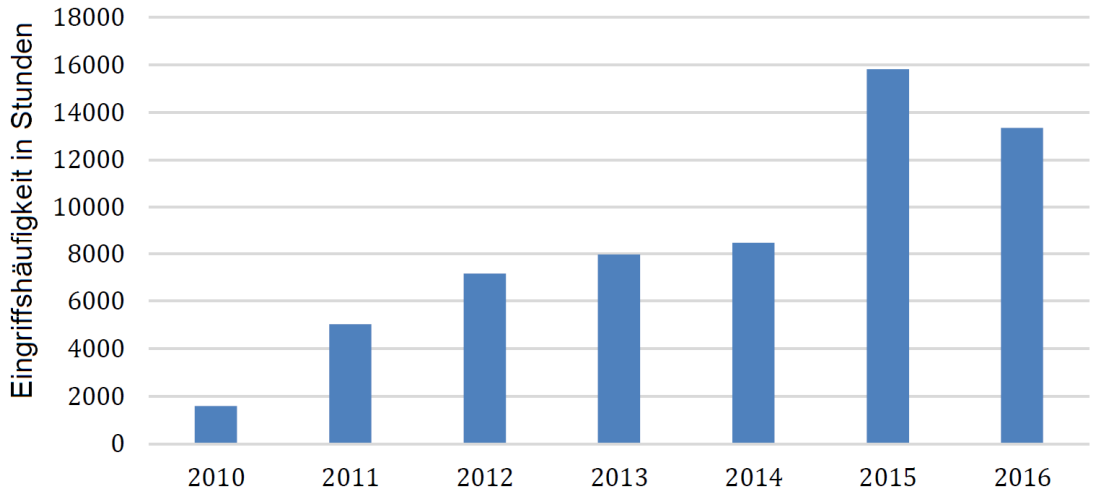


Abbildung 1: Entwicklung der Redispatchmaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz [1]

Um einen möglichst kostenminimalen Redispatch zu bestimmen, der bestehende Engpässe behebt und einen sicheren Übertragungsnetzbetrieb auch nach möglichen Störungen im Netz ermöglicht, bietet sich der Einsatz von computerbasierten Optimierungsverfahren an. Die in diesen Verfahren durchgeführten Simulationen des Übertragungsnetzbetriebs, umfassen insbesondere Ausfallsimulationen und Optimierungen, die einen möglichst optimalen Einsatz der Kraftwerke im Netz sicherstellen sollen. Darüber hinaus werden solche Verfahren teilweise auch angewendet, um die Positionierung von Reservekraftwerken zu optimieren.

Insbesondere bei länderübergreifenden Betrachtungen mit vielen dezentralen Einspeisungen können die Modelle mehrere Tausend Netzknoten und steuerbare Elemente umfassen. Da diese Rechnung zunehmend häufiger durchgeführt und dabei immer komplexer werden [2], ist sowohl die Rechenzeit als auch die Robustheit gegenüber großen Netzmodellen der Simulationsrechnungen zu untersuchen. Die in den Simulationen zur Anwendung kommenden Solver zur Bestimmung der Lösung von Gleichungssystemen sowie Optimierungsproblemen werden im Rahmen dieses Papers daher hinsichtlich ihrer Rechenzeit, Genauigkeit und Robustheit untersucht.

[1] RWTH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, br@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

Methodischen Vorgehen

Im Rahmen eines bereits bestehenden und von Übertragungsnetzbetreibern verwendeten Verfahrens zur Netzbetriebssimulation werden verschiedene Solver für die Durchführung der Optimierung angewendet und hinsichtlich ihrer Rechenzeit, der Ergebnisgüte und der Robustheit anhand eines realistischen, großräumigen Übertragungsnetzes bewertet.

Das vorliegende Verfahren besteht aus einem sukzessiv linearen Optimierungsproblem, welches auf Basis der linearisierten Leistungsflussgleichungen Sensitivitäten für den ungestörten Betrieb sowie für den (n-1)-Fall berechnet und mithilfe dieser, auftretende Engpässe mithilfe netzbezogener und marktbezogener Maßnahmen behebt. Zur Berechnung eines optimierten Kraftwerkseinsatzes müssen dafür sowohl große, dünnbesetzte Matrizen (in großen, realistischen Netzmodellen etwa 20.000 Zeilen und Spalten) faktorisiert, als auch große Optimierungsprobleme gelöst werden.

Die typischerweise bei Optimierungen zur Anwendung kommenden leistungsfähigen Solver wie CPLEX, Gurobi, Clp etc. unterscheiden sich dabei sowohl hinsichtlich ihrer Eignung und Robustheit für derartige Optimierungen als auch hinsichtlich der Rechenzeit. Eine speziell entwickelte Schnittstelle im Quelltext des zum Einsatz kommenden Verfahrens ermöglicht die Austauschbarkeit der verschiedenen Solver unter ansonsten identischen Bedingungen.

Exemplarische Untersuchungen

Die exemplarischen Untersuchungen finden anhand eines realistischen, großräumigen Übertragungsnetzes mit entsprechendem Optimierungsbedarf bei kritischen Last- und Einspeisesituationen statt. Für die Optimierung werden verschiedene kommerzielle wie frei verfügbare Solver, ggf. unter Variation relevanter Parameter der Solver, eingesetzt. Basierend auf den durchgeführten Untersuchungen werden die Solver in Bezug auf ihre Robustheit sowie die benötigte Rechenzeit vergleichend gegenübergestellt.

Literatur

[1] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Monitoringberichte bis 2017

[2] J. Eickmann, C. Bredtmann, A. Moser: Security-Constrained Optimization Framework for Large-Scale Power Systems Including Post-Contingency Remedial Actions and Inter-Temporal Constraints, International Symposium on Energy System Optimization 2015; Heidelberg (DEU); 2015

6.1.5 Regionaler Netzwiederaufbau – Voraussetzungen und Herausforderungen

Stefan POLSTER[1], Herwig RENNER[1], Robert SCHMARANZ[2], Christian TENGG[3]

Einführung

Der Erzeugungsanteil von RES (Renewable Energy Sources), überwiegend Wind und Photovoltaik, steigt gegenüber dem Anteil an konventioneller Erzeugung stark an. Die dadurch bedingte Änderung der Systemcharakteristik, im Besonderen die räumliche Verschiebung von Last- und Erzeugungszentren und höheren Frequenzgradienten, führt in Kombination mit einem im Verhältnis zur neu installierten Leistung zu langsamen Netzausbau zu einem erhöhten Risiko eines Black-Outs.

Ausgehend von dieser Situation wurden von den österreichischen Netzbetreibern in Zusammenarbeit mit Forschungseinrichtungen Netzwiederaufbaustrategien (NWA-Strategien) anhand von Simulationen und Schwarzstart- bzw. Inselbetriebsversuchen entwickelt, wobei die im ENTSO-E Network Code on Emergency and Restoration festgehaltenen Rahmenrichtlinien eingehalten werden müssen. Die resultierenden NWA-Strategien lassen sich prinzipiell in Top-Down- und Bottom-Up-Ansätze unterteilen, wobei sich diese ergänzen und die tatsächliche Auswahl des angewandten Ansatzes von den Betriebsverhältnisse in den Nachbarnetzgebieten abhängt. Unter Top-Down-Netzwiederaufbau versteht man das Weiterschalten der Spannung aus einem benachbarten, nicht gestörten Netz. Der Bottom-Up-Ansatz hingegen startet mit dem Aufbau von Netzinseln mit Hilfe von im Eigenbedarf abgefangenen bzw. schwarzstartfähigen Kraftwerken. Die Netzinsel wird entsprechend der NWA-Strategie sukzessive erweitert und mit parallelen Inseln synchronisiert, bis der Normalbetrieb wiederhergestellt ist.

In Österreich hat, nach aktueller Rechtslage, der Übertragungsnetzbetreiber (TSO) Austrian Power Grid AG (APG) die alleinige gesetzliche Verantwortung für den Netzwiederaufbau nach Großstörungen des Übertragungsnetzes (§ 40 Abs. 1 Z 15 ElWOG 2010). Die NWA-Strategie für das österreichische Übertragungsnetz [APG NWA] basiert, wie oben beschrieben, auf einer Spannungsweiterschaltung der RG CE-Spannung bzw. auf überregionalem Inselbetrieb ausgehend von den Bundesländern Kärnten und Salzburg (Kraftwerksgruppen Malta und Kaprun). Die Verteilnetzbetreiber (DSOs) haben sich entsprechend den vertraglichen Richtlinien zwischen ihnen und der APG an dem Netzwiederaufbau zu beteiligen. Eventuell vorhandene Wiederversorgungskonzepte der DSOs sind grundsätzlich mit der APG abzusprechen und dürfen den überregionalen Netzwiederaufbau nicht negativ beeinflussen.

Die Priorisierung des NWA auf das Übertragungsnetz birgt allerdings das Risiko, dass bei großflächiger Schwächung des Übertragungsnetzes durch äußere Umstände (z.B. Sturmschäden, Überflutung oder auch terroristischer Angriffe) oder bei Problemen mit Kommunikationsverbindungen zwischen Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreiber keine zeitnahe Spannungsvorgabe an die Verteilnetze möglich ist. Vor dem Hintergrund einer möglichst schnell zu erreichenden Wiederversorgung von kritischer Infrastruktur und ihrer fast ausschließlichen Versorgung aus dem Verteilnetz zeigt sich die Notwendigkeit einer redundanten Wiederversorgungsstrategie. Eine Möglichkeit dafür ist ein koordinierter dezentraler Netzwiederaufbau, welcher als Ergänzung bzw. zusätzliche Option zu den überregionalen Konzepten zu sehen ist und auf dem Errichten von regionalen Inselnetzen beruht. Die spezielle Erzeugungsstruktur in Österreich mit großen Leistungen im 110-kV-Verteilnetz und die vorhandene Erfahrung mit Schwarzstart- und Inselversuchen der Verteilnetzbetreiber können auf diesem Weg zusätzlich genutzt werden.

Der regionale Netzwiederaufbau ist als zusätzliche bzw. Backup-Strategie zum traditionellen Netzwiederaufbau anzusehen. Sein Ziel ist es einen möglichst schnellen Wiederaufbau des Gesamtsystems zu ermöglichen und nicht eine erweiterte Notversorgung von kritischer Infrastruktur bereit zu stellen.

[1] Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Inffeldgasse 18/I, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-{8061|7557}, {stefan.polster|herwig.renner}@tugraz.at, www.ifea.tugraz.at
[2] KNG – Kärnten Netz GmbH, Arnuflplatz 2, 9020 Klagenfurt
[3] KELAG – Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft, Arnulfplatz 2, 9020 Klagenfurt

Inhalt

(1) Regulatorische Bestimmungen und Rahmenrichtlinien

Während der TSO durch die Rahmenrichtlinien des ENTSO-E Network Codes und das ElWOG 2010 klar zum NWA verpflichtet sind, gibt es für DSOs nur die Verpflichtung den TSO im vertraglich vereinbarten Rahmen beim NWA zu unterstützen. In diesem Unterpunkt werden die aktuellen Bestimmungen zusammengefasst und versucht einen Handlungsrahmen für den regionalen Netzwiederaufbau zu definieren.

(2) Technische Voraussetzungen für regionale Inselnetze

Die technischen Voraussetzungen für den regionalen Inselnetzaufbau umfassen die Schwarzstartfähigkeit von Kraftwerken, die Frequenzstabilität und Sollfrequenzvorgabe, sowie die Synchronisationsmöglichkeiten zwischen Inseln. Grundlage für die Untersuchungen der technischen Voraussetzungen bilden die von der Technischen Universität betreuten Schwarzstart- und Inselnetzversuche der vergangenen Jahre.

(3) Versuchsauswertung Inselnetzversuche Kärnten 2017

Im Zuge dieses Versuchs wurden die Synchronisation von lokalen Netzinseln, sowie die Möglichkeiten zur Verbesserung der Frequenzstabilität im Frühstadium des Netzwiederaufbaus untersucht. Es konnte gezeigt werden, dass die Synchronisation von regionalen Inselnetzen möglich ist. Es ist daher als sinnvoll anzusehen, dass regionale Kraftwerks- und Verteilnetzbetreiber nach Absprache mit der für die Regelzone verantwortlichen Stelle selbstständig mit dem Netzwiederaufbau beginnen. Damit kann eine schnellere Wiederversorgung sichergestellt werden.

Der Frequenzeinbruch bei Lastzuschaltung kann durch Verwendung einer Düsenvorhaltung effizient reduziert werden. Zusätzliche rotierende Energie begrenzt den Frequenzgradienten, führt aber dadurch zu einer langsameren Reaktion der Turbinenregler. Es ist daher von der jeweiligen Kraftwerkskonfiguration abhängig, welche Maßnahmen am besten geeignet sind, um das gewünschte Frequenzverhalten zu erreichen.



Abbildung 1: Versuchsnetz und beteiligte Kraftwerke, Inselnetzversuche Kärnten 2017

- Teilversuche Kärnten 2017
- Schwarzstart KW Innerfragant und Aufbau Insel KELAG/KNG, parallel Aufbau Insel VHP/APG
- Erprobung Düsenvorhaltung für Generatoren des KW Innerfragant
- Synchronisation lokaler Inselnetze und gezielte Leistungsübergabe zwischen den beteiligten Kraftwerken
- Änderung im Frequenzverhalten bei zusätzlicher rotierender Energie bzw. Düsenvorhaltung

6.1.6 Review on Network Restoration Strategies as a Part of the RestoreGrid4RES Project

Yi GUO[1], Elmira TORABI-MAKHSOS[1], Gertrud ROSSA-WEBER[1], Wolfgang GAWLIK[1], Robert SCHMARANZ[2], Philipp HINKEL[3], Martin OSTERMANN[3], Wolfram WELLßOW[3], Ewald TRAXLER[4]

Introduction

The increasing amount of renewable energy sources (RES) changes operation of electrical power systems, not only during normal operation but during emergency operation as well. In any network area which has a low inertia, the system frequency is more volatile. The integration of RES and the related replacement of conventional power plants which effectively provide inertia lead to increase of rate of change of frequency. For instance, the power outage in Australia in September 2016 was caused by insufficient inertia [1].

RestoreGrid4RES is a research project that investigates potential problems and challenges during the restoration caused by a high penetration of distributed energy resources, often in the form of RES. The aim is to support a fast and secure grid restoration in case of a blackout in networks with a high share of renewable energy generation. As a first step in the project, a review of network restoration strategies and analysis of the impact of high penetration of RES are conducted. New grid restoration strategies will be developed based on the review.

Method

In the event of a system-wide blackout, there have to be restoration strategies available, which determine how to restore the electricity system. Top-down and bottom-up re-energization strategy are defined in [2]. According to the Article 24 of the ENTSO-E Network Code on Emergency and Restoration, each transmission system operator (TSO) is entitled to combine top-down or bottom-up re-energization strategies as needed [3]. For the sake of clarity, a distinction between top-down, bottom-up and a combination of top-down and bottom-up is made as follows:

- Top-down strategy exclusively requires the assistance from neighboring TSOs to reenergize the system of a TSO;
- Bottom-up strategy requires no assistance from other TSOs and power sources with black start capability are available in the own control area of a TSO or subordinated DSOs for self-reenergization;
- Combination of top-down and bottom-up strategies use the assistance of other TSOs as well as power sources with black start capability being available in the own control area of a TSO or subordinated DSOs for re-energization.

Both top-down and bottom-up re-energization strategies indicate the coordinated action between TSOs of different control areas in restoration state. However, in the definition of bottom-up strategy, it is not defined whether black start is provided in the grid of the TSO, a distribution system operator (DSO) or by both of them. Therefore, build-down, build-up and build-together strategies are introduced to clarify the relation between TSOs and relevant DSOs. Some or all strategies can be applied together with either a top-down or a bottom-up re-energization strategy, or a combination of both.

[1] Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25/370-1,1040 Wien, Fax: +43 1 58801-370199, Tel.: +43 1 58801-{370128|370199|370122}, {guo|torabi|rossa-weber|gawlik}@tuwien.ac.at, www.ea.tuwien.ac.at

[2] KNG-Kärnten Netz GmbH, Arnulfplatz 2, 9020 Klagenfurt, Tel.: +43 525 1633, robert.schmaranz@kaerntennetz.at

[3] Technische Universität Kaiserslautern, Erwin-Schrödinger-Straße, 67663 Kaiserslautern, Tel.: +49 631 205-2021, Fax: +49 631 205-2168, wellssow@eit.uni-kl.de, www.eit.uni-kl.de/esem

[4] Netz Oberösterreich GmbH, Neubauzeile 99, 4030 Linz, Tel.: +43 59070-3193, Fax: +43 59070-53193, ewald.traxler@netzgmbh.at

Matrix of Network Restoration Strategies

A matrix representing possible combinations of network restoration strategies is illustrated in Figure 1. The sequence of restoration actions, which include voltage forwarding, black start and resynchronization, is also illustrated in the matrix. build-down, build-together and build-up strategies can also be combined, as restoration of the disturbed systems of several DSOs connected to the same TSO may be conducted in different ways. This is not shown in Figure 1 to avoid a further expansion of the matrix.

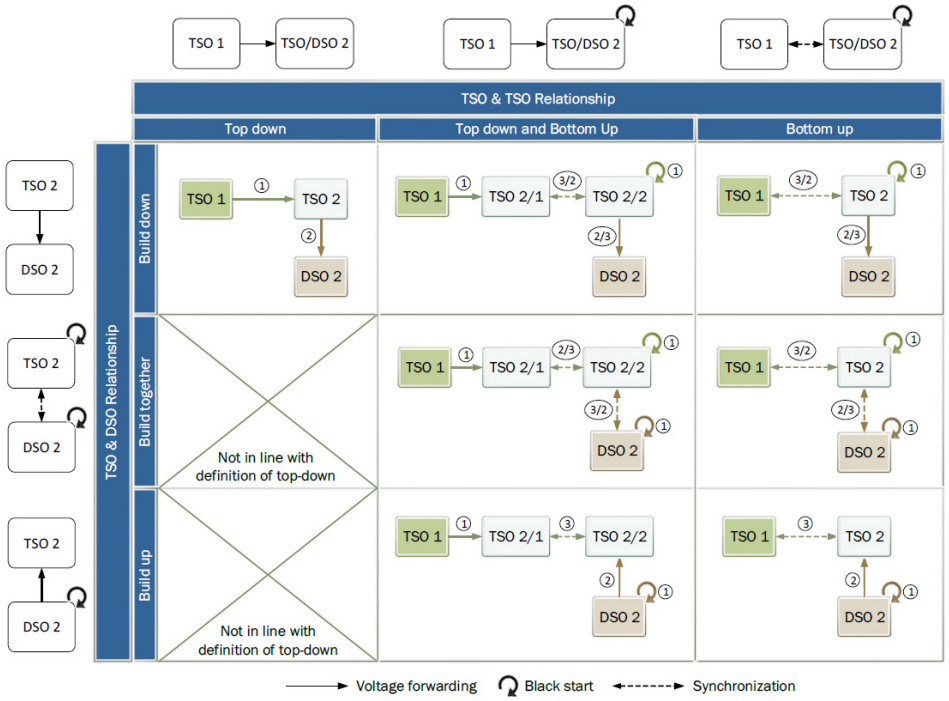


Figure 1: Matrix of network restoration strategies

Impact of Integration of Renewable Energy Sources in Restoration State

As mentioned in the introduction, one impact of integration of RES on network's operation is a more volatile frequency in case of power imbalance. Furthermore, automatic reconnection of dispersed generation to the network at a pre-defined value of frequency can cause serious consequences in islands during restoration and is a major challenge. This may result in substantial increase of frequency, so that other generating units are disconnected, or as a worst case, system collapses again [4].

Acknowledgements

RestoreGrid4RES is a collaborated project of TU Kaiserslautern, TU Wien, KNG-Kärnten Netz GmbH, and Netz Oberösterreich GmbH. This project has received funding in the framework of the joint programming initiative ERA-Net Smart Grids Plus. The initiative has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 646039.

References

[1] Operator, Australian Energy Market. "Update report - Black system event in South Australia on 28 September 2016." Adelaide, South Australia (2016).

[2] ENTSO-E. Continental Europe Operation Handbook, "P5–policy 5: Emergency operations. Entso-E; 2017."

[3] ENSTO-E, ENTSO-E Network Code on Emergency and Restoration, 2015.

[4] Schmaranz, Robert, et al. "Blackout: key aspects for grid restoration." (2013): CIRED 2013, paper 0002, Stockholm, Sweden, June 2013

6.2 LADEINFRASTRUKTUR FÜR E-MOBILITÄT (SESSION E2)

6.2.1 Einfluss einer elektrischen Ladeinfrastruktur in städtischen und ländlichen Niederspannungsnetzen auf die Netzplanung

Mirko WAHL[1], Julian SPREY[1], Moritz MAERCKS[1], Marius SIEBERICHS[1], Albert MOSER[1]

Motivation

Die momentanen innerdeutschen und europäischen politischen Zielsetzungen sehen eine verstärkte Nutzung der Elektromobilität zur Reduzierung der CO_2-Emissionen vor. Daher wurden in Deutschland durch die Bundesregierung bereits verschiedene Anreize gesetzt, wie der „Umweltbonus“, der auf die Ausweitung des elektrifizierten Verkehrs abzielt, oder wie die Förderung der deutschen Ladeinfrastruktur mit dem im März 2017 gestarteten „Bundesprogramm Ladeinfrastruktur“ [1]. Ziel dieses Programms ist es, mit bis zu 15.000 Ladesäulen in der Bundesrepublik Deutschland eine öffentliche, flächendeckende Ladeinfrastruktur aufzubauen und damit die Entwicklung der Elektromobilität weiter zu beschleunigen. Neben rund 5000 Schnellladestationen ist der Anschluss von 10.000 Normalladestationen mit einer Leistung von bis zu 22 kW in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen vorgesehen [2]. Die Förderung beläuft sich dabei auf insgesamt 300 Mio. Euro und stellt u.a. als Bedingung, dass die Ladeleistung aus Erneuerbaren Energien bereitgestellt wird. Weiterhin soll mit Maßnahmen wie der Einführung von Privilegien durch Sonderfahrspuren und Parkplätzen für Elektrofahrzeuge oder durch eine KFZ-Steuer-Befreiung die Attraktivität der Elektromobilität gesteigert werden.

Die Integration der Ladeinfrastruktur in die Stromnetze stellt dabei insbesondere die Verteilernetzbetreiber vor neue Aufgaben und Herausforderungen. Neben der Platzierung von Ladesäulen innerhalb von privaten Wohnbereichen ist der Netzanschlusspunkt von öffentlichen Ladesäulen stark von strukturellen Unterschieden durch Bebauung und Flächennutzung abhängig. Zudem ist eine strukturelle Unterscheidung sinnvoll, da in ländlichen Netzen ein Ladevorgang von nur wenigen Elektrofahrzeugen zur gleichen Zeit im selben Abgang erforderlich sein kann, während in innerstädtischen Gebieten das Laden von einer Vielzahl an Fahrzeugen gleichzeitig ermöglicht werden muss. In ländlichen Gebieten ist zudem mit einem Laden auf privaten Grundstücken zu rechnen, wohingegen in städtischen Gebieten das Laden voraussichtlich vermehrt im öffentlichen Raum erfolgen wird. Sowohl private Ladestationen bei einem Netzkunden zu Hause, als auch öffentliche Ladestationen, beispielsweise am Straßenrand, werden daher bei kleinen Ladeleistungen voraussichtlich vermehrt in der Niederspannungsebene (NS) angebunden. Daher ist insbesondere mit einer zunehmenden Belastung der Niederspannungsnetze zu rechnen.

Die verstärkte Nutzung der Elektromobilität wirkt sich daher in zwei verschiedenen Bereichen auf die Netzplanung aus. Zum einen müssen zur Auslegung der Niederspannungsnetze die durch die neuen Verbraucher veränderten Netzbelastungen, die räumliche Verteilung der Elektrofahrzeuge und die Ladeinfrastruktur prognostiziert werden. Zum anderen müssen die Netze derart geplant werden, dass auch bei einem gleichzeitigen Laden mehrerer Fahrzeuge ein sicherer und zuverlässiger Netzbetrieb gewährleistet werden kann. Dabei stehen dem Netzbetreiber verschiedene Optionen zur Verfügung. Aufgrund der sehr wahrscheinlich mit Kommunikationstechnik angebundenen Ladeinfrastruktur hat er zukünftig beispielsweise verschiedene Möglichkeiten den Ladevorgang zu beeinflussen. So ist davon auszugehen, dass durch eine Anpassung des Arbeitspunktes des Gleichrichters die dem Netz zur Verfügung gestellte Blindleistung geregelt wird, ohne dabei die Ladeleistung reduzieren zu müssen. Da durch eine zunehmende Durchdringung von Elektrofahrzeugen zunehmend mit Spannungshaltungsproblem in Niederspannungsnetzen zu rechnen ist, wird in diesem Beitrag der Einfluss einer möglichen Ladeinfrastruktur auf die Ausbauplanung von Niederspannungsnetzen bestimmt.

[1] RWTH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Schinkelstraße 6, 52056 Aachen, Tel.: +49 241 80-96689, Fax: +49 241 80-92197, mw@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

Methode

Zur Bestimmung des Einflusses einer zunehmenden Durchdringung von Elektrofahrzeugen in Niederspannungsnetzen werden zunächst mögliche Ladeinfrastrukturen in Abhängigkeit der Bebauung und Wohnstruktur analysiert. Als Ergebnis der Analyse steht eine mögliche räumliche Verteilung der Ladeinfrastruktur für ein exemplarisches städtisches und ländliches Netz fest.

Anschließend wird über Nutzungsprofile von Personenkraftwagen der Ladebedarf von Elektrofahrzeugen modelliert und notwendige Netzverstärkungsmaßnahmen im Rahmen der Netzplanung bestimmt.

In einem dritten Schritt wird durch eine Sensitivitätsanalyse der Einfluss von Durchdringungsgraden von Elektrofahrzeugen und verschiedenen Regelungen bzgl. der Blindleistungsbereitstellung auf die Netzplanung untersucht und erforderliche Verstärkungsmaßnahmen bestimmt.

Ergebnisse und Fazit

Mit der angedachten Vorgehensweise wird der Nutzen von einer Blindleistungsregelung auf den Netzverstärkungsbedarf bestimmt, so dass die notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen in den betrachteten Niederspannungsnetzen minimiert werden. In den durchgeführten Untersuchungen eignet sich besonders der Zubau von regelbaren Ortsnetztransformatoren zur Behebung von Spannungsbandproblemen.

Hinweis und Danksagung

enera ist Teil des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Ziel ist es, in großflächigen „Schaufensterregionen“ skalierbare Musterlösungen für eine umweltfreundliche, sichere und bezahlbare Energieversorgung bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien zu entwickeln und zu demonstrieren. Im Zentrum stehen dabei die intelligente Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch sowie der Einsatz innovativer Netztechnologien und -betriebskonzepte. Die gefundenen Lösungen sollen als Modell für eine breite Umsetzung dienen.

Das Bundeswirtschaftsministerium fördert die fünf Schaufenster mit insgesamt über 200 Mio. Euro. Zusammen mit den zusätzlichen Investitionen der Unternehmen werden über 500 Mio. Euro in die Digitalisierung des Energiesektors investiert. SINTEG ist damit ein wichtiger Beitrag zur Digitalisierung der Energiewende. An den SINTEG-Schaufenstern sind über 200 Unternehmen und weitere Akteure, bspw. aus der Wissenschaft, beteiligt.

Hinweis

Dieser Beitrag wird im Rahmen des Forschungsprojektes *enera*, Teil des Förderprogramms SINTEG des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), mit dem Förderkennzeichen 03SIN321 erstellt.



Literatur

[1] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/grosser-andrang-bundesprogramm-ladeinfrastruktur.html, Abruf: 29.11.2017

[2] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/foerderrichtlinie-ladeinfrastruktur-elektrofahrzeuge.html, Abruf: 29.11.2017

6.2.2 Bewertung von Standorten für elektrische Ladeinfrastruktur anhand der Lage zum Stromnetz in Kombination mit dem Verkehrsaufkommen

Jens D. SPREY[1], Jan KELLERMANN[1], Mirko WAHL[1], Albert MOSER[1]

Motivation

Die politische Zielsetzung in Deutschland und Europa sieht eine verstärkte Nutzung der Elektromobilität in naher Zukunft vor. So setzt die Bundesregierung zum Beispiel über Kaufanreize wie den „Umweltbonus“ auf die Ausweitung des elektrifizierten Verkehrs in Deutschland [1]. Darüber hinaus startete im März 2017 mit dem „Bundesprogramm Ladeinfrastruktur" eine Förderung für den Ausbau der Ladeinfrastruktur mit einem Gesamtvolumen von 300 Mio. Euro. Ziel des Förderprogrammes ist es, eine flächendeckende Ladeinfrastruktur in Deutschland bereitzustellen, um die Entwicklung der Elektromobilität zu beschleunigen [2]. Gab es bis Ende 2015 nur ca. 5.800 öffentlich zugängliche Ladepunkte in Deutschland, sollen laut Förderprogramm bis zum Jahr 2020 insgesamt 15.000 Ladesäulen vorhanden sein. Mögliche Standorte für diese Ladesäulen sind Tankstellen und Autohöfe an Hauptverkehrsachsen, Einkaufs-, Sport- und Messezentren sowie Bahnhöfe und Flughäfen.

Für die Förderung von leistungsstarken Schnellladestationen sind in der Förderung 200 Mio. Euro für den Aufbau von 5.000 Schnellladestationen vorgesehen. Neben der Förderung von Ladepunkten werden auch die Netzanschlusskosten mitfinanziert. Voraussetzung für die Förderung ist unter anderem, dass die Ladesäulen öffentlich zugänglich sind und mit Strom aus erneuerbaren Energien betrieben werden [2]. Im September 2017 wurde die Förderung durch den Bund bereits erneut ausgerufen.

Diese Entwicklungen stellen neben der Automobilindustrie auch die Energiewirtschaft und -infrastruktur vor neue Aufgaben und Herausforderungen. Um dem Kritikpunkt der begrenzten Reichweite von Elektrofahrzeugen zu begegnen, ist eine leistungsfähige Ladeinfrastruktur entlang der Hauptverkehrswege in Deutschland notwendig, welche durch die erwähnten Förderprogramme in naher Zukunft errichtet werden soll. Im Gegensatz zu Ladesäulen in Privathaushalten ist entlang von Reiserouten die Errichtung von Schnellladesäulen mit einem höheren maximalen Leistungsbezug erforderlich, um kurze Ladezeiten auch für mehrere Fahrzeuge gleichzeitig zu ermöglichen.

Die Wahl der Standorte für neu zu errichtende Schnellladestationen ist somit neben dem Verkehrsaufkommen auch von der Verfügbarkeit der notwendigen elektrischen Netzinfrastruktur beeinflusst. So können die Entfernung zum nächstliegenden Netzverknüpfungspunkt oder mögliche Engpässe in der bestehenden Netzinfrastruktur der öffentlichen Stromversorgung die Entscheidung für einen Standort für die Errichtung einer neuen Ladeinfrastruktur maßgeblich beeinflussen.

Das IAEW hat daher zusammen mit einem Industriepartner eine Bewertungsmethode für Ladeinfrastrukturstandorte erarbeitet und diese angewendet, um Rasthöfe und Autobahntankstellen im Hinblick auf ihre Lage zum Stromnetz zu bewerten. Dabei wird auf öffentlich zugängliche Daten sowie am IAEW bestehende Netzmodelle zurückgegriffen und diese in Verbindung gesetzt.

Methodik

Zur Abschätzung der Eignung von Standorten für den Ausbau einer leistungsstarken elektrischen Ladeinfrastruktur werden unterschiedliche georeferenzierte Datenquellen miteinander verknüpft und zur systematischen Auswertung aufbereitet. Fokus der Untersuchung ist dabei die Eignung von autobahnnahen Rasthöfen sowie Autobahntankstellen, da insbesondere dort eine leistungsstarke Ladeinfrastruktur benötigt wird. In einem ersten Schritt der Studie werden Datenquellen zur Bewertung der Standorte recherchiert und aufbereitet. Zu den öffentlich verfügbaren Daten zählen Netzstandorte und Umspannwerke der öffentlichen Stromversorgung (zunächst Fokus auf HS-Ebene), regionale Einspeisungen auf Basis erneuerbarer Energien (EE) und die Flächennutzung im Umfeld der Standorte, z. B. durch Industrie-, Gewerbe- oder Wohngebiete.

[1] RWTH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Schinkelstraße 6, 52056 Aachen, Tel.: +49 241 80-96711, Fax: +49 241 80-92197, sy@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

Die Daten werden in einem nächsten Schritt so aufbereitet, dass sie als georeferenzierte Eingangsdaten für unterschiedliche Auswertungen zur Verfügung stehen. Mögliche Auswertungen für zu bewertende Standorte umfassen eine Bestimmung des Abstandes zu Umspannwerken des Hochspannungsnetzes (110 kV zu Mittelspannung), einer Zuordnung zum zuständigen Netzbetreiber sowie eine Berücksichtigung der Nähe zu Industrie-/Gewerbe- oder Wohngebieten oder der regionalen EE-Einspeisung. Durch die Georeferenzierung der Daten ist darüber hinaus eine einfache Visualisierung der Ergebnisse in Geoinformationssystemen (GIS) möglich. Die so gewonnenen Informationen können für die Vorauswahl möglicher Ladeinfrastrukturstandorte genutzt werden. Eine endgültige Bewertung der realen Netzanschlusskapazität kann jedoch nur der zuständige Netzbetreiber vornehmen.

Ergebnisse und Fazit

Mit der angedachten Vorgehensweise lassen sich verschiedene Standorte für Ladeinfrastruktur in Bezug auf die erwartete Netzanschlusskapazität bewerten. Für eine weitergehende, detailliertere Priorisierung ist jedoch auch der erwartete Ladebedarf entscheidend. Weitere Auswertungen ausgewählter Standorte in Kombinationen mit dem Verkehrsaufkommen, erlauben eine weiterführende Priorisierung einzelner Standorte/Regionen die zur Erreichung der politischen Zielsetzung, die verstärkte Nutzung von Elektromobilität, entscheidend sein werden. Denn um den am häufig kritisierten Punkt der begrenzten Reichweite von Elektrofahrzeugen zu begegnen, ist eine leistungsfähige Ladeinfrastruktur entlang der Hauptverkehrswege notwendig.

Literatur

[1] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: http://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Elektromobilitaet/elektromobilitaet_node.html, Abruf: 06.03.2017

[2] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Pressemitteilungen/2017/019-dobrindt-e-ladesaeulenoffensive, Abruf: 06.03.2017

6.2.3 Auswirkungen einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur für Elektromobilität auf die Verteilnetzebene – Ein Fallbeispiel aus dem Projekt Designetz

Jan KELLERMANN[1], Lukas LÖHR[1], Jens D. SPREY[1], Albert MOSER[1]

Motivation

Das „Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) [1] ist ein Förderprogramm des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), das Lösungen für eine klimafreundliche, sichere und effiziente Stromversorgung bei hohen Anteilen fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien demonstrieren soll. In fünf Modellregionen werden Musterlösungen in der Praxis großflächig getestet. Im Projekt Designetz [2] werden dabei unterschiedliche Herausforderungen der Energiewende angegangen. Dazu werden sowohl bestehende Einzellösungen genutzt als auch neue entwickelt und schlussendlich zu einem effizienten Gesamtsystem zusammengeführt. Auf Grundlage einer Vielzahl von Demonstrationsprojekten in drei Schaufensterregionen werden ganzheitliche Lösungen erarbeitet, wie ein regenerativ geprägtes Erzeugungssystem auch in Zukunft die Versorgungsaufgabe erfüllen kann.

Im Fokus des Projekts steht die Nutzung von Flexibilitätsoptionen sowohl auf der Erzeugungs-, der Nachfrage- als auch der Netzseite. Dazu werden Flexibilitätsoptionen auf Grundlage von Informations- und Kommunikationstechnologien miteinander vernetzt und im Rahmen einer hierarchischen Systemarchitektur koordiniert. Ziel der Demonstratoren ist es, neue Technologien für einen sicheren und kostengünstigen Netzbetrieb zu erproben, weiterzuentwickeln und zu integrieren. Einzelne Arbeitspakete fokussieren sich dabei auf innovative Netztechnologien unter Berücksichtigung zugehöriger Schnittstellen zwischen Netzebenen und -gebieten sowie zu den Themen Markt und Messstellenbetrieb. Weiterhin werden Technologien zur Beherrschung der Leistungsflüsse bei zunehmender dezentraler Einspeisung oder bei hohen Netzbelastungen durch Ladevorgänge von Elektrokraftfahrzeugen (E-KFZ) erprobt. Ziel ist die Ableitung eines Gesamtoptimums für den Netzbetrieb unter Berücksichtigung lokaler, regionaler und überregionaler Verantwortungsbereiche und kaskadierter Abhängigkeiten. Im Rahmen dieser Veröffentlichung stellt sich insbesondere die Frage, welche Anforderungen sich zukünftig durch die zunehmende Integration der E-KFZ in den Netzen ergeben.

Methodik

Ein Fokus der Untersuchungen in den ersten beiden Projektjahren zielt darauf ab, grundsätzliche Erkenntnisse für den intelligenten Netzbetrieb, Netzausbau und Messstellenbetrieb abzuleiten und gegebenenfalls Planungs- und Betriebsgrundsätze anzupassen oder zu ergänzen. Um dies zu erreichen, werden Simulationen von Netzbetrieb und Netzausbau für zukünftige Szenarien durchgeführt. Hierbei werden repräsentative Netzregionen der beteiligten Verteilnetzbetreiber betrachtet und Szenarien für Versorgungsaufgaben im Jahr 2035 abgestimmt. In dieser Veröffentlichung werden das generelle Vorgehen sowie erste Erkenntnisse des laufenden Projekts in Bezug auf Elektromobilität am Beispiel eines Mittelspannungsnetzes vorgestellt und diskutiert. Die genutzten Netz- und Szenariodaten werden von den Projektpartnern Westnetz bzw. innogy bereitgestellt. Im Projekt Designetz werden zudem in analoger Weise weitere Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze betrachtet.

Entsprechend der in Designetz abgestimmten energiewirtschaftlichen Rahmenszenarien werden drei Szenarien für mögliche Entwicklungen genereller Trends mit Einfluss auf die Netznutzung betrachtet. Die Szenarien unterscheiden sich im Umfang des EE-Ausbaus, bei der Anzahl neuer Verbraucher wie bspw. E-KFZ, aber auch in den verfügbaren Flexibilitätsoptionen für die Netzbetreiber. Für das betrachtete Netzgebiet werden die drei Rahmenszenarien weiter konkretisiert, indem Annahmen über die regionale und örtliche Verteilung der Entwicklungen genutzt werden, um lokal aufgelöste Szenarien der zukünftigen Netznutzung zu generieren.

[1] RWTH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Schinkelstraße 6, 52056 Aachen, Tel.: +49 241 80-96711, Fax: +49 241 80-92197, km@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

Das betrachtete Netzgebiet umfasst drei Gemeinden mit ca. 106 Tsd. Einwohnern und einer Fläche von ca. 243 km². Das Mittelspannungsnetz wird aus vier HS/MS-Umspannanlagen versorgt und weist eine Netzlänge von über 350 km auf. Es gibt ca. 600 Anschlusspunkte in der MS-Ebene (Kunden oder Ortsnetzstationen) sowie ca. 30.000 Anschlüsse in der NS-Ebene.

Die erarbeiteten Szenarien sehen bis zum Jahr 2035 eine Verdopplung der angeschlossenen EE-Kapazitäten im Netzgebiet vor. Insbesondere für die in den NS- und MS-Netzen angeschlossene PV-Kapazität wird ein Anstieg von aktuell ca. 19 MW auf 40 MW bis 48 MW erwartet.

Bezüglich der zukünftigen Verbraucherstruktur stellt insbesondere die Ladeinfrastruktur für E-KFZ eine große Unsicherheit dar. Die Spannweite der installierten Ladekapazität für das gesamte Netzgebiet reicht in den Szenarien von 18 MW über 60 MW bis hin zu 130 MW. Somit stellt insbesondere die Elektromobilität eine große Herausforderung in Bezug auf zukünftige Netzengpässe dar.

Basierend auf diesen Szenarien werden geeignete Standorte für eine Ladeinfrastruktur im Netzgebiet identifiziert. Hierbei werden sowohl Ladesäulen mit geringen Nennleistungen für das Laden zu Hause oder am Arbeitsplatz als auch eine Schnellladeinfrastruktur mit höheren Leistungen, bspw. an heutigen Tankstellen oder an Parkplätzen von Supermärkten etc. berücksichtigt. Darüber hinaus werden unterschiedliche Zeitverläufe der Ladevorgänge abhängig von typischen Ankunfts- und Abfahrtzeiten sowie Standzeiten und Ladebedarfen generiert und im Rahmen von Netzsimulationen genutzt.

Ziel hierbei ist es, vor allem die räumliche Verteilung der Ladeinfrastruktur im Netzgebiet sowie die auftretenden Gleichzeitigkeiten der Ladevorgänge und die damit verbundenen Netzbelastungen abbilden zu können. Im Rahmen von Variantenrechnungen können dann die Auswirkungen unterschiedlicher Ladestrategien (ungesteuert oder gesteuert) auf Netzbelastungen sowie möglicherweise notwendige Eingriffe durch die Netzbetreiber untersucht werden.

Ergebnisse und Fazit

Trotz der aktuell eher geringen Anzahl an E-KFZ in Deutschland ist aufgrund der politischen Ziele (bis 2030 sechs Millionen E-KFZ [3]) sowie bestehender Förderprogramme [4] in den nächsten Jahren mit einem starken Anstieg der Anzahl an E-KFZ zu rechnen. Damit einher geht auch die entsprechende Entwicklung der Ladeinfrastruktur, die von privaten Ladepunkten bei den Haushalten über öffentliche Ladesäulen bis hin zu Schnelladestationen mit hohem Leistungsbezug reicht.

Erste Simulationsergebnisse zeigen, dass es durch Elektromobilität zu deutlich erhöhten Auslastungen im betrachteten Verteilnetz kommen kann, sodass, wenn heutige Planungs- und Betriebsgrundsätze beibehalten werden, ggf. ein konventioneller Netzausbau notwendig wird, um einen sicheren Betrieb der Verteilnetze zukünftig gewährleisten zu können. Alternativ bieten sich eine detailliertere Überwachung des Netzes und der Einsatz von Automatisierungssystemen an, welche in vereinzelten kritischen Situationen die Leistungsflüsse regeln. Diese Konzepte werden im weiteren Verlauf von Designetz untersucht und den klassischen Ansätzen gegenübergestellt.

Literatur

[1] Website SINTEG, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/sinteg.html

[2] Website Designetz; http://designetz.de/Projekt.htm

[3] Bundesregierung, http://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/Mobilitaet/mobilitaet_zukunft/_node.html; Zugriff am 02.11.2017

[4] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/rahmenbedingungen-und-anreize-fuer-elektrofahrzeuge.html; Zugriff am 02.11.2017

Hinweis

Der Beitrag wird im Rahmen des Forschungsprojektes „Designetz“, Teil des Förderprogramms SINTEG des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), mit dem Förderkennzeichen 03SIN225 erstellt.

6.2.4 Optimierung der Energieversorgungsstruktur eines Stadtquartiers bei zunehmender Integration von Elektromobilität

Timo KANNENGIEßER[1], Peter STENZEL[1], Peter MARKEWITZ[1], Martin ROBINIUS[1], Detlef STOLTEN[1]

Inhalt

Zur Erreichung der Klimaziele in Europa werden insbesondere für Stadtquartiere neue Strategien gesucht, welche sowohl eine Minderung der CO_2-Emissionen ermöglichen als auch die Kosten für die Energieversorgung stabil halten sowie die Versorgungssicherheit gewährleisten.

Die Besonderheit an Stadtquartieren ist die begrenzte Flächenverfügbarkeit bzgl. des Baus von Erzeugungseinheiten auf der einen Seite und die hohe Bevölkerungsdichte mit einer einhergehenden hohen Energienachfrage auf der anderen Seite. Hierdurch ist eine lokale Integration erneuerbarer Energie (EE) nur begrenzt möglich: Photovoltaik (PV) zur Stromproduktion, Solarthermie und Geothermie zur Wärmeerzeugung sind die am besten geeignetsten Technologien, die in Stadtquartiere integriert werden können. Eine weitgehend autarke Strom- und Wärmeversorgung auf der Basis erneuerbarer Energien ist in einem Stadtquartier mit begrenzten EE-Potenzialen insgesamt nur schwer umsetzbar. Darüber hinaus ist zu beachten, dass Sektorkopplungsoptionen, wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge zukünftig zu einer steigenden Stromnachfrage im Stadtquartier führen werden.

Eine Vernetzung der Gebäude und die Kopplung der Sektoren in Microgrids ist eine mögliche Strategie zur effizienteren Nutzung von Ressourcen und zur verstärkten Integration von dezentralen Energieerzeugern sowie von Elektromobilität. Bedingt durch einen Wandel im Verkehrssektor hin zu einem vermehrten Einsatz von Elektromobilität ist mit einem erheblichen Anstieg des Stromverbrauchs in Stadtquartieren zu rechnen. In diesem Beitrag wird untersucht, inwieweit sich die Technologiekonfiguration in einem Stadtquartier zukünftig verändert. Die Technologiekonfiguration wird durch den optimalen Einsatz sowie die Auswahl von Erzeugungs- und Speichertechnologien in einzelnen Gebäuden zur Deckung der Energienachfrage bestimmt. Die Analyse berücksichtigt szenariobasiert die Integration von Elektromobilität mit verschiedenen Durchdringungsraten.

Methodik

Die Forschungsfrage wird mithilfe einer gemischt-ganzzahligen Optimierung gelöst, die eine optimale Technologiekonfiguration für das Stadtquartier bestimmt und zusätzlich den Betrieb der Erzeugungstechnologien und Speichertechnologien optimiert. Als Zielfunktion werden die annuisierten Energiesystemkosten in einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde und in einer räumlichen Auflösung von 10 Knoten bzw. Gebäuden betrachtet. Die Energiesystemkosten setzen sich aus den Investitionskosten und den variablen Betriebskosten der Technologien sowie den Netzkosten (Strom- und Gasnetz) zusammen. Die Nachfrage der betrachteten Gebäude nach Wärme und Strom wird über einen Bottom-up Modellansatz ermittelt. Weiter werden Verkehrsnachfrageprofile für das Quartier synthetisiert und mit verschiedenen Durchdringungsraten wird der zusätzliche, lokale Stromverbrauch zum Laden der Elektrofahrzeuge bestimmt.

Ergebnisse

Der Beitrag analysiert verschiedene Szenarien mit unterschiedlichen Durchdringungsraten an Elektrofahrzeugen und die daraus resultierenden Auswirkungen auf die Energienachfrage, die Struktur der Energieerzeugung sowie die Energiesystemkosten eines Stadtquartiers. Die Optimierungsergebnisse bilden für jedes einzelne Gebäude eine optimale Auswahl und Platzierung der Erzeugungs- und Speichertechnologien in Abhängigkeit von der Energienachfrage in dem modellierten Stadtquartier ab.

[1] Forschungszentrum Jülich GmbH, Institut für Energie- und Klimaforschung, Wilhelm-Johnen-Straße, 52428 Jülich, Tel.: +49 2461 61-8732, {t.kannengiesser|p.stenzel|p.markewitz|m.robinius|d.stolten}@fz-juelich.de

6.2.5 Auswirkungen einphasiger Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen auf städtische Niederspannungsnetze

Bernd THORMANN[1], Julia VOPAVA[1], René BRAUNSTEIN[2], Thomas KIENBERGER[1]

Inhalt

Die Elektromobilität dient als wichtige Säule der bereits heute eingeleiteten Energiewende, stellt allerdings gleichzeitig Netzbetreiber vor neue Herausforderungen. Die steigende Durchdringung der Elektrofahrzeuge führt auf der Niederspannungsebene zu einer ansteigenden Belastung und erhöht die Notwendigkeit eines Netzausbaus [1]. Um diesen zu verhindern bzw. hinauszuzögern, werden für unterschiedliche Durchdringungsgrade die Konsequenzen einphasiger Ladevorgänge für die Niederspannungsebene, in Form von Leitungsüberlastungen und Spannungsbandverletzungen, aufgezeigt. Diesen Konsequenzen wird in weiterer Folge durch die Entwicklung von Lösungsstrategien, wie Demand Side Maßnahmen, Photovoltaikeinspeisung in Kombination mit Speichereinheiten sowie der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators, entgegengewirkt.

Methodik

Um die Auswirkungen der steigenden Durchdringung der Elektrofahrzeuge auf die Niederspannungsebene zu ermitteln und damit eine Aussage über die Notwendigkeit des zukünftig zu erwartenden Netzausbaus zu ermöglichen, wird ein städtisches Niederspannungsnetz der Energienetze Steiermark GmbH herangezogen. Damit wird die Modellierung des betrachteten Niederspannungsnetzes auf der Basis realer Netzdaten mit Hilfe der Software NEPLAN (Abbildung 1, links) ermöglicht. Die Anpassung des Netzmodells an das zu analysierende Szenario erfolgt durch die Integration von PV-Modulen und Speichereinheiten direkt bei den Endnutzern, der Adaption des Ortsnetztransformators sowie der Variation der importierten Lastprofile.

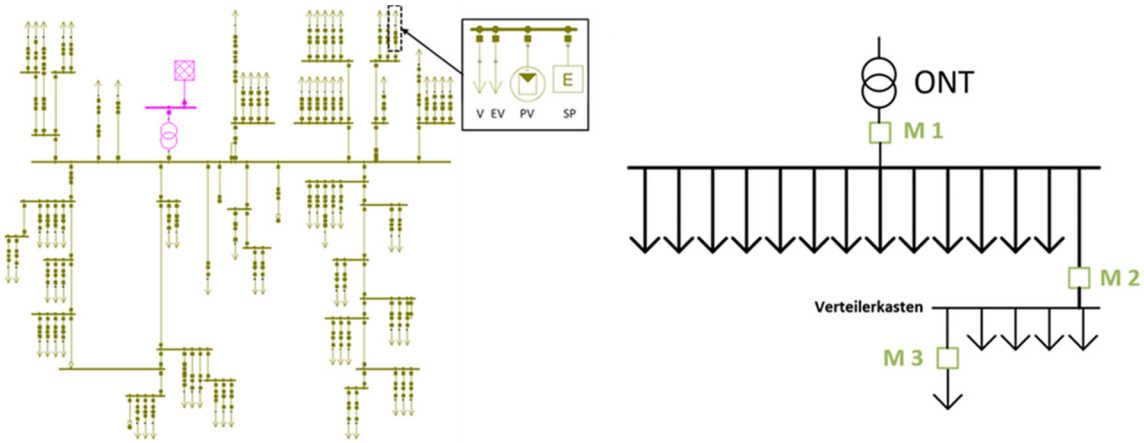


Abbildung 1: Netzmodell des analysierten städtischen Niederspannungsnetzes (links) und Messkonzept der durchgeführten Dauermessungen (rechts)

Im Rahmen mehrwöchiger Messungen an drei definierten Messpunkten (Abbildung 1, rechts) werden reale Lastprofile des gesamten Niederspannungsnetzes (M1), eines ausgewählten Abgangs (M2) sowie einem Haushalt inklusive Elektrofahrzeug (M3) aufgezeichnet. Die einminütig aufgelösten Messergebnisse dienen in weiterer Folge als Datengrundlage für die Modellierung von Ladekurven heutiger Elektrofahrzeuge (M1) sowie der Validierung der Simulationsergebnisse (M2 und M3). Die Analyse unterschiedlicher Durchdringungen der Elektromobilität basiert auf der Skalierung der aufgezeichneten Ladekurven.

[1] Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl Energieverbundtechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, Tel.: +43 3842 4025401, Fax: +43 3842 4025402, bernd.thormann@unileoben.ac.at, evt.unileoben.ac.at
[2] Energienetze Steiermark GmbH, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz, Tel.: +43 316 90555-52714, rene.braunstein@e-netze.at, www.e-steiermark.com

Um das zeitliche Ladeverhalten mehrerer Fahrzeugbesitzer realitätsnah abzubilden, werden Gleichzeitigkeitsfaktoren für Elektrofahrzeuge anhand eines probabilistischen Ansatzes (vgl. [2]) ermittelt, mittels realer Mobilitätsdaten [3, 4] validiert und für die Modellierung der Lastprofile der Elektrofahrzeuge angewandt (Abbildung 2). Die Lastprofile der Verbraucher innerhalb des analysierten Niederspannungsnetzes werden mit Hilfe von Standardlastprofilen, skaliert mit den entsprechenden Jahresenergieverbräuchen, modelliert.

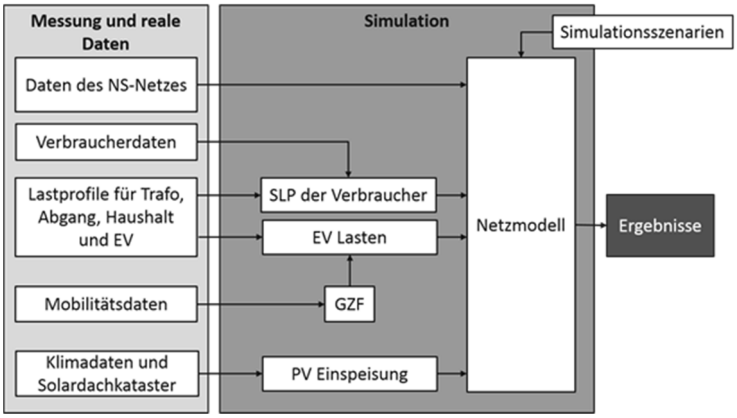


Abbildung 2: Methodik und Datengrundlage der Lastflusssimulation

Die Ermittlung von Netzbelastungen in Form von Spannungsbandverletzungen, Leitungsüberlastungen und unsymmetrischen Spannungszuständen erfolgt anhand eines Worst-Case Szenarios mittels zweiwöchiger Lastflusssimulationen (NEPLAN). Aufbauend auf den Erkenntnissen des Worst-Case-Szenarios soll die Entlastung kritischer Netzelemente innerhalb des Niederspannungsnetzes anhand von bedarfsorientierten Lösungsszenarien aufgezeigt werden: Neben der Simulation von Demand-Side Maßnahmen, in Form von zeitlich versetztem Laden und der Reduzierung der Ladeleistung, wird die Integration der Photovoltaikeinspeisung in Kombination mit Speichereinheiten sowie der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators untersucht.

Ergebnisse

Einheitliches einphasiges Laden an der selben Netzphase führt bereits bei einer geringen Elektromobilitätsdurchdringung von unter 20 % zu unzulässiger Unsymmetrie sowie zu Spannungsbandverletzungen. Infolgedessen muss die gleichmäßige Phasenverteilung einphasiger Ladevorgänge sowie der Umstieg auf dreiphasiges Laden auf Seiten der Fahrzeugindustrie forciert werden. Anhand der Gegenüberstellung der analysierten Szenarien wird aufgezeigt, dass vor allem Demand Side Maßnahmen, wie die Reduktion der Ladeleistung und zeitlich versetztes Laden, zur entscheidenden Entlastung des Netzes führen. Unter der Berücksichtigung genannter Maßnahmen, lässt sich selbst eine achtzigprozentige Elektromobilitätsdurchdringung ohne konventionelle Netzausbaumaßnahmen in das betrachtete Niederspannungsnetz integrieren.

Referenzen

[1] ALEXANDER PROBST: Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung. Universität Stuttgart, Fakultät Informatik, Elektrotechnik und Informationstechnik. 2014

[2] WIELAND, Thomas; REITER, Michael; SCHMAUTZER, Ernst; FICKERT, Lothar; FABIAN, Jürgen; SCHMIED, Robert: Probabilistische Methode zur Modellierung des Ladeverhaltens von Elektroautos anhand gemessener Daten elektrischer Ladestationen. 2015

[3] BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR, INNOVATION UND TECHNOLOGIE et al.: Ergebnisbericht zur österreichweiten Mobilitätserhebung Österreich unterwegs 2013/2014; Wien, Juni, 2016

[4] VERKEHRPLUS GMBH: Mobilitätsdaten Leoben im Rahmen des FFG-Projekts "Move2Grid". 2017

6.2.6 Konzept und Prototyp zur Überprüfung der Schutzmaßnahmen gegen elektrischen Schlag von DC-Ladestationen für Elektrofahrzeuge

Daniel HERBST[1], Benjamin JAUK[1], Ernst SCHMAUTZER[1], Robert SCHÜRHUBER[1], Manfred UNTERWEGER[2], Christian WOLF[3]

Motivation und Zielsetzung

Aufgrund des immer stärker wachsenden Einsatzes von Elektrofahrzeugen (EV, electric vehicle) steigt auch die Zahl an installierten Ladestationen (EVSE, electric vehicle supply equipment). Dieser schnell steigende Bedarf an Ladestationen wirft spezielle Fragen im Bereich der Errichtung und des Betriebs auf.

Wichtige Fragen in diesem Zusammenhang betreffen dabei die baulichen und elektrotechnischen Voraussetzungen bei der Errichtung einer EVSE und die damit verbundenen Überprüfungen der Schutzmaßnahmen zum Schutz von Personen gegen elektrischen Schlag.



Abbildung 1: Prüfgerät zur normativen Überprüfung der Schutzmaßnahmen (ugs. Installationstester) aus [1]



Abbildung 2: Prüfbox für Ladestationen von [2]

Bei AC-Ladestationen (230/400 V_{AC} mit 3,7 kW, 11 kW, 22 kW) findet man bereits Lösungen zur Überprüfung am Markt, welche als Basis einen herkömmlichen Installationstester (Abbildung 1) sowie eine entsprechende Adapterbox (Abbildung 2) verwenden. Hinsichtlich DC-Ladestationen (bis 500 V_{DC} ab 50 kW) fehlt es derzeit noch an vergleichbaren Geräten sowie Mess- und Prüfabläufen als auch Bewertungskriterien für Überprüfungen.

Da die Zahl der DC-Ladestationen stetig steigt und somit die vorschriftenkonforme Überprüfung dieser Ladestationen eine immer größere logistische, technische und personelle Herausforderung darstellt, wurde im Rahmen einer von der Energie Steiermark GmbH und Energie Graz GmbH geförderten Arbeit ein Konzept für ein geeignetes Prüfverfahren und ein Prototyp eines Prüfgeräts entwickelt, um die Ladestationen regelmäßig zu überprüfen und somit Personensicherheit, Anlagegensicherheit und -verfügbarkeit langfristig zu gewährleisten.

Methodik

Zu Beginn der Arbeiten galt es, sich einen Überblick über die entsprechende Normen- und Vorschriften-Lage zu verschaffen. Die wesentlichsten Bestimmungen dazu sind:

- EN 61851-1
- EN 61851-23
- EN 62196-3

[1] Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, Inffeldgasse 18/I, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-{7551|7555|7550}, {daniel.herbst|schmautzer|robert.schuerhuber}@tugraz.at, benjamin.jauk@student.tugraz.at, www.ifea.tugraz.at
[2] Energie Steiermark Technik GmbH, Neuholdaugasse 56, 8010 Graz, Tel.: +43 316 9000-55880, manfred.unterweger@e-steiermark.com, www.e-steiermark.com
[3] Energie Graz GmbH & Co KG, Schönaugürtel 65, 8010 Graz, Tel.: +43 316 8057-1441, c.wolf@energie-graz.at, www.energie-graz.at

- DIN VDE V 0122-2-300
- ÖVE/ÖNORM E 8001-1

Zur Validierung der normativen Vorgaben mussten Messungen und Analysen von Ladevorgängen durchgeführt werden.

Um das Verhalten einer DC-EVSE im Fehlerfall zu untersuchen und die dabei auftretenden Abschaltzeiten zu analysieren wurde ein entsprechender Messverteiler konzipiert und aufgebaut (siehe Abbildung 3).

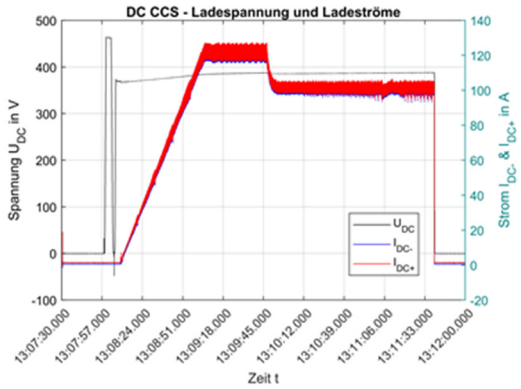


Dieser wird ähnlich einem Adapter zwischen Ladestation und Elektrofahrzeug platziert (CCS- und CHAdeMO-Steckverbinder sind wahlweise möglich) und ermöglicht die Simulation in der Praxis zu erwartenden und daher auch zu überprüfenden Fehlersituationen:

- Unterbrechung sämtlicher Signalleitungen
- Unterbrechung der DC-Verbindungen („+“ und/oder „-“)
- Unterbrechung des PE-Leiters
- Erdschluss („+“ gegen PE, serieller Widerstand 100 kΩ, 40 kΩ, 1 kΩ oder direkt)
- Kurzschluss („+“ gegen „-“, serieller Widerstand 100 kΩ, 40 kΩ, 1 kΩ oder direkt)

Abbildung 3: Messverteiler EVSU am IFEA/TU Graz

Ergebnisse und Ausblick



Nach erfolgter Normenrecherche, Konzeption und Aufbau des Mess-/Prüfverteilers und Messungen von Ladevorgängen (vgl. Abbildung 4) sowie zugehöriger Fehlersimulationen in der Praxis konnten bereits erste Ergebnisse bei erfolgreichen Tests während realer Ladevorgänge erreicht werden die nun entsprechend analysiert und interpretiert werden. Aus den daraus gewonnen Erkenntnissen soll ein entsprechender praxistauglicher Prüfablauf abgeleitet sowie ein Vorschlag für ein leicht handhabbares Prüfgerät erstellt werden.

Abbildung 4: Ladespannung und Ladestrom bei fehlerfreiem CCS-Ladevorgang

Danksagung

Unser ausdrücklicher Dank gilt unseren Partnern welche den Anstoß zu dem Projekt gegeben haben sowie dieses personell und finanziell unterstützen!

ENERGIE GRAZ

ENERGIE STEIERMARK

Literaturverzeichnis

[1] GOSSEN METRAWATT, „Bedienungsanleitung PROFITEST MPRO MXTRA (3-349-647-01, 9/2.14),“ 2014. [Online]. Available: https://gossenmetrawatt.com/resources/zz_tam/profitest-edition/profitest-edition-ba_d.pdf. [Zugriff am 28. 11. 2017].

[2] MENNEKES, 2017. [Online]. Available: https://www.chargeupyourday.de/pd/zubehoer/Pruefbox-fuer-Ladestationen-D-0000000600010f6f0001003a/. [Zugriff am 28. 11. 2017].

6.3 BATTERIESPEICHER UND NETZE (SESSION E3)

6.3.1 Life Cycle Emissions and Life Cycle Cost Analysis for Stationary Batteries in Different Geographies

Martin BEUSE[1], Tobias SCHMIDT[1], Xiaojin ZHANG[2], Bjarne STEFFEN[1], Simon Fabian SCHNEIDER[2], Alejandro PENA BELLO[3], Christian BAUER[2], David PARRA MENDOZA[3]

Motivation

In the last decade, renewable energy (RE) technologies have experienced enormous growth and cost reductions. However, key renewables (wind, PV) are intermittent, hence, with growing RE shares, measures to counter-balance intermittency and provide grid stabilization are needed. To this end, energy storage technologies are one important lever. Battery storage technologies are particularly interesting as they can be deployed in several different applications across the electricity supply chain (from generation, in the transmission and distribution grids, to the consumer's sites) [1] [2] [3].

Several battery chemistries compete, with different technologies possessing different comparative advantages [4]. In order to understand how these alternatives compare in their potential to provide important grid balancing services, and thereby enable high-RE low-carbon electricity systems, two important variables need to be analyzed:

- Their life-cycle cost (LCC): important to ensure economic efficiency
- Their life-cycle carbon emissions (LCE): important for deep decarbonization

Importantly, both indicators ought to be analyzed simultaneously to be able to balance private and social cost of different technologies.

Extant literature has thus far: analyzed LCC in different stationary applications and found significant differences between technologies across applications [5] and looked at LCE but primarily in mobile applications, where it was shown that the life-cycle emissions strongly vary with the grid emission factor. Only very recently, first papers were published that combine LCC and LCE of stationary systems, based on consistent definitions of technologies, applications, and system boundaries along both dimensions [6] [7]. However, both studies omit the role of geographical factors for LCC and LCE as they focus on just one region. This is interesting given the role of grid-emission factors identified in the studies of batteries in e-mobility applications (see above). Besides this variation, it would be interesting to understand the role of geography on LCC. Finally, neither study translates the LCE into social cost and thereby allows a direct comparison between private and social cost and highlight potential economic trade-offs.

In this study, we aim to address this gap by analyzing to which extent geography, and particularly the grid's CO_2-emissions intensity, influence the performance of battery systems regarding their LCC and LCE across different applications.

Methodology

To this end, we perform a LCC and LCE analysis of three battery types, namely Vanadium-Redox-Flow (VRF), Lead-acid (PB), and Lithium-ion (LI). Within LI we differentiate four different chemistries: nickel manganese cobalt oxide (NMC), nickel cobalt aluminum oxide (NCA), titanate oxide (LTO) and iron phosphate (LFP). We compute their performance in three exemplary European countries, which each represent a different CO_2-emissions intensity: Switzerland (low), Germany (medium), and Poland (high).

[1] ETH Zurich, Energy Politics Group, Haldeneggsteig 4, 8092 Zurich, Switzerland, Tel.: +41 44 632 96 92, martin.beuse@gess.ethz.ch, www.epg.ethz.ch
[2] Paul Scherrer Institute, Laboratory of Energy Systems Analysis, Technology Assessment Group, 5232 Villigen PSI, Switzerland, www.psi.ch
[3] University of Geneva, Institute for Environmental Sciences and Forel Institute, Energy Efficiency Group, Boulevard Carl-Vogt 66, 1205 Genève, Switzerland, www.unige.ch

Five applications are defined according to Malhotra and colleagues [2], reflecting different locations in the electricity value chain (residential consumer, commercial & industrial consumer, transmission or distribution grid) as well as various ways of generating value (increasing power quality and power reliability, increasing the utilization of existing assets and utilizing price differences through arbitrage).

The system boundary in this study includes the manufacturing of battery systems, international transport of the systems from manufacturing to application country, installing the systems up to the point of grid integration and operating them during the use phase. We do not consider the end-of-life disposal and recycling of batteries in this analysis due to limited data availability [8]. To ensure robustness of our results, we conduct an integrated Monte-Carlo-Simulation, varying parameters with high uncertainty and/or difference between settings that effect both LCE as well as LCC results (efficiency, battery lifetime). In addition, we vary the energy consumption for manufacturing batteries (LCE) and capital cost of the fully installed battery system (LCC). To enable analysis of trade-offs between social and private cost, we recalculate LCE using the concept of social cost of carbon.

Results

Based on the conducted analyses we find that for the LCE, the use phase is of highest importance across all technologies and applications under study. The more the electricity supply to the battery is decarbonized (either via a low CO_2-intensity in the electricity grid, as in Switzerland, or via direct supply from a RE source, as in self-consumption of PV generation), the more the relevance shifts to battery manufacturing. For the LCC, the choice of technology is of highest importance. It is crucial to fit the technological characteristics to the application at hand. In general, LI batteries seem to perform best in most settings. Recent cost and technological improvements, driven mostly by the automotive industry, have led to this new reality. The geography has only limited influence, since the cost occurring during the use phase of the battery systems is rather small, compared to the initial capital expenditure. Therefore, both cost for operating and maintaining the system as well as for recharging the batteries due to efficiency losses is of limited influence. Combining LCE and LCC analyses, we find that there is a limited trade-off between social and private cost of battery technologies, when decarbonizing the electricity sector in a given geography. Battery storage systems are therefore a great example of how private and social welfare may go hand in hand.

References

[1] A. Stephan, B. Battke, M. D. Beuse, J. H. Clausdeinken, and T. S. Schmidt, “Limiting the public cost of stationary battery deployment by combining applications,” Nat. Energy.

[2] A. Malhotra, B. Battke, M. Beuse, A. Stephan, and T. Schmidt, “Use cases for stationary battery technologies: A review of the literature and existing projects,” Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 56, 2016.

[3] B. Battke and T. S. Schmidt, “Cost-efficient demand-pull policies for multi-purpose technologies – The case of stationary electricity storage,” Appl. Energy, vol. 155, pp. 334–348, 2015.

[4] T. S. Schmidt, B. Battke, D. Grosspietsch, and V. H. Hoffmann, “Do deployment policies pick technologies by (not) picking applications? – A simulation of investment decisions in technologies with multiple applications,” Res. Policy, vol. 45, no. 10, 2016.

[5] B. Battke, T. S. Schmidt, D. Grosspietsch, and V. H. Hoffmann, “A review and probabilistic model of lifecycle costs of stationary batteries in multiple applications,” Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 25, pp. 240–250, 2013.

[6] A. Abdon, X. Zhang, D. Parra, M. Patel, C. Bauer, and J. Worlitschek, “Techno-economic and environmental assessment of stationary electricity storage technologies for different time scales,” Energy, vol. 139, pp. 1173–1187, Nov. 2017.

[7] M. Baumann, J. F. Peters, M. Weil, and A. Grunwald, “CO_2 Footprint and Life-Cycle Costs of Electrochemical Energy Storage for Stationary Grid Applications,” Energy Technol., Jan. 2017.

[8] J. L. Sullivan and L. Gaines, “Status of life cycle inventories for batteries,” Energy Convers. Manag., vol. 58, pp. 134–148, 2012.

6.3.2 Kostenentwicklung dezentraler Batteriespeicher – Evolution oder Revolution?

Albert HIESL[1]

Übersicht

Längst ist die Photovoltaik angekommen um zu bleiben. Eine Technologie, die vor einigen Jahren noch belächelt wurde und seitdem einen steilen Aufstieg erlebt hat. Mittlerweile ist es auch in Österreich möglich, Mieter von Mehrfamiliengebäuden unkompliziert mit dezentral erzeugtem PV-Strom zu versorgen. In den letzten Jahren ist auch die Nachfrage nach dezentralen Batteriespeichern immer mehr gestiegen. Die Frage die sich hier stellt ist, ob auch für Batteriespeicher eine ähnliche Erfolgsgeschichte möglich ist. Dafür ist auch der Preis im Verhältnis zum Nutzen ausschlaggebend. Welchen Nutzen bringt ein zusätzlicher Speicher und was darf dieser Speicher in unterschiedlichen Szenarien kosten um wirtschaftlich profitabel zu sein?

Methodik

Basierend auf einem bestehenden linearen Optimierungsmodell, wird in verschiedenen Szenarien evaluiert, wieviel ein Speicher zusätzlich zu einer Photovoltaikanlage kosten darf um profitabel betrieben werden zu können. Dazu wird auch ein Vergleich von Kosten/Nutzen für unterschiedliche Lastprofile und unterschiedliche Größenkombinationen von PV-Anlage/Speicher durchgeführt. Neben einem Standardlastprofil kommen gemessene Lastprofile zum Einsatz. Unterschiedliche Entwicklungen in den Strompreisen sowie in den Einspeisevergütungen werden dabei berücksichtigt. Auf Basis einer Marktanalyse/Literaturrecherche werden die Entwicklungen der Speicherpreise dargestellt. Anschließend werden diese realen Preise den modellierten Preisen gegenübergestellt und notwendige Kostenreduktionen in den unterschiedlichen Szenarien herausgearbeitet.

Über die Berechnung des internen Zinsfußes (IRR) der Investition wird bei einer festgelegten Verzinsung auf die zusätzlichen Speicherkosten geschlossen.

$$NPV = -I_{batt,ges} + \sum_{t=1}^{25} \frac{\Delta C_t}{(1+r)^t} = 0$$

$$I_{batt,ges} = \sum_{t=1}^{25} \frac{\Delta C_t}{(1+r)^t}$$

$$I_{batt} = \frac{I_{batt,ges}}{1 + 0{,}7 * (1+r)^{-13}}$$

Es wird dabei davon ausgegangen, dass der Batteriespeicher nach etwa 13 Jahre getauscht werden muss und dass der Nachkauf des Speichers dann deutlich günstiger ausfällt.

Ergebnisse

Abbildung 1 und Abbildung 2 zeigen die Speicherpreise bzw. die notwendigen Reduktionen im Jahr 2013. Es ist ersichtlich, dass die Batteriespeicher in diesem Jahr noch deutlich zu teuer waren und die notwendigen Reduktionen mit bis zu 95 % sehr hoch ausfallen. Wie in Abbildung 2 zu sehen ist, wird ein Minimum bei ca. 6-7 kWh Speicherkapazität erreicht. Dies ist jener Bereich, in dem ein Anstieg des Eigenverbrauchsanteils in einem durchschnittlichen Einfamilienhaus unter Berücksichtigung eines Standardlastprofils nur noch bedingt möglich ist. Es wurde dabei davon ausgegangen, dass zumindest ein interner Zinsfuß von 1 % erreicht wird. Fällt die erwartete jährliche Rendite höher aus, so müssen auch die Kosten deutlich mehr sinken. Je nachdem wie in Zukunft die Zusammensetzung der Haushaltsstrompreise sein wird, können auch die notwendigen Kostendreduktionen deutlich geringer ausfallen.

[1] Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe / Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801 370371, Fax: +43 1 58801 370397, hiesl@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

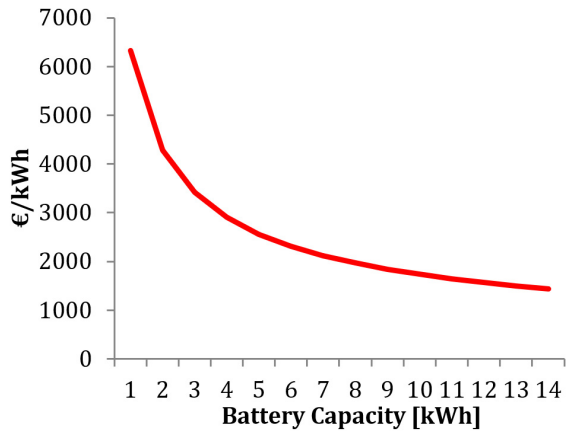


Abbildung 1: Batteriespeicherpreise 2013

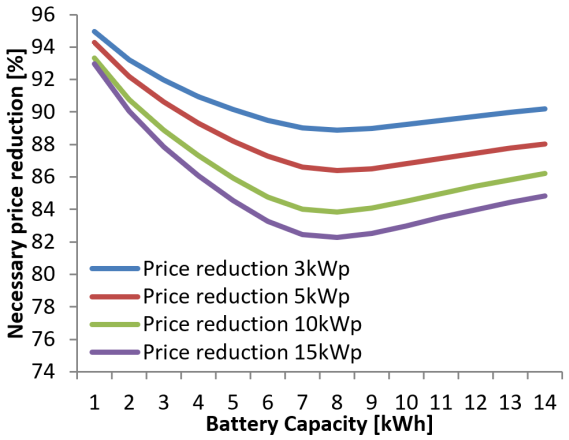


Abbildung 2: Notwendige Senkung der Kosten für Batteriespeicher 2013

In den letzten Jahren sind die Preise für Batteriespeicher deutlich gesunken. Die Profitabilität der Speicher hängt jedoch nicht nur von den direkten Investitionskosten, sondern auch von der kalendarischen Lebensdauer, der Zyklenlebensdauer, der Entladetiefe und auch vom Wirkungsgrad ab. Eine etwas untergeordnete Rolle spielt hier die maximale Lade-/Entladeleistung. Dies ändert sich, wenn der Speicher auch alle Lastspitzen abdecken können soll.

Wie sich die Speicherpreise in den letzten Jahren entwickelt haben und unter welchen Umständen Batteriespeicher in Kombination mit Photovoltaikanlagen profitabel betrieben werden können bzw. wie hoch die notwendigen Kostenreduktionen ausfallen müssen, wird in der finalen Version dieser Arbeit analysiert.

Literatur

[1] Huld, T., Gottschalg, R., Beyer, H.G., and Topič, M. (2010). Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging. Sol. Energy 84, 324–338.

6.3.3 Optimale Bewirtschaftung und wirtschaftliche Bewertung eines zentralen Batteriespeichers im Verteilnetz

Fabian MOISL[1], Georg LETTNER[1], Wolfgang PRÜGGLER[2]

Inhalt

Die Zahl der installierten PV-Heimspeicher in Österreich und Deutschland steigt seit dem Jahr 2013 kontinuierlich und beläuft sich inzwischen auf 2.400 Systeme in Österreich (Ende 2016 [1]) bzw. über 60.000 Systems in Deutschland (bis März 2017 [2]).

Die klassische Einsatzstrategie dieser Batteriespeicher hat die Erhöhung des PV Eigenverbrauchs der individuellen Haushalte zum Ziel. Benachbarte Prosumer im Verteilnetz werden nicht berücksichtigt, was zu ineffizienten Systemzustände führen kann (z.B. gleichzeitiges Laden und Entladen zweier Speichersysteme im Netz). Dieser Beitrag untersucht daher mögliche Synergieeffekte eines zentralen Batteriespeichers im Verteilnetz als Ersatz mehrerer kleiner PV-Heimspeicher. Ferner werden unterschiedliche Geschäftsmodelle eines solchen zentralen Speichers analysiert.

Methodik

Die Bewirtschaftung des zentralen Batteriespeichers wird anhand eines modellhaften Verteilnetzabschnitts mit 139 Verbrauchern (Haushalte und kleine Gewerbe) simuliert, das einem Ortsnetz der Energienetze Steiermark nachempfunden ist. Jedem Verbraucher ist dabei ein synthetisches Lastprofil zugeordnet, welche mittels Lastprofilgenerator (*der verwendete Lastprofilgenerator wurde im Forschungsprojekt aDSM [3] entwickelt*) erzeugt wird. Außerdem sind 17 Hauhalten gemessene PV Erzeugungsprofile hinterlegt. Der optimale Speichereinsatz wird durch ein lineares Optimierungsmodell (implementiert in MATLAB) unter Berücksichtigung der PV Prosumer ermittelt. Des Weiteren wird die lokale Netzspannung als einschränkende Nebenbedingung der Speichernutzung berücksichtigt, welche die maximale Lade- bzw. Entladeleistung des Speichers limitiert.

Ergebnisse

Vorläufige Ergebnisse bestätigen Synergieeffekte eines zentralen Speichers für die verwendeten Lastzeitreihen. Während bei individueller Betrachtung der 17 Prosumer 82,2 MWh PV Überschusserzeugung zwischengespeichert bzw. in das Stromnetz eingespeist werden müssen (siehe Abbildung 1), sinkt die Überschussenergie bei gemeinsamer Betrachtung der Prosumer auf 70,4 MWh (- 14,4 %). Somit kann eine Steigerung des lokalen Verbrauchs von dezentral erzeugtem PV Strom, durch die Verwendung eines zentralen Batteriespeichers mit geringerem Ressourceneinsatz (geringerer Speicherkapazität) realisiert werden.

Ein wesentlicher Vorteil von Speicherbatterien im Haushalt ist jedoch, dass Prosumer durch die Zwischenspeicherung von PV Überschüssen neben den reinen Stromkosten auch Netzentgelte, Steuern und Abgaben einsparen können. Im Falle eines zentralen Batteriespeichers (im Verteilnetz) ist ein Energiefluss über das öffentliche Netz, sowohl beim Speichern als auch bei der anschließenden Nutzung der Überschusserzeugung, notwendig. Somit müssen diese Energiemengen im Bilanzgruppenmodell abgebildet werden, was zur Folge hat, dass Netzgebühren, Steuern und Abgaben pro Speicherzyklus zweimalig zu entrichten sind. Ferner können dadurch auch Kosten für Ausgleichsenergie- und Bilanzgruppenmanagement anfallen.

Dieser Umstand verhindert derzeit einen wirtschaftlichen Betrieb von zentralen Stromspeichern zur Erhöhung des Eigenverbrauchs im Verteilnetz.

[1] Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe / Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29/E370, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801 370373, moisl@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

[2] MOOSMOAR Energies OG, Moosberg 10, 8960 Niederöblarn, Tel.: +43 660 5026101, w.prueggler@mmenergies.at, www.mmenergies.at

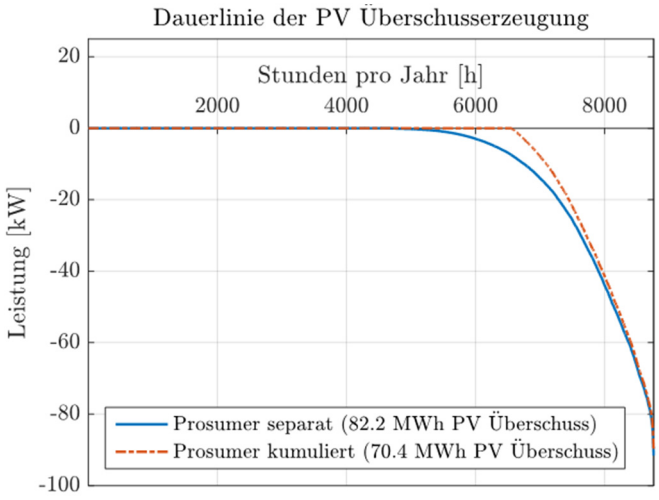


Abbildung 1: Vergleich der Dauerlinie der PV Überschusserzeugung von 17 Prosumern im Verteilnetz bei separater Betrachtung der Prosumer und gemeinsamer (kumulierter) Betrachtung

Danksagung

Dieser Beitrag basiert auf dem Forschungsprojekt „LEAFS - Integration of Loads and Electric Storage Systems into advanced Flexibility Schemes for LV Networks“. Das Projekt LEAFS wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Energieforschungsprogramms 2014 durchgeführt.

Literatur

[1] Leonhartsberger, K., 2017, Speicherrevolution managen: Wie können private Kleinspeicher ins Stromsystem integriert werden? Viktor Kaplan Lecture, 7. Juni 2017, Fachhochschule Technikum Wien.

[2] Figgener J. et al., Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0, Jahresbericht 2017, Online: http://www.speichermonitoring.de (Stand: 30.11.2017)

[3] Gawlik W. et al., aDSM - Aktives Demand-Side-Management durch Einspeiseprognose, FFG-Forschungsprojekt, NE2020, 5. AS, Projektnummer: 834612, Endbericht, Wien, April 2014.

6.3.4 Batteriespeicher im multimodalen Betrieb für Netzdienstleistungen und Netzstabilisierung – Erste Erkenntnisse aus dem Forschungsprojekt „BatterieSTABIL“

Jürgen MARCHGRABER[1], Christian ALÀCS[1], Wolfgang GAWLIK[1], Johannes KATHAN[2], Manfred WURM[3], Günter WAILZER[4], Wolfgang VITOVEC[4]

Inhalt

Ziel des Forschungsprojektes „BatterieSTABIL“ ist es, mit einem Batteriespeichersystem neben der Erbringung von Systemdienstleistungen auch Beiträge zur Systemstabilisierung in Netzen mit hohem Anteil an erneuerbarer Energieeinspeisung zu ermöglichen. Dabei wird demonstriert, wie zusätzlich zur Möglichkeit der Bereitstellung von Primärregelleistung (Frequency Containment Reserve) ggf. im Pool mit anderen Anlagen das Potential des Batteriespeichers im multimodalen Betrieb durch Erbringung weiterer Systemdienstleistungen (z.B. virtuelle Schwungmasse, dynamische Blindleistungskompensation und Spannungsregelung sowie symmetrierendes Verhalten) zur Systemstabilisierung voll ausgeschöpft werden kann.

Insbesondere wird das Zusammenspiel der Regelstrategien zur Realisierung dieser Einsatzstrategien untersucht werden, um einen zukünftigen universellen Speichereinsatz zu ermöglichen. Somit kann auf die steigenden Herausforderungen des Netzbetriebes durch dezentrale und erneuerbare Erzeugung und der einhergehenden Verdrängung konventioneller zentraler Kraftwerke reagiert werden.

Weiters wird die Fähigkeit zum Schwarzstart und für den Inselbetrieb unter Einbindung regenerativer Energieerzeugung untersucht, die wirtschaftliche Bewertung der erbrachten kombinierten Netzdienstleistungen und daraus abgeleitete notwendigen regulatorische Rahmenbedingungen im Projekt betrachtet und schließlich skalierbare und zukunftsfähige Lösungswege daraus abgeleitet.

Realisierung

Im Rahmen des Projektes wird ein 2,5 MVA / 2,2 MWh (nutzbarer Energieinhalt, garantiert nach 10 Jahren Betrieb) Batteriespeicher mit Li-Ion-Technologie im Umspannwerk Prottes der Netz Niederösterreich GmbH errichtet; das ist der zurzeit größte Batteriespeicher in Österreich. Sein Betrieb wird mittels Feld- und Dauertests sowie Labortests untersucht. Ziel des Forschungsprojektes ist es aufzuzeigen, dass Batteriespeichersysteme sowohl Systemdienstleistungen erbringen als auch Beiträge für die Systemstabilisierung in Netzen mit hohem Anteil an erneuerbarer Energieeinspeisung liefern können.

Dabei werden die einzelnen Betriebsmodi des Batteriespeichers, die für die Systemstabilisierung im elektrischen Netz relevant sind, mittels Simulation untersucht, Einsatzkonzepte des Batteriespeichers im Labor und in Feldtests validiert, der Batteriespeicher im Dauerbetrieb untersucht, der multimodale Betrieb als sinnvolles Zusammenspiel unterschiedlicher Regelstrategien des Batteriespeichers demonstriert, Geschäftsmodelle für Batteriespeicher im Hinblick auf einen kombinierten Einsatz im Netz entwickelt und die Übertragung der Fragestellung auf flächendeckende Anwendung abgeleitet.

[1] Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801 370101, {juergen.marchgraber|christian.alacs|wolfgang.gawlik}@tuwien.ac.at, www.ea.tuwien.ac.at

[2] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Wien, Tel.: +43 50550 6027, johannes.kathan@ait.ac.at, www.ait.ac.at

[3] Netz Niederösterreich GmbH, EVN Platz, 2344 Maria Enzersdorf, Tel.: +43 2236 201 12593, manfred.wurm@netz-noe.at, www.netz-noe.at

[4] EVN AG, EVN Platz, 2344 Maria Enzersdorf, Tel.: +43 2236 200-{12652|12269}, {guenter.wailzer|wolfgang.vitovec}@evn.at

Ergebnisse

Derzeit (Zeitpunkt der Einreichung der Kurzfassung) findet die Errichtung und Inbetriebnahme des Batteriespeichers statt. Im Beitrag wird das Projekt vorgestellt und es werden erste Erkenntnisse aus dem Probebetrieb, von bereits durchgeführten Labortests und Simulationsrechnungen präsentiert.

Danksagung

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Energieforschungsprogramms 2016 durchgeführt.



6.3.5 Sicherheitstechnische Aspekte von Speichern im Netzparallelbetrieb

Michael KAIN[1], Alfons HABER[1]

Motivation und zentrale Fragestellung

Die Anzahl und der Einsatz von Batteriespeichern bei den Endverbrauchern von elektrischer Energie ändern sich fortwährend. Zukünftig wird diese Zunahme u.a. aufgrund des Auslaufens von Einspeisevergütungen für erneuerbare Energien sowie der tendenziell steigenden Stromgesamtkosten bei sinkenden Speicherpreisen noch verstärkt. Dies führt zur progressiven Marktdurchdringung der Speicher, die mit einer Veränderung des leistungsmäßigen Strombezugs einhergeht. Aus netztechnischer Sicht sind hierdurch mehrere Punkte zu betrachten, die sich u.a. aufgrund des betrieblichen Einsatzes der Speicher und der sicheren Stromversorgung ergeben. Hierzu zählen neben aktiven Beiträgen der verfügbaren Einspeiseanlagen zur Netzstabilisierung ebenso darüber hinausgehende Aspekte zur Flexibilisierung des Energiesystems. Daraus ergeben sich unterschiedliche Fragestellungen, insbesondere bezogen auf die aktiven Anforderungen an die Energiespeicher im Netzparallelbetrieb. Somit gilt es neben dem marktdienlichen, den system- und netzdienlichen Einsatz von Speichern hinsichtlich der sicherheitstechnischen Aspekte im Netzparallelbetrieb zu analysieren und den zukünftigen Anforderungen gegenüber zu stellen.

Methodische Vorgehensweise

Neben der Analyse von Energiespeichern zum leistungsmäßigen Laden und Entladen, insbesondere auf die zeitgleiche Leistungsbetrachtung der Erzeugungs- und Lastsituation, werden netztechnische Anforderungen in Bezug auf den sicheren Betrieb dieser Speicher erstellt. Grundlegend werden hierfür u.a. die technischen Regelwerke VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ [VDE, Ausgabe 08/2011], die TAB (Technische Anschlussbedingungen) Niederspannung 2007 [BDEW, Ausgabe 2011] und der technische FNN-Hinweis „Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz“ [VDE, Ausgabe 10/2016] sowie daraus resultierende Orientierungsrichtlinien verwendet. So werden neben den aktuellen Anschlussbedingungen auch typische Kenngrößen von Speichern im Niederspannungsnetz berücksichtig, analysiert und präsentiert. Wesentlich sind hier insbesondere neben den Spannungsbetrachtungen und den Betriebsmodi die sich daraus ergebenden Netzrückwirkungen. Die leistungsstarken Netze, welche heute und in naher Zukunft den Lastflussänderungen aufgrund des Ladens und Entladens der Speicher genügen müssen, gilt es detailliert zu untersuchen und über Modellnetze zu betrachten. Darauf aufbauend werden diese Ergebnisse exemplarisch gegenübergestellt um daraus weitere notwendige Anforderungen ableiten zu können.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Anhand des Überblicks der technischen Anschlussbedingungen von Energiespeichern im Niederspannungsnetz und deren Evaluierung im Hinblick auf sichere, markt- und netzorientierte Integration lässt sich eine stabile Stromversorgung mit steigendem regenerativem Erzeugungsanteil leichter verwirklichen. Zusätzlich werden Anforderungen an die Informations- und Kommunikationstechnologie im Zusammenhang mit dem Netzparallelbetrieb von Speichern verifiziert. Die Übersichten und resultierenden Schlussfolgerungen ermöglichen weiterführende Modelle für die Netzanalyse und für die sicherheitstechnischen Aspekte des Stromnetzes, insbesondere für die Parameter der aktuell häufig zeitsynchronen Lade- und Entladevorgänge von Energiespeichern. Hier sind insbesondere schnelle Reaktionszeiten der Speichersysteme von großer Bedeutung, um hohe Leistungsgradienten für den Netzparallelbetrieb so gering als möglich zu halten. Aufgrund dessen liefern die durchgeführten Betrachtungen ebenfalls die Grundlage für weiterführende Betrachtungen von unterschiedlichen Speichern, u.a. auch für die E-Mobilität.

[1] Hochschule Landshut, Am Lurzenhof 1, 84036 Landshut, Tel.: +49 871 506-{423|220}, {michael.kain|alfons.haber}@haw-landshut.de, www.haw-landshut.de

6.3.6 Die Bedeutung von Speichern in regionalen Energiesystemen

Josef BÄRNTHALER[1], Petra BUßWALD[2], Franz NIEDERL[2], Horst LUNZER[3], Anja STENGLEIN[4], Günter WIND[5]

Inhalt

Für eine zukunftsfähige, low-carbon Entwicklung ist eine – je Region bzw. ihrer regionalen Gegebenheiten individuelle – intelligente Verbund-Strategie von Energie- und Speichertechnologien zum Ausgleich von Energieangebot aus erneuerbaren Quellen und der kundenseitigen Energienachfrage erforderlich. Um solche Verbundlösungen zu designen, bedarf es Tools, die Bedarfs-, Energieertrags- und Speicherleistungskurven gesamthaft betrachten und in Einklang bringen können.

Das Simulationsmodell bzw. webbasiert umgesetzte Tool RESYS *(webbasierter Energiewenderechner für regionale Energieszenarien in Stundenauflösung; www.resys-tool.at)* simuliert dazu aus nur wenigen einfach zu ermittelnden primär statistischen Daten den Energiebedarf einer Gemeinde/Stadt oder Region und stellt diesen der Aufbringung insbesondere durch erneuerbare Energien gegenüber – und zwar in Stundenauflösung.

Es gibt in Österreich viele Klima-Energie-Modellregionen und Gemeinden, welche in ihren Zielen eine regionale Energieautarkie anstreben. Die meisten betrachten dabei allerdings bislang nur eine bilanzielle Ausgeglichenheit zwischen regionaler Energieaufbringung und Verbrauch auf Basis einer Jahresbilanz. In der Realität weichen die Bedarfsprofile an leitungsgebundenen Energien wie Strom, Erdgas oder Nah-/Fernwärme aber sehr stark von den entsprechenden erneuerbaren Energieangeboten ab. Während beispielsweise feste Biomasse gut speicherbar ist, sind Solarenergie, Wind- oder Wasserkraft stark vom jeweiligen Angebot bzw. der Witterung, Tags- und Jahreszeit abhängig. Eine jahresbilanzielle Darstellung ist daher für Planung und Bilanzierung nicht adäquat. Insbesondere auch, wenn Speichersysteme mit-modelliert werden sollen:

Mit einem speziell entwickelten Speicher-Tool wird daher das schon bestehende RESYS-Tool aktuell erweitert, um Energiesysteme inklusive Speicher-Portfolio in Gemeinden oder Region im Gesamten, oder in ausgewählten Teilsystemen zeitaufgelöst auf Stundenbasis beurteilen zu können. Mit Speicher-berücksichtigung kann die Auswahl an Technologien, sowie das Zusammenwirken von Aufbringung und Bedarf noch wesentlich besser aufeinander abgestimmt und geplant werden, um einen hohen Nutzen aus regionale Energien zu ziehen.

Methodik

Um Speichertechnologien in zeitaufgelöste regionale Energiesysteme zu integrieren, bedarf es generell geeigneter Speichertechnologien, sowie der Kenntnisse über deren Eigenschaften wie beispielsweise das Lade- und Entladeverhalten, mögliche Lade- und Entladeleistungen, Wirkungsgrade, Zyklenfestigkeit, Speicherverluste usw., um nur einige zu nennen.

Im Projekt werden aktuell verfügbare aber auch gerade in Entwicklung befindliche Speichertechnologien mit zugehörigen Parametern und Kosten analysiert, um diese in das Modell und Tool RESYS zu integrieren. Weiters werden auch Technologieanbieter und -lieferanten in der Steiermark recherchiert, und mit deren Leistungen und Kompetenzen in einer „Speicherlandkarte“ dargestellt.

Zukünftig sollen auch Schnittstellen geschaffen werden, um Echtdaten aus dem Alltagsbetrieb in die Modellbildung zu integrieren, um damit die Modelle auch laufend zu verfeinern.

[1] Energieagentur Obersteiermark GmbH, Holzinnovationszentrum 1a, 8740 Zeltweg, Tel.: +43 3577 26664-23, Fax: +43 3577 26664-4, josef.baernthaler@eao.st, www.eao.st
[2] akaryon GmbH, Grazer Straße 77, 8665 Langenwang, Tel.: +43 3854 25099, Fax: +43 3854 25098, {busswald|niederl}@akaryon.com, www.akaryon.com
[3] Resys-Konsortium/Dr. Lunzer Energie und Umwelt e.U., Pfaffendorf 15, 2052 Pernersdorf, Tel.: +43 650 4449198, office@drlunzer.eu, www.drlunzer.eu
[4] Sigmundstadl 7, 8020 Graz, Tel.: +43 650 2821550, anja.stenglein@aon.at
[5] Ingenieurbüro für Physik Dr. Günter Wind, Markstraße 3, 7000 Eisenstadt, Tel.: +43 680 2326415, g.wind@ibwind.at, www.ibwind.at

Ergebnisse

Als Hauptergebnis steht ein Modell, umgesetzt in einem Tool zur Verfügung, um die Auswirkung von Speichertechnologien auf den Selbstversorgungsgrad von Regionen und Gemeinden mit einer zeitlichen Auflösung auf Stundenbasis zur Verfügung zu stellen. Damit besteht die Möglichkeit, Eigenversorgungsgrade mit Erneuerbaren Energien in einer Zeitlichen Auflösung zu prognostizieren und zu planen. Weiters können einfach Variantenstudien erstellt werden, um verschiedenen Optionen für zukünftige erneuerbare Energien und Speicherprojekte zu vergleichen und die besten Optionen herauszuarbeiten. Durch die hohe zeitliche Auflösung wird auch die wirtschaftliche Planung der Projekte einfacher und genauer, vor allem im komplexen Zusammenspiel unterschiedlicher Technologien.

Die „Speichertechnologie-Landkarte Steiermark“ wird das gebündelte Speichertechnologie-Know-How entsprechend zur Verfügung stellen und verbreiten.

Damit wird ein wesentlicher Baustein für die Energiewende in Richtung einer zukünftigen Low-Carbon-Gesellschaft geschaffen.

6.4 GERÄTE UND MAGNETFELDER (SESSION E4)

6.4.1 New Impacts on Ecological Transformer Design

Ernst PAGGER[1], René BRAUNSTEIN[2], Georg PUKEL[3]

Reduction of environmental hazards by using natural ester

Until now, worldwide most of the transformers are filled with mineral oil. Mineral oil combined with cellulose is a reliable insulation system that has been used as the “classic insulation system” for nearly one hundred years. However, because of the low fire point of mineral oil it comes from time to time to fire accidents, which objectively can be tracked back to this circumstance. As a result of transformer fire, as the past shows, for example thousands of people cannot be supplied with electrical energy (like Los Angeles 2016, Norwich 2017, Yuzhnoukrainsk 2015) or even people are injured or killed (like Perth 2015, Istanbul 2015, Kinnaur 2015, Dhaka 2014). The statistics show that on one thousand of transformers per year of use, approximately one transformer fire happens. For specific applications, some of the liquid filled transformers have alternative insolation fluids like esters or silicone oil inside. Above all natural esters are eco-friendly as they stem from vegetable oil, are biodegradable, have a very low CO_2 footprint and due to the high flash- and fire point they are much safer compared to mineral oil. Because of the high fire point, natural esters are K-class fluids and therefore national and international standards allow reduced distances between transformers as well as to the surroundings. Compared to mineral oil, approximately 4.4 times more energy is needed to bring – for example a soya bean based insulating fluid – to its fire point. Until now, no transformer blast or transformer fire has been reported, at transformers filled with natural ester fluids - for example Envirotemp FR3, a soya bean based natural ester. In addition to the advantages regarding fire point, natural ester liquids are completely biological degradable.

Interaction between natural ester and transformer materials

Transformer failure is mainly caused by the loss of the mechanical strength of the liquid impregnated paper. Literature studies show that natural ester fluids are less harmful to the cellulose. On the one hand this is due to their chemical and physical structures which enable them to bind and absorb much more water than mineral oil. If the cellulose is kept dry, the degradation process will not start so early. On the other hand, there is a significant difference between the produced acids when the liquids age. Mineral oil produces short chain acids like formic and acetic acid and natural esters produce long chain acids which can hardly be dissociated and therefore they are harmless to the cellulose. That means that degradation of mineral oil also causes ageing of the cellulose.

Case study

For all these reasons, Energienetze Steiermark GmbH has started an investigation programme by verifying the main differences between mineral oil and the natural ester Envirotemp FR3. Researches have been carried out by TÜV Austria and a small distribution transformer filled with Envirotemp FR3 was put in operation in May 2017. If natural esters are used as an insulating liquid, it is important to take care that the air-liquid contact is reduced to a minimum. Therefore an open breathing system should not be used for transformers filled with natural ester fluids. Because of the higher viscosity of natural esters, they tend to thicken at temperatures below minus 25 °C for a long period (several days). In this case, the cooling can be affected but the dielectric behaviour remains good. Due to the mentioned advantages, in future transformers can be designed smaller having the same capacity, well knowing that an according adaption of standardization is necessary. Another idea is that existing transformers can be upgraded to provide overload capability.

[1] EPP Consulting GmbH, Koschatstraße 15a, 9400 Wolfsberg, Tel.: +43 660 2367283, ernst.pagger@epp-consulting.at, www.epp-consulting.at
[2] Energienetze Steiermark GmbH, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz, Tel.: +43 316 90555-52714, Fax: +43 316 90555-22790, rene.braunstein@e-netze.at, www.e-netze.at
[3] Siemens AG Österreich, Transformers Weiz, Elingasse 3, 8160 Weiz, Tel.: +43 664 8011771583, georg.pukel@siemens.com, www.siemens.at

6.4.2 Einführung eines Diagnosemanagementsystems für Mittelspannungskabel bei der KNG-Kärnten Netz GmbH

Hans-Jürgen WERNEGGER[1], Karl SCHOAß[2], Rudolf WOSCHITZ[3], Bernhard HEINE[4]

Motivation

Eine Häufung von fertigungsbedingten Qualitätsmängeln neuer Mittelspannungskabel, die bestehende Altersstruktur des Kabelmengengerüsts und die Forderung einer nachhaltigen Instandhaltungsstrategie (technisch / wirtschaftliches Optimum) waren die Auslöser einer, dem Stand der Technik angepassten, Untersuchung des Themenkomplexes „Diagnosemanagementsystems für Mittelspannungskabel“ bei der KNG Kärnten Netz GmbH (kurz KNG). Die Untersuchung wurde in Form eines Projektes mit TU-Graz, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement durchgeführt.

Methodik

Zur Übersichtlichkeit und besseren Themenabgrenzung des umfangreichen Stoffgebietes gliedert sich die Untersuchung in 6 Arbeitspakete:

(1) Aufbau und Stand der Technik von Mittelspannungskabelanlagen inkl. einer Zusammenstellung der wichtigsten Normen für Kabel

(2) Qualitätssicherungsstrategien bei Mittelspannungsanlagen

(3) Diagnosemethoden bei Mittelspannungskabelanlagen

(4) Evaluierung des Mengengerüsts von Mittelspannungsanlagen der KNG

(5) Evaluierung des Messequipments und Messtechnik der KNG

(6) Prüf- und Diagnoseprogramm für Mittelspannungskabelanlagen der KNG

Im Zuge des Evaluierungsprozesses gem. der Arbeitspakte 1 bis 6 sind natürlich auch schon bereits bei der KNG (seit kurzem) eingesetzte Qualitätssicherungsmaßnahmen wie z.B.

- das Kabel - Präqualifikationsverfahren nach § 232 BVerG
- die Kabeldiagnosemessungen mit dem neuen Kabeldiagnosemesswagen inkl. der Messvorschriften für papier- und kunststoffisolierte Kabel
- die dzt. durchgeführten Messmethoden oder
- ein Algorithmus zur Erstellung einer Prioritätenliste der Kabelstrecken

berücksichtig und auf deren weiteren Einsatz in der Zukunft bei der KNG geprüft worden. Die Arbeit wird mit empfohlenen Änderungen und Zusatzerfordernissen zu den dzt. bei der KNG bestehenden Qualitätssicherungsmaßnahmen je Arbeitspaket abgeschlossen.

[1] KNG-Kärnten Netz GmbH, Abteilung Diagnose und Instandhaltung HS, Kirchengasse 104, 9020 Klagenfurt, Tel.: +43 50525 1245, hans-juergen.wernegger@kaerntennetz.at, www.kaerntennetz.at
[2] KNG-Kärnten Netz GmbH, Abteilung Instandhaltung NS/MS, Arnulfplatz 2, 9020 Klagenfurt, Tel.: +43 50525 2500, karl.schoass@kaerntennetz.at, www.kaerntennetz.at
[3] Technische Universität Graz, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7410, woschitz@tugraz.at,
[4] Versuchsanstalt für Hochspannungstechnik Graz GmbH, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7420, bernhard.heine@tugraz.at

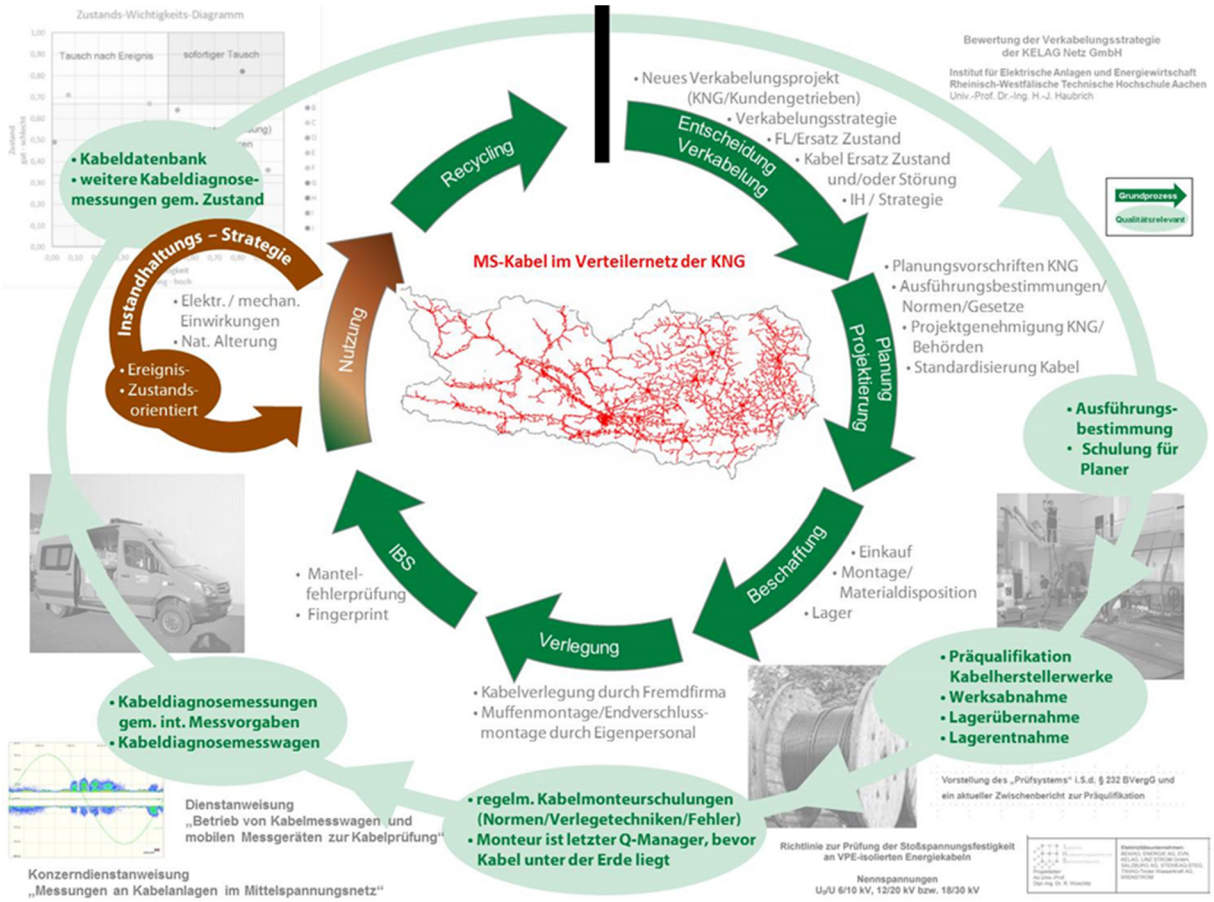


Abbildung 1: Qualitätsmanagement entlang eines Kabel-Lebenszyklus

IST-Situation (reaktive Instandsetzungsstrategie)

- Ereignisorientierte IH-Strategie
- Entstörungsprozess und Entscheidung, ob Instandsetzung und/oder Ersatz ohne Kenntnis des Kabelzustandes

SOLL-Situation (proaktive Instandsetzungsstrategie)

- Zustandsorientierte IH-Strategie (ZUWO)
- Leistungsfähige mathematische Modelle im Hinblick auf das Alterungsverhalten von Kabeln und daraus resultierend Steuerung der Versorgungszuverlässigkeit
- Vorausschauende Planung mit Hilfe der Diagnosemessungen – Mustererkennung eines bestimmten Typs und daraus ableitend Bestimmung der Restlebensdauer
- Zentrale Analysedatenbank für Diagnosemessergebnisse
- Bestätigung und Feinabstimmung der Mess- und Prüfmethoden durch unabhängiges Institut (TU Graz, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement)

Zusammenfassung

Die Tatsache, dass Mittelspannungskabel die erwartete Lebensdauer teilweise unterschreiten und das Problem, dass unerwartete Ausfälle hohe Kosten verursachen, waren die Auslöser dieser umfangreichen Untersuchung. Die Lösung dieser Herausforderung liegt in einer vorausschauenden und auf Diagnosemessergebnissen basierenden Instandhaltungsstrategie. Diese Publikation beschreibt den Weg und die Herausforderung bei der Umsetzung dieser Strategie in der KNG-Kärnten Netz GmbH.

6.4.3 Flexible Sternpunkterdung in Netzen der HS- und MS-Ebene

Christin SCHMOGER[1]

Ausgangssituation & Forschungsansätze

Wandel in Netzen als Anlass für die Betrachtung der flexiblen Sternpunkterdung

Der hohe Grad an dezentral erzeugter Energie aus Erneuerbaren Energien und die zunehmende Forderung nach Verkabelung von Netzen führen zu neuen Herausforderungen für den einzelnen Verteilnetzbetreiber. Die Sicherstellung einer hohen Verfügbarkeit und Qualität des Netzes (vereint unter dem Begriff Netzleistungsfähigkeit) bedingt Änderungen in den klassischen Planungsansätzen der MS- und auch HS-Ebene. Insbesondere werden zukünftig für einen stabilen und effizienten Netzbetrieb zunehmend intelligente Lösungen für Netzkonzepte mit einem hohem Flexibilitätsgrad an Bedeutung gewinnen.

Diese Entwicklung führt auch zu neuen Betrachtungsansätzen in klassischen Netzthemen wie der Sternpunkterdung (STE). Üblicherweise kommt in den heutigen Netzen mit hohem Freileitungsanteil oft die Resonanzsternpunkterdung (RESPE) zur Anwendung. Technische und ökonomische Gründe führen und führten Netzen mit hohem Kabelanteil zur Verwendung der niederohmigen Sternpunkterdung.

Aus diesen beiden Randbedingungen resultiert die Fragestellung, wie Netzgruppen bzw. Netzteile mit unterschiedlicher STE und gleicher Spannungsebene flexibel gekoppelt werden können. Beispielhafte Netzkonzepte sind hierbei die

- Kopplung einzelner RESPE-Stiche mit NOSPE-Netzgruppen
- Kopplung separater 110-kV-separater Kabelnetze (für die Aufnahme EEG-Leistung) mit dem klassischen Freileitungsnetz (mit zusätzlicher Versorgungsaufgabe).

Die STE-Arten RESPE und NOSPE weisen aufgrund von Unterschieden in Zeitdauer und Höhe einpoliger Fehlerströme grundsätzlich unterschiedliche Auslegungsphilosophien auf. Beispielhaft sind unterschiedliche Ansätze hinsichtlich der Betriebsmittelsicherheit (Berührungsspannung) und schutztechnische Lösungen zu nennen. Dementsprechend ist eine Kopplung von Netzen mit unterschiedlicher Sternpunkerdung ohne zusätzliche Maßnahmen nicht möglich. Klassische Lösungen wie die dauerhafte Anpassung an eine gemeinsame Sternpunkerdung oder der Einsatz von Trenntransformatoren können ökonomische und technische Nachteile aufweisen. Daher wird angeregt, sich mit flexiblen STE-Konzepten auseinanderzusetzen. Diese zeichnen sich dadurch aus, dass sie durch eine geeignete Auslegung den Betrieb von RESPE als auch NOSPE in einem gemeinsamen Netz zulassen. Somit können in Abhängigkeit des Betriebszustandes die jeweiligen Vorteile der STE-Arten in den einzelnen Netzgruppen angewendet werden.

Forschungsfragen

Im Rahmen einer Dissertation werden u.a. folgende Forschungsfragen untersucht:

- Welche klassischen (unflexiblen) und innovativen (flexiblen) Lösungen können beim Zusammenschluss von Netzen unterschiedlicher STE zum Einsatz kommen?
- Welche wesentlichen Aspekte spielen gegenwärtig bei der Auslegung eines Sternpunkterdungskonzeptes eine Rolle? Wie kann methodisch ein Auslegungs- und Bewertungsverfahren für verschiedene Eingangsparameter von Netzstrukturen und Randbedingungen entwickelt werden?
- Unter welchen Rahmenbedingungen eignen sich einzelne STE-Netzkonzepte?

[1] E.DIS Netz GmbH, Langewahler Straße 60, 15517 Fürstenwalde/Spree, Tel.: +49 3361 702452, christin.schmoger@e-dis.de, www.e-dis-netz.de

Methodik

Zur Beantwortung der Forschungsfragen wurde am Beispiel eines Ausgangsszenarios (Verbindung 110-kV-Kabelnetz mit klassischen Freileitungsnetz) ein Instrument geschaffen werden, welches

- die speziellen Gesichtspunkte von Auslegungsaspekten bei unterschiedlichen Sternpunkterdungskonzepten in einem Kriterienkatalog vereinheitlicht,
- eine zeitgemäße, systematische Auslegung und Bewertung von Änderungen an STE-Konzepten in bestehenden Netzen zulässt,
- einen Vergleich unterschiedlicher Lösungsstrategien ermöglicht. Schwerpunkt liegt hierbei insbesondere auf einer tiefgründigen Diskussion flexibler Netzkonzepte.

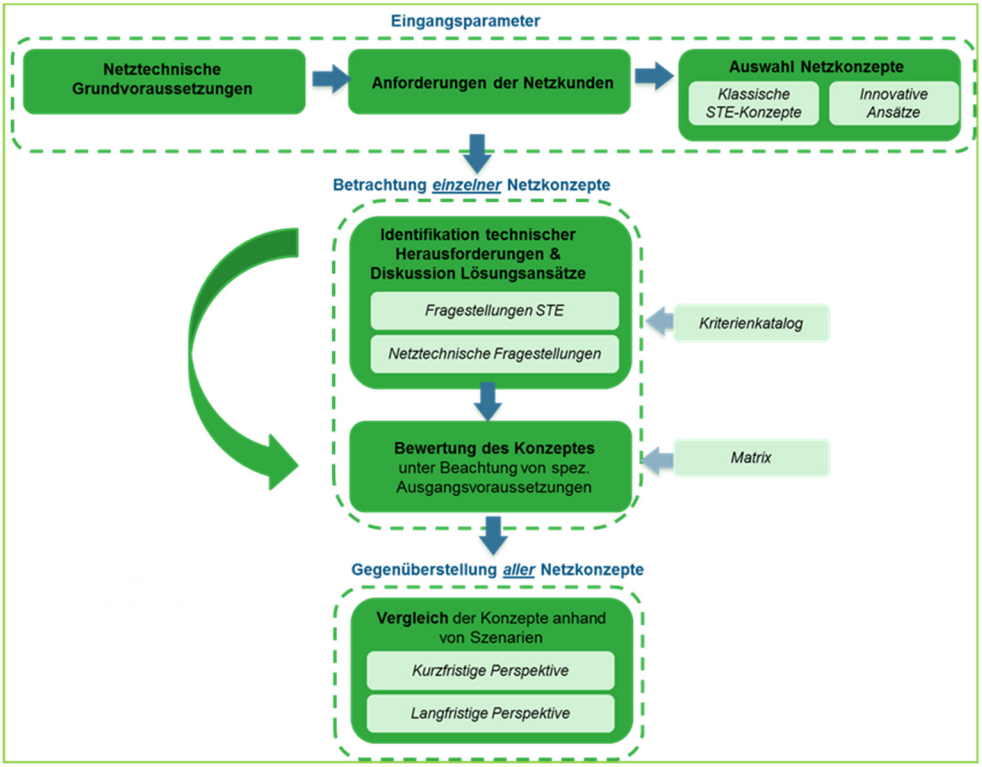


Abbildung 1: Instrument zur Auslegung von STE-Konzepten

Ergebnisse

Es gibt eine Vielzahl an Lösungsmöglichkeiten für die Kopplung von Netzen unterschiedlicher Sternpunkterdung. Speziell für das derzeit untersuchte Beispiel kann keine eindeutige Lösung getroffen werden:

- Klassische Lösungen wie Trenntrafos führen zur Beibehaltung betrieblicher Vorteile beider STE-Arten, sind jedoch mit vergleichsweise hohen Investitionskosten verbunden.
- Bei klassischen Lösungen, die zur Änderung einer STE-Art in einer Netzgruppe führen, können neben teilweise hohen Investitionskosten zusätzlich betriebliche Vorteile nicht zur Anwendung kommen.
- Flexible Lösungskonzepte können die Nachteile jeweils kompensieren. Neben einer Vielzahl an schutztechnischen Aspekten insbesondere bei RESPE-Netzen sind weitere Forschungsfragen hinsichtlich digitaler Aspekte wie intelligente Schutzumschaltungen zu diskutieren.

6.4.4 Untersuchung des Betriebsverhaltens von ausgewählten DC-versorgten Komponenten eines Umspannwerkes bei Tiefentladung

Hans-Jürgen WERNEGGER[1]

Motivation

Im Falle eines Blackouts sind Umspannwerke neben den Leitungsanlagen und Kraftwerken für einen Netzwiederaufbau von zentraler Bedeutung. Die Zeit, in der ein Umspannwerk dabei ohne „externe" Netzspannung ferngesteuert und bedient werden kann, wird Autonomiezeit genannt und bestimmt sich dabei grob durch die Kapazität der GSV-Anlage (Zellenanzahl, Zustand, Alter) und die Last (Last- bzw. Verbrauchsverhalten) der DC-versorgten Komponenten.

Kann, aus welchen Gründen auch immer, ein Netzwiederaufbau nicht vor Ablauf der Autonomiezeit von Umspannwerken erfolgen, dann kommen die Batterien in den Zustand der Tiefentladung. Wie lange die DC-versorgten Komponenten in so einem Fall noch funktionieren, ob und wann es zu Pendel- oder Pumpvorgängen zwischen Batterie und DC-Verbrauchern kommt und ob die DC-Verbraucher im Falle einer wiederkehrenden Spannung wieder (ordnungsgemäß d.h. auch ohne Verlust der Parameter) funktionieren ist Ziel dieser Untersuchung.

Methodik

Um den Versuchsaufwand auf ein verträgliches Maß zu beschränken ist mit allen Geräteverantwortlichen (Schutz, Leittechnik, Kommunikation, Primärgeräte, Batterie und Gleichrichter) ein abgestimmtes Verbraucher-Gerätekonzept festgelegt sowie die Spannungsebenen der Batterien auf 24 V und 110 V eingeschränkt worden.

Die eingesetzten/getesteten Komponenten spiegeln dabei den „Status Quo" in den meisten Umspannwerken der KNG-Kärnten Netz GmbH (kurz KNG) wider. Um die Versuchsdurchführung so real wie möglich zu gestalten, sind weiters folgende Festlegungen getroffen worden:

- Durchführung von 24-V-Vor- und 110-V-Hauptversuch
- Integration und Einbindung der kompletten Leittechnik und Übertragungstechnik in das KNG-Netzleitsystem „UW 99"
- Vorgabe eines fixen Versuchsablaufes je Versuch „Drehbuch" mit zyklisch durchzuführenden Schalthandlungen (in der Tiefentladungsphase mit erhöhter Schalthäufigkeit)
- Ferngesteuerte Durchführung aller Schalthandlungen *(Gilt nicht für die durchgeführten Schalthandlungen nach Ausfall der Leittechnik)* durch die Hauptschaltleitung der KNG von Klagenfurt aus
- Ausschließliche Verwendung des Betriebsfunks und des Betriebstelefons für die Kommunikation mit der Hauptschaltleitung
- Ladung einer vollständig entladenen Batterie mit wiederkehrender Netzspannung

Versuchsablauf: Zum Zeitpunkt t=0 erfolgt die Trennung der externen Netzspannung. Ab diesem Zeitpunkt werden die Funktionsweisen aller beim Versuch beteiligten DC-Verbraucher bei sukzessiver Entladung der 110-V- / 24-V-Batterie visuell beobachtet, messtechnisch aufgezeichnet und anschließend anhand der Geräteprotokolle einer umfangreichen Überprüfung und Analyse unterzogen. Nach vollständiger Entladung sollen die Batterien mit wiederkehrender Netzspannung geladen werden. Alle Versuchsergebnisse sind in einem umfangreichen Abschlussbericht zusammengefasst worden, eine Empfehlung betreffend zukünftiger Betriebsweise wurde abgegeben.

[1] KNG-Kärnten Netz GmbH, Abteilung Diagnose und Instandhaltung HS, Kirchengasse 104, 9020 Klagenfurt, Tel.: +43 50 525-1245., hans-juergen.wernegger@kaerntennetz.at, www.kaerntennetz.at

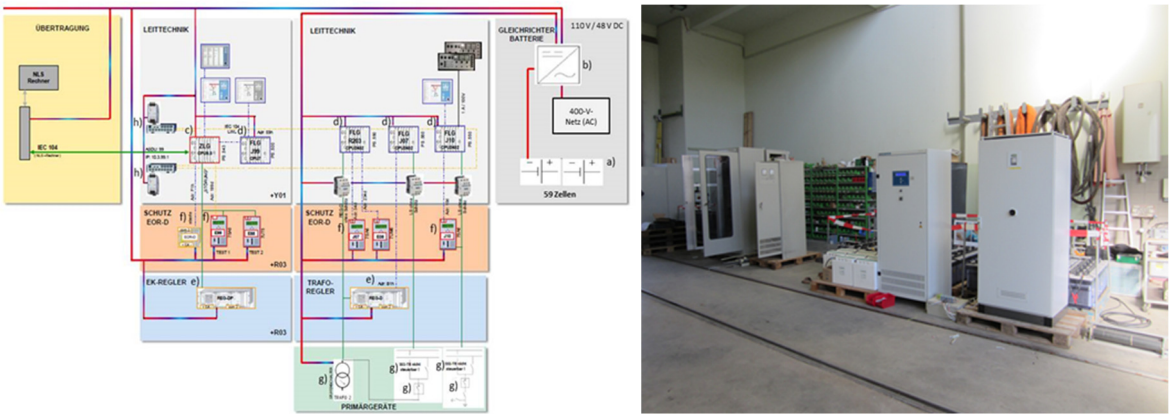


Abbildung 1: Einpoliges Übersichtsschaltbild des 110-V-Hauptversuches (links), Versuchsaufbau im KNG-Umspannwerk Landskron (rechts)

Untersuchte Komponenten gem. Übersichtsschaltbild (Abbildung 1):

a) 110-V-Energiespeicher (Batterie)
b) 110-V-Gleichrichter (Zusatzzellentechnologie)
c) Zentralleitgeräte (ZLG)
d) Feldleitgeräte (FLG)
e) Spannungs- und E-Kompensationsregler
f) Schutzgeräte
g) Primärgeräte
h) Geräte der Übertragungstechnik

Ergebnisse 110-V-Versuch

Die untersuchten Komponenten haben teilweise noch bis weit unter den in den Handbüchern angegebenen Spannungsgrenzen funktioniert, die im Anschluss durchgeführten Überprüfungen zeigten, dass alle Parameter in den Geräten erhalten geblieben sind. Aufgrund der geringen Schalthysterese des DC/DC-Wandlers traten ab einer bestimmten Spannung funktionstechnisch gefährliche Pendel- bzw. Pumpvorgänge von DC/DC-Wandler und Batterie auf. Der Batterieladevorgang des 110-V-Versuches musste wegen kritischer Erwärmung einer defekten Zelle abgebrochen werden.

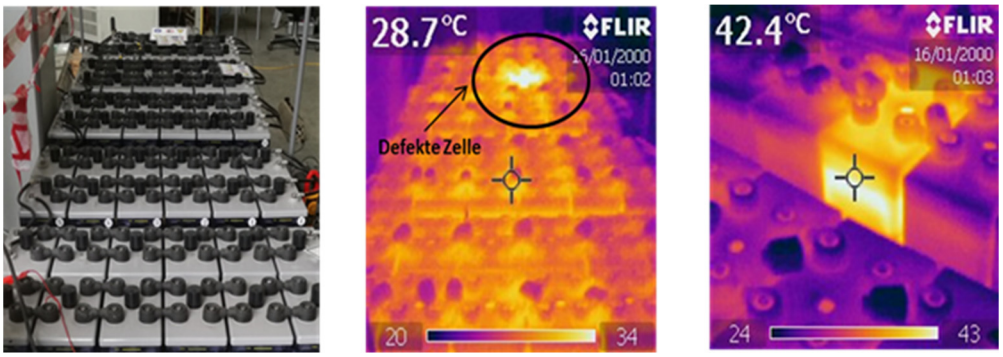


Abbildung 2: 110-V-Zellenverbund (links), thermographisches Bild 110-V-Zellenverbund bei Ladung (mittig), thermographisches Bild der defekten Zelle bei Ladung (rechts)

Zusammenfassung

Aufgrund der durchgeführten Versuche konnte erstmals das Betriebsverhalten von ausgewählten DC-versorgten Komponenten eines Umspannwerkes im kritischen Bereich der Tiefentladung und in der Ladephase der Batterie untersucht und dokumentiert werden.

Zusammenfassend ist aufgrund der Einzelergebnisse festzuhalten, dass zum Selbstschutz der Anlage ein Betrieb der DC-Komponenten in der Tiefentladungsphase der Batterie mit allen Mitteln zu verhindern ist, eine gezielte manuelle Abschaltung der Batterie vor Ablauf der Autonomiezeit ist anzustreben.

6.4.5 Einfluss von Starkstromanlagen auf Magnetfelder in Gebäuden unter Berücksichtigung von modernen Erdungs- und PA-Anlagen

Wolfgang EMMER[1], Ernst SCHMAUTZER[1], Robert SCHÜRHUBER[1], Lothar FICKERT[1]

Einleitung

Der technologische Fortschritt im Bereich der Elektrotechnik führt zu einem vermehrten Einsatz von elektromagnetisch sensiblen elektrischen und elektronischen Geräten sowohl im beruflichen als auch im privaten Umfeld. Gleichzeitig kommt es unweigerlich zu einem höheren Bedarf an elektrischer Energie und einem damit verbundenen größeren Stromtransport auf Hochspannungs- und Niederspannungsleitungen. Sowohl im urbanen Raum erhöhen sich – aufgrund der steigenden Bau- und Lastdichte – als auch im Bereich von Hochspannungsübertragungs-Freileitungen, -Kabeln, elektrifizierten Bahnanlagen und Pipelines – die immer häufiger in sogenannten Energiekorridoren gebündelt werden – die elektromagnetischen Emissionen. Aufgrund der aktuell hoch dynamischen Laststeigerungen und der topologischen Eingriffe muss der elektromagnetischen Verträglichkeit zwischen energietechnischen Anlagen und empfindlichen elektronischen Betriebsmitteln besonderes Augenmerk geschenkt werden. Zu den empfindlichen elektronischen Betriebsmitteln gehören insbesondere neuartige smarte Haushaltsgeräte, Brandschutz- und Einbruchschutzsysteme, Anlagen der Informationstechnik, gewerblich und industriell genutzte Anlagen, Einrichtungen der medizinischen Versorgung (Arztpraxen, Krankenhäuser, Pflegeheime) sowie passive und aktive Implantate in Personen wie zum Beispiel Herzschrittmacher und Insulinpumpen.

In diesem Umfeld ergeben sich Fragestellungen hinsichtlich Lösungen zur Vermeidung bzw. Minderung von elektrischen und magnetischen Feldern in und außerhalb von Gebäuden. Es zeigt sich, dass eine Betrachtung und Beurteilung alleine der aktiven Störquellen nicht mehr ausreichend ist, sondern es müssen auch passiv leitfähige Strukturen wie z.B. Erdungs- und Potenzialausgleichssysteme mitberücksichtigt werden.

So müssen neben externen aktiven Feldquellen, wie z.B.

- Hochspannungsfreileitungen
- Hochspannungskabeln
- Bahnanlagen

sowie internen Feldquellen, wie z.B.

- Transformatoren
- Niederspannungsleitungen
- Gebäudeinstallationen (Haupt- und Endstromkreise)

Jedenfalls auch ohmsch, induktiv oder kapazitiv eingekoppelte Ströme und Spannungen in (nicht-) geerdete passiv leitfähige Gebäudestrukturen berücksichtigt werden, wie z.B.:

- PE/PEN-Leiter
- Gebäudearmierung
- Erdungssystem
- Blitzableiter

[1] Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, Inffeldgasse 18/I, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-{8065|7555|7550|7564}, Fax: +43 316 873-7553, {emmer|schmautzer|robert.schuerhuber|lothar.fickert@tugraz.at}, www.ifea.tugraz.at

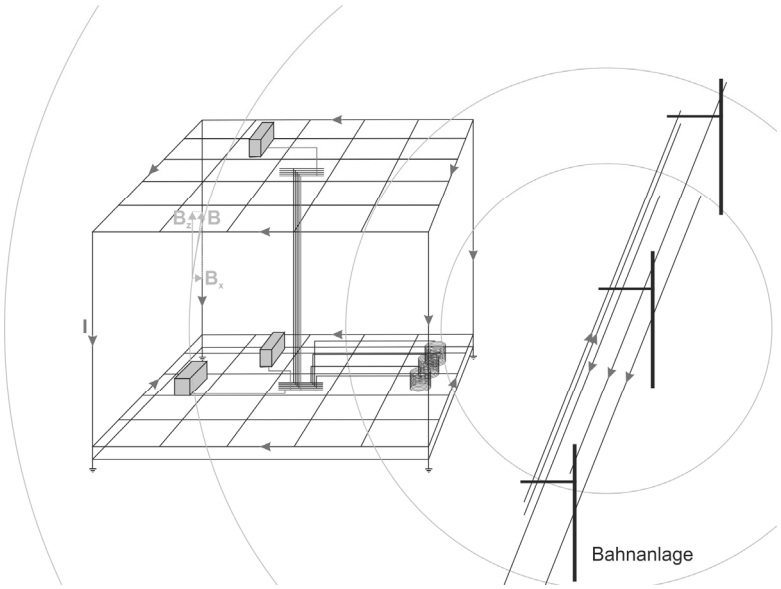


Abbildung 1: Schematische Darstellung eines Gebäudes im Einflussbereich der verschiedenen Störquellen

In dieser Arbeit wird anhand von Berechnungen der Einfluss von passiv leitfähiger Gebäudestrukturen beim Auftreten externer Magnetfelder auf das Magnetfeld im Innern von Gebäuden dargestellt. Dabei werden neben der Berechnung der Magnetfelder auch induzierte Spannungen in Leitungen der Gebäudetelekommunikationstechnik behandelt.

Im Rahmen dieser Arbeit wird der Einfluss von einfachen Leiteranordnungen bis hin zu Hochspannungsfreileitungen, Drehstromkabeln und Bahnanlagen auf Magnetfelder in Gebäuden analysiert und verglichen. Dabei findet auch die Rückstromführung über Erde und die damit zusammenhängende ohmsche Kopplung mit dem Gebäude über dessen Erdungssystem Berücksichtigung.

Im Anschluss an die Beispiele werden geeignete Maßnahmen vorgeschlagen, um die auftretenden Magnetfelder technisch und ökonomisch sinnvoll auf verträgliche Größen zu minimieren. Die Berechnungen werden mithilfe von selbst erstellten Programmen in Kombination mit Matlab Simulink und FEM-Simulationen durchgeführt.

Abschließend werden Vergleiche von Berechnungen und Messungen in bestehenden Anlagen, die sich in der Nähe von Hochleistungsbahnanlagen befinden, beispielhaft vorgestellt.

Literatur

[1] W. Emmer, E. Schmautzer, K. Tiran, „Asymmetries of earthing arrangements and equipotential bonding systems in buildings and the effects on EMC“, 51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Coimbra, Portugal, 2016

[2] ÖVE/ÖNORM EN 50310: Ausgabe 2011-06-01, „Anwendung von Maßnahmen für Erdung und Potentialausgleich in Gebäuden mit Einrichtungen der Informationstechnik“

[3] ÖVE/ÖNORM EN 50173-1: Ausgabe 2011-10-01, „Informationstechnik - Anwendungsneutrale Kommunikationskabelanlagen - Teil 1: Allgemeine Anforderungen“

6.4.6 Geomagnetically Induced Currents in Austria – Aktuelle Forschung und zukünftige Herausforderungen

Rachel BAILEY[1], Roman LEONHARDT[1], Georg ACHLEITNER[2], Thomas HALBEDL[3]

Einleitung

Gleichströme sind in Wechselspannungsnetzen bekannt, jedoch in Übertragungsnetzen sehr selten. Die unerwünschte DC-Einkopplung, welche teilweise ihren Ursprung aus der geomagnetischen Feldvariation haben kann – sogenannte geomagnetisch induzierte Ströme (GIC), ist in den nordischen Ländern wie Finnland, Schweden, dem nordamerikanischen Kontinent oder auch Südafrika geläufig, jedoch in Mitteleuropa war das Auftreten bisher nicht beobachtet worden.

Im Rahmen einer Inbetriebnahme eines neuen Umspanners wurden unerwartet hohe Schallpegel festgestellt. Aufgrund von Untersuchungen konnten Gleichströme als die Ursache ermittelt werden.

In einem gemeinsamen Forschungsprojekt von Austrian Power Grid AG (APG), dem Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz und der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) wurde sowohl ein Messsystem für Sternpunkts-Gleichströme, ein Berechnungsmodell für GIC als auch ein Erfassungsverfahren für Sonnenstürme entwickelt. Weiters wurde ein Vorhersagemodell für geomagnetische Variationen und GIC basierend auf Sattelitendaten entwickelt.

Aktuelle Forschungsergebnisse

Es werden in diesem Paper die aktuellen Ergebnisse der Simulation, des Messsystems und der Vorhersage dargestellt. Die Ursache der Gleichströme ist damit eindeutig dem Erdmagnetfeld zuzuordnen.

Durch das Simulationsmodell können nun auch Sonnenwinde und Ereignisse früherer Zeiten für die Analyse der Auswirkungen auf das österreichische Stromnetz herangezogen werden.

Das Vorhersagemodell bietet nun die Möglichkeit, die Stärke von Sonnenwinden vorherzusagen.

Zukünftige Entwicklungen

In diesem Paper werden nicht nur die aktuellen Ergebnisse diskutiert, sondern auch die zukünftigen Forschungsrichtungen auf diesem Gebiet skizziert.

Es sind vertiefte Kooperationen mit Universitäten, außeruniversitären Forschungseinrichtungen, Infrastrukturbetreibern und Behörden geplant um dieses sehr Thema gesellschaftlich für zukünftige Herausforderungen sicher und gut zu verankern.

[1] Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik, Hohe Warte 38, 1190 Wien, {rachel-louise.bailey|roman.leonhardt}@zamg.ac.at
[2] Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, georg.achleitner@apg.at
[3] Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, halbedl@tugraz.at

6.5 NETZBETRIEB (SESSION E5)

6.5.1 Ein Regionenmodell zur Herleitung der lokalen elektrischen Residuallast und thermischen Last in Deutschland

David STEBER[1], Benedikt HÜMMER[1], Christian GÜRTNER[1], Reinhard GERMAN[1], Marco PRUCKNER[1]

Motivation

Um die Energieversorgung im Sinne der gesetzlichen Vorgaben (z.B. EEG, KWKG) zu verändern, bedarf es leistungsfähiger Analysesysteme, damit die vorherrschenden und zukünftigen Abhängigkeiten in der Energiewirtschaft möglichst vollständig erfasst werden. Mit den generierten und abgeleiteten Informationen können Entscheidungen getroffen werden, die dazu beitragen, die vorgegebenen Ziele effizient und nachhaltig zu erreichen. Im Rahmen des vom Deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms geförderten interdisziplinären Forschungsprojekts „Kombinierte Optimierung, Simulation und Netzanalyse des elektrischen Energiesystems Deutschlands im europäischen Kontext“ (KOSiNeK; Förderkennzeichen: 03ET4035) wird dazu das elektrische Energieversorgungssystem Deutschlands und seiner Anrainerstaaten abgebildet. Zusätzlich wird das Modell zur detaillierten Abbildung Deutschlands bis auf die Ebene der Landkreise und kreisfreien Städte verfeinert, um Aussagen auf geopolitischer Ebene (z.B. Energiebilanzen für Bundesländer) als auch aus Netzsicht (z.B. Einspeisezeitreihen je Regelzone) treffen zu können. Das so resultierende Regionenmodell ermöglicht die Herleitung der elektrischen Residuallast und thermischen Last auf Ebene der Landkreise und kreisfreien Städte. Dieses Regionenmodell wird im Rahmen dieser Veröffentlichung detailliert beschrieben und vorgestellt.

Die Erweiterung und Verfeinerung des bestehenden Modells führen zu Modellen hoher Komplexität. Um dieser Rechnung zu tragen, sind neue methodische Ansätze sowie die Weiterentwicklung bestehender Ansätze aus der Mathematik, Informatik und Netzanalyse notwendig, die zudem iterativ gekoppelt werden. Dies ermöglicht, energietechnische und -wirtschaftliche Aspekte sehr detailliert abzubilden. Zur Gewährleistung der Konsistenz der Ergebnisse der einzelnen Fachdisziplinen ist eine gemeinschaftlich genutzte Datenbasis notwendig.

Aufbau des Modells

Als strukturelle Grundlage dienen der vom Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (BKG) bereitgestellte Datensatz „Verwaltungsgebiete mit Einwohnerzahlen 1:1 000 000 - Stand 31.12.2015“ sowie das vom Statistischen Bundesamt (Destatis) bereitgestellte Gemeindeverzeichnis – Stand 31.12.2015. Hieraus können die geografischen Grenzen einer jeden Gemeinde, ihre Einwohnerzahl, der Amtliche Gemeindeschlüssel (AGS) sowie siedlungsstrukturelle Typisierungen entnommen werden. Über den AGS ist eine eindeutige Zuordnung einer Gemeinde zu einem Landkreis, Bezirk und Bundesland möglich. Die hier ausgewählte Betrachtungsebene der Landkreise basiert somit auf den Rohdaten der Gemeinden. Ziel ist jedoch die landkreisspezifische Herleitung der elektrischen Residuallast (elektrische Last abzüglich der Einspeisung Erneuerbarer Energien) sowie der thermischen Last, die durch Kraft-Wärme-Kopplung Anlagen gedeckt wird. Die dazu gewählte Vorgehensweise wird in den folgenden Abschnitten kurz erläutert. Außerdem werden exemplarische Ergebnisse aufgezeigt.

Zur Herleitung der elektrischen Residuallast auf Landkreisebene wird einerseits die elektrische Last und anderseits die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien benötigt. Hinsichtlich der Abbildung der elektrischen Last kann der Verbrauch vier Endenergiesektoren zugeordnet werden: Industrie, Haushalte, Verkehr und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD). Für die Haushalte wird hier das Standardlastprofil nach VDI 4655 angewendet.

[1] FAU Erlangen-Nürnberg – Informatik 7, Martensstraße 3, 91058 Erlangen, Tel.: +49 9131 85-27907, {david.steber|benedikt.huemmer|christian.guertner|reinhard.german|marco.pruckner}@fau.de, www7.cs.fau.de

Dazu wird je Landkreis basierend auf Zensusdaten in Ein- und Mehrfamilienhäusern unterschieden und das Standardlastprofil entsprechend der VDI 4655 an lokale Gegebenheiten angepasst. Für die Abbildung der elektrischen Last des GHD Sektors werden ebenfalls Standardlastprofile (BDEW) verwendet. Zur Skalierung dieser werden aus den gruppenspezifischen (Wirtschaftsklassifikation 2008) Energieverbräuchen und den Beschäftigungszahlen der Bundesagentur für Arbeit gruppenspezifische Verbrauchskennzahlen abgeleitet. Über die Anzahl der Erwerbstätigen pro Gruppe und Landkreis ist somit eine genaue Abbildung der elektrischen Last sowohl des GHD als auch des industriellen Sektors möglich. Die elektrische Last des Verkehrssektors wird über die Einwohnerzahl auf die Landkreise skaliert.

Zur Ermittlung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien werden für jeden Landkreis die dortige installierte Leistung je Primärenergieträger hinterlegt [1]. Weiterhin werden jedem Landkreis zur Abbildung der volatilen Einspeisung Wetterdaten zugewiesen, wozu entweder der Datensatz des Deutschen Wetterdienstes oder der NASA hinterlegt werden kann. Aus der Differenz von elektrischer Last und Einspeisung aus Erneuerbaren Energien kann dann die elektrische Residuallast je Landkreis hergeleitet werden. Abbildung 1 zeigt die EEG-Einspeisung in einem nördlichen (Aurich) und einem südlichen (Pfaffenhofen) Landkreis jeweils über drei Tage. Gut erkennbar ist die hohe Einspeisung aus Windenergie im Norden und aus Photovoltaik im Süden.

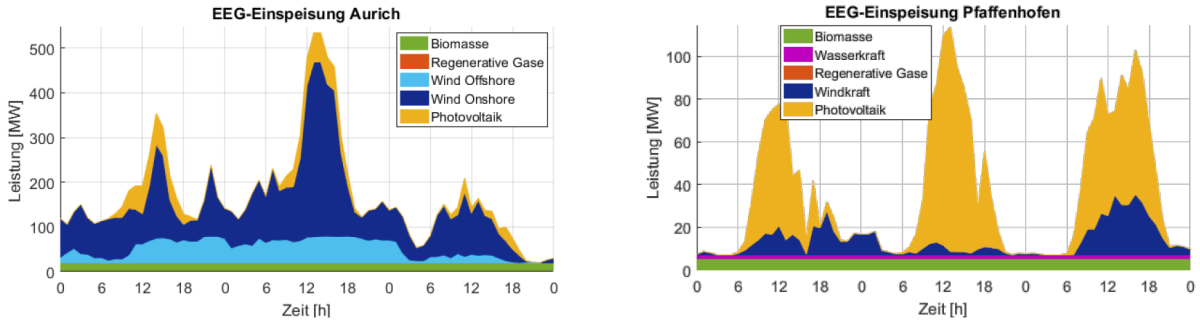


Abbildung 1: Aus dem Modell resultierende EEG-Einspeisung für einen nördlichen u. südlichen Landkreis

Herleitung der thermischen Last auf Landkreisebene

Zur Abbildung der aus der Befriedigung des lokalen thermischen Bedarfs resultierenden Betriebsrestriktionen für KWK-Anlagen im Simulationsmodell bedarf es der Herleitung des lokalen thermischen Lastgangs, der durch diese Anlagen gedeckt werden muss. Um die starke Abhängigkeit der KWK-Stromproduktion vom Wärmebedarf deutlich zu machen, wird die Betriebsweise der KWK-Anlagen hier direkt über den Wärmebedarf ermittelt. Dafür wird zunächst der jährliche Wärmebedarf der Endenergiesektoren bestimmt. Anschließend werden temperatur- und branchenabhängige Jahres- bzw. Tageslastprofile ermittelt, wodurch mittels Skalierung über die oben bereits genannten Größen (z.B. Beschäftigten- und Einwohnerzahlen) der Wärmebedarf für jeden Landkreis in stündlicher Auflösung abgebildet werden kann. Hieraus kann der von vorhandenen KWK-Anlagen und Heizwerke abzudeckende Anteil des gesamten Wärmebedarfs des jeweiligen Landkreises abgeleitet und die Jahresvolllaststunden relevanter Anlagen bestimmt werden. Hieraus werden anschließend die Betriebsrestriktionen der im Elektrizitätsmarkt aktiven Anlagen über die Jahresvolllaststunden der Anlagen ermittelt. Abbildung 2 zeigt den ermittelten Wärmelastgang für Berlin (blau) und den daraus abgeleiteten Lastgang des dortigen Fernwärmnetzes (rot), an das die hier relevanten KWK-Anlagen angeschlossen sind.

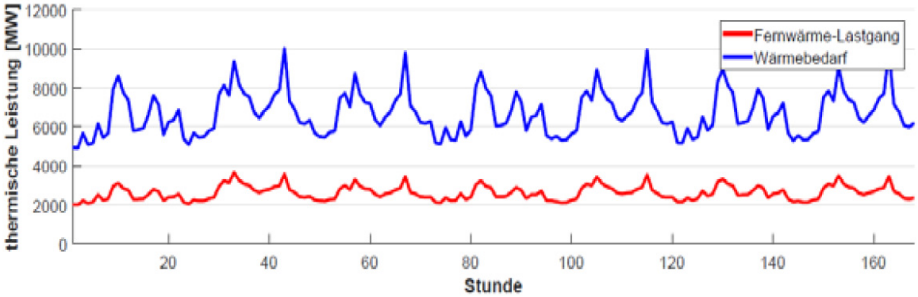


Abbildung 2: Wärmebedarf und Fernwärme-Lastgang Berlins für eine Woche

Fazit

Mit der gewählten Modellgranularität ist es möglich, die lokale elektrische Residuallast und thermische Last zeitlich und örtlich aufgelöst zu berechnen sowie Aussagen für verschiedene Stakeholder abzuleiten. Hierbei werden nach ersten Vergleichen mit Realdaten zufriedenstellend übereinstimmende Verläufe der Residuallast ermittelt. Die Langversion beinhaltet neben vertiefenden Ausführungen zu hier dargestellten Inhalten auch die Vorgehensweise und Ergebnisse der Validierung der ermittelten Zeitreihen der elektrischen Residuallast und der thermischen Last.

Literatur

[1] Corradini, Roger; Konetschny, Claudia; Schmid, Tobias: FREM - Ein regionalisiertes Energiesystemmodell in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 1/2 2017. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2017

6.5.2 Alternative Solutions in Distribution Network due to Increasing Consumption and Peak Generation

Matej PINTARIČ[1], Miran ROŠER[2], Gorazd ŠTUMBERGER[1]

Abstract

In this paper alternative solutions, that deal with increasing consumption in distribution network that already operates near limit load, are presented. Distribution network is powered by a single 31,5 MVA, 110/20 kV transformer with On Load Tape Changer. Two bigger industrial consumers are connected directly to 20 kV network whilst over 2500 consumers are connected at 53 20/0,4 kV transformers. Figure 1 shows the simplified one-line diagram of the distribution network, substations with switching capabilities and two bigger industrial consumers connected at substations Žerjav and Topla.

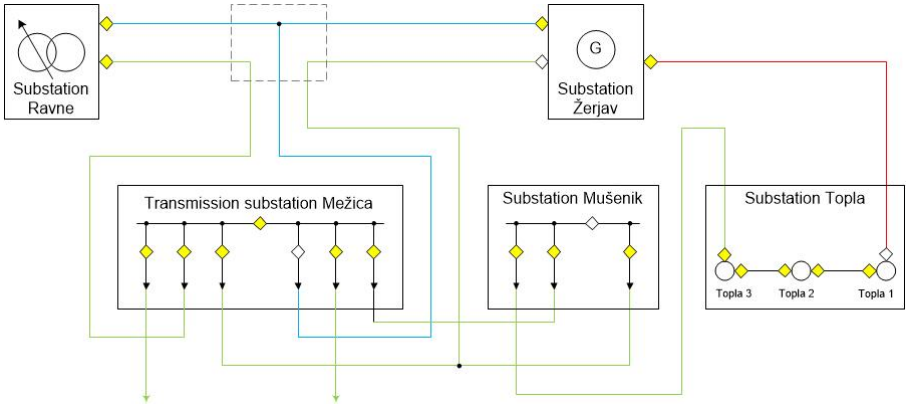


Figure 1: Simplified one-line diagram of discussed 20 kV distribution network

The two industrial consumers intend to extend their activities. Therefore, they requested the increase of installed power at Žerjav from 6,5 MW to 9 MW and at Topla from 6 MW to 6,5 MW. Since the network already operates near the maximal allowed voltage drop limit, the proposed increase in installed power cannot be granted. A proper solution to this problem is to build a new 110 kV line directly to Žerjav. However, it could take years before the problems related to the right of way are solved and the project is approved. The aim of this work is to check if an alternative solution can temporary enable the requested increase of installed power of industrial consumers. The analysis is performed under assumption that 20 kV network is symmetrical. Therefore, the single-phase network model presented in [1] is used in all load flow calculations. For the analysis of radial network Backward Forward Sweep (BFS) [2] load flow method is applied. In order to extend the analysis toward weakly meshed networks, Modified Backward Forward Sweep method [3] is introduced.

Applying optimization algorithm called Differential Evolution [4], with incorporated load flow method, the maximal installed powers of the two industrial loads were determined. The optimization bounds were maximal line currents and voltage limits in the range of ±3 %, ±5 %, ± 8% of nominal voltage. During the optimization procedure, the maximal powers of all other loads in the network were considered whilst the contribution of distributed generation units was neglected. The results of the calculation are the maximal acceptable installed power of the industrial load at locations Žerjav and Topla. They are given for different bus voltages at substation Ravne in Table 1. The maximal acceptable voltage drop considered was 8 %. However, the limiting factor at location Žerjav was not the voltage limit but the current overload of the cable. Additional actions to improve the voltage conditions in the network and to enable higher installed powers at locations Žerjav and Ravne were the inclusion of 0.5 MVA hydropower plant Žerjav with reactive power control, the use of a capacitor bank at substation Mežica and the network reconfiguration, including closed loop operation with the loop Ravne – Mežica – Žerjav – Ravne, where feeders normally operate in radial arrangement.

[1] University of Maribor, Faculty of Electrical Engineering and Computer Science, Smetanova uilca 17, 2000 Maribor, Slovenija, Tel.: +386 2 220-{7085|7075}, {matej.pintaric1|gorazd.stumberger}@um.si
[2] Elektro Celje d.d., Vrunčeva ulica 2a, 3000 Celje, Slovenija

VOLTAGE ZONE	SWING VOLTAGE [KV]	POWER AT ŽERJAV [MVA]	POWER AT TOPLA [MVA]
±3 %	20,6	/	/
±5 %	21	7,46	3,56
±8 %	21,3	10,57*	7,22

Table 1: Maximal power results without distribution generation

An additional problem that had to be solved, beside the problems with too high voltage drops, were too high voltages at night hours at peak generation of hydropower plant Žerjav. These problems were effectively solved by the network reconfiguration and controlled reactive power generation at Žerjav. Figure 2a shows an example of too high voltage profile at peak generation of hydropower plant Žerjav, which is effectively solved by one of possible network reconfiguration and reactive power generation, as shown in Figure 2b.

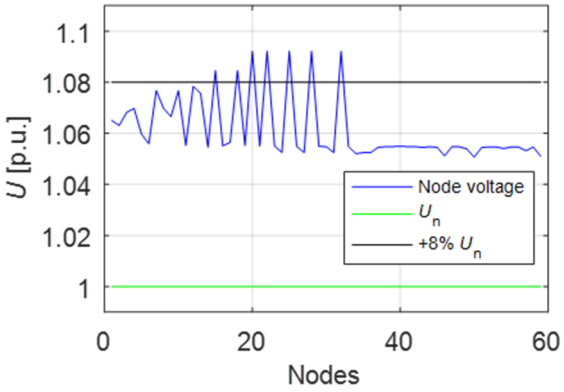


Figure 2a: Voltage profile at peak generation

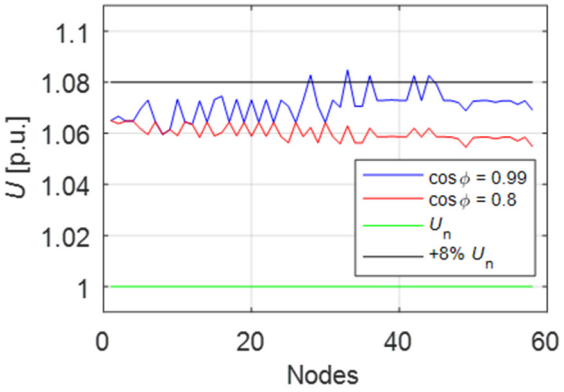


Figure 2b: Voltage profile at changed configuration and reactive power generation

The applied approach was sufficient to temporarily enable the requested increased installed power of industrial loads. However, such operation is not standard and requires permanent monitoring and operator actions, if required.

References

[1] M. Pintarič, “Optimizacija obratovanja razdeljevalnega omrežja s spreminjanjem konfiguracije in generiranjem jalove moči,” Master's Thesis, University of Maribor, 2016.

[2] G. W. Chang, s. Y. Chu and H. L. Wang, “An Improved Backward/Forward Sweep Load Flow Algorithm for Radial Distribution Systems,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, no. 2, pp. 882 - 884, 2007.

[3] G. X. Luo and A. Semlyen, “Efficient load flow for large meshed networks,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 5, no. 4, pp. 1309 - 1316, 1990.

[4] P. Rocca, G. Oliveri and A. Massa, “Differential Evolution as Applied to Electromagnetics,” IEEE Antennas and Propagation Magazine, vol. 53, no. 1, pp. 38 - 49, 2011.

6.5.3 Auswirkungen von Sektorkopplungsmaßnahmen im zukünftigen innerstädtischen Niederspannungsnetz

Sascha BIRK[1], Christian BROSIG[1], Eberhard WAFFENSCHMIDT[1]

Inhalt

In dieser Arbeit wird untersucht, welche Auswirkungen Photovoltaik(PV)-Speicher-Systeme, batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) und Wärmepumpen (WP) auf Niederspannungsnetze haben. Dabei liegt der Fokus auf deren Auswirkungen auf die Netzelemente und -stabilität, sowie auf deren Wechselwirkungen untereinander. Es wird eine Lastflussanalyse in einem realen Netzgebiet der Rheinischen Netzgesellschaft mbH auf Grundlage von zugehörigen real gemessenen Lastprofilen vom 01.01.2017 bis zum 14.07.2017 durchgeführt und mit Zukunftsszenarien zu den einzelnen Technologien, sowie deren Kombinationen verglichen. Bei dem betrachteten Netzgebiet handelt es sich um ein städtisches Netz mit 4 strahlenförmigen Netzsträngen und insgesamt 29 Mehrfamilienhäusern, sowie einem öffentlichen Gebäude.

Methodik

Zunächst werden die Grundlasten der Häuser bestimmt, indem die an jedem Strang gemessenen Lastverläufe durch die Anzahl der angeschlossenen Haushalte geteilt werden. Diese Lastprofile dienen als Grundlage für einen in Python programmierten Lastprofilgenerator. Dieser weist einzelnen Haushalten unter Berücksichtigung einer Zufallskomponente und einem übergeordneten Durchdringungsgrad die oben genannten Technologien zu und bildet daraus ein resultierendes Lastprofil (siehe Bild 1). Die resultierenden Szenarien und ihre Auswirkungen auf das Netz werden mittels PyPSA, einer Python Bibliothek zur Energiesystem-Analyse, simuliert und analysiert. Für die Wärmepumpe wird ein Wärmelastprofil auf Basis des BDEW Leitfadens „Abwicklung von Standartlastprofilen Gas“ erstellt. Es werden teillastfähige Luftwärmepumpen ohne Wärmespeicher eingesetzt. Dabei entspricht die von den Haushalten eingesetzte thermische Heizenergie zwischen 58 und 75 % ihres Gesamtenergiebedarfs. Das PV-Erzeugungsprofil basiert auf gemittelten Daten der Firma SMA aus dem Gebiet. Für jedes Mehrfamilienhaus wird eine PV-Anlage mit 8,7 kWp angenommen. Der elektrische Heimspeicher (HS), welcher ausschließlich bei einer vorhandenen PV-Anlage zugeordnet wird, verfügt über wahlweise 8,7 kWh oder 13,05 kWh. Für die batterieelektrischen Fahrzeuge wird ein Verbrauch von 16 kWh/100 km angenommen bei einer täglichen Fahrstrecke zwischen 25 und 93 km.

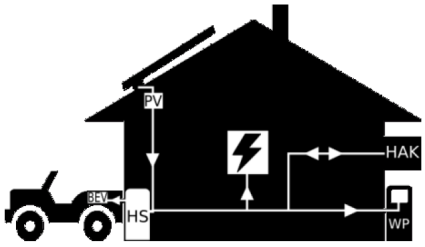


Abbildung 1: Untersuchte Technologien

Ergebnisse

Betrachtet werden der Spannungsabfall über der Leitung, gemessen am Ende der längsten Leitung im Netz, die Auslastung der Leitungen, sowie die Auslastung des Transformators. Im Basisszenario fällt die Spannung maximal auf 0,97 pu über der Leitung ab, wobei die Leitungsauslastung bei 37 % liegt. Um die Ergebnisse für unterschiedlich ausgelegte Transformatoren vergleichbar zu machen, werden die Auslastungen des Transformators zu seiner maximalen Auslastung im Basisszenario (Basisauslastung genannt) ins Verhältnis gesetzt. Für einen exemplarischen 500 kVA Transformator beträgt diese 43,5 %, für einen 250 kVA Transformator 87 %.

Zunächst sind die saisonalen Unterschiede der Technologien hervorzuheben. In den Wintermonaten sorgt die Wärmepumpe bereits bei 90 %-iger Durchdringung für Überlastungen von Leitungen und Transformator.

[1] Technische Hochschule Köln, Betzdorfer Straße 2, 50679 Köln, Tel.: +49 221 8275 2193, {sascha.birk|christian.brosig|eberhard.waffenschmidt}@th-koeln.de, www.th-koeln.de

Die Photovoltaik, isoliert im Winter betrachtet, verringert die Leitungsauslastungen leicht um 4 % gegenüber dem Basisszenario. In den Sommermonaten sind die Einflüsse der Photovoltaik durch Spannungsanhebungen auf 1,02 pu am größten – dem Ausbau der PV sind also in der Stadt eher durch die Fläche Grenzen gesetzt. In dieser Zeit ist auch die Mehrbelastung durch Wärmepumpen unkritisch.

Der Einfluss der Elektromobilität bleibt über das Jahr weitestgehend konstant. Bei 100 %-iger Durchdringung und 3 kW Ladeleistung erreicht der Transformator das 1,7-fache der Basisauslastung. Die Leitungsauslastung liegt bei maximal 65 % und die Spannung bricht auf bis zu 0,95 pu ein. Eine Erhöhung der Ladeleistung auf 11 kW sorgt für eine 2,3-fache Auslastung des Transformators, sowie eine Leitungsauslastung von 96 % und Spannungseinbrüche auf bis zu 0,92 pu.

Als netzdienlichstes Szenario stellt sich in dieser Arbeit die Kombination aus PV-Anlage, elektrischem Heimspeicher und batterieelektrischem Fahrzeug heraus. So kann die über den Tag eingespeicherte Energie zum Laden des BEV genutzt werden und damit die Lastspitze, die durch das Laden am Abend verursacht wird, gesenkt werden. Außerdem können BEV, die bereits ab 16 Uhr zurückkehren, den direkten Eigenverbrauch der PV erhöhen und dadurch das Netz entlasten. Hier sind an sonnenreichen Tagen Minderungen der Lastspitzen von 18 bis 30 %, abhängig von der Speicherkapazität, möglich. Die maximalen Netzbelastungen, die im Betrachtungszeitraum aufgetreten sind, können jedoch nicht gesenkt werden. Dabei stellt sich heraus, dass durch das schnellere Laden mit 11 kW Ladeleistung über den Betrachtungszeitraum 1 % mehr Energie aus der PV-Anlage direkt genutzt werden kann als bei 3 kW Ladeleistung.

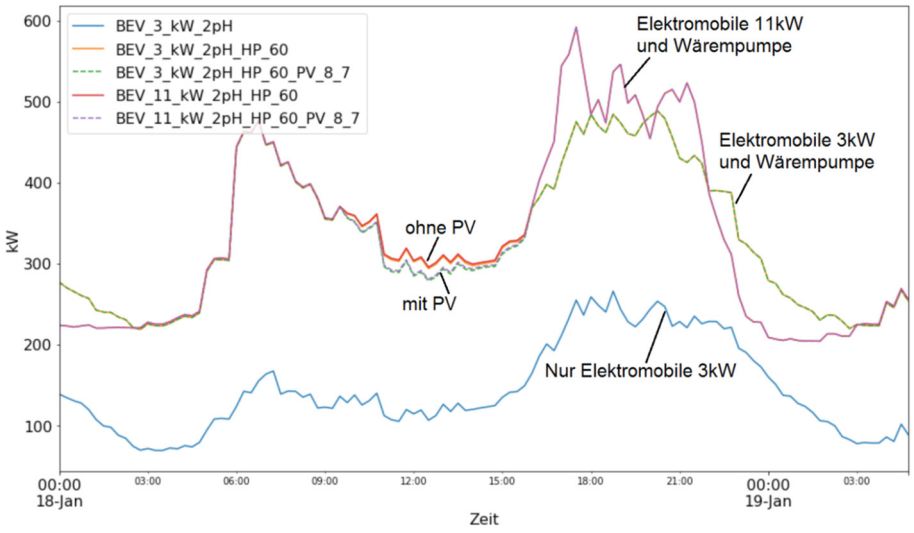


Abbildung 2: Lastprofile kombiniertes Szenario

Die Kombination einer Wärmepumpe mit einem PV-Speicher System hat hingegen keine deutliche Netzentlastung gezeigt. Während in den Sommermonaten die abendliche Lastspitze der Wärmepumpen noch durch eingespeicherte Energie minimiert werden kann, ist ein Vorhalten der Energie bis zum Eintreten der morgendlichen Lastspitze nicht möglich. Da am Morgen der größte Wärmebedarf besteht, lässt sich hier keine Entlastung feststellen. Es ist aber zu beobachten, dass die Erhöhung der Last durch die Wärmepumpe bereits ohne zusätzliche Speicher eine Steigerung der direkt im Netzstrang genutzten PV-Energie um 22 % mit sich bringt. Die elektrischen Speicher erhöhen diese um weitere 10 % bis 13 %. Bei der Kombination von Wärmepumpe und batterieelektrischem Fahrzeug fällt der Zeitraum für das Laden der Fahrzeugbatterie und die abendliche Lastspitze der Wärmepumpe zusammen (siehe Bild 2). Diese Kombination, gepaart mit der ohnehin erhöhten Grundlast am Abend, bringt eine für das Netz unvorteilhafte Laststeigerung mit sich.

Zusammenfassend konnte gezeigt werden, dass die Netzbelastung im städtischen Raum durch E-Mobilität und Photovoltaik beherrschbar bleibt. Ein großflächiger Einsatz von Wärmepumpen führt jedoch zu einer Überlastung des Netzes, was auch der Einsatz von elektrischen Heimspeichern nicht verhindert.

6.5.4 Einfluss von Photovoltaikanlagen mit und ohne Speicher auf die Verteilnetze

Günter WIND[1], Josef BÄRENTHALER[2], Petra BUßWALD[3], Horst LUNZER[4], Franz NIEDERL[3], Anja STENGLEIN[5]

Inhalt

Dächern und Fassaden sind erneuerbare Energiepotenziale ohne zusätzlichen Flächenverbrauch. Daher sollten diese für die Energiewende möglichst vollständig genützt werden. Eine immer größer werdende Anzahl netzgekoppelter Photovoltaikanlagen hat aber auch Auswirkungen im Verteilnetz. Während sich die Verbrauchspitzen einzelner Häuser umso mehr glätten, je größere die Zahl der angeschlossenen Verbraucher ist, treten die Produktionsspitzen von Photovoltaikanlagen auch in einem größeren Gebiet gleichzeitig auf. Photovoltaikanlagen können Verbrauchsspitzen mindern, weil sie vor allem die Mittagsverbrauchsspitze kompensieren können. Mit größer werdender Photovoltaikleistung kann jedoch mit der Erzeugungsspitze eine zusätzliche Netzbelastung entstehen. Wie verhalten sich die Netzverluste und Spitzenbelastungen, wenn in einer Siedlung immer mehr Gebäude mit PV-Anlagen ausgestattet werden? Welchen Einfluss haben Stromspeicher und diverse Ladeverfahren auf die Netzbelastung?

Methodik

Um diese Fragen zu beantworten, wurde eine fiktive Siedlung betrachtet, deren Gebäude mit einer variablen Anzahl von PV-Anlagen ausgestattet werden. Die Simulation des Strombedarfs erfolgte mit mehreren typischen Bedarfsprofilen – mit unterschiedlichen Nutzungsgewohnheiten und Geräteausstattung. Diese einzelnen Bedarfsprofile wurden realitätsnah mehrfach geringfügig zeitlich verschoben und überlagert, um das Profil der ganzen Siedlung zu erhalten. Für die übergeordneten Netzebenen wurde das standardisierte Lastprofil H0 gewählt, welches das Verbraucherverhalten eines großen Wohngebietes beschreibt. Durch Überlagerung von Verbrauch und unterschiedlichen Produktionsmengen wurden die Netzbelastungen und Verluste rechnerisch ermittelt. Diese Berechnungen wurden für Photovoltaikanlage ohne und mit Energiespeicher durchgeführt. Es wurden zwei unterschiedliche Ladeverfahren (Eigenbedarfsoptimierung, Lastglättung) mittels Simulation untersucht, um deren Einfluss auf die Netzbelastung und Netzverluste zu untersuchen.

Ergebnisse

Solange der Jahresertrag aller PV-Anlagen unter 60 % des Jahresenergiebedarfs liegt, verringern sich die Netzverluste. Wird die PV-Anlagenleistung weiter erhöht, werden die Energieverluste im Netz größer als bei der Nullvariante ohne Photovoltaik. Auch die Spitzenbelastungen können größer als bei der Nullvariante werden und somit die Versorgungssicherheit negativ beinträchtigen. Werden PV-Anlagen mit Energiespeicher ergänzt, können Netzverluste verringert werden. Die Spitzenbelastungen werden mit einem lastglättenden Speichermanagement im Gegensatz zum eigenbedarfsoptimierten Verfahren deutlich verringert. Mit einer Speichergröße von 1.800 kWh/kWp kann die PV-Jahresertrag um 40 % höher als der Jahresverbrauch werden, ohne Netzverluste und Spitzenlasten im Vergleich zur Nullvariante zu vergrößern. Auf diese Weise kann das PV-Potenzial der Dächer und Fassaden in den meisten Fällen ohne Netzverstärkung genützt werden. Es konnte gezeigt werden, dass Lastglättung und Eigenbedarfsoptimierung gut vereinbar sind und so eine Win-Win-Situation für Netzbetreiber und Photovoltaikanlagenbetreiber in Tarifmodellen abgebildet werden könnte.

[1] Ingenieurbüro für Physik Dr. Günter Wind, Markstraße 3, 7000 Eisenstadt, Tel.: +43 680 2326415, g.wind@ibwind.at, www.ibwind.at
[2] Energieagentur Obersteiermark GmbH, Holzinnovationszentrum 1a, 8740 Zeltweg, Tel.: +43 3577 26664-23, Fax: +43 3577 26664-4, josef.baernthaler@eao.st, www.eao.st
[3] akaryon GmbH, Grazer Straße 77, 8665 Langenwang, Tel.: +43 3854 25099, Fax: +43 3854 25098, {busswald|niederl}@akaryon.com, www.akaryon.com
[4] Resys-Konsortium/Dr. Lunzer Energie und Umwelt e.U., Pfaffendorf 15, 2052 Pernersdorf, Tel.: +43 650 4449198, office@drlunzer.eu, www.drlunzer.eu
[5] Sigmundstadl 7, 8020 Graz, Tel.: +43 650 2821550, anja.stenglein@aon.at

6.5.5 Cloud Passing Forecasting for PV Power Plant Output Power Smothing

Primož SUKIČ[1], Gorazd ŠTUMBERGER[1]

Content

Photovoltaic power plants can cause step changes in the output power due to fast moving clouds. That could lead to voltage fluctuations and stability problems in the connected distribution electricity network. These effects can be reduced effectively by electricity network reinforcements or by battery energy storage system that smooth the output power fluctuations. These two solutions are effective but very costly. For house scale photovoltaic power plants of several kWp, both solutions represent a considerable percentage of investment. However, similar results can be achieved by a programed smooth reduction of the photovoltaic power plant output power based on the cloud passing forecasting. Low cost hardware Internet of Things (IoT) modules incorporated in a cloud passing forecast system could be a much cheaper alternative compare to battery storage system or network reinforcement. This paper proposes a low-cost IoT based solution for intra-minute cloud passing forecasting. Used low cost hardware is Raspberry PI Model B 3, Omni Vision OV5647 camera, optical circular polarizing (CPL) filter and natural density (ND) filter (Figure 1). All used hardware cost less than 70 €.

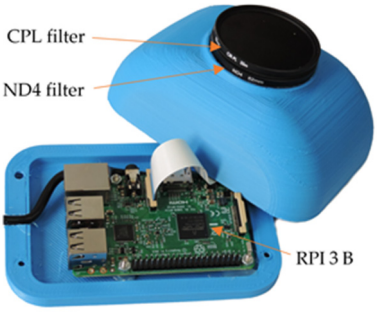


Figure 1: Used hardware

The existing professional systems for solar irradiance and cloud passing forecasting can provide accurate forecast but only at high costs. Their price can easily exceed the price of small house scale photovoltaic power plants [1].

The algorithm applied in the proposed cloud passing forecasting system differs from the existing ones. It uses the green and the blue colors for cloud recognition and reduction of flare problems. The image processing is limited to a narrow area around the sun, which is sufficient for intra minute cloud passing forecasting and can be performed with a low computational effort. The recognition of clouds is based on the ratio between the green and the blue colors GBR (Green Blue Ratio) digital filter instead of well-known RBR (Red Blue Ratio) filter [2], [3].

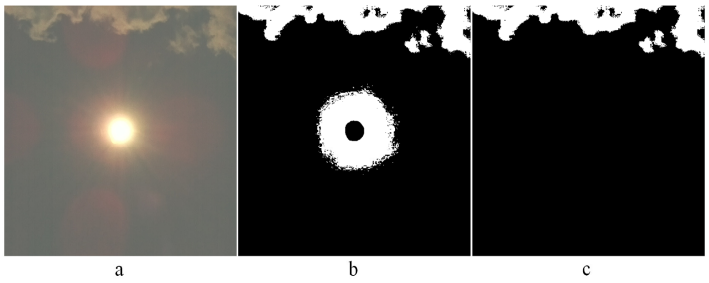


Figure 2: Cloud recognition

The prediction of cloud movement is required only during the part of the day where the moving clouds could influence the output power of a PV power plant substantially. For the prediction of cloud movement within one minute, the photo is cropped down to a relatively small area around the sun where the cloud recognition is performed (Figure 2). In order to make the executive code for the prediction of cloud movement, suitable for implementations on low-cost IoT modules, the applied algorithms are minimized regarding the required computational effort. The pixels representing the cloud closest to the sun in the cloud recognition matrix are identified first. In order to do this, the checkpoint matrix is defined, containing 128 checkpoints. Its elements are distributed in 4 radially equidistant layers, measured from the center of the sun (Figure 3). Each layer contains 32 angularly equidistant points. The pixels representing the cloud closest to the sun in the cloud recognition matrix are identified first. The sequences of the processed images of the sky, shown in Figure 4, are used to demonstrate the operation of the proposed cloud passing forecasting system.

[1] University of Maribor, Faculty of Electrical Engineering and Computer Science, Koroška 46, Maribor, Tel.: +386 2220-{7179|7075}, {p.sukic|gorazd.stumberger}@um.si, feri.um.si

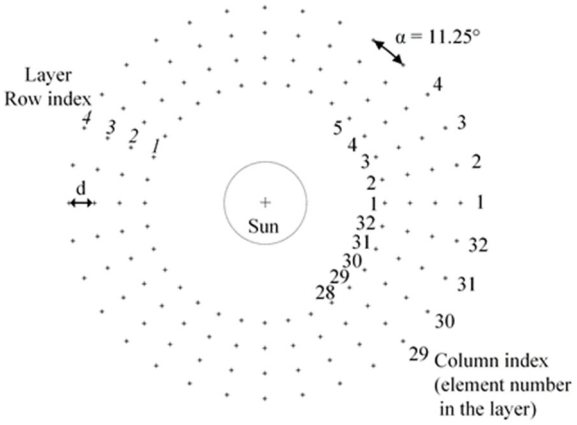


Figure 3: Checkpoints around the sun and checkpoint matrix indices

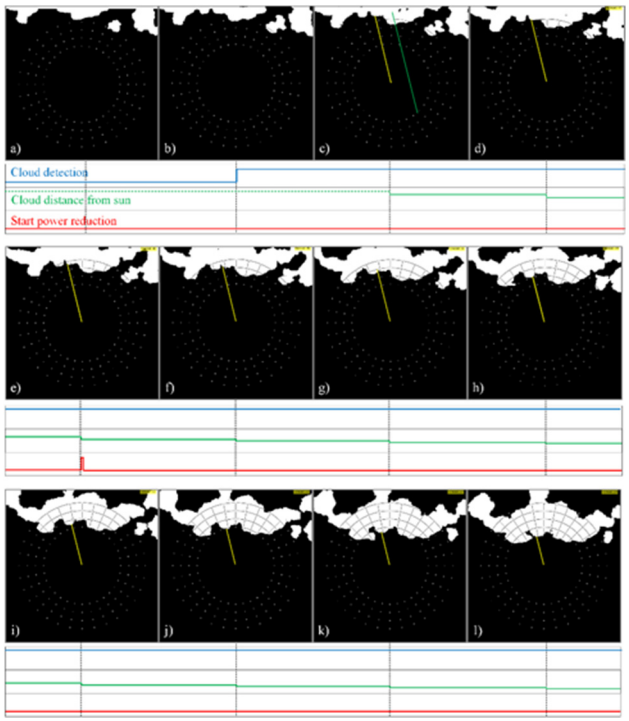


Figure 4: Moving clouds that cover the sun: A time sequence of processed cloud images

The experimental results (Figure 5) show that the proposed cloud passing forecasting system can provide sufficiently accurate prediction of cloud movement in the vicinity of the sun. In the full paper, its output signal will be used to reduce the output power of an operating PV systems smoothly and slowly.

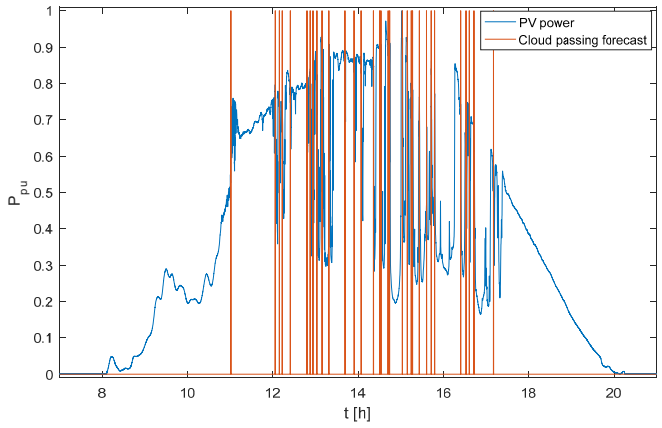


Figure 5: Output power measured on the test PV power plant and the output signal of the proposed cloud passing forecasting system

References

[1] B. Urquhart, K. B and J. Kleissl, "Development of a sky imaging system for short-term solar power forecasting," Atmospheric Measurement Techniques, vol. 8, p. 875–890, 2015.

[2] G. Pfister, R. L. McKenzie, J. B. Liley, W. Thomas, B. W. Forgan and C. N. Long, "Cloud coverage based on all-sky imaging and its impact on surface solar irradiance," American Meteorological Society, pp. 1421-1434, 2003.

[3] C. W. Chow, B. Urquhart, M. Lave, A. Dominguez and B. Washom, "Intra-hour forecasting with a total sky imager at the UC San Diego solar energy testbed," Solar Energy, vol. 11, pp. 2881-2893, 2011.

6.5.6 Leistungsgrenzen in Verteilnetzen und Kapazitäten für elektrifizierte Wärmetechnologien

Hann RUPPERT[1], Simon BRENNER[1], Klaus-Martin GRAF[1]

Einleitung

Die Umsetzung der Pariser Klimaschutzziele ist ohne eine Kopplung der Sektoren Strom und Wärme nicht möglich. Wesentliche Technologien sind in dem Zusammenhang elektrifizierte Wärmeerzeuger wie Wärmepumpen und Blockheizkraftwerke (BHKW). Die vermehrte Nutzung elektrifizierter Wärmeerzeugungstechnologien in Wohngebäuden erhöht den Strombezug (Wärmepumpe) bzw. die Stromeinspeisung (BHKW) in den Verteilnetzen. Im Rahmen dieser Studie wird untersucht, welche Leistungsgrenzen in Verteilnetzen und welche Restriktionen bezüglich der Nutzung verschiedener elektrifizierter Wärmetechnologien bestehen (*durchgeführt im Rahmen eines gemeinsamen Forschungsvorhabens mit dem Darmstädter Institut Wohnen und Umwelt (IWU, Projektkoordination) und dem Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung, Aachen, (BET): „EEGebaeudeZukunft“ (gefördert vom BMWi / PTJ, Förderkennzeichen: 03ET4019)*)

Methodik

Um den maximalen zusätzlichen Strombedarf bzw. die zusätzliche Stromeinspeisung sowie die Auswirkungen der vermehrten Nutzung elektrifizierter Wärmetechnologien auf die Verteilnetze abschätzen zu können, werden verschiedene Szenarien entwickelt und für den kältesten Tag im Jahr (Heizleistung bei Auslegetemperatur) untersucht. Dabei werden folgende Schritte vorgenommen:

- Auswahl verschiedener Gebäudetypen mit unterschiedlichen Dämmstandards.
- Abschätzung der Nennleistung der Heizung in kW_{th}/m^2 je Gebäudetyp und in kW_{th} je Haushalt (HH) [Annahme: $Ø_{HH} = 100m^2$].
- Bestimmung von ‚Verteilgraden' unterschiedlicher elektrifizierter Wärmetechnologien und Definition von zwei unterschiedlichen Betriebsweisen (monovalent und bivalent).
- Ermittlung der elektrischen Leistung für die Wärmeerzeugung.
- Lastflussrechnung (Extremabschätzung) für den kältesten Tag in drei (vereinfachten) Modellnetzen: i) Städtische Struktur, ii) Vorstädtische Struktur und iii) Ländliche Struktur in der Niederspannung (NS) und Mittelspannung (MS).
- Ermittlung der Stromauslastung am Anfang einer MS-Leitung bzw. hinter dem MS-Regeltransformator (I_{MS-1}) und der Spannungsänderung am Ende der letzten NS-Leitung eines Wohngebietes (ΔU_{NS}).

Ergebnisse und Diskussion

Leistungsgrenzen im Verteilnetz

Tabelle 1 zeigt die ermittelten Leistungsgrenzen für Verteilnetze unterschiedlicher Struktur. Die Leistungsgrenzen gelten pro HH bzw. ONT, für einen GLF von 1 und für die Summe des gesamten elektrischen Bezugs bzw. der Einspeisung (technologieübergreifend). Es wird ersichtlich, dass die gleichzeitig verfügbare Leistung in Haushalten in Verteilnetzen städtischer Struktur (geringe Leitungslängen bzw. hohe Einwohnerdichte je km^2) vor allem durch die Strombelastbarkeit der MS-Leitungen begrenzt ist. In Verteilnetzen ländlicher Struktur (große Leitungslängen bzw. geringe Einwohnerdichte je km^2) ist die Leistung hingegen durch die Spannung am Ende der letzten (längsten) NS-Leitung begrenzt. In Verteilnetzen vorstädtischer Struktur überwiegt die Strombelastbarkeit der MS-Leitung knapp. Somit kann die maximal verfügbare Leistung in Verteilnetzen vorstädtischer und ländlicher Struktur durch Ausnutzung des zulässigen Spannungsbands von ±10 % erhöht werden.

[1] Hochschule Darmstadt, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, Birkenweg 8-10, 64295 Darmstadt, Tel.: +49 6151 16-{37792|38461}, {hann.ruppert|klaus-martin.graf}@h-da.de, www.h-da.de

Leistungsgrenze	Grenzwert/Bedeutung	Städtisch	Vor-städtisch	Ländlich
$P_{HH+/-,U4\%}$ [kW_{el}]	Verletzung der dena-Empfehlung eines 4%-Spannungsbands für die NS-Ebene [dena12]	± 1,8	± 4,3	± 2,0
$P_{ONT+/-,U4\%}$ [kW_{el}]		± 739,2	± 173,2	± 20,1
$P_{HH+/-,U10\%}$ [kW_{el}]	Verletzung des zulässigen Spannungsbands nach EN 50160 (kritische Grenze U_N ± 10%)	± 4,3	± 10,6	**± 4,9**
$P_{ONT+/-,U10\%}$ [kW_{el}]		± 1.793,4	± 424,0	**± 48,9**
$P_{HH+/-,Imax}$ [kW_{el}]	Überschreitung der Strombelastungsgrenze (kritische Grenze)	**± 1,8**	**± 9,6**	± 22,5
$P_{ONT+/-,Imax}$ [kW_{el}]		**± 756,0**	**± 384,8**	± 224,9

Tabelle 1: Elektrische Leistungsgrenzen [kW_{el}] in Verteilnetzen städtischer, vorstädtischer und ländlicher Struktur (leistungsbegrenzende Grenze farbig und fett markiert)

Szenarien

Beispielhaft sind in Tabelle 2 Grenzwertverletzungen im städtischen Modellnetz aufgeführt (die Ergebnisse zu vorstädtischen und ländlichen Netzgebieten finden sich in der Langfassung).

Städtisches Modellnetz	Monovalent				Bivalent			
Unmodernisiert	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW
Teilmodernisiert	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW
Vollmodernisiert	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW
Neubau	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW
Gebäudemix *(ausgeglichen)*	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW
OPT *(optimistisch)*	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW
REAL *(realistisch)*	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW
PESS *(pessimistisch)*	SH	LWP	BAL	D-LWP	SH	LWP	BAL	D-LWP
	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW	EWP	BHKW	D-EWP	D-BHKW

Tabelle 2: Grenzwertverletzungen im städtischen Modellnetz für verschiedene Gebäudeszenarien, Betriebsweisen und Verteilgrade (rot = kritischer Grenzwert verletzt)

In Verteilnetzen städtischer Struktur besteht demnach eine Vielzahl an Restriktionen. Eine vollständig elektrifizierte Wärmeerzeugung ist nur mit einem Mix aus strombeziehenden und -einspeisenden Technologien möglich. Eine bivalente Betriebsweise erlaubt auch die überwiegende Nutzung der Wärmepumpentechnologie bzw. ausgeglichener Anteile.

Fazit

Im Hinblick auf die Wärmewende bestehen mehrere nutzbare Optionen unterschiedlicher elektrifizierter Wärmetechnologien, die bereits heute in die bestehenden Verteilnetze integriert werden können um die Sektoren Wärme und Strom zu koppeln. Ein Ausbau der Verteilnetze ist für eine erfolgreiche Umsetzung der Wärmewende allein nicht notwendig.

Hinsichtlich der Integrierbarkeit verschiedener elektrifizierter Wärmetechnologien bestehen je nach Verteilnetzstruktur unterschiedliche Restriktionen. Die wichtigsten sind:

- In Verteilnetzen städtischer Struktur ist ein Mix aus strombeziehenden (Wärmepumpen, Stromheizung) und -einspeisenden (BHKW) Wärmetechnologien vorzuziehen. Alternativ kann eine bivalente Betriebsweise mit nicht-elektrischer Spitzenlasterzeugung umgesetzt werden.
- In Verteilnetzen vorstädtischer Struktur bestehen keine Restriktionen.
- In Verteilnetzen ländlicher Struktur ist von einer übermäßigen Nutzung von Stromheizungen und Luftwärmepumpen abzusehen. Unter Ausnutzung des zulässigen Spannungsbandes können ansonsten nahezu alle Optionen umgesetzt werden.

6.6 POWER QUALITY (SESSION E6)

6.6.1 Blindleistungsbilanz im Salzburger Verteilnetz

Christoph GROIß[1], David GRUBINGER[1], Roman SCHWALBE[2]

Ausgangssituation

Im Rahmen des Projekts DeCAS wird ein spannungsebenen-übergreifendes Regelungskonzept erarbeitet. Fokus ist hierbei der Blindleistungsfluss, welcher zwischen den einzelnen Spannungsebenen stattfindet. In diesem Beitrag wird die derzeitige Blindleistungsbilanz im Salzburger Verteilnetzgebiet dargestellt und analysiert.

In Tabelle 1 sind die Systemlängen der unterschiedlichen Leitungstypen des Verteilnetzes in Salzburg zu sehen. Aus den Parametern der Freileitungs- und Kabeltypen kann die Blindleistungserzeugung durch die Querkapazitäten bei Nennspannung, berechnet werden (siehe Tabelle 1, dritte Spalte).

Leitungstyp	Systemlänge	Blindleistungserzeugung der Querkapazitäten
110-kV-Freileitung	577 km	18,8 MVAr
110-kV-Kabel	41 km	28,1 MVAr
30-kV-Freileitung	1731 km	4,7 MVAr
30-kV-Kabel	1771 km	103,8 MVAr
10-kV-Freileitung	61 km	0,2 MVAr
10-kV-Kabel	723 km	10,3 MVAr
0,4-kV-Freileitung	604 km	0,0 MVAr
0,4-kV-Kabel	11537 km	0,5 MVAr

Tabelle 1: Systemlängen und Blindleistungserzeugung durch Querkapazitäten im Salzburger Verteilnetz

Tabelle 1 zeigt, dass mit 104 MVAr die Kabelkapazitäten des 30-kV-Netzes den größten Beitrag zur Blindleistungserzeugung des Salzburger Verteilnetzes liefern. Trotz der verhältnismäßig geringen Systemlänge des 110-kV-Kabelnetzes wird hierdurch ein signifikanter Beitrag geliefert, welcher sich zukünftig weiter erhöhen wird. Das Niederspannungsnetz weist mit 0,6 MVAr einen vernachlässigbaren Anteil auf. In Summe werden rund 166 MVAr an Blindleistung durch die Querkapazitäten von Kabeln und Freileitungen erzeugt.

Auswertungen

Abbildung 1 zeigt den Blindleistungsaustausch des Salzburger Verteilnetzes mit dem österreichischen Übertragungsnetz. Es sind hierbei die gemessenen Werte von drei Jahren in 15 min Zeitauflösung dargestellt. Der Wirkleistungsbezug (positiver Wert X-Achse) aus dem Übertragungsnetz tritt besonders in den Wintermonaten auf (orange gefärbte Punkte). Hingegen ist die Situation der Wirkleistungslieferung vor allem in den Sommermonaten (gelb gefärbte Punkte) vorzufinden.

Eine Blindleistungseinspeisung (negativer Q-Wert auf Y-Achse) bei gleichzeitigem Wirkleistungsbezug (Quadrant unten-rechts) stellt den häufigsten Betriebspunkt dar. Die maximale Blindleistungslieferung in das Verteilnetz beträgt 140 MVAr und befindet sich somit in der Größenordnung der Blindleistungserzeugung durch die Leitungs-Querkapazitäten. Die Effekte der (nahezu) konstanten Blindleistungserzeugung der Querkapazitäten sowie des belastungsabhängigen Blindleistungsverbrauchs der Längsinduktivitäten ($Q_L = 3 \cdot I^2 \cdot X_L$). führen typischerweise zu einer quadratischen Kurvenform. In Abbildung 1 ist dieser Effekt nicht direkt erkennbar. Betrachtet man die Situation bei Wirkleistung gleich Null so treten hier Blindleistungswerte im Bereich von etwa -120 MVAr bis +50 MVAr auf. Dies ist darauf zurückzuführen, dass hier die Summe der beiden Übergabestellen dargestellt ist.

[1] Salzburg Netz GmbH, Bayerhamerstraße 16, 5020 Salzburg, Tel.: +43 662 8882-2699, christoph.groiss@salzburgnetz.at, www.salzburgnetz.at
[2] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Wien, Tel.: +43 50550-6066, roman.schwalbe@ait.ac.at

Für das Ergebnis ist es entscheidend ob sich Erzeugung und Verbrauch lokal (z. B. innerhalb eines Umspannwerks) kompensieren oder ob die Situation „Null Wirkleistung“ durch einen Bezug im nördlichen Teilnetz bei gleichzeitiger gleich großer Einspeisung im südlichen Teilnetz zustande kommt.

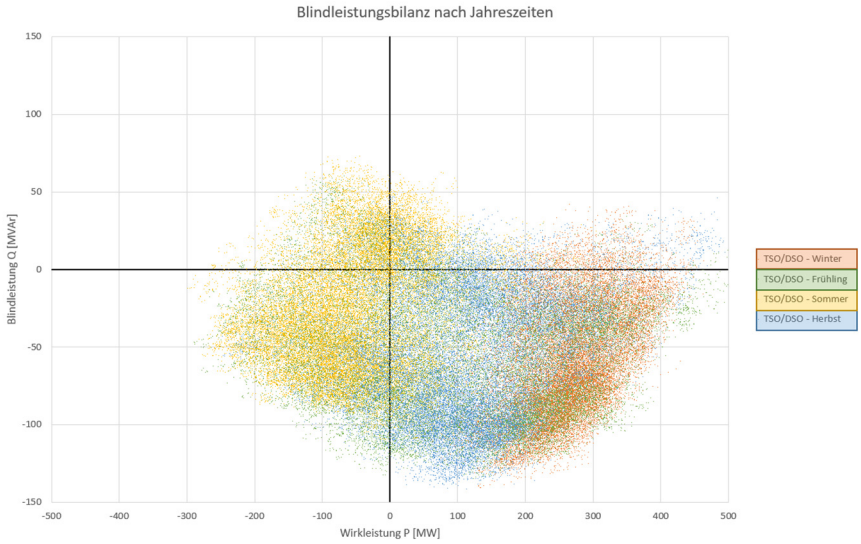


Abbildung 1: Blindleistungsaustausch TSO/DSO in Abhängigkeit der Wirkleistung

Abbildung 2 zeigt nun das PQ-Diagramm für die beiden Überstelle getrennt. Die Punktwolke nimmt nun eher die Form einer quadratischen Funktion an. Weiters ist zu erkennen, dass das nördliche Teilnetz ausschließlich Wirkleistung aus dem Übertragungsnetz bezieht. Hingegen ist im südlichen Teilnetz die Rückspeisung in das Übertragungsnetz aufgrund der Wasserkraftwerke der häufigere Betriebszustand.

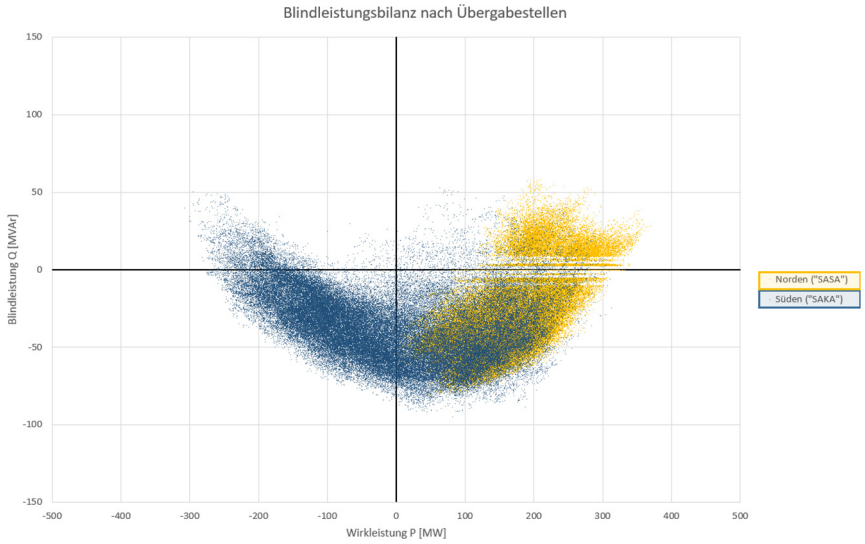


Abbildung 2: Blindleistungsaustausch TSO/DSO dargestellt nach Übergabestellen

Ausblick

In den nächsten Schritten wird die hier dargestellte Auswertung der Blindleistungsflüsse analog für „Systemgrenzen“ innerhalb des Verteilnetzes (Umspannwerken 110 kV/30 kV bzw. Trafostationen 30 kV/0,4 kV und 10 kV/0,4 kV) durchgeführt. Zukünftige Änderungen der Netztopologie sowie Netzausbaumaßnahmen sollen ebenfalls analysiert werden. In weiterer Folge werden Möglichkeiten zur Beeinflussung des Blindleistungsflusses dargestellt und deren Potenzial abgeschätzt. Somit soll z.B. eine Aussage getroffen werden, wie sich ein bestimmtes Blindleistungsverhalten zur Lösung lokaler Herausforderungen („Q(U)-Verhalten von PV-Wechselrichtern in der Niederspannung) auf die Blindleistungsflüsse in überlagerten Netzebenen auswirkt.

6.6.2 RPC2 – Netzebenen- und netzbetreiberübergreifende Blindleistungskoordinierung

Sebastian WENDE - VON BERG[1]

Zusammenfassung

Mit zunehmender Volatilität der Erzeugungsanlagen im Transport und Verteilnetz, ist eine koordinierte Regelung von Blindleistung eine der Grundvoraussetzungen um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. In den nächsten Jahren werden immer mehr konventionelle Kraftwerke (Kohle und Atom) in der Höchstspannung zurückgebaut und die Erzeugung findet vermehrt durch die verteilten Anlagen in Hoch- und Mittelspannung (HS und MS) statt. Diese Anlagen, insbesondere die jüngeren, beherbergen neben der eingespeisten Wirkleistung, ein signifikantes Blindleistungspotenzial. Die Nutzbarmachung des Blindleistungspotenzials von in Hochspannungsnetzen installierten Anlagen wurde in den letzten Jahren in diversen (Forschungs-) Projekten untersucht und als Alternative zu Kompensationseinrichtungen vorgeschlagen. In diesen Projekten ging es zumeist um abgeschlossene Hochspannungsnetze. Also um einen Netzbetreiber und eine Spannungsebene.

In dem Projekt RPC2 (Reactive Power Control 2) werden verteilte Erzeugungsanlagen in der Hoch- und Mittelspannung simultan betrachtet. Zusätzlich wird die Kopplung von zwei benachbarten und elektrisch verbundenen Hochspannungsnetzen untersucht und eine Netzebenen- und Netzbetreiberübergreifende Koordinierung von Blindleistung angestrebt. Hierdurch soll das Blindleistungspotenzial der MS-Anlagen zusätzlich zu den HS-Anlagen gehoben werden. Die abgestimmte Koordinierung mit dem benachbarten HS-Netz soll zusätzlich einen stabileren und sichereren Netzbetrieb gewährleisten und zusätzlich mehr Systemdienstleistungen für das Höchstspannungsnetz bereitstellen.

Methoden

Um die netzebenenübergreifende Koordinierung zu realisieren soll es eine Blindleistungsoptimierung in der HS-Ebene geben und an den HS/MS-Umspannwerken (UWs) Optimierungsagenten, die die Vorgaben der HS-Optimierung für die jeweiligen MS-Netze umsetzen.

Die Kommunikation und Abstimmung zwischen den beiden Netzbetreibern zum Informationsaustausch und zur Synchronisierung der HS-Optimierungen wird eine Datenplattform mit standardisierten Schnittstellen zum Einsatz kommen. Diese Plattform realisiert unter anderem auch die Anbindung der Optimierungen an die jeweiligen Netzleitstellen.

Optimierung

Insgesamt werden zwei HS-Optimierungen und diverse MS-Optimierungen zusammenarbeiten.

Die HS-Optimierungen basieren auf Optimal Power Flow Ansätzen und fokussieren sich auf die koordinierte Bereitstellung von Blindleistung. Die Blindleistung stammt entweder aus Erzeugungsanlagen, die direkt an die Hochspannung angeschlossen sind, oder sie wird an HS/MS UWs durch die MS-Optimierungen bereitgestellt. Die HS-Optimierungen berücksichtigen Betriebsmittelgrenzen sowie n-1 Ausfallsicherheit. Zur Abstimmung der HS-Optimierungen in den beiden benachbarten und verbundenen HS-Netzen, wird ein iterativer Ansatz gewählt, bei dem Netzäquivalente gebildet und ausgetauscht werden. Zur Realisierung wird ein komplettes Netzabbild benötigt, das mithilfe von Messungen und State-Estimation erzeugt wird.

Die MS-Optimierungen sind einzelne Agenten die jeweils ein HS/MS-UW optimieren. Hier werden zwei Optimierungsarten verwendet. Bei ausreichender Netzzustandsinformation kann eine lineare iterative Optimierung angewendet werden, bei unzureichender Netzinformation soll ein Regelalgorithmus den vorgegebenen Blindleistungswert am UW bereitstellen. Die MS-Optimierungen sollen auch im Falle von Kommunikationsausfällen autark weiter einen vorgegebene oder für diesen Fall hinterlegten Sollwert am UW einhalten (wahlweise eine feste Spannung).

[1] Fraunhofer / Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, Königstor 59, 34119 Kassel, Tel.: +49 561 7294-298, sebastian.wende-von.berg@iwes.fraunhofer.de

Daten- und Kommunikationsplattform

Bei beiden beteiligten Verteilnetzbetreibern (VNB) wird ein, parallel zum Leitsystem arbeitendes, Demonstratorsystem installiert. Diese Systeme basieren auf einer Systemplattform, die als Eingangsdaten auf standardisierte Schnittstellen und Datenmodelle setzt und z.B. CIM CGMES oder TASE.2 Daten verarbeitet. Die statischen und dynamischen Daten (Betriebsmittel, Topologie, Messungen) werden in einer CIM CGMES Datenbank abgelegt und sind über REST-Services abrufbar. Die Kommunikation der einzelnen Komponenten und Module (Datenbank, Optimierung, Visualisierung, …) erfolgt programmiersprachenunabhängig über einen Enterprise-Service-Bus (ESB). Ein schematischer Aufbau der Systemumgebung ist in Abbildung 1 gezeigt.

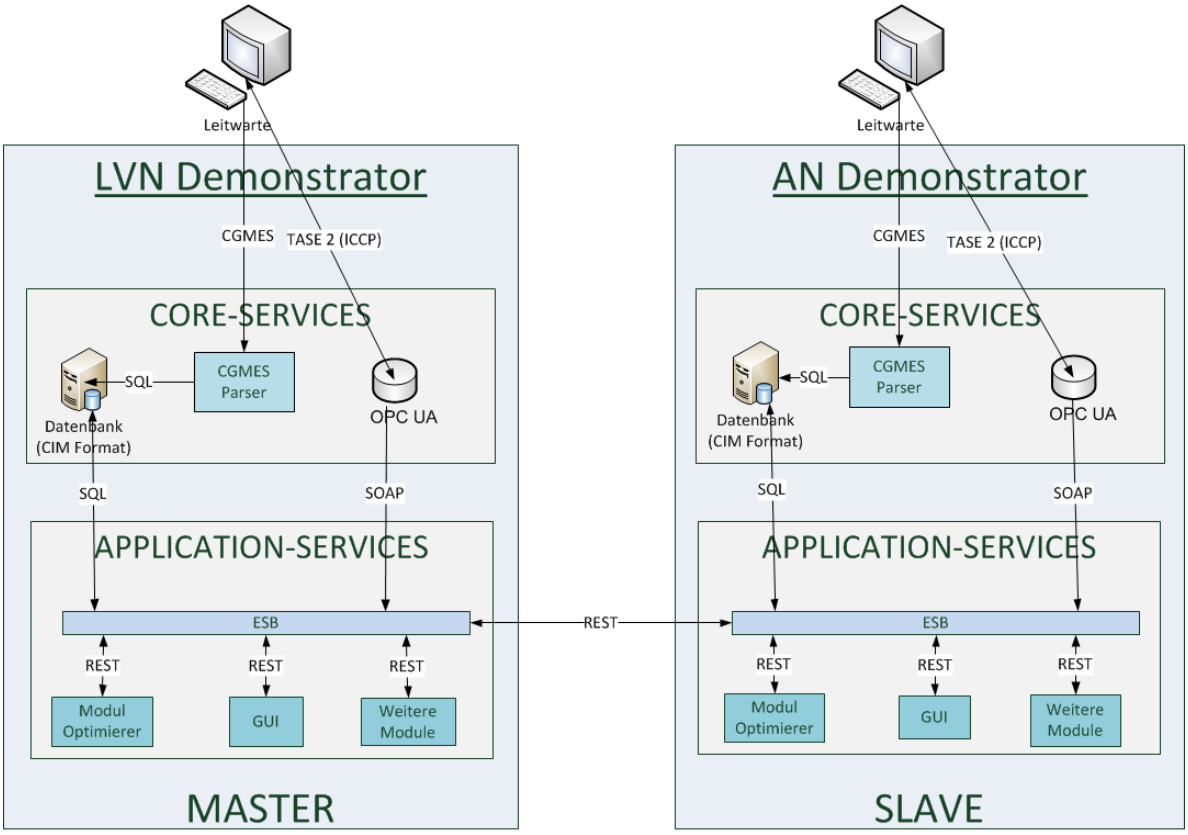


Abbildung 1: Schematischer Aufbau über die Kommunikationsstruktur zwischen den beiden Leitstellen

Ergebnisse

Bisher wurden Konzepte und Methoden zur Realisierung einer Netzebenen- und Netzbetreiberübergreifenden Blindleistungssteuerung in Hoch- und Mittelspannung entwickelt. Diese Konzepte werden in einem nächsten Schritt realisiert und dann in einer simulativen Umgebung getestet. In den Simulationstests werden bereits definierte Use Cases als Szenarien umgesetzt und die Funktionalitäten der Optimierungen und Systemplattform verifiziert. Diese Tests werden sukzessive realistischer gestaltet, so dass sie in einem Controller-in-the-Loop-Test münden. Dieser ist die letzte Instanz bevor die Demonstratoren in einem Feldtest erprobt werden.

Hinweis

Die Veröffentlichung entstand im Rahmen des Forschungsprojekts RPC2 (FKZ:0350003A) im Rahmen der Forschungsinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“. Die Autoren danken dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie für die Förderung aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

6.6.3 Einsatz elektronisch regelbarer 10kV-/20kV-Ortsnetztransformatoren (ERT) zur Einhaltung des Spannungsbandes sowie der Energieflussoptimierung im Smart Grid

Jonas CLAUS[1], Günter SCHULZ[1], Frank SCHALOW[2], Wolfgang FREY[3]

Inhalt

Durch zunehmende Anzahl regenerativer elektrischer Erzeugungsanlagen im Nieder- und Mittelspannungsverteilnetz (NS- und MS-Netz) ergeben sich veränderte Anforderungen der Spannungshaltung für die Netzbetreiber. Neben dem klassischen Netzausbau können etwa regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) eingesetzt werden, um dieser Herausforderung zu begegnen. Einen solchen RONT mit elektronisch ausgeführter Umschalteinrichtung hat die ct.e GmbH mit Partnern aus Industrie und Forschung entwickelt. Nachdem die Funktionalität des Prinzips nachgewiesen [1] und ein vorserienreifer 10 kV-Prototyp realisiert und erprobt wurde [2], ist eine Kleinserie von fünf Transformatoren im Verteilnetz der RWE Rhein-Ruhr im Regelbetrieb eingesetzt und validiert worden [3]. Hierauf aufbauend hat ct.e in einem durch progres.nrw und den Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung geförderten Projekt eine serienreife Variante des Elektronisch Regelbaren Ortsnetztransformators (ERT) zum Einsatz in 10 kV- und 20 kV-Netzen entwickelt [4]. Beim ERT kommt eine elektronische Umschalteinrichtung zum Einsatz, die mithilfe eines Steuer- und Regelmoduls (SRM) die Netzsituation erfasst und eine Anpassung des Übersetzungsverhältnisses vornimmt. So ist der ERT in der Lage, die Unterspannung unter Last in den Stufen | -4 % | -2 % | 0 % | +2 % | +4 % | zu regeln.

Der ERT der jüngsten Generation erfüllt die Ecodesign-Richtlinien der Europäischen Kommission und hat alle normativ geforderten Prüfungen für Standardtransformatoren erfolgreich absolviert. Hierbei sei insbesondere auf die Blitzstoßspannungsprüfung hingewiesen. Diese ist im Prüffeld der Sächsisch-Bayrischen Starkstrom-Gerätebau GmbH durchgeführt worden. Der ERT wurde mit 125 kV-Spannungsimpulsen gemäß DIN EN 60076-3 beaufschlagt. Die Norm fordert eine Blitzstoß-spannungsprüfung der mittleren Anzapfung (0 %-Schaltstufe) [5]. Darüber hinausgehend wurde der ERT auch in den übrigen Stufen mit einem Blitzstoß beaufschlagt. Die Prüfungen sind erfolgreich absolviert worden.



Abbildung 1: Frontansicht der Compaktstation NDV 1600 mit eingebautem ERT

Nach Abschluss aller Prüfungen wurde ein ERT im Mai 2017 im 20 kV-Verteilnetz der regionetz GmbH installiert (siehe Abbildung 1). Der ausgewählte Netzabschnitt (siehe Abbildung 2) zeichnet durch seinen ländlichen Charakter, Photovoltaikanlagen (PVA) mit 191 kVAp im NS-Netz sowie Windkraftanlagen (WKA) mit 4 MVA und einer Biogasanlage (BGA) mit 1,2 MVA installierter Leistung im MS-Netz aus. Das SRM erfasst die Netzspannung und initiiert bei Bedarf anhand des hinterlegten Regelalgorithmus eine Anpassung der Netzspannung.

Darüber hinaus überträgt es ein tägliches Aktivitätenprotokoll und im Bedarfsfall aktuelle Zustandsdaten via GSM-Modul. Zusätzlich ist es zur Anbindung weiterer Peripherie, Integration in übergeordnete Systeme und zur Fernparametrierung ausgelegt.

[1] ct.e Controltechnology Engineering GmbH, Westring 303, 44629 Herne, Tel.: +49 2323 925-{138|130}, {claus|schulz}@cte-ingenieure.de, www.cte-ingenieure.de
[2] Sächsisch-Bayerische Starkstrom-Gerätebau GmbH, Ohmstraße 1, 08496 Neumark, Tel.: +49 37600 83140, frank.schalow@sbg-neumark.de, www.sgb-smit.com
[3] regionetz GmbH, Zum Hagelkreuz 16, 522249 Eschweiler, Tel.: +49 2403 701662, wolfgang.frey@regionetz.de, www.regionetz.de

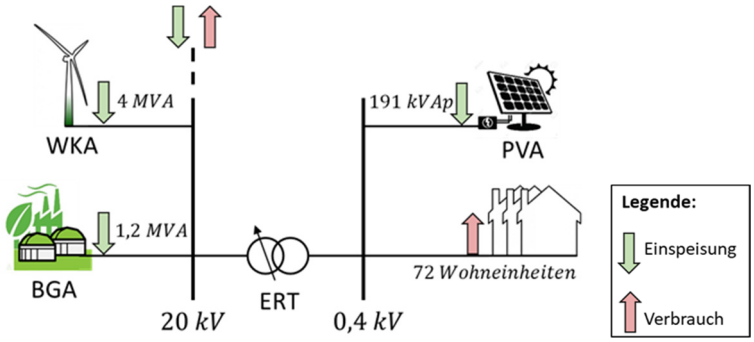


Abbildung 2: Liniendiagramm des Verteilnetzabschnittes

Die Felderprobung hat gezeigt, dass der ERT seiner Aufgabe der Spannungsanpassung erfolgreich nachkommt. Die aufgetretenen Spannungsabweichungen konnten primär auf eine erhöhte regenerative Einspeisung bei Schwachlast zurückgeführt werden, die eine Spannungsabsenkung erforderlich machten. Es ist zwischen einer Einspeisung im NS- sowie im MS-Netz zu unterscheiden. Eine erhöhte Einspeisung im NS-Netz hat eine Rückspeisung in die MS zur Folge. Bei dieser Energieflussrichtung wird die Spannung am Einspeisepunkt der PVA und infolgedessen im NS-Netz angehoben werden. Wenn die Spannungsabweichung ausreichend groß ist, initiiert der ERT eine Umschaltung und die Spannung bleibt innerhalb der zulässigen Grenzen. Tritt andererseits eine erhöhte Einspeisung im MS-Netz auf, die nicht in unmittelbarer Nähe von Verbrauchern abgenommen wird, erfolgt äquivalent zur Einspeisung im NS-Netz eine Spannungserhöhung in der MS. Diese überträgt sich durch den Transformator in die NS-Ebene und auch hier initiiert der ERT eine Umschaltung. Diese bewirkt einen Ausgleich auf der NS. Beide zuvor beschriebenen Szenarien sind im Realbetrieb aufgetreten und erfolgreich ausgeregelt worden. Besonders der Auswirkung regenerativer Einspeisung im MS-Netz ist Aufmerksamkeit zu schenken. Sie macht deutlich, dass zur Steuerung und Regelung des Verteilnetzes diverse Komponenten und Aspekte berücksichtigt werden müssen. Treten Spannungsänderungen unsymmetrisch auf, so lassen sich die betroffenen Außenleiter auch individuell ausregeln.

Da in der Praxis primär Spannungsabsenkungen erforderlich sind, ist zukünftig ein ERT mit unsymmetrischen Anzapfungen (ggf. bis -8 %) geplant. Darüber hinaus soll der ERT in einem Projekt des Klimaschutzwettbewerbs ErneuerbareEnergien.NRW vom EFRE.NRW und dem Europäischen Fonds für regionale Entwicklung zur optimalen Lenkung der Energieflüsse in einem von regenerativen Energiequellen geprägten Verteilnetzabschnitt eingesetzt werden. Dieses Projekt wird gemeinsam mit der Technischen Universität Dortmund und der Stadtwerke Bochum Netz GmbH angestrebt. Hierbei sollen die Erkenntnisse der Felderprobung des ERT hinsichtlich der Rückwirkung erhöhter Einspeisung im MS-Netz genutzt werden.

Literatur

[1] G. Schulz, “Innovative Methode zur elektronischen Einstellung der Versorgungsspannung in Ortsnetzen mit Solaranlagen,” Vortrag. Graz, Feb. 16 2012.

[2] G. Schulz, T. Christ, and M. Heinz, “Erfahrungen beim Einsatz eines elektronisch regelbaren 10kV-Verteilnetztransformators in Ortsnetzen mit dezentraler Einspeisung aus Solaranlagen,” in VDE Kongress 2010 Leipzig: E-Mobility; Technologien, Infrastruktur, Märkte; Kongressbeiträge; 8. - 9. November 2010, Congress Center Leipzig, 2010.

[3] G. Schulz, “Innovative Methode zur elektronischen Einstellung der Versorgungsspannung in Ortsnetzen mit Solaranlagen,” in Alternativen für die Energiezukunft Europas: 12. Symposium Energieinnovation, 15. - 17. Februar 2012, U. Bachhiesl, Ed., Graz: Verl. der TU Graz, 2012.

[4] J. Fröhner, G. Schulz, J. Claus, and M. Lemkens, “Improving Power Quality by a 10 / 20 kV / 0.4 kV Voltage Regulated Distribution Transformer using Semiconductor Switching Devices,” in Proceedings of International ETG Congress 2015: Die Energiewende - blueprints for the new energy age: date: 17-18 Nov. 2015, 2015.

[5] Leistungstransformatoren – Teil 3: Isolationspegel, Spannungsprüfungen und äußere Abstände in Luft, DIN EN 60076-3, 2014.

6.6.4 Beitrag zur Definition eines Power Quality Index

Werner SCHÖFFER[1]

Inhalt

Die Beobachtung der Power Quality hat in den letzten Jahren immer mehr an Bedeutung gewonnen und von den Dachverbänden und Behörden werden die Daten mit gewisser Aufmerksamkeit betrachtet. Die Störungsstatistik gehört dabei zu einem etablierten Tool zur Bewertung unserer Stromnetze. Weniger Aufmerksamkeit bekommen die einzelnen anderen PQ-Parameter, da sie doch zahlenmäßig mehrere sind und nicht in einem Kennwert zusammengefasst werden können. Dennoch geben diese Kennwerte wie Oberschwingungen, Flicker, Symmetrie und Frequenz Informationen über die Einflüsse der Verbraucher und Zustände der Stromnetze und geben sowohl über langfristige Veränderungen als auch kurzfristige Störungen Auskunft.

Es gilt diese Parameter auf einfache Art und Weise zusammenzufassen und möglichst in einem Wert, welcher repräsentativ und stabil sein sollte, wiederzugeben.

Der Beitrag zeigt Überlegungen, wie dies geschehen könnte und man über so einen Wert sowohl kurzfristig Störungen bzw. langfristig Veränderungen beobachten könnte. So ein Wert wird mit theoretischen Werten exemplarisch diskutiert und mit anderen Methoden verglichen. Ebenso wird in diesem Beitrag anhand realer Messdaten die Praxistauglichkeit zur Diskussion gestellt. Unter anderem werden folgende Fragestellungen behandelt:

- Kann ein Wert repräsentativ sein für alle Parameter?
- Wie verhält sich ein solcher Wert, wenn mehrere Parameter größer werden, aber den Grenzwert nicht überschreiten?
- Kann man damit langfristige Veränderungen beobachten?
- Kann man mit einem solchen Wert auch mehrere Messstellen kombinieren und einen Kennwert für ein gesamtes Netz ableiten?

Literatur

[1] ÖVE/ÖNORM EN 50160:2011: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen

[2] ÖVE/ÖNORM EN 61000-4-30:2016: Verfahren zur Messung der Spannungsqualität

[1] ARTEMES GmbH, Hauptplatz 105, 8552 Eibiswald, Tel.: +43 664 5403106, werner.schoeffer@artemes.org, www.artemes.org

6.6.5 Speichersysteme für Netzdienstleistungen im Verteilnetz

Christopher KAHLER[1], Roland ZOLL[1]

Inhalt

Die immer stärker aufkommende dezentrale Einspeisung und die zunehmende Anzahl in das Versorgungsnetz zu integrierenden „neuen“ Verbrauchern mit hohen Gleichzeitigkeiten und anderem Verbrauchsverhalten erhöht die Komplexität des Gesamtsystems. Aufgrund von unsymmetrischen Lastverteilungen im Verteilnetz kommt es zu Phasenunsymmetrien, welche die physikalischen Grenzwerte der Betriebsmittel nicht überschreiten dürfen. Kurzfristige Leistungsspitzen treten häufiger auf und werden volatiler, was eine zusätzliche Netzbelastung darstellt. Im Testbed der ASCR (Aspern Smart City Research) in der Seestadt Aspern werden diese Herausforderungen unter Realbedingungen untersucht. Eine Lösung der oben genannten Herausforderungen sieht einen Netzausbau vor, der jedoch mit hohen Kosten verbunden ist. Mit dem Forschungsprojekt FACDS (Flexible AC Distribution Systems) wird ein Smart-Grid-Konzept untersucht, das den Einsatz von Netzspeichersystemen im Verteilnetz testet, um für die zuvor genannten und für zahlreiche weitere Netz- aber auch Marktanforderungen gerüstet zu sein sowie um die Versorgungssicherheit und -qualität auch weiterhin sicherstellen zu können.

Methodik

Neben Simulationen, einem Laborbetrieb, Überlegungen hin zu einer möglichen stakeholder-übergreifenden Nutzung (Mehrfachnutzung) und einer techno-ökonomischen sowie rechtlichen Analyse, erfolgt eine reale Speicherimplementierung. Dafür erfolgt neben Expertendiskussionen, einer konzeptionellen Entwicklung und offline Simulationen, ein Engineering sowohl auf der Softwareebene als auch im realen Umfeld bei der Speicherimplementierung. Auf der wirtschaftlichen Seite kommen Kalkulationen und Simulationen der betriebswirtschaftlichen Rentabilität zum Einsatz. Realisiert wird es mithilfe von Monte-Carlo-Simulationen, bei der alle variablen Parameterkombinationen je Faktor-variationen simuliert werden.

Die reale Speicherimplementierung erfolgte durch die Einbringung von insgesamt fünf Netzspeicher-systemen in den smarten Trafostationen im Testbed der ASCR in der Seestadt Aspern. Ein Netzspeichersystem besteht aus einer Lithium-Eisenphosphat Batterie mit einer Leistung von 100 kW und einer Kapazität von 120 kWh sowie einem Umrichter.

Ergebnisse

Die Netzspeichersysteme stellen für den Verteilnetzbetreiber neue Betriebsmittel dar. Sie sind aktiv und lassen sich flexibel einsetzen bzw. dynamisch regeln. Durch den Feldeinsatz in der Seestadt Aspern können erste Erfahrungswerte gesammelt werden.

Der Feldeinsatz zeigt, dass mit den Speichereinbringungen ein aufwändiger Inbetriebnahmeprozess verbunden ist. Netzspeichersysteme stellen auf der einen Seite Betriebsmittel mit vielen Freiheitsgraden dar, erhöhen jedoch auf der anderen Seite den Komplexitätsgrad. In der Zukunft sind daher Lösungen die „Plug & Automate“ unterstützen, also eine möglichst einfache Integration in die Bestandssysteme, notwendig. Dies wiederum erfordert eine immer vielschichtiger werdende IT-Architektur. Durch den Einsatz von Netzspeichersystemen ergeben sich zahlreiche Nutzungsmöglichkeiten für Netzdienstleistungen im Hinblick auf die Netzstabilität und Netzqualität. Der wesentliche Vorteil von Speichersystemen besteht darin, dass Erzeugung bzw. Einspeicherung und Verbrauch zeitlich entkoppelt werden. Des Weiteren erfolgt eine örtliche Kopplung dezentral erzeugter und gespeicherter Energie, die in weiterer Folge wieder vor Ort verbraucht werden kann.

Mehrfachnutzung

Eine Mehrfachnutzung von Netzspeichersystemen durch mehrere Stakeholder ermöglicht zukünftig neue Geschäftsmodelle und -felder. Neue Marktrollen werden dadurch entstehen. Speicher werden gemeinhin als wesentlicher Schlüssel zur Umsetzung der Energiewende gesehen.

[1] Wiener Netze GmbH, Erdbergstraße 236, 1110 Wien, Tel.: +43 50 128-{32800|91209}, {christopher.kahler|roland.zoll}@wienernetze.at, www.wienernetze.at

Das Ziel der Untersuchungen ist es daher, Strategien für die Mehrfachnutzung durch unterschiedliche Akteure zu entwickeln und so den wirtschaftlichen Betrieb von elektrochemischen Speichern zu optimieren und zu bewerten. Des Weiteren wird untersucht, ob sich durch die Nutzung unterschiedlicher Akteure auch Synergieeffekte durch die unterschiedlichen und sich ergänzenden Last- und Erzeugungsprofile ergeben.

Recht und Regulation

Rechtliche und regulatorische Einflussfaktoren beschränken heute den Einsatz von Netzspeichersystemen durch den Verteilnetzbetreiber. Neue Rahmenbedingungen müssen geschaffen werden. Zunächst erfolgten Analysen zum derzeitigen Stand und für eine mögliche zukünftige Entwicklung zur rechtlichen Einordnung von Speichersystemen in die Energiewirtschaft. Die Evaluierungen zur rechtlichen Einordnung von Speichersystemen zeigen, dass aufgrund der bisherigen elektrizitäts-rechtlichen Einordnung von Speichern in das bestehende Marktsystem auch Batteriespeicher beim Einspeichern des Stroms als Endverbraucher und Entnehmer sowie bei der Ausspeicherung als Erzeuger und Einspeiser zu qualifizieren sind.

Wirtschaftlichkeit von Speichersystemen

Ökonomische Einflussfaktoren wirken sich auf einen wirtschaftlichen Speicherbetrieb aus. Das im Forschungsprojekt FACDS eingesetzte Batteriespeichersystem unterliegt einer Vielzahl verschiedener Einsatzstrategien. Aufgrund verschiedener Zielfunktionen (z. B. Minimierung der Netzbeanspruchung) variieren die erwirtschafteten Erlöse, die sich in weiterer Folge auf die Wirtschaftlichkeit des Systems auswirken. Im Zuge des Projektes wurde ein betriebswirtschaftliches Modell entwickelt, das sowohl eine statische als auch eine dynamische Bewertung zukünftiger Preisszenarien und Kapitalmarktentwicklungen erlaubt. So kann eine höchstmöglich breitgefächerte und sensibilisierte Aussage über das geplante Investitionsprojekt getroffen werden.

6.6.6 Einsatz neuronaler Netze zur Kompensation von Kommunikationsausfällen im Speicherbetrieb

Lorenz VIERNSTEIN[1], Rolf WITZMANN[1], Antonius VON PERGER[1]

Inhalt

Der Einsatz von Batteriespeichern zur Netzstabilisierung gewinnt vor dem Hintergrund der steigenden Anteile erneuerbarer Erzeugung und sinkenden Speicherpreisen immer größere Bedeutung. Um das gesamte Potential von dezentralen Speichern vollständig nutzbar zu machen, ist eine zuverlässige Kommunikation zwischen Speichern und Leitsystemen notwendig. Da insbesondere in ländlichen Regionen eine Garantie für eine störungsfreie Kommunikation nicht gegeben ist, müssen Ansätze entwickelt werden, welche die auftretenden Kommunikationsausfälle sicher überbrücken können, ohne zu weit von der optimal gefahrenen Betriebsstrategie abzuweichen. In dieser Arbeit werden unterschiedliche Ansätze zur Überbrückung von Kommunikationsausfällen untersucht und miteinander verglichen.

Methodik

Den Rahmen dafür bildet die Zeitreihensimulation eines realen Mittelspannungsnetzes mit verteilten Speichern, das durch eine hohe Rückspeisung aus Photovoltaikanlagen (PV) gekennzeichnet ist. Die Betriebsstrategie der Speicher basiert auf dem Vorhandensein von Messpunkten aus dem Mittelspannungsnetz sowie aus den lokalen Niederspannungsnetzen, in welche die Speicher eingebunden sind. Ziel ist es, sowohl den jeweiligen Ortsnetztransformator als auch den überlagerten Hochspannungs-/Mittelspannungstransformator vor allem im Rückspeisefall zu entlasten [1].

Der Ausfall der dafür notwendigen Kommunikationsstrecke wird betrachtet und mögliche Lösungen verglichen. Dabei werden konventionelle Fall-Back-Lösungen basierend auf Prognosedaten als Benchmark verwendet, sowie verschiedene Realisierungen mittels neuronaler Netze implementiert und simuliert. Die Implementierung stützt sich dabei auf eine Day-Ahead Prognose mit viertelstündlicher Auflösung, welche am vorherigen Tag übermittelt wird. Im Bereich der neuronalen Netze werden reine Feed-Forward Netze mit Offline-Training sowie Autoregressive Netze untersucht.

Als Bewertungsmetrik dient die maximale Transformatorauslastung s_{max} im Vergleich zum Fall mit dauerhaft vorhandener Kommunikationsverbindung, sowie die absolute Höhe der Überlastung. Darüber hinaus wird der Unterschied im Ladezustand des Batteriespeichers bei vorhandener bzw. ausgefallener Kommunikationsstrecke als auch die zusätzlich aus dem Netz bezogene Energie ΔE berücksichtigt.

Ergebnisse

Konventionelle Fall-Back Strategien

Die implementierten konventionellen Fall-Back Regler greifen ausschließlich auf die bereitgestellten Prognosedaten der PV-Einstrahlung zurück, ohne jedoch eine Abschätzung für die im Netz auftretende Last zu treffen. Daraus resultiert in den meisten Zeitschritten eine Überschätzung des notwendigen Entlastungsbedarfs, was sich in einer unnötig hohen Entlastung des Transformators niederschlägt. Die sich so ergebenden Unterschiede führen zu einer starken Abweichung von der eigentlichen Betriebsstrategie mit einer gänzlich anderen Charakteristik.

Neuronale Netze

Unter der Voraussetzung, dass bereits ein solides Vorwissen über die Rahmenbedingungen, unter denen der Speicher eingesetzt werden soll, vorhanden ist (PV-Einspeisung, Transformator-Lastprofil) weisen bereits reine Feed-Forward Netze mit Offline-Training eine gute Performance auf. Um die neuronalen Netze zu trainieren und gleichzeitig einen ausreichend großen unbekannten Datensatz zu Evaluierungszwecken zu behalten, wurden ausschließlich die ersten beiden Wochen jedes Monats in den Trainingsdatensatz übernommen, welcher im Verhältnis 70 % / 15 % / 15 % in Trainings-, Validierungs- und Testdatensatz aufgeteilt wird.

[1] Technische Universität München, Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze, Arcisstraße 21, 80333 München, Tel.: +49 89 289 25586, Fax: +49 89 289 25089, lorenz.viernstein@tum.de, www.een.ei.tum.de

Für die gewählten Eingangsparameter zeigt sich eine Architektur des neuronalen Netzes mit etwa 25 Neuronen als die geeignetste. Mit dieser Neuronenanzahl stehen genug Neuronen zur Informationsverarbeitung zur Verfügung, ein Overfitting wird jedoch vermieden (vgl. Abb. 1a). Somit ist, wie in Abb. 1a gezeigt, ein Abstraktionsvermögen auch zu nicht im Trainingsdatensatz enthaltenen Situationen gewährleistet. Durch den Einsatz des neuronalen Netzes kann der zusätzliche (unnötige) Energiebezug gegenüber dem heuristischen Ansatz maßgeblich reduziert werden (vgl. Abb. 1b unten), bei gleichzeitiger Einhaltung der vorgegebenen Grenzwerte (vgl. Abb. 1b oben).

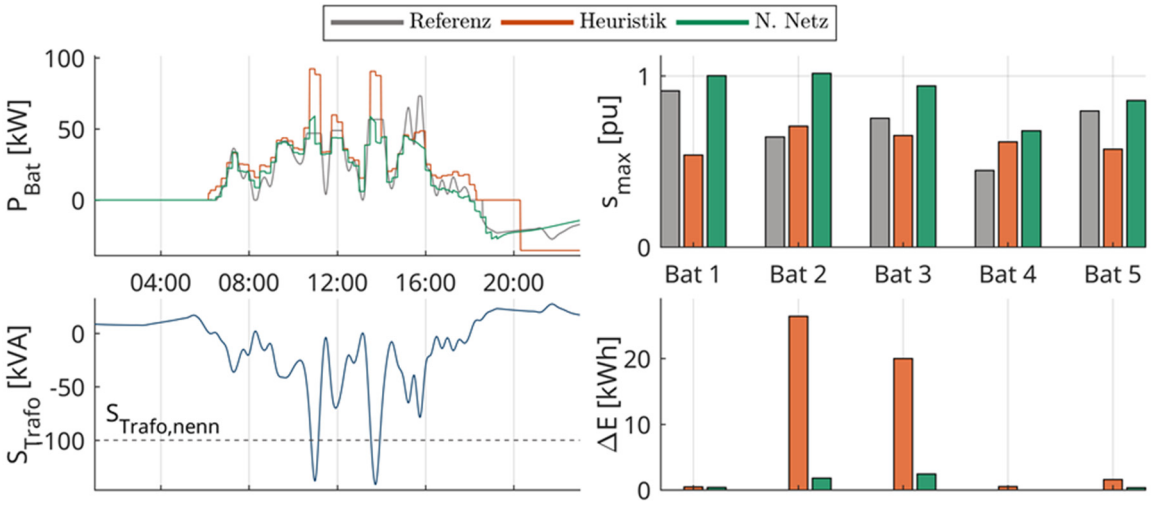


Abbildung 1: a) Tagesprofile für Zielstrategie bzw. Fall-Back-Lösung (links)
b) Benchmark-Werte für Zielstrategie bzw. Fall-Back-Lösung (rechts)

Fazit

Die Auswirkungen von Kommunikationsausfällen können durch den Einsatz von geeigneten Fall-Back Strategien drastisch reduziert werden. Bereits einfache Ersatzimplementierungen auf Basis von Prognosedaten können Überlastungen wirksam vermeiden, weisen aber einen unnötig hohen Energiebezug auf. Es zeigt sich, dass der zusätzliche Aufwand, der für eine adaptierende Lösung mittels neuronaler Netze betrieben werden muss, das Ergebnis deutlich verbessert.

Die Performance der vorgestellten Lösungsansätze hängt direkt mit der Qualität der verfügbaren Eingangsdaten ab. Eine Verbesserung der PV-Prognose sowie die Einbindung von Informationen über die anliegende Last, beispielsweise aus Smart-Meter Daten, kann die Zuverlässigkeit der Fall-Back-Strategien wesentlich erhöhen.

Literatur

[1] L. Viernstein, R. Witzmann, and J. Przibylla, “Grid voltage level spanning operational strategies for battery energy storage systems in distribution grids,” in 2016 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC), Ottawa, ON, Canada, 2016, pp. 1–6.

7 STREAM F: INNOVATIVE ENERGIETECHNIK

7.1 INNOVATIVE ELEKTRISCHE ANTRIEBSTECHNIK (SESSION F1)

7.1.1 Degradation of Magnetic Properties of Electrical Steel Sheets due to Different Cutting Techniques

Madeleine BALI[1]

Introduction

The magnetic properties of electrical steel sheets, such as those typically used in electric machines, are adversely affected by cutting. The most common cutting technique in industry is punching. Laser cutting has been increasingly used, too, especially for small production batches and prototypes. The degrading effect of laser cutting on the material's magnetic characteristics is much less understood than that of mechanical cutting. We summarize key results on the influence of different process parameters on the material degradation and present a modeling approach that can be used as tool for electric machine design.

Influence of cutting techniques on the magnetic properties

The degrading effect of the cutting process on the magnetic properties depends on many parameters, notably the material investigated (chemical composition and grain size) and the settings of the cutting technology (e.g., clearance, blade radii, tool wear, cutting speed, cutting mode, power). In the following, the main results of an extensive analysis of three different electrical steel sheet materials, cut both mechanically as well as by laser cutting, investigated at different frequencies *f*, and over a wide range of magnetic flux densities *B*, are summarized. The measurements are carried out by Epstein frame measurements according to the standards IEC 60404-2 and IEC 60404-10 [1, 2].

At small magnetic flux densities, mechanical cutting typically has a smaller degrading influence in the specific losses than laser cutting. At medium or elevated magnetic flux densities, the effect of laser-cutting may be smaller. The relative difference between these two effects and the point of intersection depend on the amount of degraded material, i.e., the specimen's shape, and on the respective material and frequency investigated. With increasing frequency and specific cutting length, this point of intersection moves to smaller magnetic flux densities. (e.g. Fig. 1)

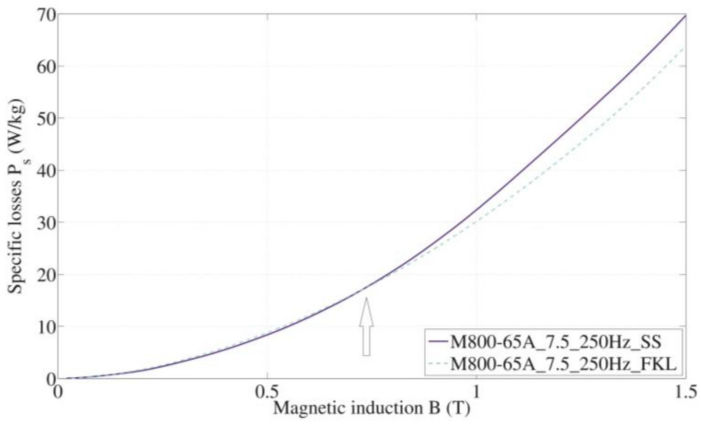
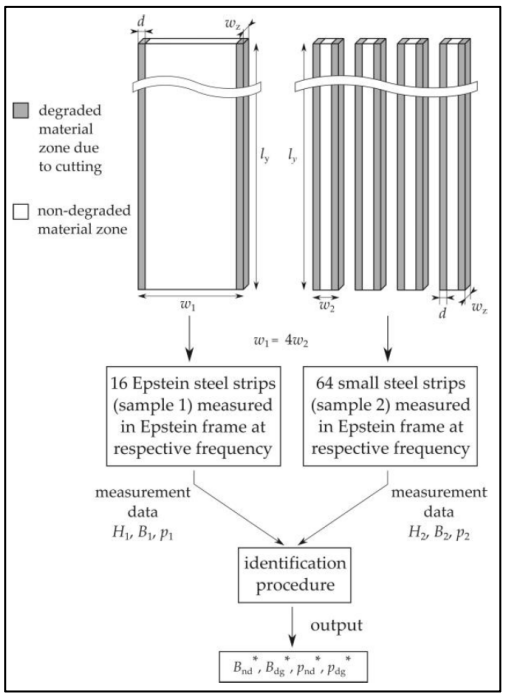


Figure 1: Exemplary point of intersection of specific losses of mechanically-cut and laser-cut samples [3, 5]

Both cutting techniques decrease the relative permeability of the electrical steel sheets. Especially at low magnetic flux densities, the detrimental effect of laser-cutting is larger than that of mechanical cutting. Here again, a point of intersection occurs after which the permeability of the laser-cut samples is better than the one of the mechanically-cut samples.

[1] Graz University of Technology, Electric Drives and Machines Institute, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel. +43 316 873-7246, madeleine.bali@tugraz.at, www.eam.tugraz.at

Modeling the influence of cutting



The influence of cutting may be considered in the design and analysis of an electric machine by a straightforward modeling approach, that is applicable to arbitrary geometries and which considers, at least indirectly, the influences of different materials and settings. It is based on measurement data obtained by the standardized, widespread and fast-to-perform Epstein frame method (see Fig. 2). It does not require information on specific material characteristics such as (changed) grain size and chemical composition, as this can be indirectly inferred from the measurement data. The losses computed for different stator cores corresponded well with the measured ones, both for mechanical and for laser cutting, and for different materials and frequencies (e.g. Fig. 3).

Figure 2: Schematic procedure to identify loss data to model the degradation effect due to cutting. [4, 5]

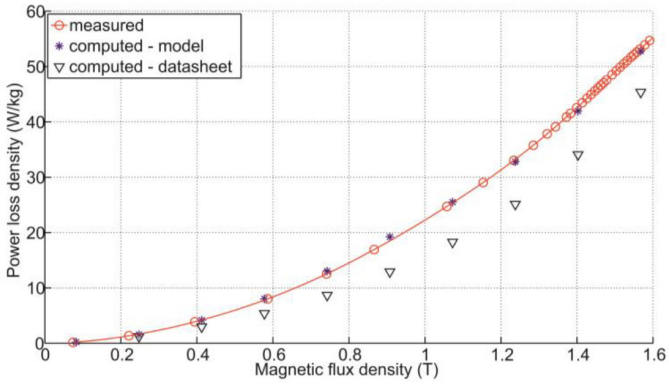


Figure 3: Specific losses of a stator core stack, material M400-50A, 250 Hz: measured, computed by the proposed approach, and computed from the datasheet provided by the manufacturer [4, 5].

References

[1] IEC 60404-2, Magnetic materials – Part 2: Methods of measurements of the magnetic properties of electrical steel sheet and strip by means of an Epstein frame, 1996.

[2] IEC 60404-10, Magnetic materials – Methods of measurement of magnetic properties of magnetic steel sheet and strip at medium frequencies, 1988.

[3] M. Bali and A. Muetze, “Influences of CO_2 and FKL-laser cutting as well as mechanical cutting on the magnetic properties of electric steel sheets determined by Epstein frame and stator lamination stack measurements,” IEEE Tr. Ind. Appl., vol. 51, no. 6, pp. 4446-4454, 2015.

[4] M. Bali, H. De Gersem, and A. Muetze, “Determination of Original Non-Degraded and Fully Degraded Magnetic Properties of Material Subjected to Mechanical Cutting,” IEEE Tr. Ind. Appl., vol. 52, no. 3, pp. 2297-2305, 2016.

[5] M. Bali, Magnetic material degradation due to different cutting techniques and its modeling for electric machine design, Ph.D. dissertation, Graz University of Technology, 2016.

7.1.2 Determination of the Energy Conversion Efficiencies of Inverter-Fed Induction Machines

Stefan STRAUSS[1], Johann BACHER[1]

Content

Rising cost of energy and diminishing resources have caused the efficiency of electric drives to become increasingly important so as to improve a system's overall energy conversion efficiency. Furthermore, the efficiency affects the economics of machine operation, as any increase in efficiency conversion efficiency translates into energy savings over the entire lifetime of the machine.

The number of inverter-fed induction machines, used for a large variety of drive applications, has been steadily increasing over the recent years. This is due to the many advantages of the inverter supply, notably the large energy saving potential when compared to conventional power adjustment. However, while the energy savings at system level can be significant, mainly because of the added controllability, the inverter operation also increases the losses occurring within the electric machine and thereby reduces the energy conversion efficiency of the latter.

This contribution analyzes the determination of the energy conversion efficiency of inverter operated electric machines according to the standard IEC 60034-2-3 and the possibility to apply the standard IEC 60034-2-1, which defines the efficiency determination for line-operated machines, to inverter operated machines too.

Practical implementation

The efficiencies were analyzed for four off-the-shelf delta-connected four-pole three-phase 50 Hz 400 V squirrel cage induction machines, rated at 3, 7.5, 11 and 15 kW (Fig. 1).

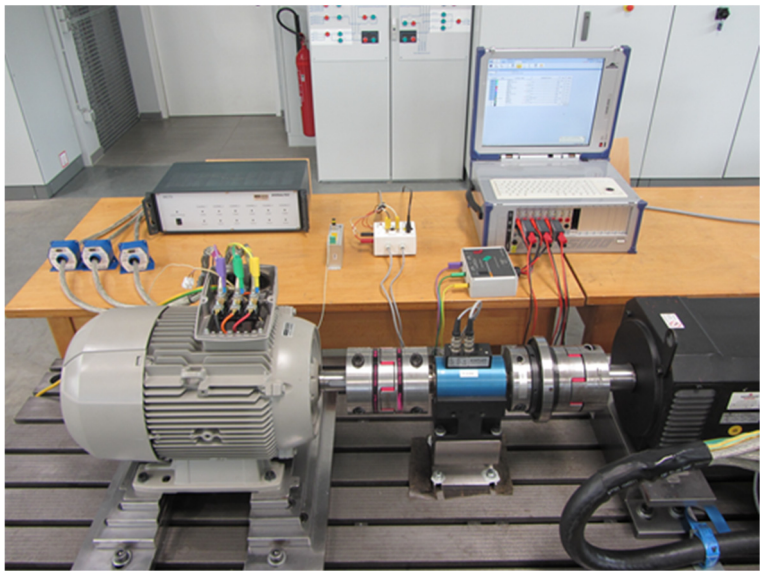


Figure 1: Test setup for efficiency analysis of inverter-fed induction machines

Measurement setup

The test bench comprised a 92 kW synchronous machine used as load, mechanically coupled to the respective induction machine under test. The torque was measured via a torque sensor Kistler 4503A500WA2B1C00. Depending on the test to be carried out, the induction machine was supplied via a variable laboratory voltage (0 – 600) V or via an off-the shelf 400 V industrial inverter.

All measured signals were read and processed with the transient recorder DEWE 5000 at a sampling rate of 500 kHz for PWM inverter operation, and at 100 kHz for sinusoidal supply.

[1] Graz University of Technology, Electric Drives and Machines Institute, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7241, johann.bacher@tugraz.at, www.eam.tugraz.at

Efficiency determination according to the standard IEC 60034-2-1

First, the efficiency and the separate losses were determined per indirect measurement, according to the standard IEC 60034-2-1. Even though these standards is only defined for line-operation, it was applied both for sinusoidal as well as for inverter supply. The stator and rotor copper losses P_S and P_R were determined by load tests. The sum of these losses gives the so-called load losses P_L. The constant losses P_c, as the sum of the iron losses P_{fe} and the friction and windage losses P_{fw}, were determined by a no-load test. In the third step, the so-called additional load losses (stray-load losses) P_{LL} were determined by subtracting all the separate losses and the measured output power from the measured input power. From these three loss components, the energy conversion efficiencies were computed, for both supply types.

In addition, the total losses for sinusoidal supply P_{Tsin} were calculated from the individually determined loss components, for use in the efficiency determination at inverter-supply according to the standard IEC-60034-2-3.

Efficiency determination according to the standard IEC 60034-2-3

The efficiency at inverter operation was determined in accordance with the standard IEC 60034-2-3. For this purpose, the additional harmonic motor losses P_{HL} caused by the inverter were determined. The standard divides the additional harmonic losses into a load-dependent part $P_{HL,Load}$ and a load-independent (constant) part $P_{HL,No\text{-}load}$. The load-dependent part of the additional harmonic losses $P_{HL,Load}$ was determined as the difference between the additional load losses of both supply types, measured as described in the previous paragraph. The constant part of the additional harmonic losses $P_{HL,No\text{-}load}$ was calculated as the difference between the constant losses at both supply types, again measured as described in the previous paragraph. The total losses at inverter supply P_{TC} were calculated as the sum of the previously calculated total losses for sinusoidal supply P_{Tsin} and the total additional harmonic motor losses P_{HL}. From this, the efficiency for inverter operation was determined, including the total additional harmonic losses.

Results

The investigations showed a reduction in efficiency of (0.8 – 2) % by the inverter supply, when compared to the sinusoidal supply, due to the harmonic motor losses.

The measured results also show that the inverter supply increases the stator and rotor copper losses by the additional inverter harmonics, and, even more significantly, the iron losses. The effect on the additional load losses, however, is relatively small.

It was also observed, that the efficiency for inverter operation calculated with the standard IEC 60034-2-1, which is only defined for sinusoidal supply, is always approximately 1 % larger than the one determined by the IEC 60034-2-3 standard.

Further analysis of the measured values also showed that the directly measured harmonic losses are almost independent of the load. On the other hand, the computed harmonic losses showed a clear load dependency. The constant part of the harmonic losses showed to correspond well to the directly measured harmonic losses. The difference between the calculated and the directly measured harmonic losses is therefore attributed to the load-dependent part of the calculated losses.

	3 kW Motor		7.5 kW Motor		11 kW Motor		15 kW Motor	
Type of supply	SIN	PWM	SIN	PWM	SIN	PWM	SIN	PWM
Efficiency by IEC 60034-2-1 / (%)	82.54	81.45	88.52	87.93	90.14	89.30	91.33	90.77
Efficiency by IEC 60034-2-3 / (%)	-	80.44	-	87.75	-	88.45	-	90.44
Stator copper losses P_S / (W)	219.9	216.9	354.7	361.6	456.7	482.7	535.2	558.4
Rotor copper losses P_R / (W)	125.2	136.9	168.4	173.8	213.2	235.7	274.3	289.6
Iron losses P_{fe} / (W)	114.4	133.4	138.5	157.9	202.4	235.7	242.6	277.7
Additional load losses P_{LL} / (W)	24.2	26.9	99.9	103.9	130.5	136.1	157.7	165.7
Total additional harmonic losses P_{HL} / (W)	-	74.4	-	66.2	-	214.4	-	149.9
Constant part of the additional harmonic losses $P_{H,LNo\text{-}Load}$ / (W)	-	14.7	-	26.89	-	40.09	-	45.8
Measured harmonic losses ΔP_{el} / (W)	-	16.9	-	36.6	-	49	-	67.8

Table 1: Results

7.1.3 Design Considerations to Improve the Efficiency of an AC-AC Converter at Low Partial Load

Khaled MAHAFZAH[1], Klaus KRISCHAN[1]

Introduction

Often home appliances are mainly operated at low partial load, what has increased interest in increasing their energy conversion efficiencies in this area of operation. We review different design considerations to improve an AC-AC converter designed to operate at a low partial load of 7 W, which is 10 % of its maximum thermal capability.

AC-DC Converter – the Power Factor Correction Unit

A new single-phase hybrid bridge-less step-down PFC converter topology, (Fig. 1) allows removing the dead times of the AC line current in the conventional buck PFC (Fig. 2), thereby improving the power factor (Fig. 3). This may be enhanced by an improved control, operating in Critical Conduction Mode (CRM) and utilising Constant On Time, thus significantly reducing the losses in the PFC because of turning on and off the operating switch at zero voltage (Fig. 4). [1]

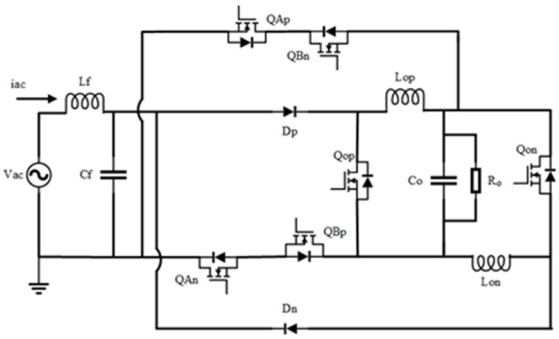


Figure 1: Proposed hybrid bridge-less step down PFC converter

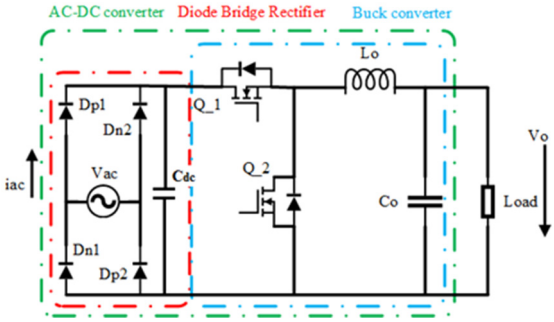


Figure 2: Conventional buck PFC topology

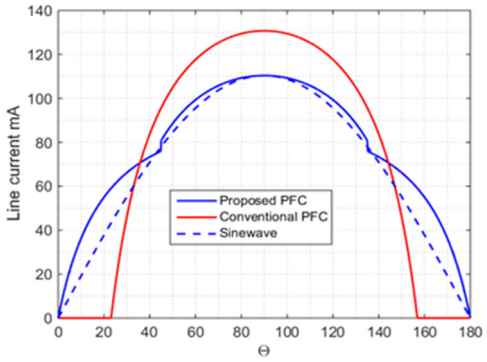


Figure 3: AC line currents of both PFCs topologies. The line current of the proposed PFC is much closer to a sinewave.

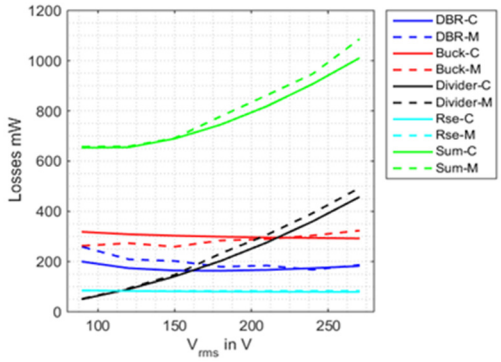


Figure 4: Measured (-M) and computed (-C) losses of a conventional buck PFC (Fig. 2), with applying an improved CRM with COT; DBR = Diode Bridge Rectifier; Buck = Q_1 and Q_2, Divider = voltage divider to sense the input voltage, Rse = inductor current sensing resistance.

[1] Graz University of Technology, Electric Drives and Machines Institute, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel. +43 316 873-7246, klaus.krischan@tugraz.at, www.eam.tugraz.at

DC-AC Converter – Inverter

Hard Switching Inverter (HSI) [2]

The switching losses of this well-known inverter can be reduced by optimizing the turn on dead time of both switches (Fig. 5).

However, the use of a RGD (as proposed in [3]) does not reduce the gate drive losses of the MOSFETs selected here, because of their relatively high internal gate resistance.

Soft Switching Inverter [4]

The losses of an Auxiliary Resonant Commutated Pole Inverter (ARCPI, Fig. 6, originally proposed in [5]) can be further reduced by, again, introducing a new switching sequence and, in addition, adjusting, the boost current according to the instantaneous value of the sinusoidal load current as well as skipping one of the two auxiliary pulses in each switching cycle.

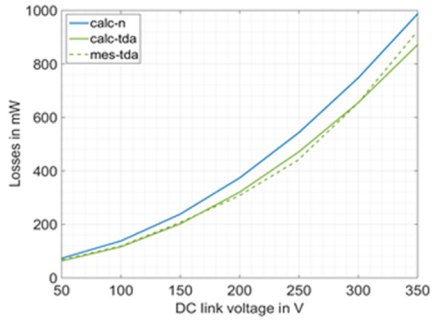


Figure 5: Measured (dashed green) and calculated (solid green) losses of the hard switching inverter when optimizing the turn on dead time. The solid blue curve shows the losses of the conventional approach.

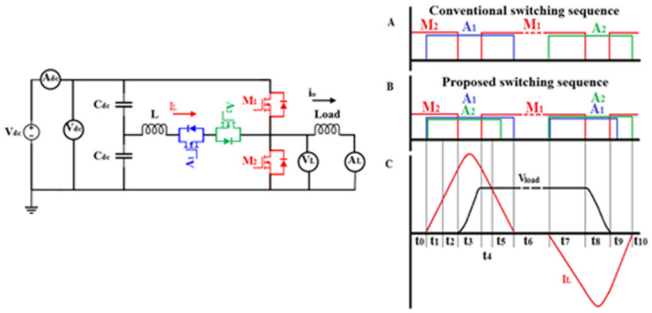


Figure 6: ARCP as proposed in [5]; A. conventional switching sequence, B. proposed switching sequence, C. load voltage and resonant current.

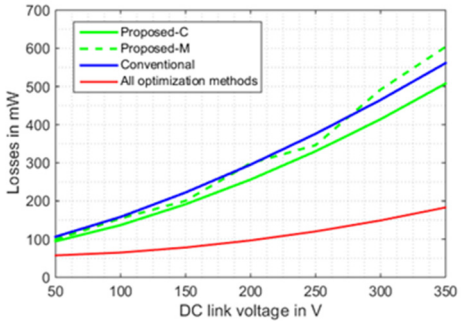


Figure 7: Measured and calculated losses of the ARCP: conventional (blue), proposed switching sequence (green), all proposed optimization methods applied (red).

Numerical models, based on analytic formulas, have been established for all the investigated stages (PFC, HSI, ARCPI, RGD), allowing to compute the losses and the efficiencies respectively using component data sheet information only. These models can be used for component selection and for determining optimum operating regions enabling further reduction of system losses and thus overall system optimisation.

References

[1] K. A. Mahafzah, Design Considerations to Improve the Efficiency of an AC-AC Converter at Low Partial Load, Doctoral Thesis, Graz University of Technology, Jan. 2018.

[2] K. A. Mahafzah, K. Krischan, and A. Muetze, “Efficiency enhancement of a three phase hard switching inverter under light load conditions’’, Proc. IECON 2016, pp. 3372-3377.

[3] W. Eberle, Y. F. Liu, and P. C. Sen, “A New Resonant Gate-Drive Circuit with Efficient Energy Recovery and Low Conduction Loss’’, IEEE Trans. on Industrial Electronics, vol. 55, no. 5, pp. 2213-2221, May 2008.

[4] K. A. Mahafzah, K. Krischan, and A. Muetze, “Efficiency enhancement of a three phase soft switching inverter under light load conditions’’, Proc. IECON 2016, pp. 3378-3383.

[5] R.W. De Doncker and J.P. Lyons, “The auxiliary resonant commutated pole converter’’, Proc. 1990 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, pp. 1228-1235, October 1990.

7.1.4 Synchron-Reluktanzmaschinen als alternativer Drehanodenantrieb für Röntgenröhren

Christiane MELLAK[1]

Einleitung

Das Prinzip der Röntgenstrahlerzeugung hat sich, obwohl über die Jahre verfeinert und verbessert, seit seiner Entdeckung im Wesentlichen nicht verändert: In einer vakuumevakuierten Hülle werden Elektronen zwischen zwei Elektroden über eine angelegte Hochspannung beschleunigt und beim Auftreffen auf das Anodenmaterial wird ein Bruchteil der entstehenden Energie in Röntgenstrahlen, in Form von sogenannter Bremsstrahlung bzw. charakteristischer Strahlung, umgewandelt (Abb. 1). So wird auch der Antrieb der Drehanode in der Röntgenröhre seit seiner Einführung als Asynchronmaschine mit Massivläufer mit Kupferschicht ausgeführt.

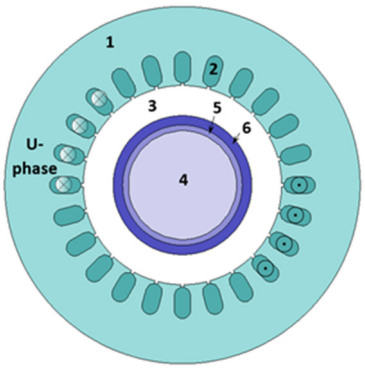


Durch die besonderen Anforderungen an den Antrieb, d.h. insbesondere Betrieb bei hohen Temperaturen, großer Luftspalt zwischen Läufer und Ständer, Betrieb des Läufers im Vakuum, und leiser Betrieb aufgrund des medizinischen Anwendungsbereiches, ergeben sich bei der Wahl des Antriebs entsprechende Einschränkungen. Vor allem die hohen Temperaturen begrenzen die Strahlerzeugungsleistung, der Asynchronmotor erzeugt unvermeidlich Kupfer-, d.h. Wärmeverluste im Läufer. So lag es nahe, zunächst für einen speziellen Anwendungsfall mit gegebenen Randbedingungen, zu untersuchen, ob dieser durch einen Synchron-Reluktanzmotor ersetzt werden kann.

Abbildung 1: Röntgenröhre ohne Ständer [1]

Aufbauend auf bisherigen Forschungsergebnissen wurden zweipolige Synchron-Reluktanzmotoren mit drei verschiedenen Läuferformen analysiert und die entstehenden Verluste mit jenen der Referenz-Asynchronmaschine verglichen. Am vielversprechendsten war dabei ein aus axialen Schichten aufgebauter Läufer, der bei gleichem Drehmoment 50 % weniger Verluste erzeugt. Die Kompatibilität der Läuferformen mit der Vakuumumgebung der Röntgenröhre wird in zukünftigen Arbeiten untersucht. [2]

Methodik



Mittels 2D-Finite Elemente Methode (FEM) wurden sowohl eine bestehende Asynchronmaschine simuliert, als auch drei Läufer einer synchronen Reluktanzmaschine, unter Verwendung des Ständers der ursprünglichen Asynchronmaschine. Abb. 2 zeigt den Querschnitt der Asynchronmaschine wie er in der FEM verwendet wurde. Der große Luftspalt ist deutlich zu sehen. Die untersuchten Läuferbauformen der Synchron-Reluktanz-maschine sind in Abb. 3 zu sehen.

Zum Vergleich der Verluste wurde der Betrieb bei 1 Nm, 10.800 rpm gewählt.

Abbildung 2: Querschnitt der Asynchronmaschine
1: Ständer
2: Wicklung
3: Luftspalt
4: Welle
5: Eisenrückführung
6: Kupferschicht

[1] Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, Tel. +43 316 873-7747, christiane.mellak@tugraz.at, www.eam.tugraz.at

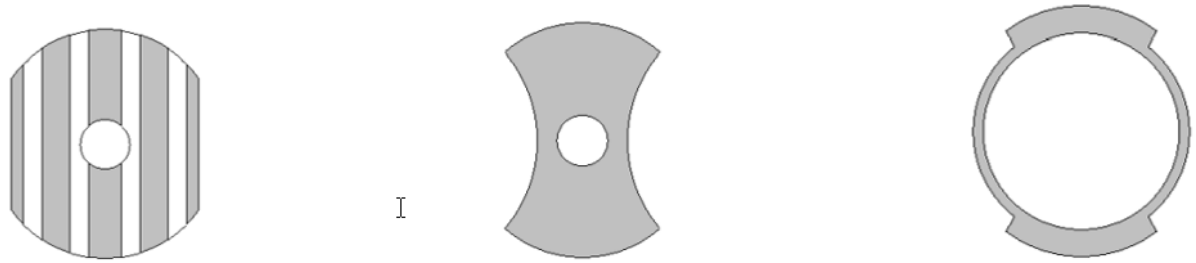


Abbildung 3: Untersuchte Läuferformen der Synchron-Reluktanzmaschine.
Links: Axiale Schichten aus magn. leitfähig und magnetisch nicht leitfähigem Material
Mitte: Massivläufer mit ausgeschnittenen Teilen
Rechts: Beibehaltung des ursprünglichen Wellendurchmessers

Ergebnisse

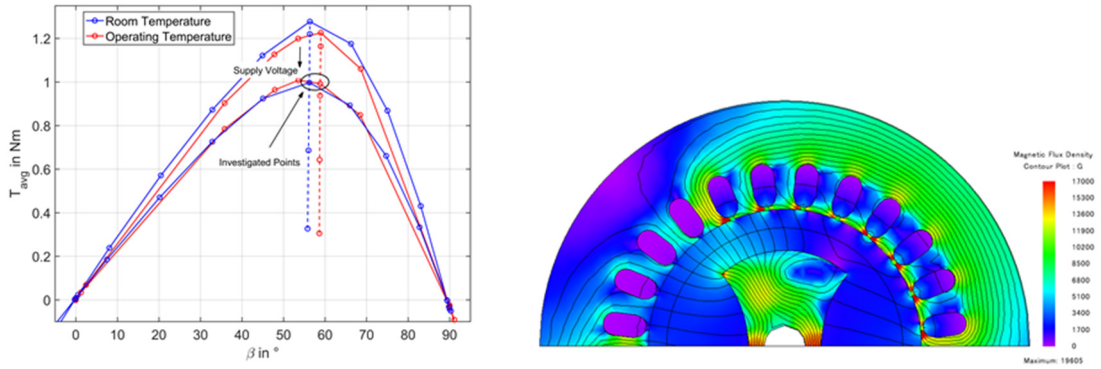
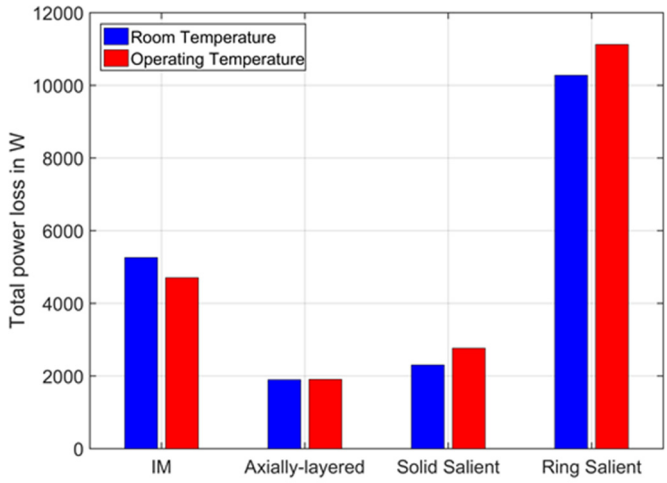


Abbildung 4: Links: Auswirkung des Stromwinkel β auf das Drehmoment
Rechts: Mit FEM berechnete magnetische Flussdichte, visualisiert mit JMAG® [3]

Mit allen drei untersuchten Läufertypen kann das geforderte Drehmoment erreicht werden. Bei einer Synchron-Reluktanzmaschine kann durch Variation des Stromwinkels β das Drehmoment auf den gewünschten Wert eingestellt werden. Abb. 4, links, zeigt dazu einige exemplarisch ausgewählte Ergebnisse für einen massiven Läufer mit ausgeschnittenen Teilen (Abb. 3, Mitte). Die Visualisierung der magnetischen Flussdichte in Abb. 4, rechts, gibt Hinweise auf Stellen hoher Sättigung, die möglicherweise die Performance der Maschine beeinträchtigen können und optimiert werden sollten.



Der Vergleich der Verluste zeigt, dass bei den ersten beiden Läuferformen eine Reduktion der Gesamtverluste erreicht werden kann.

Abbildung 5: Vergleich der Verluste, die für die vier untersuchten Maschinentypen berechnet wurden; IM = Asynchronmaschine

Referenzen

[1] http://historischesarchiv.dgk.org/2015/03/10/roentgenroehren/roentgenroehre-optitrop-150-40-80-hl-100-fa-siemens/

[2] C. Mellak, Rotary Anode Drive for X-Ray Tubes, TU Graz 2017.

[3] www.jmag-international.com

7.1.5 Unterstützung eines unsymmetrischen Netzes unter Ausnutzung der Induktivitäten einer umrichtergespeisten Asynchronmaschine als Energiespeicher

Roland SEEBACHER[1], Klaus KRISCHAN[1]

Einleitung

Motivation

Zur kurzfristigen energetischen Entkopplung zwischen der Netzseite und der Maschinenseite eines Umrichters werden typischerweise Elektrolytkondensatoren verwendet. Wesentliche Nachteile dieser sind Kosten, Volumen und Lebensdauer. Daher gibt es Bemühungen, diesen Energiespeicher im Gleichspannungszwischenkreis zu verringern [1-4] oder im Falle von Matrixumrichtern ganz ohne diesen auszukommen [5-9].

Soll, abhängig von der Strategie zur Verringerung von Netzunsymmetrien, gegenüber dem Netz eine Überlagerung von konstanter Leistung mit einem Wechselanteil auftreten, dem Verbraucher gegenüber aber nur konstante Leistung in Erscheinung treten, so muss Energie zwischengespeichert werden. Bei Speisung von Asynchronmaschinen über Umrichter mit kleinem oder ohne Energiespeicher können die Induktivitäten der Maschine als Zwischenspeicher genutzt werden.

Überblick

Die hier vorgeschlagene Methode bezieht die Induktivitäten der Asynchronmaschine als Energiespeicher mit ein, um auf der Netzseite den geforderten Wechselanteil der Augenblicksleistung bereitzustellen und kann zugleich die Leistung, bzw. Drehmoment und Drehzahl an der Welle konstant halten. Aus vorgegebenen Werten für den Wechselanteil der netzseitigen Leistung, der mechanischen Drehzahl und dem zugehörigen Drehmoment werden die erforderlichen Sollwerte für den feldbildenden- und drehmomentbildenden Strom berechnet.

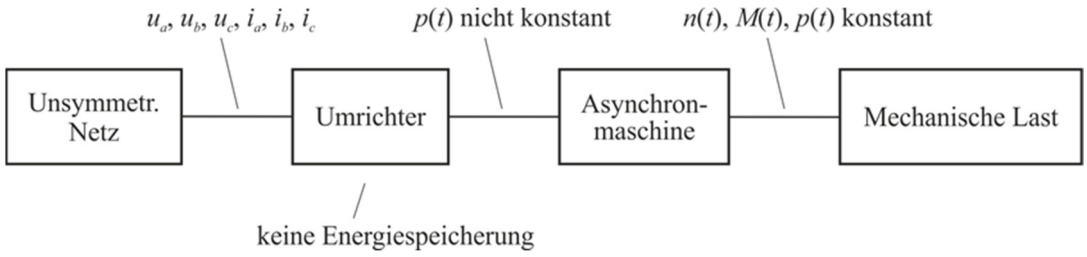


Abbildung 1: Schema des Antriebssystems

Reglungsalgorithmus

Mit der feldbildenden Komponente des Ständerstromes wird die Energie in den Streufeldern der Asynchronmaschine verändert. Die Sollwerte für den konstanten und den wechselnden Leistungsanteil liefern über die Gleichung für die Ständerwirkleistung eine Vorschrift für die Änderung des feldbildenden Stromes. Da diese Änderung auch mit einer geringen Änderung der Läuferflussverkettung einhergeht, muss auch die momentenbildende Stromkomponente angepasst werden, um das Drehmoment konstant zu halten.

Messung

Beispielhaft wird hier eine Messung an einer Asynchronmaschine angegeben, die die gewünschten Verläufe der Leistung an der Maschine zeigen soll. Die Nennspannung der Maschine beträgt 380 V, der Nennstrom 16.5 A, die Nennleistung 7.5 kW bei 1450 U/Min.

Gezeigt wird der Übergang des Wechselanteils der Leistung von 0 W auf 500.4 W bei einer Drehzahl von 750 U/Min und einem Drehmoment von 62.8 % vom Nennmoment.

[1] Technische Universität Graz, Institut für elektrische Antriebstechnik und Maschinen, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, {roland.seebacher|klaus.krischan@tugraz.at}, www.tugraz.at/institute/eam

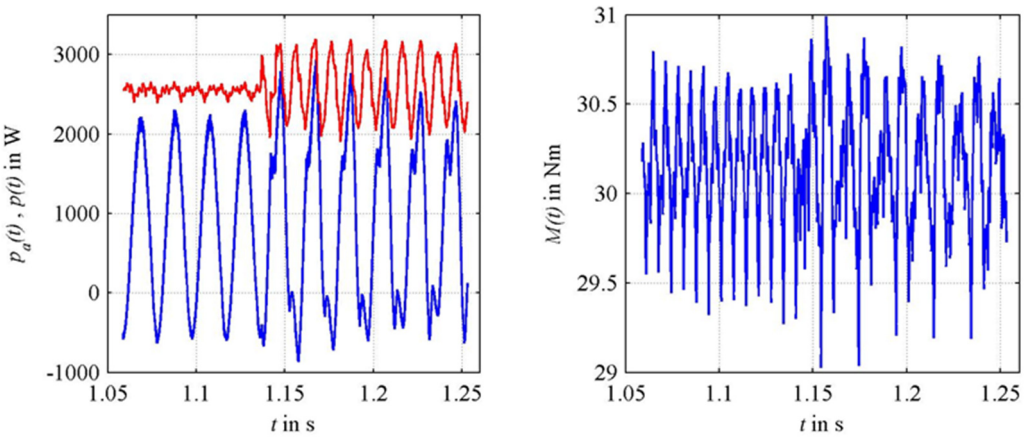


Abbildung 2: Links: Die Leistung im Strang a (blau), Gesamtleistung (rot)
Rechts: Das geschätzte Drehmoment

Die Messung zeigt zufriedenstellende Qualität der gewünschten Leistungsverläufe. Das Einprägen eines zusätzlichen Wechselanteils in den Ständerströmen verursacht auch zusätzliche Verluste. Die maximal erreichbare Amplitude des Wechselanteiles der Leistung hängt auch vom Betriebspunkt ab.

Referenzen

[1] Malesani, L.; Rossetto, L.; Tenti, P.; Tomasin, P.: “AC/DC/AC PWM converter with reduced energy storage in the DC link”, IEEE Tr. Ind. Appl., vol. 31, no. 2, pp. 287-292, Mar./Apr. 1995; doi: 10.1109/28.370275

[2] Wook-Jin Lee; Seung-Ki Sul: “DC-link voltage stabilization for reduced dc-link capacitor inverter”, Proc. IEEE ECCE 2009, pp.1740-1744, 20-24 Sept. 2009; doi: 10.1109/ECCE.2009.5316159

[3] Lamsahel, H.; Mutschler, P.: “Permanent magnet drives with reduced dc-link capacitor for home appliances”, Proc. IEEE IECON 2009, pp. 725-730, 3-5 Nov. 2009; doi: 10.1109/IECON.2009.5415009

[4] Neuhaus, C.R.; De Doncker, R.W.: “DC-link voltage control for switched reluctance drives with reduced DC-link capacitance”, Proc. IEEE ECCE 2010, pp. 4192-4198, 12-16 Sept. 2010; doi: 10.1109/ECCE.2010.5617730

[5] Vargas, R.; Ammann, U.; Hudoffsky, B.; Rodriguez, J.; Wheeler, P.: “Predictive torque control of an induction machine fed by a matrix converter with reactive input power control”, IEEE Tr. Power Electronics, vol. 25, no. 6, pp. 1426-1438, June 2010; doi: 10.1109/TPEL.2010.2040839

[6] Nguyen, H.M.; Lee, H-.H.; Chun, T.-W.: “Input power factor compensation algorithms using a new direct-SVM method for matrix converter”, IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 58, no.1, pp. 232-243, Jan. 2011; doi: 10.1109/TIE.2010.2044736

[7] Fedyczak, Zbigniew; Tadra, Grzegorz; Klytta, Marius: “Implementation of the current source matrix con-verter with space vector modulation”, Proc. EPE/PEMC 2010, pp. T2-97-T2-102, 6-8 Sept. 2010; doi: 10.1109/EPEPEMC.2010.5606870

[8] Garcia-Vite, P.M.; Mancilla-David, F.; Ramirez, J.M.: “A dynamic voltage restorer based on vector-switching matrix converters”, IEEE ICIT 2010, pp. 637-642, 14-17 March 2010; doi: 10.1109/ICIT.2010.5472728

[9] Jan, Bauer; Jiri, Lettl; Stanislav, Fligl; Libor, Linhart: “Contribution to the matrix converter over-modulation strategies based on the virtual dc-link concept”, Proc. IEEE EPE/PEMC 2010, pp.T3-46-T3-52, 6-8 Sept. 2010; doi: 10.1109/EPEPEMC.2010.5606908

7.2 BLOCKHEIZKRAFTWERKE UND KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG (SESSION F2)

7.2.1 Innovative Gasmotorentechnologie für die Energiewende

Klaus PAYRHUBER[1], Stephan LAIMINGER[1], Jan ZELENKA[2], Andreas WIMMER[2]

Inhalt

Im Zuge der Energiewende werden die Erneuerbaren Energien, allen voran Wind und Solar, immer mehr als die neue Grundlast angesehen und die thermischen Kraftwerke stellen die Residuallast dar. Dabei zeichnet sich Erdgas als sauberer Brennstoff aus. Denn aufgrund des hohen Wirkungsgrads und des niedrigeren Kohlenstoffanteils im Kraftstoff haben Gaskraftwerke einen geringen CO_2-Ausstoß. Darüber hinaus sind Gaskraftwerke sehr flexibel: Sie können sehr schnell an- und abgefahren werden, sowie sehr weit und mit hohem Wirkungsgrad in Teillast betrieben werden. Zudem punkten sie mit hoher Kraftstoffflexibilität. Lange Zeit haben Gasmotoren das untere Leistungssegment zwischen einigen 100 kW und mehreren MW abgedeckt. Mit innovativen Gasmotoren in der 10 MW Leistungsklasse werden heute aber Kraftwerke mit bis zu 200 MW realisiert.

Die Gründe für den wachsenden Trend zu Gasmotorenanlagen sind mehrschichtig: Gasmotoren können heute in wenigen Minuten auf Volllast hochgefahren werden. Gleichzeitig erlaubt es die verbesserte Teillastfähigkeit einzelne Aggregate auf eine Last von 10 % zu reduzieren. Werden Gasmotoren zusätzlich mit neuen Speichertechnologien kombiniert, kann das Startverhalten nochmal wesentlich verbessert werden. In Europa werden Gasmotoren sehr oft als Blockheizkraftwerke (BHKW) eingesetzt, wodurch Brennstoffnutzungsgrade von mehr als 90 % erzielt werden können. Bei der Kombination mit einer Wärmepumpe kann sogar ein Wert von über 95 % erzielt werden.

Neben dieser Steigerung des Wirkungsgrads haben Gasmotoren in den letzten Jahren auch Fortschritte in der Leistungsdichte gemacht. Damit sind sie in diesen Bereichen den Dieselmotoren zumindest ebenbürtig geworden, weisen aber gleichzeitig ein deutlich besseres Emissionsverhalten auf. Entscheidend für den hochflexiblen Einsatz von Gasmotoren im Kraftwerk der Zukunft werden die Verbesserung des dynamischen Verhaltens, die Steigerung der Kraftstoffflexibilität und der Robustheit sowie die Erhöhung des Teillastwirkungsgrads unter Einhaltung der Emissionsgrenzwerte sein. Diese Themen bilden deshalb auch den Kern der aktuellen F&E-Aktivitäten.

Ausgehend von den zukünftigen Anforderungen sollen im Rahmen des vorliegenden Beitrags der gegenwärtige Stand der Gasmotorentechnologie und die wichtigsten Ansätze für Neuentwicklungen in den unterschiedlichen Bereichen dargestellt werden.

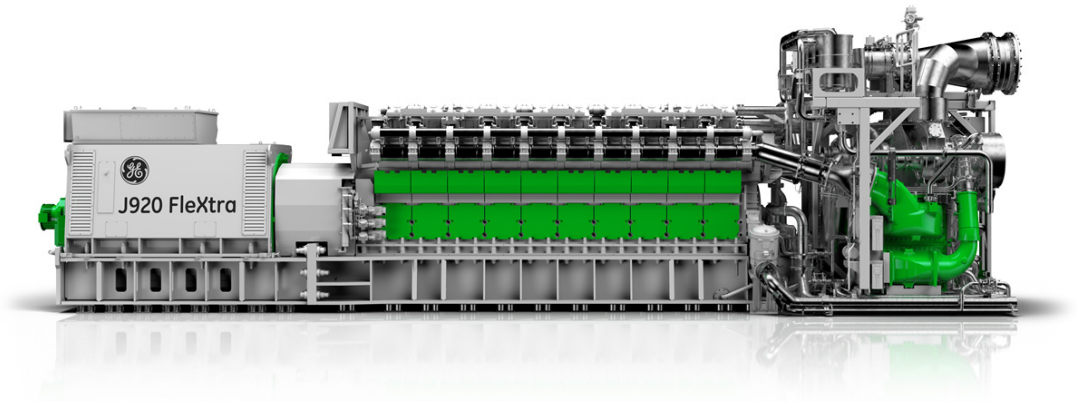


Abbildung 1: Jenbacher J920 FleXtra Gasmotor mit 10,38 MW elektrischer Leistung

[1] GE Power, Distributed Power, Achenseestraße 1, 6200 Jenbach, {klaus.payrhuber|stephan.laiminger}@ge.com
[2] LEC GmbH, Inffeldgasse 19, 8010 Graz, {jan.zelenka|andreas.wimmer}@lec.tugraz.at, www.lec.tugraz.at

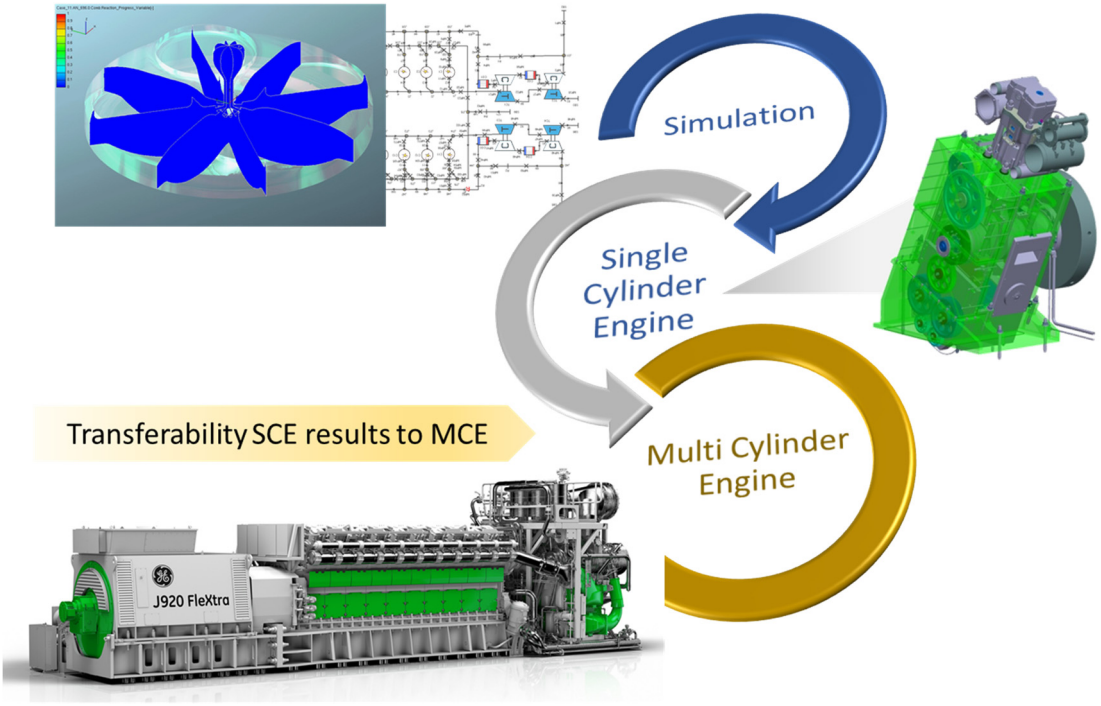


Abbildung 2: LEC Development methodology

7.2.2 Ein modellgestützter Ausblick auf die KWKG-Ausschreibung

Rana MITRA[1], Jan ANDERSSON[1]

Inhalt

Seit 01.12.2017 werden erstmals die Fördersätze für KWK-Anlagen von über 1 MW bis zu 50 MW ausgeschrieben. Mit Fördersätzen von bis zu 7 ct/kWh ist die Teilnahme an den Ausschreibungen für viele Unternehmen attraktiv. Aktuell ist daher ein wachsendes Interesse von Energieversorgungsunternehmen und anderen Unternehmen festzustellen bei der Auktion teilzunehmen. Diese Veröffentlichung beleuchtet daher die Wirtschaftlichkeit von KWK-Projekten. Das neue KWK-Gesetz belohnt die Flexibilität. Es ist jedoch wichtig zu bestimmen, welche Größe (1-50 MW) der Anlage im Ausschreibung bevorzugt wird. Ein Schwerpunkt dieser Studie ist zu bewerten, wie Flexibilität den Gewinn nach der neuen KWK-Ausschreibung antreibt. Ein Fokus liegt dabei auf einem modellgestützten Ausblick auf mögliche Auktionsergebnisse sowie auf Gebotsstrategien. Zielstellung dieser Veröffentlichung ist die Ermittlung eines KWKG-Mindestgebots. Aus den Kosten sowie den erwarteten Erlösen lässt sich ableiten, welchen KWKG-Zuschlag die Anlagen mindestens bräuchten, um eine Wirtschaftlichkeit zu erreichen („Indifferenzpreis“).

Dies entspricht dem „break-even“ Gebot, also der Gebotshöhe, bei der Kapitalwert der Anlagen genau 0 beträgt. Um diesen Wert zu ermitteln, wurden Anlagentypen definiert, für die dann im Folgenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen vorgenommen wurden. Für jeden Anlagentyp wurde im Anschluss die KWKG-Förderung dem Betrage nach so lange variiert, bis der Kapitalwert der Anlagen annäherungsweise Null beträgt.

Neben den Kosten gilt es auch die Erlöse der Anlagen für Stromverkauf und Wärmeerzeugung zu quantifizieren. Die Strukturierung der Strom- und Wärmerzeugung in Abhängigkeit der Wärmenachfrage und der Strompreise sowie unter Berücksichtigung aller technischen Rahmenbedingungen des Anlageneinsatzes ist dabei regelmäßig eine komplizierte Aufgabenstellung.

Um den Anlageneinsatz und damit der Erlöslage der Anlagen möglichst realistisch abzubilden wurden daher eine Modellrechnung mit einem am Markt breit etablierten Tool (Bofit) zur Einsatzoptimierung vorgenommen.

[1] Wärtsilä Deutschland GmbH, Schlenzigstraße 6, 21107 Hamburg, Tel.: +49 40 75190-264, rana.mitra@wartsila.com, www.wartsila.com/germany

7.2.3 Anpassung der Lastprofile nach deutschen Normen für die Auslegung von Mini-BHKW in Kasachstan

Nassipkul DYUSSEMBEKOVA[1], Michael KURRAT[2], Perizat MADI[3], Saulesh MINAZHOVA[1]

Inhalt

Diese Arbeit betrachtet die theoretischen Zusammenhänge bei der Integration von Mini-BHKW in Niederspannungsnetzen anhand von Beispielen aus Deutschland und Kasachstan. Die Integration der Mini-BHKW wird gemäß wärmegeführter Betriebsweise vorgenommen. Die weitergehenden Betrachtungen bedürfen thermischer Lastprofile von Mehrfamilienhäusern und elektrischer Lastprofile der Niederspannungsnetze. Die thermischen Lastprofile für Mehrfamilienhäuser werden gemäß der VDI 4655-Norm ermittelt. Zur Verwendung der Lastprofile nach VDI 4655-Norm für Mehrfamilienhäuser aus Kasachstan werden Klimadaten von unterschiedlichen Orten Kasachstans mit deutschen Klimadaten verglichen. Als Netzlastprofile werden standardisierte Lastprofile (VDEW-Standardlastprofile) für beide Netze verwendet. Für eine einheitliche Betrachtung der Lastprofile werden die gemessenen Netzlastprofile aus dem kasachischen Netz und ermittelten Daten aus dem deutschen Netz mit den standardisierten Lastprofilen verglichen.

[1] Satpayev University (Kasachische Nationale Technische Universität), Almaty, Kasachstan, nassipkuldyussembekova@gmail.com, nursanay@mail.ru
[2] Technische Universität Braunschweig, Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen, Schleinitzstraße 23, 38106 Braunschweig, m.kurrat@tu-bs.de
[3] Karaganda State Technical University (Staatliche Universität Qaraghandy), Kasachstan, peri@mail.ru

7.2.4 Das regionale virtuelle Kraftwerk im Praxistest

Paul SEIDEL[1], Joachim SEIFERT[1], Karl Eugen WOLFFGANG[1], Jens WERNER[2], Peter SCHEGNER[2]

Inhalt

Die von der deutschen Regierung beschlossene Energiewende hat große Einflüsse auf die zukünftigen energetischen Versorgungsstrukturen in Deutschland. So ist grundsätzlich von einer Umstellung der Energieversorgung von zentralen zu dezentralen, kleineren Systemen auszugehen. Weiterhin ist zu erwarten, dass energetische Versorgungsysteme zukünftig in der Lage sein müssen hochflexibel auf Lastsituationen reagieren zu können. Die Kopplung von verschiedenen Erzeugungseinheiten wird wesentlicher Bestandteil dieser transformierten Versorgungssysteme sein.

Vor diesem Hintergrund wird im eingereichten Beitrag über einen Feldtest von vernetzten Klein-KWK-Systemen berichtet. Als „Regionales Virtuelles Kraftwerk“ (RVK) bezeichnet, wird seit 2015 ein Feldtest von motorischen Klein KWK Anlagen und Brennstoffzellen in der Region Oldenburg (Norddeutschland) durch die Partner EWE AG und die TU Dresden durchgeführt. Der Beitrag zeigt die Herausforderungen bei der Installation auf und gibt Lösungsansätze, wie zukünftig eine kostengünstige Installation von BHKW-Systemen erfolgen kann. Zusätzlich wird ausführlich auf die Informationsvernetzung von RVK-Systemen sowie die Algorithmen zur lokalen und globalen energetischen Prognose eingegangen. Hierbei ist es von besonderer Bedeutung, dass die vorgestellten Algorithmen nicht als Verfahren bewertet werden, die ausschließlich auf Mikro-KWK-System beschränkt sind. Vielmehr wird eine Systematik präsentiert, welche technikneutral ist, d. h. auch Erzeugungssysteme auf Basis erneuerbarer Energien mit in die Betrachtungen aufnehmen kann. In Hinblick auf die Informations- und Kommunikationstechnologie wird ein RVK-Gateway vorgestellt, welches für die Vernetzung von dezentralen Energiesystemen zwingend notwendig ist und zukünftig auch Fragestellungen aus dem Bereich der Smart Meter adressieren kann. Abschließend erfolgt eine Dokumentation von ausgewählten praktischen Feldtestergebnissen, möglichen Vermarktungsstrategien eines RVK-Systems sowie eine Bewertung der neu geschaffenen Informations- und Kommunikationsstrukturen hinsichtlich Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit.

Methodik

Technologie bzw. methodischer Ansatz

Basis des Regionalen Virtuellen Kraftwerks ist das Forschungsvorhaben [1], welches in den Jahren 2014-2017 durchgeführt wurde. Innerhalb des Projektes wurden Ein- und Zweifamilienhäuser mit 15 motorischen BHKW Anlagen und 2 Brennstoffzellensysteme ausgestattet. In allen 17 Liegenschaften wurde die gleiche Anlageninstallation, bestehend aus KWK-Einheit, Spitzenlastgastherme, Kombipufferspeicher inkl. Heizstab, realisiert. Die umgesetzte Regelungs- und Steuerungstechnologie des RVK-Systems basiert auf einer hierarchischen Systemarchitektur entsprechend Abb. 1, wodurch unterschiedlichste Steuerungsstrategien in Bezug auf elektrische oder thermische Restriktionen auf allen betrachteten Ebenen ermöglicht werden. Hierbei stellt die unterste Ebene das jeweilige Gebäude dar, in welchem die entsprechende Anlage installiert ist. In dieser Ebene werden dezentral alle Informationen aus dem Gebäude (wie. z. B. Temperaturen, Volumenströme, elektrische Kenngrößen) aufgenommen und in einem eigens entwickelten RVK-Gateway gesammelt und verdichtet, sodass nur eine geringe Anzahl an Daten an die nächst höhere Ebene kommuniziert werden müssen.

Die nächste Ebene repräsentiert das elektrische Verteilnetz in dem das RVK-System integriert ist. Systemische Parameter diese Verteilnetzes werden in der Ebene 1 berücksichtigt (Netzrestriktionen), wodurch durch das RVK-System Einfluss auf die Verteilnetzstabilität genommen und zusätzlich Transportkapazitäten für Elektroenergie aus erneuerbaren Quellen generiert werden kann.

[1] Technische Universität Dresden, Institut für Energietechnik, Helmholtzstraße14, 01069 Dresden, Tel.: +49 351 463-{35177|34909|35177}, {paul.seidel|joachim.seifert|karl_eugen.wolffgang}@tu-dresden.de, www.tu-dresden.de

[2] Technische Universität Dresden, Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Mommsenstraße 10, 01069 Dresden, {jens.werner1|peter.schegner}@tu-dresden.de, www.tu-dresden.de

Die oberste Ebene stellt die Zentrale des RVK dar. Diese Ebene ist gleichzeitig die technische Schnittstelle zu dem Energiemarkt.

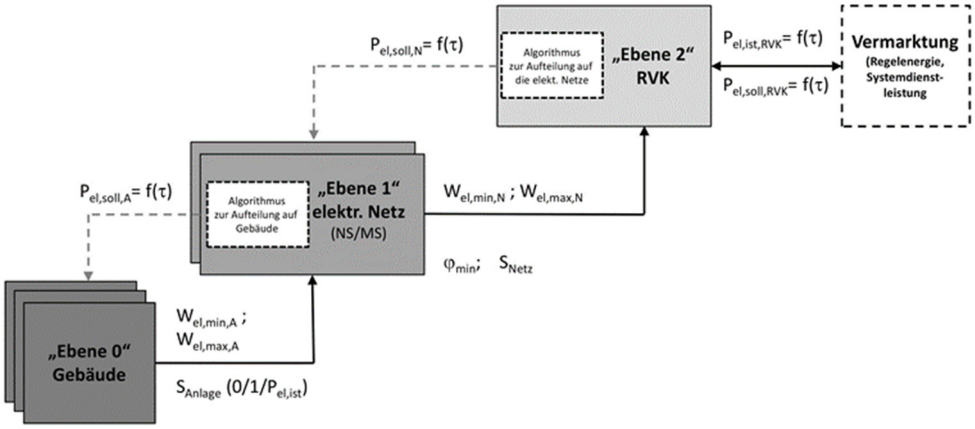


Abbildung 1: Hierarchische Systemarchitektur des RVK nach [2]

Innovative Aspekte

Während der praktischen Umsetzung wurden umfangreich innovative Komponenten zur Zustandserfassung und Datenaggregation entwickelt. Zu nennen sind hierbei u. A. das RVK-Gateway als intelligentes dezentrales Regelungs- und Prognosesystem sowie das Temperatursensorband, wodurch die Temperaturen in dem thermischen Pufferspeicher hochaufgelöst und preisgünstig erfasst werden können. In Bezug auf die Systementwicklung wurde ebenfalls umfangreich Software für die dezentralen Komponenten sowie das zentrale Daten-Backend zur zentralen Ansteuerung und Optimierung erstellt. Die eigentliche Innovation des umgesetzten Konzeptes sind die dezentralen Prognosen (thermisch und elektrisch) zum Verbrauch bzw. zur Erzeugung, wodurch die Flexibilität der Anlagen als aggregierte Daten an die RVK-Zentrale übermittelt wird. Gleichzeitig ist es möglich das Betriebsverhalten der Anlage dezentral zu optimieren, indem einerseits der Eigenstromverbrauch erhöht oder ein dem Verbrauch zugeschnittenes Speichermanagement (Erhöhung der Energie-Effizienz) umgesetzt wird.

Ergebnisse

Mit dem im Beitrag dokumentierten Praxistest konnte erstmals erfolgreich gezeigt werden, dass eine regionale Poolbildung von kleinen dezentral verteilten Erzeugungssystemen möglich ist. Des Weiteren wurde der bisher theoretisch analysierte RVK-Betrieb [2] mit Anlagensystem der untersten Leistungsklasse praktisch realisiert und erfolgreich getestet. Zusätzlich haben die Untersuchungen und die praktische Umsetzung gezeigt, dass eine Standardisierung von Schnittstellen zu anderen Systemen (Hybridisierung) entscheidend und notwendig ist um den erfolgreichen Betrieb eines technikneutralen RVK-Systems zu gewährleisten. Mit dem umgesetzten System auf regionaler Ebene wurden Flexibilitäten erfasst und somit technisch verwertbar gemacht, wodurch eine Integration von Strom-/ Gas- / Wärme- mittels Kommunikationssystemen und somit eine ganzheitliche Sektorkopplung realisiert wurde. Zusätzlich zeigt das umgesetzte System, welche Möglichkeiten heute schon durch die Digitalisierung der Energietechnik bestehen bzw. welche Alternativen zu klassischen Denkansätzen vorhanden sind.

Literatur

[1] J. Seifert u.a. Zwischenbericht: RVK II – Praxiserfahrung des Regionalen virtuellen Kraftwerks auf Basis der Mikro-KWK-Technologie, TU Dresden, 07.2017

[2] J. Seifert u. a. Forschungs-Report - Regionales Virtuelles Kraftwerk auf Basis der Mini- und Mikro-KWK-Technologie. VDE Verlag, 2015.

7.2.5 Solare elektrische und thermische Energiebereitstellung „SETE Prozess“

Richard KROTIL[1], Christian PINTER[2]

Inhalt

Auf dem Gebiet der gekoppelten Strom-, Wärme- und Kälteerzeugung, auch bekannt unter Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK), sind unterschiedliche Technologien bekannt. Dabei werden vorwiegend die bereits etablierten Kraft-Wärme-Kopplungsprozesse (Dampfprozesse, Gasturbinenprozesse, Gas- und Dampfturbinenprozesse, Diesel- und Gasmotorenprozesse, alternative Prozesse wie z.B.: Dampfkolbenmotorprozess oder ORC-Prozess, innovative Prozesse, wie z.B.: Brennstoffzelle, Stirling-Motor oder Dampfschraubenmotor) in Verbindung mit einem Kälteprozess gesetzt. Bei den Kälteprozessen kommen insbesondere Wasser-LiBr-Absorptionskältemaschinen, das DEC-Verfahren (desiccative and evaporative cooling), Wasser-Silica-Gel-Adsorptionskältemaschine oder Wasser-Ammoniak-Absorptionskältemaschinen (insbesondere für Temperaturen unter 0 °C) zum Einsatz. Bei diesen Technologien entstehen hohe kapital-, verbrauchs- und betriebsgebundene Kosten.

Ausgehend von diesem Stand der Technik wird im vorliegenden Beitrag ein neuartiger Prozess zur gekoppelten solarthermischen Strom-, Wärme- und Kältebereitstellung (SETE Prozess) auf Basis eines Patentes (Krotil, Pinter, 2009) vorgestellt, der mit verringerten Investitionskosten, höherer Effizienz und geringem anlagentechnischem Aufwand realisiert werden kann. Zudem sollen dessen Einsatzbereiche und Einsatzgebiete dargestellt werden.

Außerdem werden die ersten Ergebnisse einer thermodynamischen Berechnung des Prozesses präsentiert.

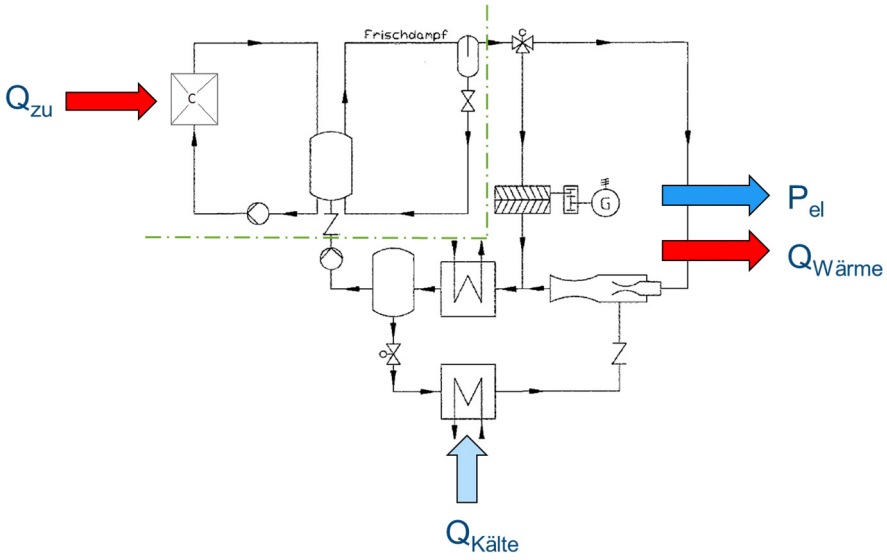


Abbildung 1: Schaltung des SETE-Prozesses

Literatur

[1] Krotil, R., Pinter, C.: Verfahren und Anlage zur gekoppelten solarthermischen Strom-, Wärme- und Kälteerzeugung, Österreich Patent AT507218B1, 05.01.2009

[1] Fachhochschule Burgenland GmbH, Steinamangerstraße 21, 7423 Pinkafeld, Tel.: +43 57705-4141, richard.krotil@fh-burgenland.at, www.fh-burgenland.at
[2] Green Consulting e.U., Alois-Gossi-Gasse 11, 7471 Rechnitz, Tel.: +43 660 4629563, pinter@green-consulting.at, www.green-consulting.at

7.2.6 Thermische Überwachung und präzise Verbrennungskontrolle auf Basis optischer Diagnosetechniken in Brennkammern

Vanessa MOOSBRUGGER[1], Fabrice GIULIANI[1], Lukas ANDRACHER[2]

Inhalt

Bei dem Betrieb von Gasturbinen-Anlagen bestimmt die Qualität der Verbrennung nicht nur die Zusammensetzung der ausgestoßenen Emissionen, sondern auch die Lebensdauer der gesamten Anlage. Eine stabile Verbrennung kann die Komposition der Verbrennungsprodukte stark verändern und somit die Auswirkungen auf die Umwelt dementsprechend positiv beeinflussen. Dieses Projekt befasst sich mit der Entwicklung einer Sonde, die es ermöglicht einen Blick in die Brennkammer zu werfen und somit die Verbrennung aktiv zu überwachen und zu verbessern. Die entwickelte miniaturisierte optische und akustische Überwachung der Flamme zeichnet sich durch eine exakte Einspritzung und der Findung eines idealen Betriebspunktes aus, was zu einem geringeren Verbrauch, geringerer NOx-Emissionen und weniger Feststoffteilchen führt. Die Sonde informiert also in Echtzeit, ob eine Flamme vorhanden ist, ob die Verbrennungssequenz erfolgreich war und wie die aktuellen Betriebsbedingungen sind (Druck, Temperatur) und detektiert gleichzeitig Verbrennungsinstabilitäten. Zum derzeitigen Entwicklungsstand ist die Sonde für den Einsatz in thermischen Anlagen bereit. In weiterer Folge soll ein Einsatz in Gasturbinen möglich sein. Die Firma Combustion Bay One hat dieses Projekt gemeinsam mit der FH-Joanneum (Institut Luftfahrt) initiiert und realisiert und wurde finanziell durch die Österreichische Forschungförderungsgesellschaft (FFG) und das Bundesministerium für Transport, Innovation und Technologie unterstützt.

Methodik

Die Sonde (Abb. 1) besteht aus einer Fotodiode, einem Mikrofon, einem Glasrohr aus Quarzglas und einer Platine, auf der die Sensoren an der Spitze montiert sind. Der Quarzglas-Prüfkörper wird derzeit durch Luft aktiv gekühlt und wird bei Einsatz in einer Gasturbine durch flüssiges Kühlmittel gekühlt werden.

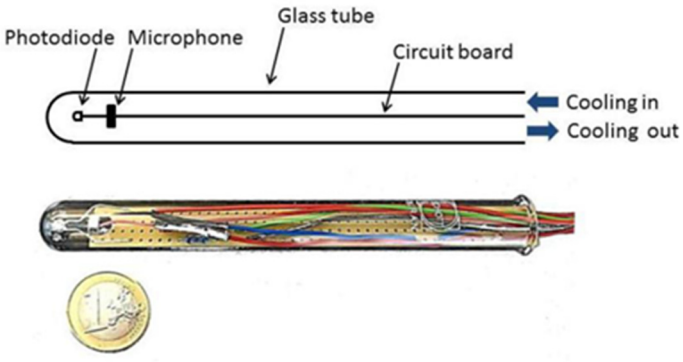


Abbildung 1: Rayleigh Kriterium Sonde zur optischen und akustischen Überwachung des Brennraumes

Um die Daten in Echtzeit aus der Brennkammer verarbeiten zu können wird ein Einplatinenrechner Raspberry Pi verwendet. Die verstärkten Signale aus dem Brennraum werden mittels eines Stereo-Analog-Digital-Konverters (ADC) an den GPIO (General Purpose Input/Output) gesendet und dargestellt. Zusätzlich wird auf der Sonde ein Analog-Digital-Konverter MCP-3008 mit 8 Eingängen und 10 Bit Genauigkeit verwendet und ein PTC Thermistor zu Temperaturüberwachung. Durch die tragbare Messkette mit der Sonde erhält man ein leichtes aber trotzdem robustes Stand-Alone-System zur Signalauswertung und Signaldarstellung.

[1] Combustion Bay One e.U, Ruckerlberggasse 13, 8010 Graz, www.cbone.at,
{Tel.: +43 664 4552585, vanessa.moosbrugger@cbone.at},
{Tel.: +43 316 228980, fabrice.giuliani@cbone.at}
[2] FH JOANNEUM Gesellschaft mbH, Alte Poststraße 149, 8020 Graz, Tel.: +43 316 5453-6416,
lukas.andracher@fh-joanneum.at, www.fh-joanneum.at



Abbildung 2: Tragbare Messkette

Ergebnisse

Ein Ziel dieser Arbeit war es zu analysieren ob und in welchem Bereich der Brennkammer die Zündung erfolgreich war. Durch den Einsatz mehrerer Sonden im Brennraum verteilt können Verbrennungsinstabilitäten genau detektiert und lokalisiert werden. Eine umfassende Versuchsreihe hat dazu beigetragen eine ideale Anordnung der Sonden zu finden um optimale Aussagen über die Verbrennungsvorgänge innerhalb der Brennkammer treffen zu können. Im Vergleich zu konventionellen Sensoren zur Verbrennungsüberwachung arbeitet dieses System zusätzlich zur Fotodiode mit einem Mikrofon. Verbrennungsinstabilitäten können riesigen Schaden an der Brennkammer, durch plötzlich auftretende Temperatur und Druckspitzen, anrichten. Die alleinige Überwachung mittels Optik kann solche Phänomene nicht erfassen. Durch den zusätzlichen Einsatz eines Mikrofons und der speziellen Anordnung der Sensoren hat sich gezeigt, dass sich die Intensität der Flamme besser beurteilen lässt. In Abbildung 3 sieht man den Versuchsaufbau, bei dem mehrere Sonden entlang eines Flammrohres angeordnet wurden. Daneben ist die Antwort der Sensoren abgebildet. Sobald sich eine Flamme vor dem Sensor befindet gibt es eine Spitze in der Darstellung. Durch die Anordnung mehrerer Sonden kann man genau sagen, ob die Flamme von rechts oder von links kommt, je nachdem, welches Instrument zuerst anspricht.

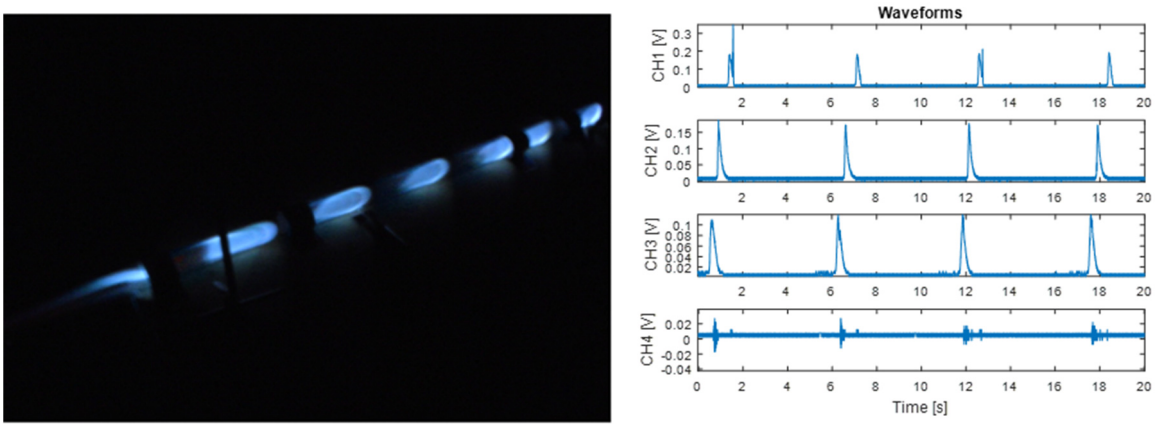


Abbildung 3: Erfolgreiche Flammenlokalisation mit der Signaldarstellung

Die Messkette stellt bei diesem Projekt eine Kombination aus Verbrennungsqualitätskontrolle, einer Echtzeitüberwachung des Motors und einer besseren Überwachung der Sicherheitsmargen dar.

7.3 WÄRMEPUMPEN (SESSION F3)

7.3.1 Modellierung von Wärmepumpen in Wärmenetzen und Analyse der Auswirkungen auf das deutsche Stromerzeugungssystem

Christiane BERNATH[1], Frank SENSFUß[1]

Motivation und zentrale Fragestellung

Im Jahr 2015 entfielen über 53 % des deutschen Endenergieverbrauchs auf die Bereitstellung von Nutzwärme in Form von Raumwärme, Prozesswärme und Warmwasser (AGEB 2016). Für die Wärmeerzeugung werden weiterhin vorwiegend fossile Energieträger wie Kohle, Erdöl und Erdgas verbrannt, während der Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch im Wärmebereich aktuell bei nur 13 % liegt (BEE 2017). Eine Strategie zur Reduktion des fossilen Brennstoffbedarfs im Wärmesektor ist die Sektorkopplung, welche in diesem Kontext die Nutzung von erneuerbarem Strom für Anwendungen zur Wärmeerzeugung bezeichnet. Die Bereitstellung von Wärme kann generell entweder durch dezentrale Anlagen erfolgen oder über ein Wärmenetz, in welches Wärme von zentral installierten Anlagen eingespeist wird. Der Fokus des vorliegenden Beitrags liegt auf den Wärmenetzen, die für die Dekarbonisierung im Gebäudesektor eine wichtige Rolle spielen und beim Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung erneuerbarer Energien einen wichtigen Beitrag zur Flexibilisierung leisten können (Pfluger et al. 2017). Eine Technologie zur Sektorkopplung von Strom und Wärme in Wärmenetzen ist die elektrische Großwärmepumpe, die mit einer hohen Effizienz Wärme auf geringem Temperaturniveau bereitstellen kann. In einigen skandinavischen Ländern wird diese Technologie bereits standardmäßig für die Fernwärmeerzeugung eingesetzt, während sie in Deutschland erst in den letzten Jahren an Bedeutung gewinnen konnte (Wolf et al. 2014). Werden in Wärmenetze Strom-Wärme-Technologien wie Großwärmepumpen integriert, hat der erhöhte Strombedarf Auswirkungen auf die Struktur der Stromnachfrage und auf die Strominfrastruktur. Der zukünftige Beitrag von Wärmenetzen zur Dekarbonisierung des Wärmesektors ist insbesondere bei den ambitionierten Klimaschutzzielen für das Jahr 2050 relevant. Hieraus ergibt sich die zentrale Fragestellung dieses Beitrags:

Welche Auswirkungen hat die Integration der neuen Technologie Großwärmepumpe in die Wärmenetze auf die zukünftige Struktur des deutschen Stromerzeugungssystems?

Methodische Vorgehensweise

Das Optimierungsmodell Enertile

Ausgangspunkt für eine modellgestützte Analyse dieser Fragestellung ist das Modell Enertile (*www.enertile.eu*), welches zur Optimierung des europäischen Elektrizitätssystems eingesetzt wird. Mithilfe des Modells können zu vorgegebenen Rahmenbedingungen kosteneffiziente langfristige Entwicklungspfade zur Dekarbonisierung der Stromversorgung untersucht werden (Pfluger 2014). Für eine größtenteils exogen vorgegebene Stromnachfrage wird der kostenminimale Ausbau und Einsatz von Kraftwerken zur Lastdeckung berechnet, wobei konventionelle Kraftwerke, erneuerbare Energien, Stromnetze und Energiespeicher berücksichtigt werden. Zu den Ergebnissen des Modells zählen der Zubau und der stündliche Einsatz der Kraftwerke und Technologien, sowie die Kosten und CO_2-Emissionen der Energieerzeugung. Im Modell Enertile werden zusätzlich zur detaillierten Abbildung des Stromsektors große Wärmenetze modelliert (Deac 2017). Zur Deckung der exogen vorgegebenen Wärmenachfrage werden in den Wärmenetzen verschiedene Erzeugungsoptionen vorgegeben, die modellendogen zugebaut werden. Dazu zählen Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), fossil befeuerte Heizkessel, Elektroheizkessel und Wärmespeicher. Weiterhin werden Wärmenetze nach der Verfügbarkeit von Kohle als Brennstoff in zwei Kategorien differenziert. Generell kann Kohle oder Erdgas als Brennstoff in den KWK-Anlagen und den fossilen Heizkesseln eingesetzt werden.

[1] Fraunhofer / Institut für System- und Innovationsforschung, Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe, Tel.: +49 721 6809-257, christiane.bernath@isi.fraunhofer.de, www.isi.fraunhofer.de

Die Integration der Großwärmepumpe als Technologieoption in den Wärmenetzen stellt eine relevante Modellerweiterung dar, um die Auswirkungen der Sektorkopplung von Strom und Wärme in Wärmenetzen auf das Stromerzeugungssystem zu analysieren.

Modellierung der Großwärmepumpe

Die Großwärmepumpe wird in Enertile als Luftwärmepumpe modelliert, die als Wärmequelle die Außenluft nutzt. Dies stellt eine konservative Annahme dar, da in der Realität in den verschiedenen Wärmenetzen auch besser geeignete Wärmequellen, wie z. B. Abwärme oder Erdreich, in gewissem Umfang nutzbar sein sollten. Eine methodische Herausforderung bei der Modellierung von Wärmepumpen besteht darin, die variable Effizienz der Wärmepumpe abzubilden. Die Leistungszahl von Wärmepumpen ist als das Verhältnis von erzeugter Wärmeleistung zur eingesetzten elektrischen Leistung definiert und abhängig vom Betriebspunkt. Je geringer die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Heizsystem, desto höher ist die Leistungszahl. Die Effizienz einer Luftwärmepumpe hängt folglich stark von der Temperatur der Außenluft ab und muss im Modell in hoher zeitlicher Auflösung ermittelt werden.

Modellbasierte Szenarioanalyse

Die Auswirkungen der Integration von Großwärmepumpen in Wärmenetze auf die zukünftige Struktur des deutschen Stromerzeugungssystems werden mithilfe einer modellbasierten Szenarioanalyse untersucht. Dazu werden die Ergebnisse von zwei Szenarien gegenübergestellt, die sich in der Verfügbarkeit der Großwärmepumpe als Technologieoption unterscheiden. Weiterhin werden Sensitivitätsrechnungen durch Variation relevanter Parameter durchgeführt. Folgende Fragestellungen werden für die Auswertung der Ergebnisse herangezogen:

- Welche Auswirkungen hat die Integration der neuen Technologie Großwärmepumpe in die Wärmenetze auf die Deckung der Wärmenachfrage?
- Welchen Einfluss hat dies auf die Struktur des Kraftwerksparks und wie verändern sich dadurch die Gesamtkosten der Stromerzeugung und die CO_2-Emissionen?
- Welche Auswirkungen hat die Großwärmepumpe auf die Entwicklung der KWK?

Ergebnisse

In den Modellergebnissen für das Jahr 2050 zeigen sich starke Unterschiede in den Wärmenetzen im Hinblick auf die Anteile der Großwärmepumpe an der Deckung der Wärmenachfrage. So wird die Großwärmepumpe in Wärmenetzen mit Zugang zu Kohle als Brennstoff nur wenig zur Wärmeerzeugung eingesetzt. In Wärmenetzen ohne Kohlezugang deckt die Großwärmepumpe über 50 % der Wärmenachfrage und verdrängt somit einen Teil der erdgasbasierten Wärmeerzeugung.

Literatur

[1] AGEB (Hg.) (2016): Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2015. AG Energiebilanzen e.V. Berlin.

[2] BEE (Hg.) (2017): Trend-Prognose und BEE-Zielszenario. Entwicklung der Erneuerbaren Energien bis 2020. Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. Berlin.

[3] Deac, Gerda (2017): Auswirkungen der Kopplung von Strom- und Wärmemarkt auf die künftige Integration der Erneuerbaren Energien und die CO_2-Emissionen in Deutschland. Dissertation. unveröffentlicht.

[4] Pfluger, Benjamin (2014): Assessment of least-cost pathways for decarbonising Europe‘s power supply. A model-based long-term scenario analysis accounting for the characteristics of renewable energies. Zugl.: Karlsruher Institut für Technologie, KIT, Diss., 2013. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing.

[5] Pfluger, Benjamin; Tersteegen, Bernd; Franke, Bernd et al. (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Studie im Auftrag des BMWi. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung; Consentec GmbH; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg.

[6] Wolf, Stefan; Fahl, U.; Blesl, M.; Voß, A.; Jakobs, R. (2014): Analyse des Potenzials von Industriewärmepumpen in Deutschland. Hg. v. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart.

7.3.2 Systemische und nutzerspezifische Kostenwirkungen eines flexiblen Wärmepumpeneinsatzes

Matthias KÜHNBACH[1], Anke ESSER[1], Marian KLOBASA[1]

Motivation und zentrale Fragestellung

Die Dekarbonisierung der Stromerzeugung bedingt einen wachsenden Anteil volatiler Einspeisung aus Erneuerbaren Energien (EE) bei sukzessiver Reduzierung der Stromeinspeisung aus regelbaren Kraftwerken. Außerhalb des Stromsektors soll Sektorkopplung einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten. Zentrale Sektorkopplungstechnologie im Haushaltssektor sind Wärmepumpen. Ihnen wird neben dem Beitrag zur Dekarbonisierung auch ein wesentlicher Beitrag zur Integration von EE zugemessen, da sie lastseitig Flexibilität bereitstellen können.

Für Deutschland kaum untersucht sind Rückkopplungen zwischen dem durch ökonomische Anreize bedingten Verhalten flexibler Wärmepumpen und dem Stromsystem. Bestehende Ansätze fokussieren entweder auf eine detaillierte Abbildung des Lastmanagementpotentials von Wärmepumpen – aggregiert oder für Einzelanlagen – beispielsweise zur Optimierung des Eigenverbrauchsanteils, vernachlässigen jedoch Systemwirkungen (vgl. Boßmann et al., 2015; Kreuder und Spataru, 2015). Oder sie bilden den Strommarkt detailliert ab, nutzen dafür allerdings eine stark vereinfachte Abbildung von Wärmepumpenflexibilität (vgl. Bauknecht et al., 2016). Daher wurde am Fraunhofer ISI ein Modellansatz entwickelt, der bottom-up-basiert eine detaillierte Abbildung des dezentralen Einsatzes von Flexibilität ermöglicht und gleichzeitig die Auswirkungen auf den Strommarkt modelliert. Dieser Ansatz wird genutzt um folgende Fragestellungen zu untersuchen:

- Nachfrageseitig:
    - Wie hoch ist das Lastmanagementpotential von Wärmepumpen?
    - Welchen Einfluss hat die Nutzung des Potentials auf die Systemlast?
    - Welche Einsparungen lassen sich für den einzelnen Wärmepumpenbesitzer erzielen?
- Erzeugungsseitig:
    - Wie wirkt sich ein flexibler Einsatz von Wärmepumpen je nach ökonomischer Anreizstruktur auf den Großhandelspreis und den Kraftwerkseinsatz aus?

Methodische Vorgehensweise

Zur Modellierung des Einflusses einer flexiblen Wärmepumpennachfrage wird das Nachfragemodell eLOAD mit einem Spotmarktmodell gekoppelt (vgl. Abbildung 1). Das Modell eLOAD berechnet einerseits, basierend auf mehr als 500 technologiespezifischen, stündlichen aufgelösten Prozesslastkurven, Wetterdaten und jährlichen Nachfrageprojektionen, die Entwicklung und strukturelle Änderungen der Systemlastkurve (Projection module). Andererseits erlaubt die Kopplung mit dem Strommarktmodell die Simulation von Lastmanagement auf Basis von Preissignalen (DR module). Das Elektrizitätsmarktmodell bildet den deutschen Kraftwerkspark detailliert ab und berechnet dessen stündliche Merit Order unter Berücksichtigung technischer und ökonomischer Kennwerte. Für die vorliegende Analyse wird zunächst die Systemlastkurve Deutschlands für das Jahr 2030 modelliert. Die unoptimierte Nachfrage dient dem Strommarktmodell als Input, um im zweiten Schritt Preissignale für das Lastmanagement abzuleiten. Im dritten Schritt werden Wärmepumpen im DR-Modul von eLOAD in einem gemischt-ganzzahligen LP optimiert, entweder direkt auf Basis der Großhandelspreissignale oder auf Basis abgeleiteter Wärmepumpentarife. Die aus der Optimierung der Wärmepumpe resultierende Systemlast wird wiederum an das Strommarktmodell übergeben, um den veränderten Kraftwerkseinsatz und die Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten zu ermitteln. Weichen die Ergebnisse dieses zweiten Laufs des Strommarkt-modells deutlich von denen des vorherigen ab, so werden zur Vermeidung von modellbedingten Lawineneffekten weitere Iterationen des DR-Moduls und des Strommarktmodells durchgeführt.

[1] Fraunhofer / Institut für System- und Innovationsforschung, Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe, Tel.: +49 721 6809-{147|404|287}, {matthias.kuehnbach|anke.esser|marian.klobasa}@isi.fraunhofer.de, www.isi.fraunhofer.de

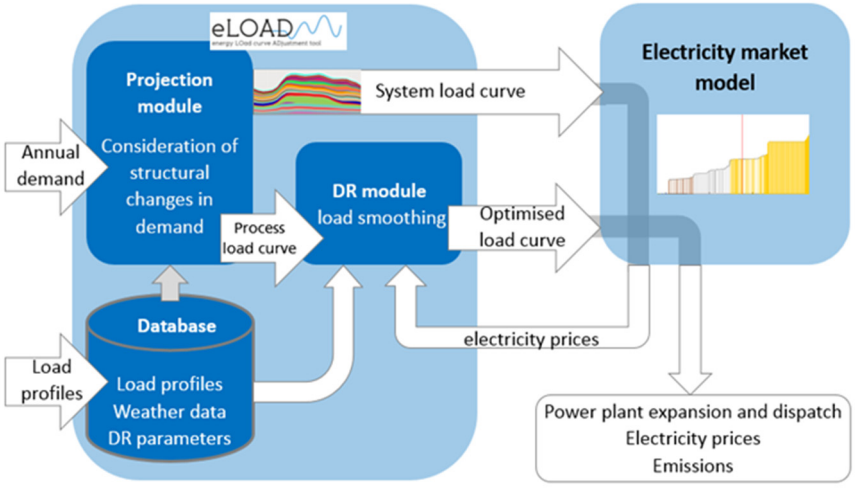


Abbildung 1: Aufbau des gekoppelten Modells

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Auswirkungen des Einsatzes von Wärmepumpen am Großhandelsmarkt sind in Abbildung 2 dargestellt. Da in diesem Szenario die Stromgestehungskosten der preissetzenden Kraftwerke aus dem Spotmarkt-Modell direkt als Preissignal für die Optimierung fungieren, wird die Stromnachfrage der Wärmepumpe unmittelbar aus Hochpreisphasen in Zeiten mit geringeren Preisen verschoben. Insbesondere reagiert steuerbare Last auf einen durch die Elektromobilität verursachten Abendpeak. Durch das preisbasierte Lastmanagement lässt sich aus Nutzersicht eine Kostenreduktion von bis zu 19 % erzielen. Auf Erzeugungsseite führt der flexibilisierte Einsatz von Wärmepumpen zu einer Glättung der Last und damit zu einem gleichmäßigeren Kraftwerksbetrieb. Durch den beschriebenen Ansatz können das Verhalten flexibler Anwendungen (über Wärmepumpen hinaus) sowie ökonomische Flexibilitäts-potenziale auf der Nachfrageseite und gleichzeitig systemische Wirkungen analysiert werden. Im Hinblick darauf, zukünftig zusätzliche flexible Lasten mit hohem Gleichzeitigkeitsgrad (z.B. die E-Mobilität) ins Stromsystem zu integrieren, ermöglicht die Methodik damit zu simulieren auf welche Weise Anreizstrukturen auszugestalten sind, sodass diese systemkonform wirken.

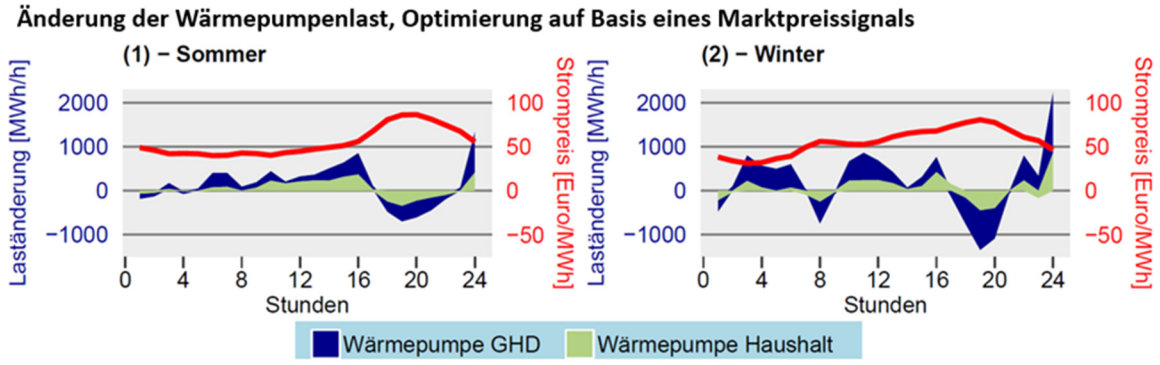


Abbildung 2: Mittlere Änderung der Wärmepumpenlast vor und nach Lastmanagement sowie mittlerer Strompreis vor Einsatz von Lastmanagement

Literatur

[1] Bauknecht, Dirk et al. (2016): Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen. Freiburg, Darmstadt. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/publikationen/ zuletzt geprüft am 20.11.2017.

[2] Boßmann, Tobias et al. (2015): Assessing the Optimal Use of Electric Heating Systems for Integrating Renewable Energy Sources. In: Energy Procedia 83, S. 130–139.

[3] Kreuder, Lukas; Spataru, Catalina (2015): Assessing demand response with heat pumps for efficient grid operation in smart grids. In: Sustainable Cities and Society 19, S. 136–143.

7.3.3 Marktorientierter Betrieb von Wärmepumpen – Fallstudienbasierte Evaluierung von Flexibilitäts- und Kosteneinsparpotenzialen aus dem Projekt „Die Stadt als Speicher“

Andreas DIETRICH[1], Christoph WEBER[1]

Inhalt

In Deutschland kommen zur Deckung des Wärmebedarfs im Wohngebäudebereich zunehmend Wärmepumpensysteme zum Einsatz [1]. Für die Zukunft wird erwartet, dass Wärmepumpen eine führende Position bei den Heizungssystemen einnehmen und ihnen eine Schlüsselrolle für die Dekarbonisierung des Wärmesektors zukommt, indem sie mit Strom aus erneuerbaren Energien betrieben werden. In diesem Kontext sollen Wärmepumpensysteme auch wesentlich zum Ausgleich der fluktuierenden Stromproduktion beitragen: Die Nutzung thermischer Speicherkapazitäten ermöglicht die zeitliche Entkopplung von Stromverbrauch und Wärmebedarf, wodurch sich die Betriebsführung der Wärmepumpen am Dargebot der erneuerbaren Energien ausrichten kann [2]. Zentrale Voraussetzung für diesen systemdienlichen Einsatz der Flexibilität ist, dass vom gängigen Konzept der ausschließlich wärmegeführten Fahrweise abgewichen wird und kurzfristige (Spot-)Marktpreise als primäre Führungsgröße dienen. Dies bedeutet für die praktische Umsetzung, die Anlagen bei laufend aktualisierten Informationen zu Temperaturen, Wärmebedarfen und Preisen entweder über eine zentrale Instanz oder durch lokale intelligente Energiemanagementsysteme zu steuern. Zusätzlich ist erforderlich, dass Stromlieferanten durch die kurzfristige Bewirtschaftung der Flexibilität Beschaffungskostenvorteile erzielen können, die auf Endkundenseite zu Betriebskostensenkungen führen.

Dieser Konferenzbeitrag präsentiert eine modellbasierte Evaluation der Flexibilitätspotenziale von Wärmepumpen und quantifiziert die mit einem marktorientierten Betrieb verbundenen Möglichkeiten zur Kosteneinsparung. Untersucht werden drei exemplarische Systemkonfigurationen, basierend auf der Anlagen- und Versorgungssituation realer Wohn- und Geschäftsgebäude in der Stadt Herten, Nordrhein-Westfalen. Über die Potenzialermittlung für das Jahr 2015 hinaus erfolgt auch eine Abschätzung möglicher zukünftiger Entwicklungen anhand von Börsenpreissimulationen für das Jahr 2030.

Methodik

Zur Bestimmung der Fahrweisen im marktorientierten Betrieb wurde ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell entwickelt, welches die Strombeschaffungskosten für einen jährlichen Betrachtungszeitraum über eine täglich rollierende Optimierung mit jeweils 36-stündlichem Planungshorizont minimiert. Neben technischen Anlagenparametern, (day-ahead) Spotmarktpreisen und auf stochastischen Simulationen basierenden objektspezifischen Wärmebedarfszeitreihen [3] wurden hierbei insbesondere auch die außentemperaturabhängigen Arbeitszahlen (COP) der Wärmepumpen berücksichtigt. Zur Ermittlung von Fahrweisen und Kosten im wärmegeführten Betrieb wurde eine in der Praxis übliche Speichertemperatur-Hysteresesteuerung nachgebildet [4].

Die Simulationen der (stündlichen) Spotmarktpreise für die Zukunftsszenarien in 2030 basieren auf einem um eine stochastische Komponente erweiterten Fundamentalmodell [5], welches hinsichtlich der Annahmen zur Entwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen gemäß den Szenarien des Netzentwicklungsplans 2017 [6] parametriert wurde.

Ergebnisse

Die Berechnungen für das Jahr 2015 zeigen, dass die durchschnittlichen Börsen-Beschaffungskosten durch die an den Preissignalen der Spotmärkte optimierten Fahrweisen gesenkt werden können (stündlicher day ahead Handel ca. 8-13 %, viertelstündlicher day-aheadHandel ca. 23-34 %).

[1] Universität Duisburg-Essen, Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Berliner Platz 6-8, 45127 Essen, Tel.: +49 201 1832399, {andreas.dietrich|christoph.weber}@uni-due.de, www.uni-due.de

Bedingt durch die geringen Stromverbrauchsmengen von etwa. 4,9 bis 7,4 MWh p. a. sind die absoluten Einsparpotenziale für die hier betrachteten Wärmepumpensysteme mit rund 20 bis 23 € p. a. bzw. 56 bis 65 € p. a. jedoch nur schwach ausgeprägt. Es wird auch deutlich, dass die Möglichkeiten zur Lastverschiebung durch technische Restriktionen stark begrenzt sein können. Niedrige maximale Speichertemperaturen führen zu geringen nutzbaren Temperaturdifferenzen, somit stehen insbesondere bei kleinen Wasserspeichersystemen (300-1.000 Liter) nur sehr geringe Speicherkapazitäten von unter 10 kWh_{th} zur Verfügung. Dadurch muss der Strombezug auch bei Hochpreisphasen erfolgen, wenn mehrstündige Perioden mit hohem Wärmebedarf auftreten. Weiterhin wird das Flexibilitätspotenzial durch die niedrigen elektrischen Leistungen der Wärmepumpen eingeschränkt; in Zeiträumen mit sehr niedrigen und negativen Preisen sind die Bezugsstrommengen, selbst bei großzügig dimensionierten Speichern, nur gering.

Die Analysen führen auch zu der Erkenntnis, dass der temperaturabhängige COP entscheidenden Einfluss auf das Optimierungskalkül ausübt. Die kostenoptimale Fahrweise ergibt sich demnach nicht allein aus einer Optimierung gegen den Börsenstrompreis, vielmehr ist der sich für jeden Zeitschritt ergebende Wärmepreis (Quotient aus Börsenpreis und COP) relevant [7]. Dies bedeutet, dass die marktseitigen Signale bzgl. des Flexibilitätsbedarfs im Stromversorgungssystem verzerrt werden und die Fahrweisen der Wärmepumpen vom systemoptimalen Betrieb abweichen können.

Für die drei Zukunftsszenarien ergeben die Preissimulationen, dass das durchschnittliche Börsenpreisniveau in 2030 auf Werte zwischen 64 und 66 €/MWh ansteigt (2015: ca. 32 €/MWh). Hiermit einher geht eine annähernde Verdoppelung der Beschaffungskosten für die Belieferung der Wärmepumpen im wärmegeführten Betrieb. Demgegenüber entwickeln sich die Kosteneinsparpotenziale einer an stündlichen Marktpreisen orientierten Betriebsweise nur geringfügig. Je nach Szenario und Anlage liegen die Vorteile im Jahr 2030 bei 23 bis 38 € p. a. Es zeigt sich, dass die gestiegene Marktpreis-volatilität (Standardabweichung von 25-37 €/MWh ggü. 13 €/MWh in 2015) nur in geringem Umfang genutzt werden kann. D. h. ein wirksamer Beitrag zur Systemstabilisierung kann nur temporär erfolgen.

Anhand von Sensitivitätsrechnungen konnte gezeigt werden, dass eine Vergrößerung der Speicher auf 5.000 Liter zu wesentlich verbesserten Flexibilitätspotenzialen führt, die zusätzlich erzielbaren Einsparungen können im Jahr 2030 ca. 75 € p. a. betragen. Da jedoch fraglich ist, ob hierdurch die höheren Investitionskosten gedeckt werden können, sollten in weiterführenden Analysen alternative Maßnahmen geprüft werden. Hierzu zählen insbesondere die Möglichkeiten zur Anhebung der maximalen Speichertemperatur und die Vergrößerung der zulässigen Raumtemperaturdifferenzen zur Nutzung der thermischen Trägheit der Gebäudemasse.

Literatur

[1] Bundesverband Wärmepumpe e. V. (2015): BWP-Branchenstudie 2015

[2] ETG Taskforce Wärmemarkt (2015). Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050; Energietechnische Gesellschaft im VDE.

[3] Kippelt S. et al. (2016): Stochastic simulation of thermal load profiles; 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), Leuven, 2016, pp. 1-6

[4] Winkel M. (2015): Simulation und Analyse des kombinierten Einsatzes thermischer Energie-ausgleichsoptionen zum elektrischen Last- und Erzeugungsmanagement in Wohnsiedlungen; UMSICHT Schriftenreihe Nr. 74

[5] Kallabis T., Pape C., Weber C. (2016): The plunge in German electricity futures prices - Analysis using a parsimonious fundamental model; Energy Policy, Jg. 2016 Nr. 95, S. 280-290

[6] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (2017): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017

[7] Felten B., Weber C. (2017): Modeling the value of flexible heat pumps, HEMF Working Paper 09/2017

7.3.4 Techno-ökonomische Analyse von Wärmepumpen für die industrielle Trocknung mit Monte-Carlo-Simulationen

Veronika WILK[1], Michael LAUERMANN[1], Michael HARTL[1], Raphael PRIESNER[2], Stefan PUSKAS[3]

Inhalt

Industrielle Trocknungsprozesse können durch die Integration von Wärmepumpen energieeffizienter werden. Wärmepumpen nutzen Abwärmeströme als Wärmequelle und führen die Wärme auf einem höheren Temperaturniveau in den Trocknungsprozess zurück. Diese Arbeit baut auf den Ergebnissen experimenteller Untersuchungen von Wärmepumpen für die Ziegel- und Stärketrocknung auf [1-3]. Bei der Ziegeltrocknung wurde die Wärmepumpe in eine Trocknungskammer integriert, sie nutzt die feuchte Abluft als Wärmequelle und liefert Wärme mit 50-60°C. Die Wärmepumpe für die Stärketrocknung nutzt einen Warmwasserkreis als Wärmequelle, der aus Prozessabwärme gespeist wird, und liefert Wärme mit 130°C. Stärke wird bei 158°C getrocknet. Die Versuchsergebnisse, sowie Überlegungen zum effizienteren Betrieb der Wärmepumpe sind die Grundlage für die techno-ökonomische Analyse, die der Beurteilung der Umweltauswirkungen und der Wirtschaftlichkeit dient.

Zur Beurteilung der Umweltauswirkungen werden die CO_2-Emissionen betrachtet. Sie hängen von der Effizienz der Wärmepumpe und der fossilen Wärmebereitstellung, die ersetzt wird, ab, sowie von dem Kraftwerkspark, der die elektrische Energie für die Wärmepumpe bereitstellt. Die wichtigste Kenngröße für die Wirtschaftlichkeit ist die Amortisationszeit, die maßgeblich vom Strompreis und dem Preis für den fossilen Energieträger, sowie von den Investitionskosten der Wärmepumpe abhängt.

Es wird daher eine Sensitivitätsanalyse gemacht, die zeigt, wie sich eine Änderung verschiedener Parameter auf die Umweltauswirkungen und die Wirtschaftlichkeit der Wärmepumpe auswirkt. Die Sensitivitätsanalyse wird als globale Analyse mit Monte-Carlo-Simulationen durchgeführt. Dabei werden die CO_2-Faktoren, veränderliche Strom- und Gaspreise und Investitionskosten der Wärmepumpe als veränderlich betrachtet, da sie mit Unsicherheit behaftet sind. Diese Parameter werden in Zufallszahlen umgewandelt, die verschiedene Zukunftsszenarios darstellen, beispielsweise, dass Energie billiger wird, oder dass Energie deutlich teurer wird als heute. Mit diesen Zufallszahlen wird die Emissions- und Wirtschaftlichkeitsrechnung 9000 Mal durchgeführt, um dann statistische Aussagen treffen zu können.

Die Integration von Wärmepumpen in Trocknungsprozesse ermöglicht eine Verringerung der CO_2-Emissionen und hat damit positive Auswirkungen auf die Umwelt. In Abhängigkeit von den CO_2-Faktoren liegen die Einsparungen zwischen 8 und 50 %. Die Wirtschaftlichkeit wird stark vom Strompreis und den Investitionskosten beeinflusst. Die Simulationen zeigen Szenarien und Randbedingungen auf, wo wirtschaftlicher Betrieb möglich ist. Die Szenarien sind eine Visualisierung einer möglichen zukünftigen Entwicklung und sollen als Entscheidungshilfe für Investitionen dienen.

Literatur

[1] M. Fraubaum et al., Experimental Evaluation of Brick Drying using a Compression Heat Pump; EuroDrying, Lüttich, Belgien, 2017.

[2] V. Wilk et al., Erhöhung der Energieeffizienz industrieller Trocknungsprozesse durch den Einsatz von Wärmepumpen, 14. Symposium Energieinnovation, Graz, 2016.

[3] M. Hartl et al., DryPump Publizierbarer Endbericht, 2017.

[1] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Wien, Tel.: +43 50550-{6494|6414|6679}, Fax: +43 50550-6679, {veronika.wilk|michael.lauermann|michael.hartl}@ait.ac.at, www.ait.ac.at

[2] AGRANA Stärke GmbH, Conrathstrasse 7, 3950 Gmünd, Tel.: +43 2852 503 19105, Fax: +43 676 8926 19105, raphael.priesner@agrana.com, www.agrana.com

[3] Wienerberger AG, Engineering, Wienerbergstraße 11, 1100 Wien, Tel.: +43 1 60192430, stefan.puskas@wienerberger.com, www.wienerberger.com

7.3.5 Optimierung von Gebäudesanierung und hybriden Wärmepumpen

Noha SAAD HUSSEIN[1], Luis LANG[1]

Inhalt

Die Basis zur Einhaltung der CO_2-Reduktionziele im Wärmesektor bildet eine Steigerung der Energieeffizienz des Gebäudebestands, dies soll durch eine Steigerung der Sanierungsrate von 1 auf 2 % erreicht werden (Deutsche Bundesregierung, 2007). Mit der Erhöhung der Energieeffizienz eines Gebäudes ergeben sich auch Auswirkungen auf den Technologiemix zur Wärmebereitstellung. Als Schlüsseltechnologien zur Wärmebereitstellung wurden von mehreren Studien die verstärkte Nutzung von Wärmepumpen und Wärmenetzen genannt (Kunz and Maier, 2017).

Eine Gebäudesanierung verringert sowohl den Wärmebedarf als auch die benötigte Heizleistung, wie auch das Verhältnis von Heizwärme- zu Warmwasser- und Strombedarf (Adolf et al., 2011). Außerdem können die erforderlichen Vorlauftemperaturen zur Heizwärmebereitstellung gesenkt werden (Jacob, 2012). Da Wärmepumpen nur bei niedrigen Vorlauftemperaturen einen effizienten Betrieb aufweisen, können diese nur in sanierten Gebäuden oder Neubauten als alleiniger Wärmeversorger verwendet werden. Wärmepumpen zeichnen sich durch hohe Investitionskosten und geringe Betriebskosten aus und müssen daher für einen wirtschaftlichen Betrieb möglichst voll ausgelastet werden (Ochsner, 2009). Durch eine Sanierung wird der alleinige Betrieb von Wärmepumpen in manchen Fällen also erst ermöglicht, es verringert aber durch den gesenkten Wärmebedarf auch die Wirtschaftlichkeit der Wärmepumpe gegenüber anderen Wärmeerzeugern. Eine Möglichkeit Wärmepumpen wirtschaftlicher und auch in unsanierten Gebäuden einsetzen zu können bietet sich durch deren Kopplung mit einem weiteren konventionellen Wärmerzeuger zu einem Hybridsystem, bei dem die Wärmepumpen nur die Grundlastversorgung übernehmen. Durch das koppeln der Anlagen entstehen neue Möglichkeiten des Betriebs und der Flexibilisierung des Gebäudes bzw. des Quartiers.

In diesem Vorhaben wird analysiert welche Wechselwirkungen der Einsatz von hybriden Wärmepumpen und Gebäudesanierung haben. Durch die Steigerung der Flexibilität des Betriebs der Wärmeversorgung besteht die Möglichkeit sanierte Gebäude über das gesamte Jahr effizienter zu versorgen. Jedoch könnte ein vermehrter Einsatz von hybriden Wärmepumpen durch den günstigen Betrieb, sowohl des Potenzials effizient hohe Temperaturniveaus zu erzeugen, die Wirtschaftlichkeit der Sanierung beeinträchtigen. Diese Frage wird in diesem Vorhaben adressiert und beantwortet.

Methodik

Das Optimierungsmodells DISTRICT-HP (Saad Hussein, 2017), untersucht Fragestellungen auf einer dezentralen Ebene. Das Optimierungsmodell bildet den Ausbau und den Betrieb von Strom, Wärme als auch Kopplungstechnologien auf Gebäudeebene ab. Auch die Sanierung wird in DISTRICT-HP endogen optimiert. Dies erlaubt eine detaillierte Untersuchung der Fragestellung.

In DISTRICT wurde der Einsatz und Betrieb einer hybriden Wärmepumpe abgebildet. In diesem Kapitel wird die Methodik der Programmierung in einem ersten Schritt präsentiert. Als nächstes werden unterschiedliche Szenarien definiert die ein Zukunftssystem darstellen. Die Szenarien werden als erstes ohne hybride Wärmepumpen gerechnet. Im zweiten Schritt werden diese auch mit einem Wärmepumpenpotenzial gerechnet. Die Ergebnisse sollen zeigen wie der Zusammenhang zwischen Sanierungen und hybriden Wärmepumpen ist.

Der Analyseschwerpunkt liegt dabei auf den Ausbau der Technologien sowie der optimalen Sanierungsrate. Es wird auch der Betrieb der hybriden Wärmepumpe in den entsprechenden Szenarien genauer untersucht.

[1] Fraunhofer / Institut für Solare Energiesysteme, Heidenhofstrasse 2, 79110 Freiburg, Tel.: +49 761 4588-{5081|82436}, {noha.saad.hussein|luis.lang}@ise.fraunhofer.de

Ergebnisse

Es ist festzustellen, dass der Ausbau der hybriden Wärmepumpen einen großen Einfluss auf das Energiesystem in einem Quartier hat. Es werden in den Szenarien mit und ohne hybride Wärmepumpen eine unterschiedliche Anzahl an Gebäuden saniert. Zusätzlich werden diese auch auf unterschiedliche Sanierungsstandards durchgeführt. Der resultierende optimale Technologiemix ist daher ein anderer (siehe Abbildungen). Auch der Betrieb unterscheidet sich zwischen den beiden Szenarien, da die hybride Wärmepumpe eine flexible Technologie ist, die auf Preissignale reagiert und den Betrieb demensprechend optimieren kann.

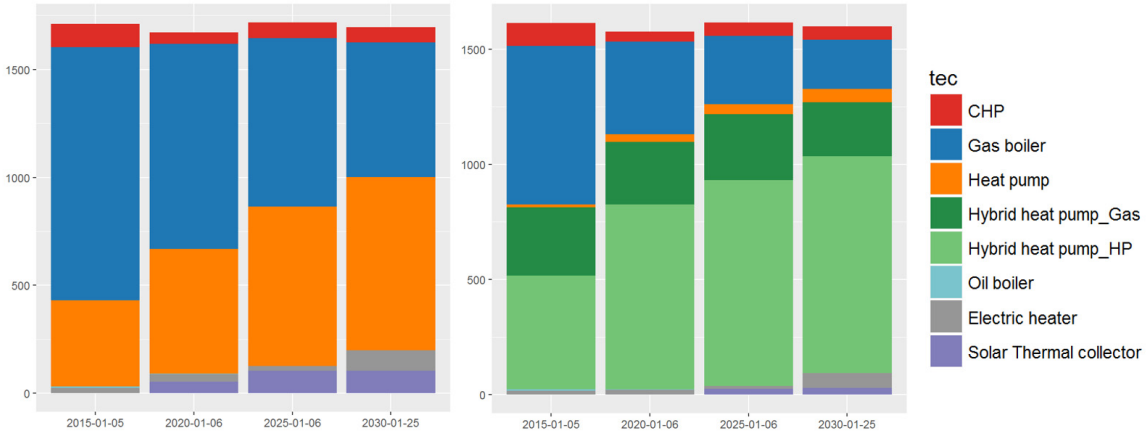


Abbildung 1: Erzeugte Energiemenge durch die installierten Kapazitäten
a) Szenario_noHHP (4 Sanierungen 4,12 und 44 auf KfW100 und 19 auf KfW85)
b) Szenario_HHP (5 Sanierungen 4,19 auf KfW85 und 43-45 auf KfW100)

Referenzen

[1] Adolf, J., Marczewski, A., Shabla, U., Bräuninger, M., Leschus, L., Otto, A., Schröer, S. and Fehrenbach, H. (2011), Shell Hauswärmestudie.

[2] Deutsche Bundesregierung (2007), Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung): EnEV.

[3] Jacob, D. (2012), “Gebäudebetriebsoptimierung. Verbesserungen von Optimierungsmethoden und Optimierung unter unsicheren Randbedingungen”, Disseration, Karlsruher Institut für Technologie, Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe, 2012.

[4] Kunz, C. and Maier, M. (2017), Metaanalyse: Zusammenspiel von Stromund Wärmesystem.

[5] Ochsner, K. (2009), Wärmepumpen in der Heizungstechnik: Praxishandbuch für Installateure und Planer, 2009th ed.

[6] Saad Hussein, N. (2017), “A method for evaluating building retrofit effects on a decentral energy system by a sector coupling operation and expansion model”, Energy Systems.

7.3.6 Modellbasierte Optimierung von Kälteversorgungssystemen

Jörg BENTZ[1], Christian SCHWEIGLER[1]

Einleitung

In Kälteversorgungssystemen werden mehrere Geräte im Verbund eingesetzt. Dadurch ergibt sich eine Vielzahl von Freiheitsgraden hinsichtlich der Betriebsweise der einzelnen Aggregate. Ein typischer Anwendungsfall findet sich z.B. beim Betrieb von Kältemaschinen in Verbindung mit Rückkühlwerken. Für die Betriebsoptimierung dieser Systeme können je nach Komplexität und Art der Zielstellung unterschiedliche Optimierungsprozeduren angewendet werden. Dabei ist die Betriebscharakteristik aller Aggregate in ausreichender Güte modellhaft abzubilden. Insgesamt besteht somit ein erheblicher Aufwand für den Aufbau und die Anwendung einer mathematischen Betriebsoptimierung komplexer Kälteversorgungssysteme. Im Rahmen dieser Untersuchung wird eine Methode aufgezeigt, die Anwendung von Optimierungsverfahren auch für kleinere Kälteversorgungssysteme verfügbar zu machen.

Methodik und Vorgehensweise

Es werden Simulationsmodelle mit unterschiedlicher Modellgenauigkeit für die verschiedenen Systemkomponenten von Kältesystemen entwickelt. Dabei können eine exakte physikalische Beschreibung oder unterschiedliche vereinfachte empirische Ansätze verwendet werden. Durch Anwendung der Komponentenmodelle in Verbindung mit geeigneten Optimierungsalgorithmen soll ermittelt werden, welche Modellgenauigkeit erforderlich ist, um eine verlässliche Aussage über die optimalen Betriebseinstellungen des Kältesystems mit möglichst geringem rechnerischem Aufwand treffen zu können.

Um die Untersuchung möglichst vergleichbar und allgemeingültig zu halten, ist die Auswahl eines geeigneten Referenzsystems erforderlich. Das Festlegen der Rahmenbedingungen wie die geforderte Kälteleistung, die Topologie der Anlage oder die eingesetzten Technologien und Komponenten sind dafür der erste Schritt. Um eine für die Praxis relevante Situation darzustellen, sind Faktoren wie das Verhältnis zwischen den Investitionskosten und den Betriebs- und Unterhaltskosten, die Häufigkeit der Anwendung in der Praxis sowie die Verwendung von aktuellen Technologien wie frequenzgeregelte Antriebe ausschlaggebend. Unter Einbezug dieser Faktoren fällt die Wahl auf ein Referenzsystem aus dem Klimabereich, welches mit 290 kW Kälteleistung genügend Optimierungspotential bietet und den Einsatz der gängigsten Verdichtertechnologien, einschließlich der Anwendung drehzahlgeregelter Antriebe zulässt. Den detaillierten Aufbau des gewählten Referenzsystems zeigt Abbildung 1.

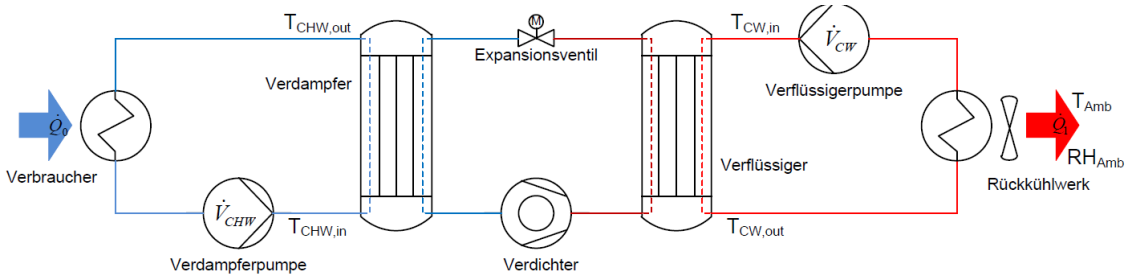


Abbildung 1: Schematischer Aufbau des Referenzsystems

Bei der Abbildung der Systemcharakteristik bzw. der Modellierung des Systems soll das angewandte Modellierungsverfahren so einfach wie möglich gehalten werden, da jede Erhöhung des Detaillierungsgrades des Modells mit einem höheren Aufwand bei der Erstellung und Parametrisierung mit sich bringt und eine höhere Rechenkapazität bei der Anwendung erfordert. Daher ist ein Hauptgegenstand der Untersuchung, die Klärung bis zu welchem Grad eine Erhöhung der Modellkomplexität sinnvoll ist.

[1] Hochschule München, Bereich Versorgungs- und Gebäudetechnik / Competence Center Energieeffiziente Gebäude und Quartiere, Lothstraße 34, 80335 München, Tel.: +49 89 1265-4384, joerg.bentz@hm.edu

Auf der Suche nach geeigneten Modellierungsverfahren für die Kompressionskältemaschine wurden zwei relevante grundsätzlich unterschiedliche Modellansätze untersucht. Einem detaillierten semi-empirischen physikalischen Modell steht ein stark vereinfachtes und generalisiertes Modell gegenüber. Im semi-empirischen physikalischen Modell werden die wichtigsten Komponenten, wie der Verdichter oder das Rückkühlwerk, auf der Basis von empirisch erhobenen Daten modelliert, dargestellt durch mehrdimensionale Polynomfunktionen. Diese werden in ein reduziertes Anlagenmodell eingearbeitet, das die grundlegenden physikalischen Zusammenhänge beinhaltet. Dadurch wird eine vergleichsweise hohe Genauigkeit des Modells mit begrenztem Modellierungsaufwand erzielt. Das stark vereinfachte Modell hingegen besteht nur aus grundlegenden Zusammenhängen, welche die Charakteristik der Systemkomponenten mit vereinfachten Gleichungen abbilden. Die Randbedingungen für den Betrieb des Kältesystems bestehen in der geforderten Kälteleistung, der aktuellen Außentemperatur und der Solltemperatur der Kältelieferung über den Kaltwasserkreis. Als Freiheitsgrade für die Optimierung des Anlagenbetriebs können die Kühlwassertemperatur und die Volumenströme der Wasserkreise über die Antriebe des Kühlturmventilators und der Umwälzpumpen beeinflusst werden. In Verbindung damit ergibt sich eine Variation des Leistungsbedarfs für den Verdichter des Kältekreislaufs. Für die Anwendung innerhalb eines quadratischen Optimierungs-Algorithmus muss die durch die verschiedenen Modelle dargestellt Betriebscharakteristik der Kältemaschine jeweils in mehrdimensionale Polynomfunktionen zweiten Grades überführt werden. Dies erfolgt mit Hilfe eines Regressionsverfahrens.

Vergleich der Modelle

Abbildung 2 zeigt einen Vergleich der Aussagen unterschiedlicher Modelle für die Kältemaschine bezüglich der Kälteleistungszahl (EER-Werte) bei einer Variation der Kühlwasseraustrittstemperatur. Als Referenz dienen die Betriebsdaten eines Auslegungsprogrammes, welche einen realen Anlagenbetrieb abbilden. Sowohl die Modelle als auch das aus dem Semi-Empirischen Modell erstellte Polynom 2. Grades stimmen sehr gut überein. Nur im Bereich sehr niedriger Kühlwassertemperaturen ergibt sich eine auf Sicherheitsfaktoren im Auslegungsprogramm zurückzuführende Abweichung. Abbildung 3 zeigt die relative Abweichung zum Auslegungsprogramm. Die größere Abweichung des Polynoms 2. Grades im Vergleich zu den beiden anderen Modellen lässt sich durch die Ungenauigkeit der Regression begründen. Jedoch wurde bei dieser Untersuchung eine maximale Abweichung von lediglich 7 % identifiziert. Dies führt zu der Schlussfolgerung, dass auch ein in seiner Komplexität enorm verringertes Modell zu ausreichend genauen Simulationsergebnissen führen kann.

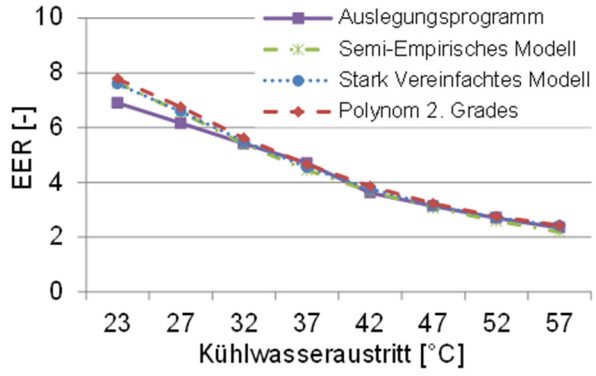


Abbildung 2: EER-Verlauf KM, 290kW/6°C

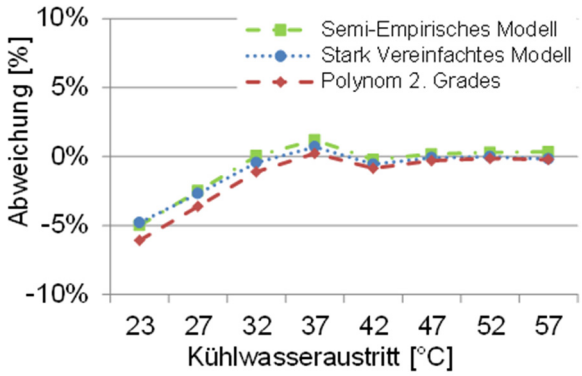


Abbildung 3: Abweichungen zu Auslegungsprogramm

Ausblick

Aufgrund einer hohen Variantenvielfalt der Kälteversorgungssysteme wird ein modularer Aufbau der Modelle entwickelt. Hier soll es möglich sein, ein individuelles Systemmodell mit wenig Aufwand zu erstellen und geeignete gemischt-ganzzahlige Optimierungsalgorithmen anzuwenden.

7.3.7 Effizienzsteigerung von gasbetriebenen Absorptionswärmepumpen durch kältemittelgekühlten Abgaswärmeübertrager

Philipp WAGNER[1], Rene RIEBERER[1]

Einleitung

Der Energieverbrauch von Haushalten innerhalb der EU stellt mit 27 % des Gesamtenergieverbrauchs der EU einen bedeutenden Anteil dar (European Commission, 2012). Im Jahr 2009 betrug der zur Beheizung von Wohnräumen aufgewendete Energieanteil 67 % des gesamten Energieverbrauchs im Haushalt (European Environment Agency, 2012). Daraus ergibt sich ein Energieanteil, welcher zur Beheizung von Wohnräumen aufgewendet wird, von etwa 18 % des Gesamtenergieverbrauchs der EU. Um die vorgegebenen Klimaziele der Europäischen Union – vor allem das 20-20-20 Ziel – zu erreichen, muss der Anteil erneuerbarer Energien, sowie die Energieeffizienz deutlich gesteigert werden. Da das Potential der Energieausnutzung bei modernen Brennwertkesseln (nahezu) ausgeschöpft ist, ist eine neue Technologie notwendig um eine wesentliche Reduktion der Treibhausgasemissionen zu erreichen.

Dabei können gasbetriebene Absorptionswärmepumpen (GAWPs) einen wesentlichen Beitrag zur Verringerung der Emissionen leisten. Durch die Verwendung von regenerativer Wärme aus der Umgebung können mit heutigem Stand der Technik bei Niedertemperaturheizungssystemen Leistungszahlen von bis zu 1,8 (Wechsler et al., 2016) erreicht werden. Im Vergleich zu Brennwertkesseln – bei welchen der theoretisch erreichbare Nutzungsgrad bei 1,09 (Wolff et al., 2004) liegt – stellt dies eine enorme Steigerung dar und führt entsprechend zu einer Verringerung des Energieeinsatzes sowie der CO_2-Emissionen um bis zu 40 %. Diese hohen Leistungszahlen können allerdings nur bei Niedertemperaturheizungssystemen erreicht werden, da das Abgas herkömmlich über den Heizungswasserrücklauf (Wärmesenke) gekühlt wird, und hierbei entsprechend viel Wärme aus dem Abgas rückgewonnen werden kann. Wenn die Temperatur im Heizungssystem allerdings über dem Taupunkt des Abgases liegt, kann nur mehr ein geringer Anteil aus dem Abgas rückgewonnen werden und entsprechend niedrigere Leistungszahlen werden erreicht. Um die Verringerung der aus dem Abgas rückgewinnbaren Wärme bei hoher Temperatur im Heizungssystem zu vermeiden, wurde der Einbau eines kältemittelgekühlten Abgaswärmeübertragers (FlueHX (ref)) anstelle eines senkengekühlten Abgaswärmeübertragers (FlueHX (water)) in einer GAWP simulativ untersucht. Abbildung 1 zeigt schematisch einen einfachen Absorptionswärmepumpenkreislauf mit senkengekühlten (links) und kältemittelgekühlten (rechts) Abgaswärmeübertrager. Durch die Verwendung eines kältemittelgekühlten Abgaswärmeübertragers kann unabhängig von der Temperatur des Heizungssystems immer eine Kondensation des Abgases erreicht werden.

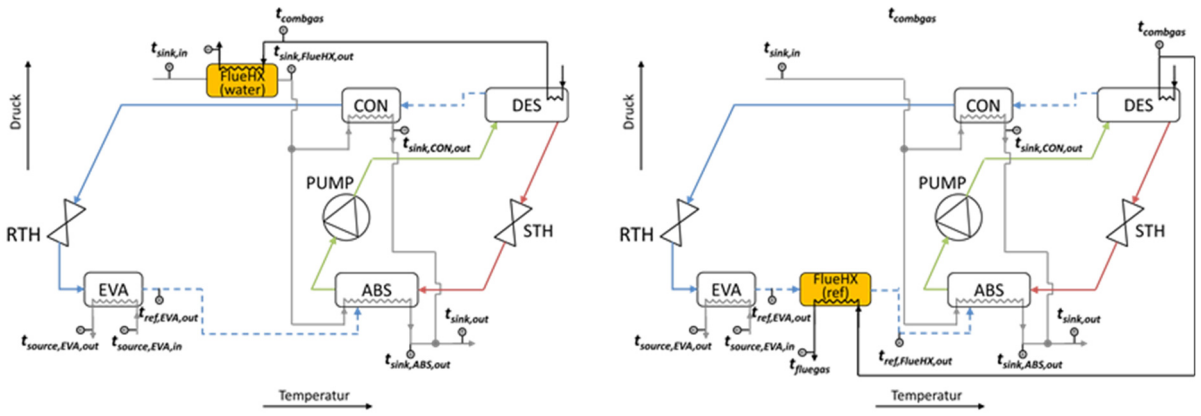


Abbildung 1: Einfacher Absorptionswärmepumpenkreislauf mit senkengekühlten (links) und kältemittelgekühlten (rechts) Abgaswärmeübertrager

[1] Technische Universität Graz, Institut für Wärmetechnik, Inffeldgasse 25/B, Tel.: +43 316 873-7303, Tel.: +43 316 873-7305, philipp.wagner@tugraz.at, www.iwt.tugraz.at

Modellierung

Um beide Abgaswärmeübertragervarianten miteinander vergleichen zu können, wurde ein Modell einer GAWP mit der Software Engineering Equation Solver (EES) basierend auf Energie-, Massen- und Stoffbilanzen aufgebaut. Zur Darstellung des Einflusses bei unterschiedlichen Wärmesenken- und Wärmequellentemperaturen wurde eine Parameterstudie durchgeführt.

Ergebnisse

Abbildung 2 zeigt beispielhaft einen Vergleich der Leistungszahl (Gas Utilization Efficiency - GUE_{max}) in Abhängigkeit der Wärmesenkeneintrittstemperatur ($t_{sink,in}$) einer GAWP bei unterschiedlichen Wärmequellentemperaturen. Erhöht man die Wärmesenkentemperatur bei konstant gehaltener Wärmequellentemperatur, so ergibt sich ein deutlicher Abfall des GUE_{max}, wobei dieser bei der Variante mit senkengekühlten stärker ausfällt, als mit kältemittelgekühlten Abgaswärmeübertrager. Der flachere Abfall bei Verwendung des kältemittelgekühlten Abgaswärmeübertragers ist darauf zurückzuführen, da die aus dem Abgas rückgewinnbare Wärme annähernd konstant bleibt, währenddessen bei Verwendung des senkengekühlten Abgaswärmeübertragers eine Verringerung um ca. 50 % auftritt. Bei niedriger Wärmequellentemperatur (t_{source}) und hoher Wärmesenkentemperatur (t_{sink}) konnte in der Simulation eine Steigerung des GUE_{max} um bis zu 11 % erreicht werden.

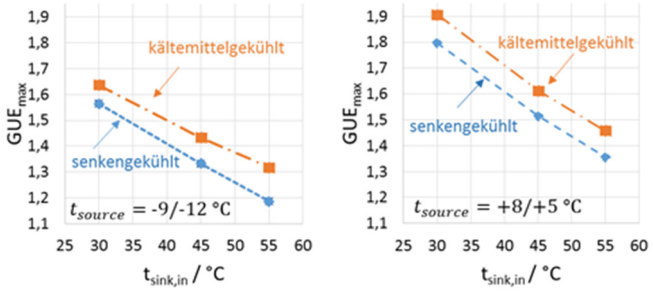


Abbildung 2: GUE_{max} in Abhängigkeit der Wärmesenkeneintrittstemperatur ($t_{sink,in}$) bei verschiedenen Wärmequellentemperaturen (t_{source}); Links: t_{source}= -9/-12 °C; Rechts: t_{source}= +8/+5 °C (Wagner & Rieberer, 2017)

Messungen

Bei Einsatz eines kältemittelgekühlten Abgaswärmeübertragers tritt das Kältemittel mit einer wesentlich höheren Temperatur in den Absorber ein. Die Auswirkungen auf die Absorption und den Prozess wurden messtechnisch untersucht. Erste Messungen haben gezeigt, dass sich das Absorptionsverhalten verschlechtert und die Regelung der Anlage angepasst werden muss.

Danksagung

Diese Arbeit entstand im Rahmen des Projekts „FluePump – Effizienzsteigerung durch kältemittelgekühlten Rauchgaskondensator für gasbefeuerte Absorptionswärmepumpen“ (FFG Projekt Nr. 853579). Ein besonderer Dank gilt dem Projektpartner E-SORP GmbH durch deren Unterstützung diese Arbeit ermöglicht wurde.

Literatur

[1] European Commission, 2012. Energy Markets in the European Union in 2011. Publications Office of the European Union, Luxemburg, 11 p.

[2] European Environment Agency, 2012. Energy efficiency and energy consumption in the household sector. Environment Agency of the European Union, Denmark, 10 p.

[3] Wagner, P., Rieberer, R., 2017. Untersuchung einer neuartigen Abgaswärmeübertragereinbindung für gasbefeuerte Absorptionswärmepumpen, Proc.Deutsche Kälte-Klima-Tagung 2017, Bremen, Germany.

[4] Wechsler, R., Rieberer, R., Emhofer, J., Zottl, A., Köfinger, C., 2016. Experimentelle Untersuchung einer Gasabsorptionswärmepumpe unter Labor- und Feldtestbedingungen sowie Vergleich mit Simulationsergebnissen, Proc. Deutsche Kälte-Klima-Tagung 2016, Kassel, Germany.

[5] Wolff, D., Teuber, P., Budde, J., Jagnow, K., 2004. Felduntersuchungen: Betriebsverhalten von Heizungsanlagen mit Gasbrennwertkesseln. Fachhochschule Braunschweig Wolfenbüttel, Wolfenbüttel, 14 p.

7.4 BRENNSTOFFZELLEN (SESSION F4)

7.4.1 Solid Oxide Electrolyzes System Development

Richard SCHAUPERL[1], David REICHHOLF[1], Jürgen RECHBERGER[1]

Summary

Various advantageous system concepts for SOEC, Co-SOEC and rSOEC systems including all components which are necessary to operate the high temperature electrolysis stack, were identified. Validated system concepts on the test rig will be presented, reaching electrical to chemical energy conversion efficiencies up to 80 %.

Abstract

Power-to-Gas-to-Power technologies offer strong potentials for energy markets with highly stochastic energy production from renewable sources, such as wind and PV. Electrical energy can be stored in chemical energy by producing molecular hydrogen or syngas. This happens via electrolysis of steam or co-electrolysis of steam and carbon dioxide. These energy carriers can either be used as a buffer for fluctuating energy production or used as transport fuels. The synthetic fuels are potentially carbon neutral, when the electricity comes from renewable energy production.

Increasing efficiencies and cost effectiveness are key issues in state of the art solid oxide electrolyzes systems and still a major challenge. A very cost-effective solution is using instead of two separate units that operate alternately for gas or power production, a reversible SOE system (rSOE). The rSOEC system can switch between these two operation modes, which results in a more compact system that can be operated almost full time. Additionally, the system can be highly efficient operated with a whole range of different fuels, which increases the technologies flexibility and usability.

This multiuse and multifuel character of SOE systems leads to very particular challenges in the development. A feasible concept has to combine all necessary BoP components and control mechanisms allowing all modes of operation, while keeping efficiencies and cost effectiveness. One particular challenge for the system design is heat management. A method was developed that promises best possible use of heat recirculation in all modes, while being minimal in design and regulation requirements. For the first-time dynamic simulations for all operating conditions e.g. start-up, shut-down, stand-by and mode-switching processes, including all relevant mass and energy flows are currently developed. This strongly supports the system development by making them more effective, since iterative development circles and thus development time and hardware costs were reduced.

The project “Hydrocell” (2013-2016) demonstrated the usability of these simulation methods. A Proof-of-Concept SOEC system has been developed and tested with electricity to H_2 (LHV) conversion efficiencies above 80 $\%_{el}$.

Within the project “AuRora” (2016-2018), various system designs for a fully autonomous rSOE system were identified. The concepts are switchable between H_2O electrolysis, H_2O+CO_2 co-electrolysis with system integrated catalytic methanation and multifuel SOFC operation. System concepts are developed with conversion efficiencies above 80 $\%_{el}$ for H_2 production and CH_4 production. Based on the simulation results, including CFD, a 1 kW_{el} Proof-of-Concept will be realized on the testrig in 2018.

Within the presentation, the theoretical background, different SOE and rSOE systems designs, optimized operation conditions, as well as system measurements performed in the project “Hydrocell” and “AuRora” will be explained. This includes steam-electrolysis, H_2O + CO_2 co-electrolysis with system integrated catalytic methanation, SOFC operation with H_2, as well as multifuel operation with system integrated fuel reformation. The actual flagship project “HydroMetha” (2018-2021) will be presented, where a novel, fully integrated system of CO_2+H_2O high-temperature co-electrolysis (Co-SOEC) and catalytic methanation will be developed.

[1] AVL List GmbH, Hans List Platz 1, Tel.: +43 316 787-2168, Fax: +43 316 787-3799, richard.schauperl@avl.com, www.avl.com

7.4.2 Autarkes reversibles Festoxid-Brennstoff-/ Elektrolysezellen-System (SOFC/SOEC) als zukunftsträchtige Power-to-Gas-Technologie

Michael PREININGER[1], Bernhard STÖCKL[1], Richard SCHAUPERL[2], Christoph HOCHENAUER[1]

Hintergrund

Umweltaspekte erhöhen stetig die Nachfrage nach erneuerbaren Energien und den Einsatz von alternativen Technologien. Hauptfaktoren dafür sind dabei die begrenzte Verfügbarkeit von fossilen Brennstoffen sowie die Erzeugung von Treibhausgasen durch Verbrennung dieser. Ein bestimmter Anteil des zunehmend steigenden Energiebedarfs könnte durch die Verwendung von umweltfreundlicheren Energiequellen gedeckt werden. Zudem ist es durch entsprechende Energiespeichertechnologien möglich unabhängig von äußerlichen Einflüssen Energie zu speichern und wieder bereitzustellen. Die Energieträger und Systeme unterliegen bei der Umwandlung von Primär- zur Endenergie verschiedenen Verlusten. Eine äußerst zukunftsträchtige Lösung einer hocheffizienten und umweltfreundlichen Energieerzeugung und -speicherung sind Power-to-Gas-Technologien (P2G), bei denen (überschüssige) elektrische Energie in Form von Gas gespeichert wird. Ist es möglich die Technologie auch im reversiblen Modus zu betreiben kann somit ein autarkes Energieversorgungs-System realisiert werden.

Die Brennstoffzelle gewinnt als hocheffiziente Technologie zur Umwandlung von Brennstoffenergie in elektrische Energie zunehmend an Bedeutung und trägt zur Reduzierung von klimaschädlichen Emissionen bei. Unter den Brennstoffzellen hat die oxidkeramische Hochtemperatur-Brennstoffzelle (engl. Solid Oxide Cell; SOC) den höchsten Wirkungsgrad und zeichnet sich durch eine herausragende Brennstoffflexibilität und durch die Verwendung von kostengünstigen Katalysatoren aus. SOCs sind elektrochemische Zellen, die sowohl im Brennstoffzellenmodus (SOFC) elektrische Energie erzeugen als auch im umgekehrten Betrieb als Elektrolyseur (SOEC) Wasserstoff oder Synthesegas produzieren können. Somit eignet sie sich zur stationären Wasserstofferzeugung- und -speicherung im kleineren Maßstab. Als P2G-Lösung können SOCs in der Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugen. Die sogenannte Co-Elektrolyse von Wasser und Kohlendioxid ermöglicht ohne Verbrauch von nicht-erneuerbaren Energien oder Treibhausgas-Emissionen die Herstellung von Synthesegas (H_2+CO). Das so erzeugte Synthesegas kann dann in einem nachfolgenden Schritt mit dem Fischer-Tropsch Verfahren weiter zu verschiedensten Kohlenwasserstoffen synthetisiert werden. Im Brennstoffzellenbetrieb kann die SOC dann diese Gasgemische sowie mit Kohlenwasserstoffen wie Methan oder Reformationsprodukten aus Kerosin, Diesel oder Ethanol betrieben werden.

Methodik

Das Vorhaben beinhaltet die Demonstration der Funktionalität eines autarken Systems bestehend aus einer mittels SOC reversibel betriebenen APU (Auxiliary Power Unit) und einem Wasserstoffversorgungs- und -speicher-System. Dazu wird ein Proof-of-Concept System aufgebaut, das reversibel im Brennstoffzellen- als auch Elektrolysemodus gefahren wird. Abbildung 1 zeigt schematisch das autarke reversible SOFC/SOEC Konzept. Der Hauptforschungsschwerpunkt liegt dabei im reversiblen Betrieb der SOFC/SOEC-Festoxidbrennstoffzelle.

Um ausreichend hohe Spannungen zu erreichen werden mehrere Einzelzellen zu Stapeln oder sogenannten Stacks zusammengefasst. Der verwendete SOC-Stack besteht aus hier 10 Einzelzellen, die durch sogenannte Interkonnektoren getrennt sind. Jede SOC-Zelle besteht dabei aus zwei Elektroden, der Anode und Kathode, getrennt durch einen oxidkeramischen Elektrolyt, der bei entsprechend hohen Temperaturen Ionen-leitend wird.

[1] Technische Universität Graz, Institut für Wärmetechnik, Inffeldgasse 25b, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-4209, Fax: +43 316 873-7305, michael.preininger@tugraz.at, www.tugraz.at/institute/iwt

[2] AVL List GmbH, Hans-List-Platz 1, 8020 Graz, Tel.: +43 316 787-2168, Fax: +43 316 787-3799, richard.schauperl@avl.com, www.avl.com

Zwei Arten von Festoxidbrennstoffzellen haben sich in der Vergangenheit durchgesetzt: die anodengestützte (elektrodengestützte) Zelle (engl. anode supported cell; ASC) und die elektrolytgestützte Zelle (engl. anode supported cell; ESC). Aufgrund großer ohmscher Überspannungen in ESCs können ASCs eine bessere Gesamtleistung der Zelle aufweisen. Andererseits sind ESCs robuster und weisen höhere Stabilität bei stark variierendem Betrieb wie zum Beispiel Reduktions-Oxidations- oder thermischen Zyklen auf. [1] Um den bestmöglichen Wirkungsgrad des Gesamtsystems zu erreichen werden Stacks von unterschiedlichen Herstellern sowie Technologien bei unterschiedlichen Randbedingungen einem Benchmark unterzogen, indem sie unter gleichen Betriebsbedingungen betrieben werden. Des Weiteren werden zur detaillierten Charakterisierung Methoden, wie die Messung von Polarisationskurven, elektrochemische Impendanzspektroskopie, Temperatur-, Druck- und Feuchtemessungen, sowie Gasanalysen angewandt.

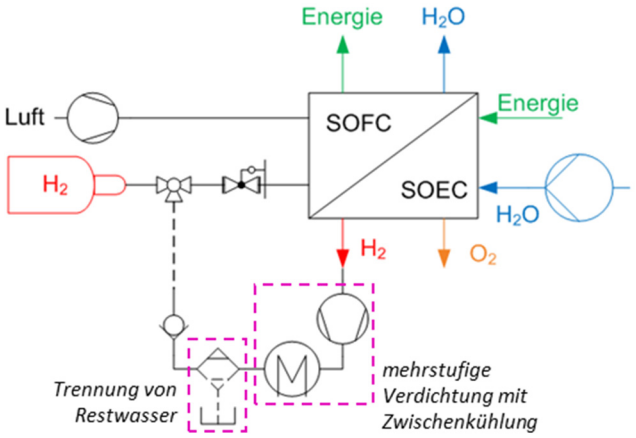


Abbildung 1: Schema des autarken reversiblen SOFC/SOEC-Konzepts

Ergebnisse und Ausblick

Der vorliegende Beitrag zeigt die Möglichkeit einer hocheffizienten Herstellung von Wasserstoff und Synthesegas durch Elektrolyse sowie auf. [2] Dazu werden die Stacks als Teil des Gesamtsystems im Labor ausgiebig nach einem Versuchsplan systematisch getestet um einen optimalen Betrieb der wechselnden Anwendung von SOFC/SOEC zu ermitteln und die Langzeitstabilität, Lebensdauer und Zuverlässigkeit zu eruieren.

Momentan verwendeten Akkus weisen aktuell eine sehr geringe elektrische Speicherdichte sowie unverhältnismäßig lange Ladezeiten auf. Durch die Speicherung der in diesem Vorhaben produzierten Gase in den P2G-Verfahren werden sehr hohe Energiespeicherdichten und erreicht. Teil dieser Arbeit ist die Auslegung und Spezifikation der für die Speicherung erforderlichen Komponenten. Als abschließendes Ziel ist eine Elektrolyse unter Druck als Schlüsselversuch angestrebt, da diese aus thermodynamischer Sicht sinnvoll erscheint.

Danksagung

Die Autoren danken für die finanzielle Unterstützung der Österreichischen Forschungsförderungs-gesellschaft FFG, die im Bereich der SOC zahlreiche Forschungsprojekte auf nationaler sowie internationaler Ebene fördert.

Literatur

[1] Stoeckl, B., Subotić, V., Reichholf, D., Schroettner, H., Hochenauer, C.: Extensive analysis of large planar SOFC: Operation with humidified methane and carbon monoxide to examine carbon deposition based degradation. – in: Electrochimica Acta (2017).

[2] Preininger, M., Wurm, J., Subotić, V., Schauperl, R., Hochenauer, C.: Performance characterization of a solid oxide cell stack with chromium-based interconnects (CFY). – in: International Journal of Hydrogen Energy (2017).

7.4.3 Hochtemperaturbrennstoff- und -elektrolysezellen für die Flexibilisierung des zukünftigen Energiebedarfs

Vanja SUBOTIĆ[1], Bernhard STÖCKL[1], Michael PREININGER[1], Christoph HOCHENAUER[1]

Motivation

Die kontinuierliche Ausbeutung der fossilen Energiequellen verursacht den sogenannten anthropogenen Treibhauseffekt und sie trägt ebenso zum Klimawandel bei. Nach den Daten der VGB Powertech [1] betrugen die gesamten CO_2-Emissionen für das Jahr 2010 im EU-Raum 3.659 Mrd. t, bzw. 7,29 t pro Einwohner. Im Vergleich der Gesamtemission mit dem Jahr 2005 bedeutet das eine Reduktion von 8 %. Demgegenüber stiegen die energiebezogenen CO_2-Emissionen beispielsweise in Indien um 28 %, in China um 19 % und weltweit insgesamt um sogar 11 %. Die Energieversorgung, mit dem Ziel, den Primärenergieverbrauch sowie die Umweltbelastung zu reduzieren, erfordert jedoch neue und innovative Wege zur umweltfreundlichen und hocheffizienten Energieerzeugung. Der Einsatz von Brennstoffzellen und Elektrolysezellen leistet einen rasanten Schritt auf dem Weg zur signifikanten Emissionsreduktion oder sogar emissionsfreien Energieerzeugung und Brennstofferzeugung. [2]

Funktionsprinzip

Eine Brennstoffzelle wandelt die chemische Energie des kontinuierlich zugeführten Brennstoffs und des Oxidators direkt in elektrische und thermische Energie um, ohne zusätzliche Umwandlungsverluste (siehe Abbildung 1). Man unterscheidet zwischen Niedrigtemperatur- und Hochtemperaturbrennstoffzellen. Polymerelektrolytbrennstoffzellen (PEM) als Niedrigtemperaturbrennstoffzellen sind heutzutage der am weitesten entwickelte Brennstoffzellentyp. Sie müssen jedoch mit reinem Wasserstoff und Sauerstoff betrieben werden und erfordern vor allem edle Metalle als Katalysatoren. Sehr geringe Mengen von Schwefel und Schwefelverbindungen wirken als starke Katalysatorgifte. Die Toleranz gegen Kohlenmonoxid stellt ebenso ein großes Problem dar. Dahingegen wandeln die Festoxidbrennstoffzellen oder Solid Oxide Fuel Cells (SOFC) gasförmige Brennstoffe wie Wasserstoff, Kohlenmonoxid oder Methan mit hohem Wirkungsgrad in elektrische Energie um. Da die hohen Temperaturen die Reaktionskinetik begünstigen und eine interne Reformierung des Brennstoffs ermöglichen, können in der SOFC sowohl konventionelle als auch biogene, gasförmige Brennstoffe eingesetzt werden, wodurch sie eine große Flexibilität im Bereich des zu verwendenden Brennstoffs bieten. [3-6].

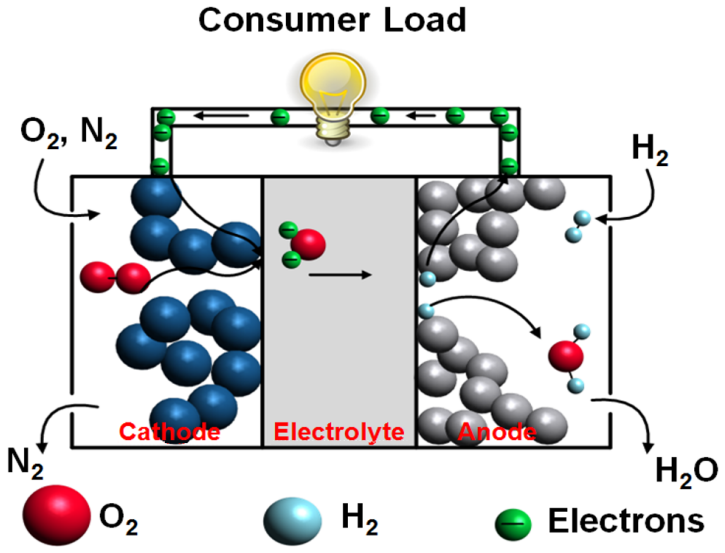


Abbildung 1: Prinzip einer Festoxidbrennstoffzelle

[1] Technische Universität Graz, Institut für Wärmetechnik, Inffeldgasse 25b, Tel.: +49 316 873-7319, Fax: +49 316 873-7305, vanja.subotic@tugraz.at, www.iwt.tugraz.at

Die reversible Reaktion einer Brennstoffzelle unter Zuführung von elektrischer Energie wird als Power-to-Gas bezeichnet. Im reversiblen Betrieb wird während der H_2-Elektrolyse aus Wasser Wasserstoff erzeugt, bzw. durch die Co-Elektrolyse werden aus Kohlendioxid und Wasser Wasserstoff und Kohlenmonoxid generiert.

In der Fahrzeugindustrie repräsentieren reversible Festoxidzellensysteme eine vielversprechende Technologie für die Anwendung als Hilfsantriebssystem. Ein SOFC basiertes Hilfsantriebssystem verbessert die Effizienz der Stromerzeugung während der Fahrt und stellt eine Reserve im Notfall dar. Dabei ermöglicht diese Brennstoffzellentechnologie ebenfalls eine On-Board-Stromerzeugung in Fahrzeugen, insbesondere zur Bereitstellung elektrischer Energie bei Stillstand des Fahrzeugs. Beispiele für Einsatzmöglichkeiten bieten Wohnwagen oder LKW. Eine typische APU Einheit beträgt 500 W_{el} bis zu mehreren 10 kW_{el} für Straßenfahrzeuge und sogar mehrere hundert kW_{el} für Flugzeuge und Schiffe. Ein erster SOFC-angetriebener PKW wurde zur Eröffnung der Olympischen Spiele 2016 in Brasilien von NISSAN Motors (siehe Abbildung 2) vorgestellt.



Abbildung 2: Erster SOFC-PKW Prototyp

Ausblick und Schlussfolgerungen

Im Rahmen des vorliegenden Beitrags wird ein Überblick über den Stand der Technik der Festoxidzellentechnologie gegeben. Weiter werden die aktuellsten Probleme sowie die Fortschritte dieser zukunftsorientierten umweltfreundlichen Technologie näher dargestellt.

Danksagung

Die Autoren möchten der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft FFG danken, die die Forschung im Bereich SOFC großzügig in zahlreichen nationalen und internationalen Projekten fördert.

Literatur

[1] VGB Powertech – Stromerzeugung 2013|2014; Bericht

[2] R.O'Hayre, S.-W. Cha, W. Colella, F.B. Printz (2009), Fuel Cell Fundamentals, John Wiley & Sons, Inc.

[3] K. Kendall and M. Kendall, High Temperature Solid Oxide Fuel Cells for the 21st Century – Fundamentals, Design and Application, 2015, Academic Press

[4] D. Stolten, B. Emonts, Fuel Cell Science and Engineering - Materials, Processes, Systems and Technology - Volume 1, WILEY-VCH Verlag GmbH&Co. KGaA, Weinheim, 2012.

[5] V. Subotić, C. Schluckner, C. Hochenauer: An experimental and numerical study of performance of large planar ESC-SOFCs and experimental investigation of carbon depositions.: Journal of the Energy Institute (2015)

[6] V. Subotić, C. Schluckner, H. Schroettner, C. Hochenauer: Analysis of possibilities for carbon removal from porous anode of solid oxide fuel cells after different failure modes. : Journal of Power Sources 302 (2016), S. 378 – 386

7.4.4 Innovative Antriebe mit Brennstoffzelle – Potenzial und Beispiele

Alexander TRATTNER[1], Frank MAIR[1], Patrick PERTL[1], Manfred KLELL[1,2]

Problemstellung und Motivation

Um die in Paris 2015 beschlossenen Klimaziele zu erreichen, ist die Dekarbonisierung unseres Energiesystems erforderlich. Grüner Strom und grüner Wasserstoff aus Power-to-Gas-Anlagen sind die einzigen kohlenstofffreien Energieträger für diese Energiewende. Sie erlauben nicht nur einen emissionsfreien Energiekreislauf, sondern durch Nutzung von elektrochemischen Maschinen anstelle von Wärmekraftmaschinen auch einen deutlich höheren Wirkungsgrad und damit geringeren Energiebedarf. Wasserstoff ist der Schlüssel für den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion aus Wind, Wasser und Sonne, da langfristige und effiziente Energiespeicherung kostengünstig ermöglicht wird. Zudem ermöglicht Wasserstoff eine Verschränkung der verschiedenen Energie- und Nutzungssektoren (Haushalt, Industrie und Mobilität) und bietet damit gleichzeitig die nötige Flexibilität und Netzstabilisierung für Energiesysteme mit hohen erneuerbaren Anteilen. Durch die essentielle Bedeutung des Wasserstoffs für das erneuerbare Energiesystem wird dieser kostengünstig und in großen Mengen für die Mobilität verfügbar sein.

Speziell im Verkehrssektor ist die derzeit zu über 90 % fossil basierte Mobilität vollständig auf Elektromobilität, Brennstoffzelle und Batterie, umzustellen. Für kurze Strecken bei niedrigen Lasten bietet sich dabei die Batterie-Elektromobilität mit Battery Electric Vehicles (BEVs) an. Diese bieten höchste Wirkungsgrade, erfordern aber lange Ladezeiten. Die Aufladung der Batterien erfolgt derzeit mit maximal 120 kW, bei zunehmender Fahrzeugzahl stellen die bereitzustellende Energie und Leistung noch nicht gelöste Anforderungen an die Stromnetze. Die Aufladezyklen begrenzen die Lebensdauer der Batterien, Aufladungsverhalten und Reichweite der Batterien verschlechtern sich bei tiefen Temperaturen. Innovative Antriebe mit Brennstoffzelle kompensieren diese konzeptbedingten Nachteile der rein batterieelektrischen Antriebe und sind vor allem bei geforderten hohen Reichweiten und Zuladungen das bevorzugte Konzept. Nichtsdestotrotz benötigt jedes Brennstoffzellen-Fahrzeug (FCEV - fuel cell electric vehicle) auch eine Batterie für die Rekuperation der Bremsenergie und ist somit ein Elektro-Hybrid-Fahrzeug, so dass Batterie und Brennstoffzelle synergetisch zusammenarbeiten und keinen Widerspruch darstellen.

Inhalt

Der erste Teil dieser Veröffentlichung zeigt einen Überblick über den derzeitigen Technologiestatus von wasserstoffbetrieben Brennstoffzellenfahrzeugen. Die entsprechenden Fahrzeugkonzepte reichen von fast reinem Brennstoffzellenbetrieb mit sehr kleiner Batterie bis zu Range Extender Konzepten, in denen eine kleine Brennstoffzelle vor allem zur Ladung der Batterie und damit Erhöhung der Reichweite eingesetzt wird. In der Mobilität werden aufgrund ihres guten dynamischen Verhaltens und der geringen Kosten in Serienproduktion überwiegend PEM (Polymerelektrolytmembran) Brennstoffzellen verwendet, die hochreinen Wasserstoff benötigen. Beispielhaft werden Projekte mit Anwendungen von PEM Brennstoffzellen in PKW, LKW und Bus vorgestellt. Auch Sonderanwendungen, wie zum Beispiel Züge und Pistengeräte werden betrachtet.

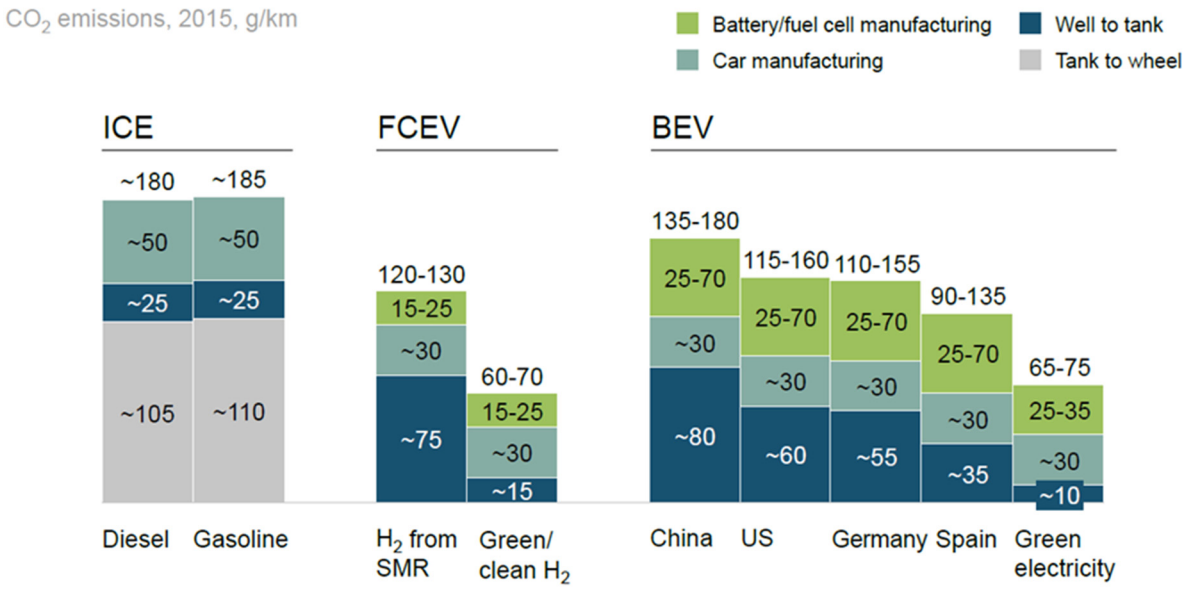
Der zweite Teil beinhaltet detaillierte Lebenszyklus- und Kostenanalysen von Brennstoffzellenantrieben im Vergleich zu verbrennungskraftmotorischen und rein batterieelektrischen Antrieben. Die Lebenszyklusanalyse berücksichtigt dabei die Umweltwirkung (CO_2-Emissionen) von Produktion, Nutzung und Entsorgung. Des Weiteren wird der Einfluss von Heizung bzw. Kühlung der Fahrgastzelle untersucht. Die Ergebnisse basieren auf Längsdynamiksimulationen verschiedener Fahrzyklen und Anwendungen.

[1] HyCentA Research GmbH, Inffeldgasse 15, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-9501, office@hycenta.at, www.hycenta.at

[2] Technische Universität Graz, Institut für Verbrennungskraftmaschinen und Thermodynamik, Inffeldgasse 19, 8010 Graz, klell@ivt.tugraz.at

Ergebnisse

Der PEM Brennstoffzellentechnologie in Kombination mit grünem Wasserstoff kommt eine essentielle Bedeutung zur Emissionsreduktion zu, da diese die geringsten CO_2-Emissionen aller Fahrzeugkonzepte über den gesamten Lebenszyklus (Produktion, Betrieb, Recycling) aufweist, siehe Abbildung 1. Selbst bei der Verwendung von Wasserstoff aus Dampfreformierung (SMR - steam methane reforming) sind die Emissionen eines PEM FCEV um 20 bis 30 % geringer als bei einem vergleichbaren Fahrzeug mit Verbrennungsmotor (ICE - internal combustion engine). Zusätzlich weisen Elektrofahrzeuge mit PEM Brennstoffzellen in Großserie geringere Kosten als reine batterieelektrische Fahrzeuge bei gleichen Stückzahlen auf.



Assumption: compact car (C-segment) as reference vehicle (4.1 l/100 km diesel; 4.8 l/100 km gasoline; 35.6 kWh battery), 120,000 km lifetime average grid emissions in China, Germany, Spain in 2015; EV manufacturing (excl. fuel cell and battery) 40% less energy-intensive than ICE manufacturing; 10 kg CO_2/kg H_2 from SMR; 0.76 kg H_2/100 km; 13 kWh/100 km

Abbildung 1: CO_2-Emissionen über den gesamten Lebenszyklus eines C-Segment PKWs (Quelle: Hydrogen Council: „Hydrogen scaling up - A sustainable pathway for the global energy transition“, Nov. 2017)

Ein weiterer Vorteil von FCEVs zeigt sich bei der Beheizung des Fahrzeuginnenraums. Dazu kann bei Brennstoffzellenantrieben die Abwärme, bei einem Temperaturniveau von ca. 90 °C, genutzt werden. Bei batterieelektrischen Fahrzeugen hingegen, muss dazu eine elektrische Heizung vorgesehen werden. Dies führt speziell bei tiefen Umgebungstemperaturen zu einem deutlich höheren Energieverbrauch und somit zu einer geringeren Reichweite des Fahrzeugs.

Durch die Trennung von Energiespeicher, meist der Wasserstofftank, und Energiewandler, die Brennstoffzelle, sind gegenüber Batterien deutlich höhere Leistungsdichten und damit Reichweiten bei kurzer Betankungsdauer realisierbar. An der Tankstelle wird Wasserstoff gelagert und wie bei konventionellen fossilen Kraftstoffen sind hohe Betankungsleistungen durch das Überströmen aus dem Tankstellenspeicher in den Fahrzeugtank möglich. Die Elektromobilität mit Brennstoffzelle bietet daher vor allem bei schwereren Fahrzeugen, höheren Belastungen, tiefen Temperaturen und Spezialanwendungen deutliche Vorteile gegenüber der Batterie-Elektromobilität. Entsprechende Serienprojekte befinden sich in Umsetzung, der Einsatz von Brennstoffzellen in Flugzeugen und Schiffen befindet sich im Versuchsstadium.

7.4.5 Auslegung und Bewertung von Wasserstoffrückverstromungspfaden in nationalen Energiesystemen mittels räumlich-zeitlich aufgelöster Energiesystemoptimierung

Lara WELDER[1], Peter STENZEL[1], Natalie EBERSBACH[1], Peter MARKEWITZ[1], Martin ROBINIUS[1], Bernd EMONTS[1], Detlef STOLTEN[1]

Einleitung

Im Rahmen von nationalen Klimaschutzplänen wurde u.a. von Deutschland das Ziel formuliert, eine weitestgehend CO_2-neutrale Strombereitstellung im Jahr 2050 zu erreichen. Dies erfordert einen signifikanten Ausbau an erneuerbaren Energien, insbesondere Windenergie und Photovoltaik, sowie deren Integration in das jeweilige Energiesystem. Mit diesem Ausbau geht ein räumlich verteiltes, fluktuierendes Stromdargebot einher, welches in vielen Fällen nicht mit den lokalen Stromnachfragen korreliert. Stromüberschüsse (negative Residuallasten) und Stromdefizite (positive Residuallasten) entstehen durch Netzengpässe oder eine allgemeine Über- oder Unterproduktion an Strom aus erneuerbaren Energien.

Resultieren die Stromdefizite alleinig aus Netzengpässen, können diese durch einen Netzausbau reduziert werden. Andernfalls kann der Ausgleich der Stromdefizite mittels konventioneller Kraftwerke oder großskaligen Energiespeichersystemen realisiert werden. In diesem Kontext bietet sich die Produktion von Wasserstoff aus negativen Residuallasten mit einer großskaligen, kosteneffizienten Speicherung in Salzkavernen und einer zeitversetzten, bedarfsorientierten Rückverstromung zur Deckung von positiven Residuallasten an. Diese Option zur CO_2-neutralen Deckung der Stromdefizite wurde bislang in der wissenschaftlichen Literatur vorrangig bilanziell untersucht. Eine Bewertung mittels räumlich-zeitlich aufgelöster Energiesystemoptimierung steht bisher noch aus.

Methodik

Mit Hilfe eines räumlich und zeitlich aufgelösten Optimierungsmodells werden für das Jahr 2050 Wasserstoffrückverstromungspfade - ausgelegt und bewertet. Zielfunktion ist die Minimierung der Gesamtsystemkosten. Minimiert werden die Annuitäten des Energieversorgungssystems bestehend aus Rückverstromungspfad und HGÜ-Kabel Dabei werden 39 Regionen und eine stündliche Auflösung der jährlichen Residuallasten berücksichtigt. Die Optimierung ist als gemischt ganzzahliges lineares Optimierungsprogramm formuliert. Die gewählten Nebenbedingungen stellen zu jeder Stunde im Szenario-Jahr eine ausgeglichene Energiebilanz sicher, indem Überschussstrom aus Erneuerbaren Energien zu 60 Euro/MWh in den benötigten Mengen einkauft wird, sowie Technologien zur Energieumwandlung, -speicherung und -transport in den betrachteten Regionen ausgewählt, dimensioniert und betrieben werden.

Als Ausganspunkt wird hierfür ein Energieszenario für Deutschland zugrunde gelegt, welches positive und negative Residuallasten auf Landkreisebene in stündlicher Auflösung für das Szenario-Jahr zur Verfügung stellt. Die Stromerzeugung basiert dabei vorrangig auf Erneuerbaren Energien. Lediglich die positiven Residuallasten können durch einen konventionellen Kraftwerkspark ausgeglichen werden. Die höchsten positiven Residualenergien treten in dem Szenario im Bundesland Nordrhein-Westfalen auf und betragen ca. 84 TWh im Szenario-Jahr. Dies entspricht ca. 57 % der insgesamt in Deutschland auftretenden positiven Residualenergien. Mittels eines Wasserstoffrückverstromungspfades sowie eines Ausbaus des Stromnetzes, soll dieses Stromdefizit durch negative Residualenergien aus Bundesländern in Norddeutschland ausgeglichen werden. Hierdurch kann auf einen Einsatz konventioneller Kraftwerke verzichtet werden.

[1] Forschungszentrum Jülich GmbH, Institut für Energie- und Klimaforschung, Wilhelm-Johnen-Straße, 52428 Jülich, Tel.: +49 2461 61-9776, Fax: +49 2461 61-3385, {l.welder|d.stolten}@fz-juelich.de, www.fz-juelich.de/iek/iek-3

Die Betrachtung legt einen regionalen Fokus auf die Versorgung des Bundeslandes Nordrhein-Westfalen. Die vorgestellte Methodik ist auch für überregionale Betrachtungen, z.B. auf Bundesebene, anwendbar.

Die Landkreise im Norden von Deutschland bieten eine Standortoption zur Wasserstoffproduktion aus negativen Residuallasten mittels Elektrolyse. Der produzierte Wasserstoff kann von dort mittels Pipeline zu einem Salzkavernenspeicherstandort geleitet werden. Von dort besteht die Option den Wasserstoff mittels Pipeline in die Lastzentren von Nordrhein-Westfalen zu leiten, wo er zur Deckung der positiven Residuallasten genutzt werden kann. Als Rückverstromungsoptionen werden sowohl thermische Kraftwerke (mit Wasserstoff betriebene Gasturbinen, Gasmotoren sowie Gas- und Dampfkraftwerke) als auch Brennstoffzellen (Polymerelektrolytbrennstoffzelle und Festoxidbrennstoffzelle) betrachtet. Um einen räumlichen, zeitgleichen Ausgleich der Residuallasten zu ermöglichen wird weiterhin die Option eines Hochspannungs-Gleichstrom-Kabelausbaus (HGÜ-Kabel) berücksichtigt.

Ergebnisse

Die Ergebnisse der Optimierung zeigen, dass die Stromnachfrage in dem betrachteten Szenario zu 100 % aus Erneuerbaren Energien abgedeckt werden kann. In der optimalen Energiesystemauslegung wird für den zeitlichen Ausgleich der Residuallasten auf das Wasserstoffrückverstromungssystem zurückgegriffen. Für den räumlichen, zeitgleichen Ausgleich wird bevorzugt der Transport per HGÜ-Kabel gewählt, um Wirkungsgradverluste zu vermeiden und so die Kosten durch den Stromeinkauf zu reduzieren.

Die Stromgestehungskosten, welche sich aus den Kosten des Energieversorgungssystems und den Kosten für den Stromeinkauf ergeben, liegen für alle Rückverstromungstechnologien unter 300 Euro/MWh. Die Wasserstoffrückverstromung mittels Gas- und Dampfkraftwerk weist die niedrigsten Kosten auf, gefolgt von der Rückverstromung mittels Festoxidbrennstoffzelle als zweitgünstigste Option.

Die betrachteten Pfade ermöglichen darüber hinaus eine Reduktion der CO_2-Emissionen und eine maßgebliche Erhöhung der Versorgungssicherheit des Energiesystems. So können mittels der ausgelegten Pfade in dem Szenario, unter der Annahme eines Emissionsfaktors von 531 gCO_2/kWh des konventionellen Kraftwerkparks welcher alternativ zur Deckung der positiven Residuallast eingesetzt wird, 44,4 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr eingespart werden. Andererseits kann durch die Integration von großskaligen Energiespeichern die Stromproduktion und -nachfrage zeitlich entkoppelt werden und so auch unter statistisch unsicheren Rahmenbedingungen eine Energieversorgungssicherheit gewährt werden.

Danksagung

Die vorgestellten Ergebnisse wurden im Rahmen des Projektes Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme erarbeitet, das mit Mitteln des Landes NRW gefördert wird.

Projekt Homepage: http://strom-zu-gas-und-waerme.de

7.5 WÄRMESPEICHER UND POWER-TO-HEAT (SESSION F5)

7.5.1 Entwicklung eines Hochtemperatur-Latent-Wärmespeichers für hohe Ausspeiseleistung

Andreas DENGEL[1], Maike JOHNSON[2], Bernd HACHMANN[3]

Inhalt

Die STEAG New Energies GmbH 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. Insbesondere in Kraft-Wärme-Kopplung betriebene Anlagen erzeugen die nicht primär vom Verbraucher geforderte Energieform suboptimal.

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) wird deshalb ein öffentlich gefördertes Vorhaben mit dem Titel „Thermische Energiespeicher für die Erhöhung der Energieeffizienz in Heizkraftwerken und Elektrostahlwerken“ unter dem Förderkennzeichen 03ESP011 beim BMWi durchgeführt. Neben einer Potenzialstudie für die beiden Unternehmen aus Energiewirtschaft und Stahlerzeugung, über die bereits in einem früheren Symposium berichtet worden war, wird konkret die Entwicklung und Erprobung eines Latentwärmespeichers in einem Heizkraftwerk der STEAG New Energies GmbH umgesetzt.



Abbildung 1: Heizkraftwerk Wellesweiler

Am Standort Wellesweiler wird neben Industriekunden insbesondere ein Werk zur Herstellung von Kunststofffolien mit Dampf versorgt. Da dieser Produktionsprozess sehr empfindlich auf Parameteränderungen des Dampfes (26 bar, 300 °C) reagiert, erfolgt bislang die Besicherung des von einer Gasturbine gefeuerten Abhitzekessels durch Dampfkessel. Könnte nun ein Wärmespeicher innerhalb von zwei Minuten beim Ausfall des Abhitzekessels die Dampfversorgung für etwa 15 Minuten übernehmen, könnten die Dampfkessel aus der Warmhaltung heraus hochgefahren werden und müssten nicht dauerhaft mit Mindestlast betrieben werden. Diese hohe Ausspeiseleistung setzt jedoch eine diffizile Struktur der Wärmeübertragung zwischen Speichermedium und Dampf-, bzw. Wasserrohren voraus.

Über diese Anforderungen und technischen Umsetzungen soll berichtet werden.

[1] STEAG New Energies GmbH, St. Johanner Straße 101, 66115 Saarbrücken, Tel.: +49 681 9494 1600, Fax: +49 681 9494 9366, andreas.dengel@steag.com, www.steag-newenergies.com
[2] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Institut für Technische Thermodynamik, Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart, Tel.: +49 711 6862 344, Fax: +49 711 6862 747, maike.johnson@dlr.de, www.dlr.de
[3] F.W. Brökelmann Aluminiumwerk GmbH & Co. KG, Werk Ense, Oesterweg 14, 59469 Ense, Tel.: +49 2938 808 194, bernd.hachmann@broekelmann.com, www.broekelmann.com



Abbildung 2: Ausgewähltes Rippenprofil

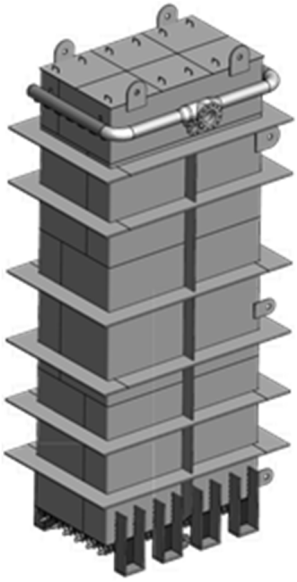


Abbildung 3: Schema Speicher (DLR)

7.5.2 Hochtemperatur-Wärmespeicher

Nina HACK[1], Simon UNZ[1], Tobias REICH[1], Michael BECKMANN[1]

Einleitung und Motivation

Thermische Energiespeicher können einen wichtigen Beitrag zur Nutzung von Abwärme auf Hochtemperaturniveau und zur Energiewende durch Nutzung von Überschussstrom zur elektrischen Beheizung leisten. Als Speichermaterial kommen insbesondere keramische Materialien in Frage, welche bis 1.200°C und teilweise darüber hinaus beständig sind.

Diese Art von Speicher stellt ein Glied in einer Kette zur Reduzierung von Treibhausgasen dar. Der hohe Energiebedarf für industrielle Hochtemperaturprozesse kann durch Wärmerückgewinnung mittels Hochtemperatur-Wärmespeicher reduziert werden. Damit steigt die Prozesseffizienz, die Prozessparameter können stabilisiert werden und gleichfalls kann nicht ins Netz integrierbare elektrische Leistung als zuschaltbare Last unabhängig vom laufenden Prozess genutzt werden. Durch Kombination des Hochtemperaturspeichers mit Wärmekraftprozessen lässt sich auch eine Rückverstromung realisieren.

Herausforderung

Für eine erfolgreiche und sinnvolle Auslegung und Anwendung eines Hochtemperatur-Wärmespeichers ist es entscheidend, seine Charakteristik beim Laden, Entladen und im Haltemodus im Voraus zu kennen und für jeden Zeitpunkt berechnen zu können. Dabei sind der zeitdiskrete Ladezustand und die Temperaturprofile des Speichermaterials bzw. des Arbeitsfluides entlang des Strömungsweges für unterschiedliche Lade- und Entladeleistungen von hohem Interesse. In diesem Beitrag werden hierzu ein mathematisches Modell, eine Versuchsanlage mit keramischen Wabenkörpern und der Vergleich der Simulationsergebnisse mit den Ergebnissen der experimentellen Untersuchungen vorgestellt.

Mathematisches Modell

Das Ziel des mathematischen Modells ist eine präzise und gleichzeitig schnelle Berechnung von Belade-, Entlade- und Halteprozessen, um damit ein Online-Bilanz- und Simulationswerkzeug für den optimierten Speichereinsatz zu erstellen. Dieser Ansatz schließt zeit- und kostenaufwändige Berechnungsverfahren wie bspw. CFD aus. Durch die besonderen Randbedingungen des Wabenkörperspeichers mit dünnen Wänden der keramischen Wabenkörper weist die Wärmeleitung quer der Wände ein quasistatisches Verhalten auf, so dass die Methode eines eindimensionalen Zellenmodells für die instationäre Simulation angewandt werden kann. Die Berechnung des Wärmeübergangs zwischen den Wabenkörperwänden und dem Belade-/Entlademedium beinhaltet in diesem Modell Konvektion und Gasstrahlung. Für den Fall der Durchströmung des Speichers mit Abgas, welches hohe Mengen an strahlungsaktiven Gasen enthält, muss der Wärmeübergang durch Gasstrahlung berücksichtigt werden. In diesem Modell ist die Gasstrahlung von CO_2 und H_2O implementiert. Das generierte Simulationstool, basierend auf diesem Modell, ermöglicht Online-Simulationen, da dessen Berechnungszeit auf einem Standardrechner viel kürzer ist als die simulierte Zeit. Mittels des Simulationsprogramms ist es auch möglich, sinnvolle Belade- und Entladegrenzen zu ermitteln um im späteren Betrieb Exergie- und Energieverluste zu minimieren. Als Online-Simulation können außerdem auf Basis des aktuellen Speicherzustandes die Einsatzfahrpläne für die folgenden Tage optimiert werden.

Experimentelle Untersuchungen

Die Versuchsanlage beinhaltet mehrere keramische Wabenkörper-Steine. Diese zeichnen sich vor allem durch eine hohe Korrosions- und Temperaturbeständigkeit (> 1200 °C) und durch ein hohes Oberflächen-zu-Volumen-Verhältnis, welches hohe Beladungsleistungen ermöglicht, aus. Die Eigenschaften der hier verwendeten Speichermaterialen sind in Tabelle 1 aufgeführt.

[1] Technische Universität Dresden, Institut für Verfahrenstechnik und Umwelttechnik / Professur für Energieverfahrenstechnik, 01062 Dresden, Fax: +49 351 463-37753, Tel.: +49 351 463-{3768|33832|34493}, {nina.hack|simon.unz|michael.beckmann}@tu-dresden.de, tobias.reich@mailbox.tu-dresden.de, www.tu-dresden.de/ing/maschinenwesen/ifvu/evt

Material	**(F)**-Dichte [kg/m³] **(W)**-Masse [kg]	Kapazität c_p **(F)**- [J/(kg*K)] **(W)**- [kJ/K]	Oberfläche **(F)**- [m²/m³] **(W)**- [10^{-3} m²]	Wärmeleitfähigkeit λ [W/m*K]
C130 **(F)**	2700	877	1,067	2,1
C130 **(W)**	6,6	5,788	7,2	
C520 **(F)**	2010	810	1,067	1,9
C520 **(W)**	5,1	4,131	7,2	

Tabelle 1: Eigenschaften der Speichermaterialen Tonerdeporzellan (C130) und Cordierit (C520) jeweils bezogen auf das (F)estmaterial und betrachtet für jeweils einen (W)abenkörper mit den Abmaßen von (150*150*300) mm³ und mit 50*50 Kanälen.

Die Beladung des Test-Speichers erfolgt mit elektrisch vorgeheizter Umgebungsluft, die Entladung mit kalter Umgebungsluft.

Ergebnisse

In Abbildung 1 sind beispielhaft gemessene Temperaturverläufe für verschiedene Entfernungen vom Gaseintritt für das Be- und Entladen des Test-Speichers dargestellt. Dabei liegen in diesem Beispiel eine Aufheizrate von 20 K/min und eine Maximaltemperatur der elektrischen Heizung von zunächst 600 °C vor.

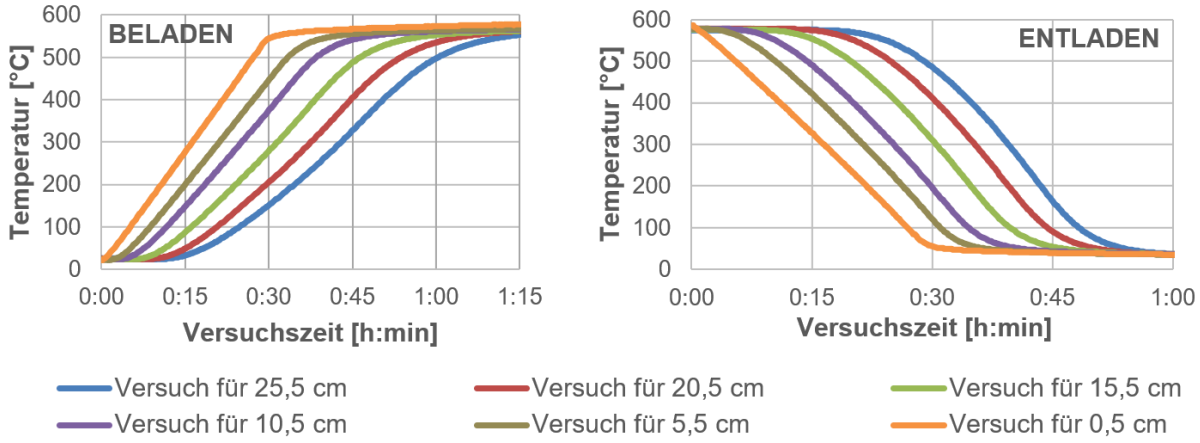


Abbildung 1: Darstellung aufgenommener Versuchstemperaturverläufe

Die ersten Versuchsergebnisse bestätigen den erwarteten Verlauf für das kontinuierliche Erwärmen bzw. Abkühlen in unterschiedlichen Ebenen. In der Versuchsreihe werden unterschiedliche Masseströme und unterschiedliche Heizraten eingestellt. Insbesondere bei dem wärmetechnisch günstigeren Material C130 (höhere Wärmeleitfähigkeit und höhere Kapazität) traten jedoch bei hohen Massestrømen und hohen Heizraten Risse in den Speichersteinen auf. Bei den bisherigen Versuchen mit C520 konnte dies bislang nicht festgestellt werden. Im nächsten Schritt werden nun die experimentellen Daten mit den Simulationsergebnissen verglichen und so das Modell validiert.

7.5.3 Thermal Storage and Discharge Efficiency as a Function of the PCM Critical Temperature – Simulations and Experimental Analysis

Jacques ROBADEY[1], Elena-Lavinia NIEDERHÄUSER[1]

Introduction

Despite their very promising building energy storage capabilities, PCM are still in the investigating phase before a large potential deployment. This is due to several challenges [1] such as high storage capacity and efficient heat extraction [2]. If the storage capacity can be adapted by implementing an appropriate quantity of PCM, the heat extraction efficiency is more delicate and difficult to optimize. It depends on the conductivity between the PCM surface and the indoor air and can be enhanced by ventilating the PCM surface.

Concept

We chose the last mentioned solution and developed the experimental set-up (see Figure 1) described in the current document. A hot water circuit was used to charge the isolated PCM wall and an internal ventilation to discharge it.

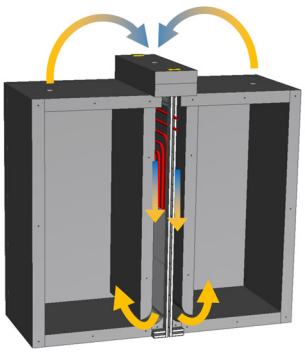


Figure 1: Measurement concept with PCM and heating circuit

Despite the low PCM critical temperature, T_c, of 23°C used in the experiments, high discharge efficiencies were achieved with a room temperature increase of +5°C in less than 40 minutes.

Simulations

To understand the high efficiency achieved despite the low critical temperature, we performed daily cycle simulations with PCM charge, storage and discharge phases for two different critical temperatures of 23°C and 26°C. The PCM was integrated into a two-floor building, shown in Figure 2, with an external wall heat loss of 0.11 W/(m^{2}K).

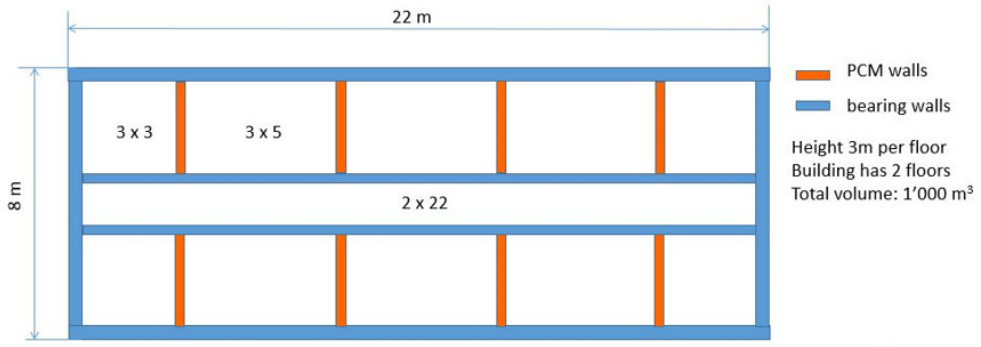


Figure 2: Reference building used for the simulations with bearing and PCM walls

[1] University of Applied Sciences of Western Switzerland, Energy Institute, 1700 Fribourg, Switzerland, {Tel.: +41 79 211 89 72, Tel.: +41 26 429 66 61}, {jacques.robadey|elena-lavinia.niederhaeuser}@hefr.ch

As the current analysis concerned administrative buildings, an indoor air comfort temperature of about 20.5°C was maintained between 6:00 and 17:30 with potential lower temperatures overnight.

External temperatures, T_{ext}, were simulated between -15°C and +10°C and considered constant during the entire day. Two different daily cycles were used. The first one was dedicated to buildings without renewable energy production. In that case, the PCM charge was performed overnight during periods of low energy prices. In the second simulation, with results shown in Figure 3, the PCM was loaded around midday, at the solar energy peak production time, and the comfort indoor temperature was maintained between 6:00 and 17:30.

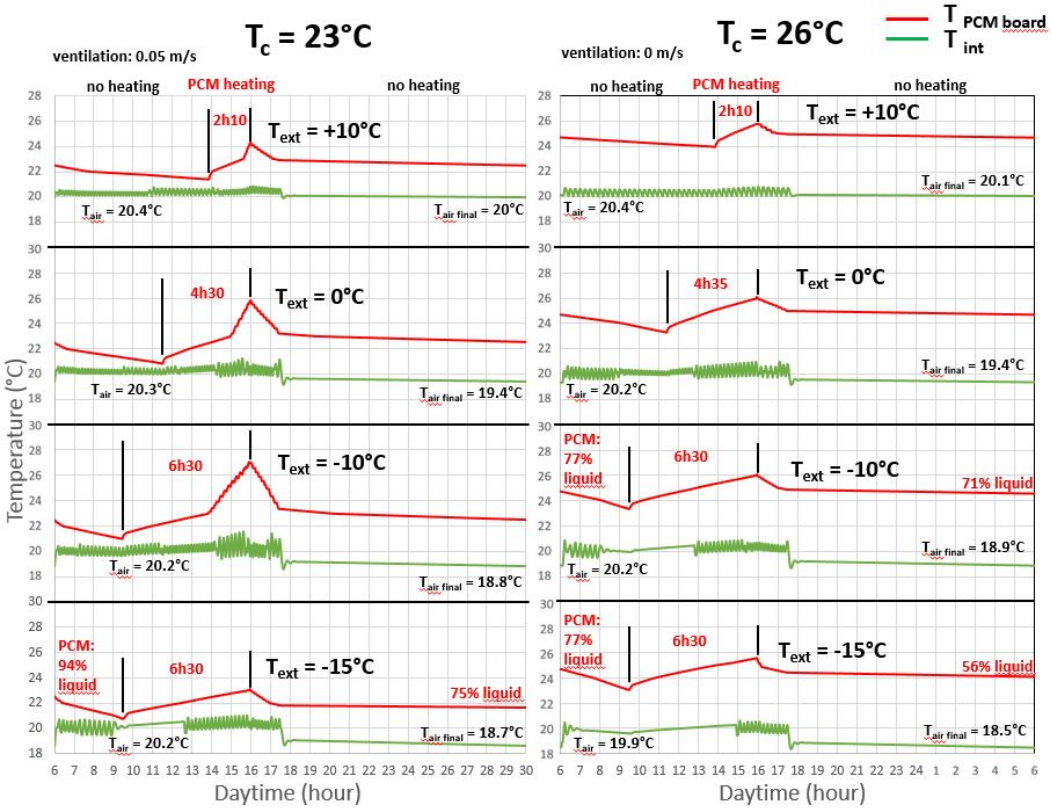


Figure 3: Indoor air and PCM temperatures with PCM loading at midday and discharge taking place between 6:00 and 17:30. The fluctuation of T_{int} is due to the controlled PCM discharge.

For the simulations as for the experiments, the indoor air temperature, T_{int}, was increased by ventilating the PCM walls. The PCM heating of 12 KW was limited to a maximal duration of 6.5 hours to simulate the peak solar power. Interestingly, T_{int} could be maintained at a comfort temperature for external temperatures down to T_{ext} = -10°C for the PCM of T_c = 23°C. On the other side, for the PCM with T_c of 26°C, the comfort temperature could only be maintained until T_{ext} = -5°C. Even if a larger efficiency for lower critical temperatures could appear to be contradictory, it can be easily explained. The overnight storage phase is less efficient for PCM with higher T_c due to their larger overnight temperature that is responsible of a larger discharge. In that respect, the bottom graphs of Figure 3 (T_{ext} = -15°C) show a daily PCM liquid phase loss of only 9 % for T_c = 23°C while a phase loss of up to 21 % is observed for T_c = 26°C.

The results show that the overnight PCM thermal storage drastically increase the energy independency of buildings equipped with solar energy. Note that the larger efficiency for lower critical temperature has one advantage: the 23°C PCM could be used to store heat in winter as well as cold in summer. This opens the door to new PCM all-seasons thermal storage perspectives especially in the context of global warming.

References

[1] N. Soares, J.J. Costa, A.R. Gaspar and P. Santos, Energy and Buildings 59, 82 (2013).

[2] P.P. Castro, P.K. Selvam, and C. Suthan, Imperial Journal of Interdisciplinary Research 2, 203 (2016).

7.5.4 Einsatz von Power-to-Heat Anlagen zur Verwertung von EE-Überschussstrom – Neuer Rechtsrahmen in Deutschland, bisher ohne Wirkung

Robert HINTERBERGER[1], Johannes HINRICHSEN[2], Stefanie DEDEYNE[2]

Inhalt

Aufgrund von vermehrtem Ausbau von EE-Anlagen bei zugleich verzögertem Netzausbau haben netzbedingte Abschaltungen von Windkraftanlagen in Deutschland in den letzten Jahren massiv zugenommen. Diese Abschaltungen treten zum überwiegenden Teil im Norden (Schleswig-Holstein) und Nordosten (Regelzone von 50Hertz Transmission) Deutschlands auf.

Es ist naheliegend, die bisher abgeregelten Strommengen (oft „EE-Überschussstrom genannt“) in anderen Sektoren zu verwenden, insbesondere im Wärme- oder Verkehrssektor. Einer solchen Verwertung stand jedoch bisher eine Vielzahl an regulatorischen Umsetzungshemmnissen entgegen.

Mitte des Jahres 2016 wurde nun eine neue Bestimmung in das Energiewirtschaftsgesetz aufgenommen, welche den Einsatz von Power-to-Heat Anlagen zur Behebung von Netzengpässen regelt (§ 13 (6a) EnWG- bzw. sogenannte NSA-Regelung „Nutzen statt Abregeln“). In dieser wurde vom Gesetzgeber festgelegt, dass Übertragungsnetzbetreiber zur Behebung von Netzengpässen Power-to-Heat Anlagen bis zu einer Gesamtleistung von 2 GW für eine Mindestdauer von 5 Jahren kontrahieren können.

Obwohl diese neue Regelung bereits vor mehr als einem Jahr in Kraft getreten ist, wurde bisher noch keine einzige P2H-Anlage für die Behebung von Netzengpässen bzw. die Verwertung von EE-Überschussstrom tatsächlich eingesetzt. Praktisch alle in Deutschland betriebenen P2H-Anlagen werden vielmehr auch weiterhin ausschließlich zur Bereitstellung von Regelenergie verwendet.

Daraus ergeben sich die folgenden Fragestellungen:

- Was sind die Gründe dafür, dass bisher noch keine einzige P2H-Anlage entsprechend § 13 (6a) EnWG betrieben wird? Was sind die jeweiligen Umsetzungshemmnisse aus Sicht der Wärmeversorger bzw. der Übertragungsnetzbetreiber?
- Ist diese neue Regelung („Nutzen statt Abregeln“) tatsächlich geeignet, um in größerem Ausmaß Netzengpässe zu verhindern bzw. die bisher abgeregelten Strommengen zu reduzieren?
- Wie könnte die bisherige Regelung nach § 13 (6a) EnWG verbessert werden, um bisher abgeregelten EE-Strom tatsächlich zu nutzen und die Sektorenkopplung weiter voranzutreiben?

Methodik

Zur Analyse der technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen des Einsatzes von Power-to-Heat Anlagen entsprechend der neuen gesetzlichen Regelung nach § 13 (6a) EnWG wurde methodisch wie folgt vorgegangen:

- Analyse der rechtlichen Grundlagen; Recherche und Untersuchung der unterschiedlichen Gesetzesauslegungen, Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur, Gerichtsentscheidungen sowie der praktischen Handhabung durch Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreiber
- Technische und wirtschaftliche Beurteilung der regulatorischen Rahmenbedingungen
- Durchführung von Interviews und Hintergrundgesprächen mit Wärmeversorgern sowie Betreibern von Übertragungsnetzen
- Identifikation von Umsetzungshemmnissen, Erarbeitung von Verbesserungsvorschlägen bezüglich der regulatorischen Ausgestaltung im Energiewirtschaftsgesetz

[1] NEW ENERGY Capital Invest GmbH, 1020 Wien, Praterstraße 62-62, Tel.: +43 1 33 23 560-3060, robert.hinterberger@energyinvest.at, www.energyinvest.at

[2] BTB Blockheizkraftwerks- Träger- und Betreibergesellschaft mbH Berlin, 10589 Berlin, Gaußstraße 11, Tel.: +49 30 34 99 07-22, johannes.hinrichsen@btb-berlin.de, www.btb-berlin.de

Diese Tätigkeiten wurden in enger Zusammenarbeit mit den Mitgliedern des Power-to-Heat Betreiberkreises durchgeführt. In diesem Betreiberkreis sind praktisch fast alle Stadtwerke in Deutschland vertreten, welche bereits P2H-Anlagen in Deutschland betreiben.

Ergebnisse

Es konnten eine Vielzahl von rechtlichen und wirtschaftlich-operativen Umsetzungshemmnissen identifiziert und detailliert analysiert werden. Dazu gehört etwa die Einschränkung der neuen Regelung auf Netzausbaugebiete und KWK-Bestandsanlagen, die Rechtsunsicherheit hinsichtlich von P2H-Bestandsanlagen sowie insbesondere die mangelnde wirtschaftliche Attraktivität aus Betreibersicht.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Betriebsweise von P2H-Anlagen nach § 13 (6a) EnWG weder aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber noch von Wärmeversorgern attraktiv ist. So führt die Einschränkung auf Netzausgebiete – zumindest in der 50Hertz Regelzone - dazu, dass P2H-Anlagen nicht in jenen Gebieten errichtet und betrieben werden können, wo nach derzeitigem Wissenstand auch perspektivisch die höchsten Abregelungen zu erwarten sind (insb. im Westen und Südwesten Ostdeutschlands nahe den Kuppelstellen zum TenneT-Gebiet). Aus Sicht der Wärmeversorger ist hingegen das größte Hindernis, dass aufgrund der regulatorischen Ausgestaltung den wirtschaftlichen und organisatorischen Risiken und entgangenen Opportunitäten keine entsprechenden (Zusatz)Erträge gegenüberstehen.

Trotz dieser Mängel und Umsetzungshindernisse ermöglicht diese Regelung, neue Betriebsweisen und Regelstrategien zu erproben. Die derzeitige Regelung nach § 13 (6a) EnWG ist als Vorstufe für technologieoffene, wettbewerbliche Ausschreibungen geeignet. Die beabsichtigen operativen Erfahrungen sind derzeit jedoch nicht abzusehen.

Danksagung

Die ggst. Arbeiten wurden im Rahmen des Forschungsprojektes „P2X@BerlinAdlershof“ durchgeführt, welches durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert wird.

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

7.5.5 Elektrische Lasten aus Power-2-Heat im österreichischen Gebäudestand – Status Quo und Ausblick bis 2050

Michael HARTNER[1], Andreas MÜLLER[1]

Motivation

Die Wärmegestehung aus elektrischen Heizungssystemen ist für einen erheblichen Anteil der Stromnachfrage verantwortlich. Für ein zukünftiges Energiesystem stellt sich die Frage ob sich die Stromnachfrage für die Wärmebereitstellung langfristig stark verändern wird und welche Auswirkungen auf das Stromsystem haben. Unter diesem Gesichtspunkt werden folgende Fragen untersucht:

- Wie könnte sicher der Strombedarf für Wärme im österreichischen Gebäudebestand langfristig ändern?
- Inwiefern trägt Power-2-Heat im Gebäudebestand zu bestehenden und zukünftigen Jahreshöchstlasten im Stromsystem bei?
- Führt ein verstärkter Ausbau von Wärmepumpen im österreichischen Gebäudebestand zur Erhöhung der Jahreshöchstlasten?

Methodik

Zur Beantwortung dieser Fragestellung wurden zunächst Szenarien für die Entwicklung des Wärmebedarfs mit dem Modell Invert/EE-Lab (www.invert.at). Aus den Modellergebnissen wird der jährliche Strombedarf für den Betrieb von Wärmepumpen und elektrischen Direktheizungen für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser abgeleitet. Aus den jährlichen Werten werden mithilfe des Modells eLOAD (www.forecast-model.eu) in stündliche Lastprofile für ein bestimmtes Wetterjahr transformiert. Für den Wärmebedarf zur Bereitstellung von Raumwärme werden temperaturabhängige Lastprofile verwendet. Für die Bereitstellung von Warmwasser werden Lastprofile für typische Tage jeweils getrennt für den Wohngebäude – und Nicht-Wohngebäude Bereich verwendet.

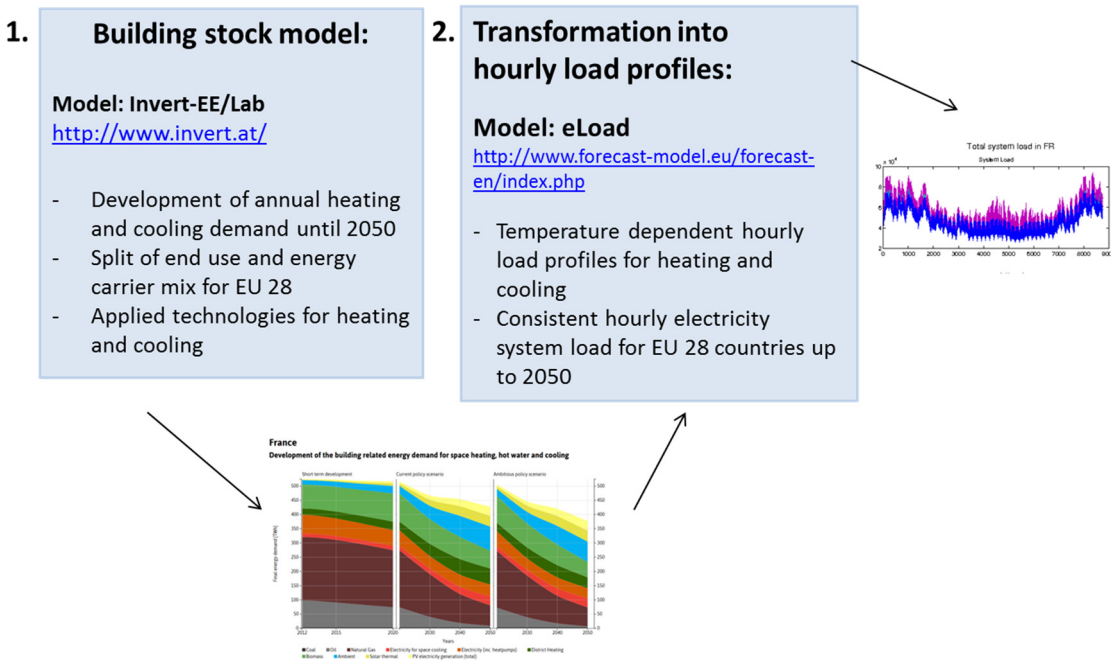


Abbildung 1: Methodik

[1] Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe / Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29/370-3, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801 370-{379|362}, {hartner|mueller}@eeg.tuwien.ac.at

Ergebnisse

Abbildung 2 zeigt die Entwicklung des Strombedarfs für die Wärmebereitstellung bis 2050 in einem Szenario mit hoher Energieeffizienz und hohen Anteilen erneuerbarer Energieträgern. Im Ausgangsjahr 2015 ergibt sich ein Strombedarf von ca. 10,7 TWh für die Wärmebereitstellung im österreichischen Gebäudebestand. Davon entfallen ca. 6 TWh auf Wohngebäude und 4,7 TWh den Nicht-Wohngebäudebereich. 1,45 TWh (13,5 %) des Strombedarfs zur Wärmebereitstellung in Gebäuden entfallen auf den Betrieb von Wärmepumpen. Der Großteil ist auf den Betrieb von elektrische Boilern, Stromradiatoren, Nachspeicherheizungen und sonstige mit Strom betriebene Heizungssysteme zurückzuführen. In dem berechneten Szenario zeigt sich, dass trotz des Anstiegs der strombetriebenen Wärmepumpen unter den getroffenen Annahmen ein deutlicher Rückgang des Strombedarfs für die Wärmebereitstellung im Gebäudebestand bis zum Jahr 2050 zu erwarten ist. Obwohl der Strombedarf für Wärmepumpen um das 2.5-fache auf 3,7 TWh im Jahr 2050 steigt, halbiert sich der gesamte Strombedarf für die Wärmebereitstellung im Gebäudesektor. Dies ergibt sich aus folgenden Entwicklungen: geringerer Wärmebedarf aufgrund der erwarteten Klimaveränderung, Effizienzsteigerungen in Bestandsgebäuden, hoher Anteil von Wärmepumpen im Neubau mit hoher Energieeffizienz, Substitution von ineffizienten elektrischen Heizungssystemen durch Wärmepumpen, Reduktion des Strombedarfs durch den verstärkten Einsatz von Solarthermie in Kombination mit elektrischen Systemen. Die Szenarienergebnisse zeigen ebenfalls die steigende Bedeutung des Strombedarfs für Raumkühlung, die allerdings nicht im Fokus dieser Untersuchung stand.

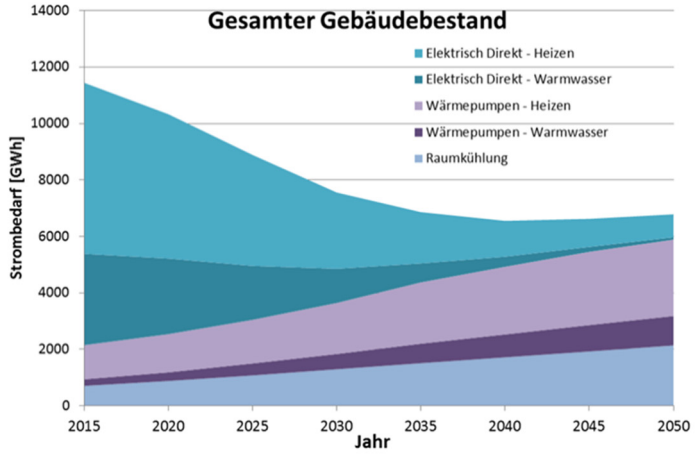


Abbildung 2: Entwicklung des Strombedarfs für elektrische Wärmebereitstellung bis 2050 im berechneten Szenario

Abbildung 3 zeigt die Entwicklung der elektrischen Last. Im Wesentlichen zeigt sich, dass die Jahresspitzenleistungen trotz steigenden Anteils der Wärmepumpen zurückgehen, wenn im gleichen Zeitraum von einem starken Rückgang der elektrischen Heizungssysteme ausgegangen wird. Die Abbildung macht ebenfalls deutlich, dass zukünftig bei signifikant steigendem Raumkühlungsbedarf auch in Österreich die Jahresspitzenlast im Sommer aufgrund der Klimatisierung auftreten können.

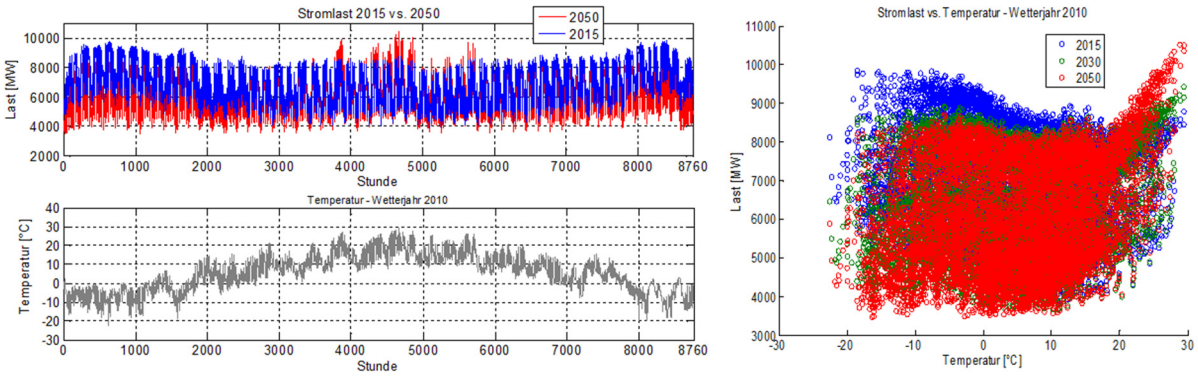


Abbildung 3: Vergleich des Lastverlaufs der Jahre 2015 und 2050 (links) sowie Vergleich der Last versus Temperatur für die Jahre 2015, 2030 und 2050 (rechts)

7.5.6 Power-to-Heat-Anlagen in Nahwärmenetzen zur Unterstützung der Elektrizitätsnetze

Stefan ROTH[1], Steven RINK[1], Henri OLIVERAS[1], Ralf LEVACHER[1]

Problemstellung und Motivation

Mit zunehmender witterungsabhängiger Einspeisung durch Windkraft- und Photovoltaikanlagen steht der Betrieb der elektrischen Netze neuen Herausforderungen gegenüber. In Zeiten starker volatiler Erzeugung entstehen bereits heute immer häufiger Energieüberschüsse. [1] Die Power-to-Heat-Technologie ermöglicht die effiziente Umwandlung von überschüssiger elektrischer Energie in Wärme. Dadurch kann die regionale Systembalance unterstützt werden, indem die ansonsten abgeregelte erneuerbare Energie dem Wärmesektor zugeführt wird. [2] Im Gegensatz zu großen Power-to-Heat-Anlagen in Fernwärmenetzen, befinden sich Nahwärmenetze häufig direkt in der Nähe von dezentralen Erzeugungsanlagen. Daher kann neben der Systembalance auch die lokale Netzstabilität durch gezieltes Einschalten der elektrischen Heizelemente unterstützt werden, indem Spannungshüben und Betriebsmittelüberlastungen gezielt am Ort der Verursachung entgegengewirkt wird. Im Rahmen des Bundesforschungsprojekts „PolyEnergyNet“ wurde in Saarlouis eine Demonstratoranlage in einem Feldtestgebiet zur Untersuchung dieses Potenzials entwickelt und erprobt. [3]

Testaufbau und methodische Vorgehensweise

Im Testgebiet befindet sich ein Nahwärmenetz, das mehrere Wohngebäude über eine zentrale Gasheizung versorgt, die wiederum vom lokalen Gasnetz gespeist wird. Jeweils ein elektrisches Heizelement mit 6 kW_{el} wurde in die acht 300 Liter Brauchwasserspeicher eines Nahwärmesystems integriert. (vgl. Abbildung 1) Die Heizelemente ermöglichen es, die durch die lokalen Photovoltaikanlagen erzeugte, überschüssige elektrische Energie in Nutzwärme umzuwandeln und dem Nahwärmenetz zur Verfügung zu stellen. Die Zu- und Abschaltung erfolgt mittels Fernwirktechnik. Messsensorik in den Brauchwasserspeichern ermöglicht Erkenntnisse hinsichtlich der Wärmesenke zu unterschiedlichen Jahres- und Tageszeiten. Mittels Messtechnik in Ortsnetzstationen, Kabelverteiler und durch intelligente Messsysteme bei Anschlussnutzern, kann der Zustand des elektrischen Netzes vor, während und nach dem Power-to-Heat-Einsatz abgebildet werden.

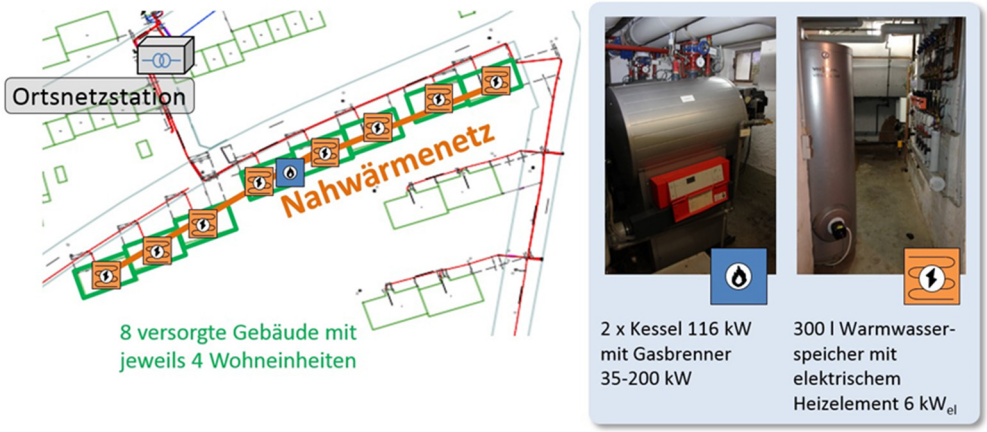


Abbildung 1: Feldtestgebiet mit Nahwärmenetz und Komponenten der Power-to-Heat-Anlagen

Resultate

In Abbildung 2 sind die Messergebnisse eines exemplarischen Anwendungsfalls der Power-to-Heat-Anlage an einem Sommertag mit hoher Einspeiseleistung durch Photovoltaikanlagen dargestellt. Das obere Diagramm zeigt den Spannungsverlauf einer Phase, gemessen am intelligenten Messsystem in der zentralen Wohneinheit des Nahwärmenetzes.

[1] Stadtwerke Saarlouis GmbH, Holtzendorffer Straße 12, Tel.: +49 6831 9596-529, Fax: +49 6831 9596-483, srink@swsls.de, www.swsls.de

Die Netzrückwirkungen der Power-to-Heat-Anlagen sind deutlich zu erkennen. Rund sechs Prozent Spannungssenkung konnten durch Zuschaltung der Heizelemente im Testzeitraum erreicht werden. Die Temperaturverläufe der Speicherfühler sind im unteren Diagramm visualisiert. Die Brauchwasserspeicher hatten zu Beginn des Heizvorgangs unterschiedliche Temperaturen im Bereich von rund 50 °C bis 62 °C und dementsprechend unterschiedliche Endtemperaturen nach 30 Minuten elektrischer Beladung. Der Anstieg der Temperatur verläuft weitestgehend linear. Die Abweichungen ergeben sich durch Brauchwasserentnahmen durch die Anwohner sowie die Heizwirkung des konventionellen Nahwärmesystems.

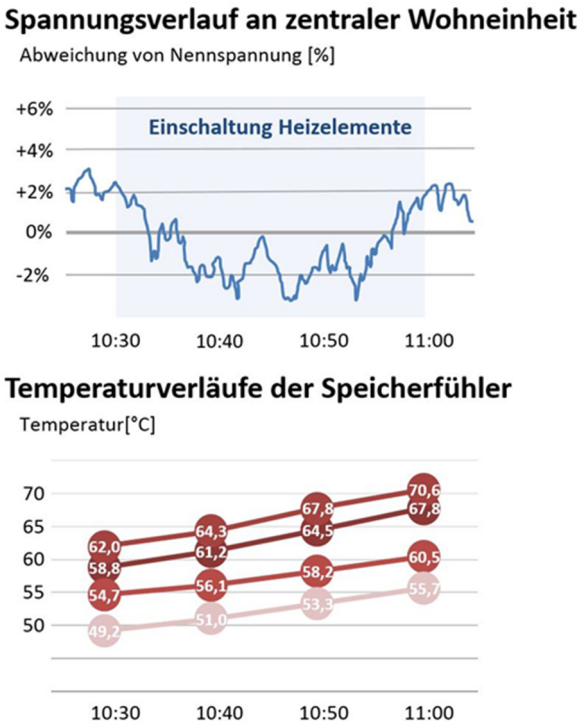


Abbildung 2: Spannungs- und Temperaturverläufe während des Betriebs der Heizelemente

Fazit und Ausblick

Mit der Anwendung der Demonstratoranlage konnte gezeigt werden, dass Power-to-Heat-Anlagen in Nahwärmenetzen das Potenzial besitzen, kurzzeitige lokale Überspannungen mittels spartenübergreifenden Energietransfers entgegenzuwirken. Die Modellierung des Testnetzes in einem Netzberechnungsprogramm ermöglicht den Abgleich der Messergebnisse mit Simulationsergebnissen. Um die Replizierbarkeit und Skalierbarkeit der Erkenntnisse sicherzustellen, werden die Netzzustände unterschiedlicher Netztopologien vor und nach dem Einsatz der Power-to-Heat-Anlagen ermittelt und ausgewertet. Weiterhin wird die verfügbare Wärmesenke zu unterschiedlichen Tages- und Jahreszeiten messtechnisch erfasst und in Simulationen untersucht. Perspektivisch besteht die Möglichkeit, die Power-to-Heat-Anlagen in das Regelkonzept von Automatisierungslösungen einzubinden und somit eine zuverlässige netzunterstützende Maßnahme für softwaregesteuerte Systeme bereitzustellen.

Referenzen

[1] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern," 2012.

[2] Agora Energiewende, „Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien".

[3] Roth, S., Oliveras, H., Levacher, R., „In Saarlouis entsteht ein resilientes Polynetz," ew Spezial IV, S. 28-30, 2016.

7.6 POWER-TO-GAS (SESSION F6)

7.6.1 Ein vereinfachtes Systemmodell des Energieversorgungssystems Deutschlands zur Bewertung von chemischen Speichern und Sektorkopplungstechnologien

Kristin BOBLENZ[1], Valentine FRANK[1], Christian WOLFERSDORF[1], Felix BAITALOW[1], Bernd MEYER[1]

Inhalt

Zurzeit ist keine Technologie zur langfristigen Speicherung von Elektroenergie mit großer Kapazität als Alternative zu Netzeingriffen am Markt verfügbar. Gleichzeitig kann in längeren Zeiten mit Windstille bei Bewölkung, einer sogenannten „Dunkelflaute“ wie zuletzt im Januar 2017, die Erzeugung aus erneuerbaren Energien den Bedarf nicht decken. Vergasungsbasierte Polygeneration-Kraftwerke mit Stromspeicherung können die Versorgungssicherheit von Industrie und Bevölkerung gewährleisten. Die Vergasungstechnologie ist die Schnittstellentechnologie zur Verwertung verschiedenster kohlenstoffhaltiger Energieträger (Kohle, Biomasse, Reststoffe) und zur gleichzeitigen und flexiblen Erzeugung (Polygeneration) von Elektroenergie, Brenn- und Kraftstoffen oder Chemierohstoffen aus alternativen Quellen. Über Wasserelektrolyse kann erneuerbare Elektroenergie als Wasserstoff in die Prozesskette eingekoppelt und so gespeichert werden. Bei ausreichend verfügbarem erneuerbaren Wasserstoff ist eine CO_2-freie Erzeugung der Produkte möglich.

Die besondere Stärke dieser Polygeneration-Kraftwerke – die Betriebsflexibilität – lässt sich nur schwer durch herkömmliche kraftwerkstechnische Kennzahlen charakterisieren. Daher wurde mit der quasidynamischen Modellierung die Voraussetzung geschaffen, solche Kraftwerkskonzepte in ein vereinfachtes Systemmodell des Energieversorgungssystems Deutschlands zu integrieren. Dieses ist ein objektives Werkzeug, um Polygeneration-Kraftwerke hinsichtlich ihrer Flexibilitätseigenschaften und des Einflusses auf die Netzauslastung zu bewerten.

Methodik

Vergasungsbasierte Gesamtprozessketten für die Vernetzung der Sektoren Stromerzeugung, Kraftstoff- und Chemierohstoffversorgung werden quasidynamisch modelliert und durch Integration dieser Prozessketten in eine energiewirtschaftliche Systemanalyse hinsichtlich ihrer Eignung für flexible Stromerzeugung und Stromspeicherung bewertet. Auch andere Stromspeichertechnologien, z. B. Power-to-Gas-Anlagen, können über die quasidynamische Modellierung abgebildet und vergleichend bewertet werden. So kann eine objektive und verlässliche Datenbasis für die zukünftige Gestaltung energiepolitischer Rahmenbedingungen und für Investitionsentscheidungen von Unternehmen geschaffen werden.

Das für die energiewirtschaftliche Systemanalyse in MatlabSIMULINK® erstellte Systemmodell des Energieversorgungssystems Deutschlands ist in der Lage, die wesentlichen Phänomene innerhalb der deutschen Strom- und Energiewirtschaft abzubilden. Außerdem kann über die Veränderung der Parametrierung das Systemmodell an zukünftige wirtschaftliche und gesellschaftliche Entwicklungen angepasst werden.

Die Simulationsergebnisse lassen Rückschlüsse auf die zukünftige Situation der Energiewirtschaft, z. B. die Börsenstrompreisentwicklung aufgrund steigender Residuallasten, zu. Außerdem kann der Einfluss verschiedener Stromspeichertechnologien, z. B. auf den Kraftwerkseinsatz oder Import- und Exportmengen objektiv unter gleichen Rahmenbedingungen bewertet werden.

[1] Technische Universität Bergakademie Freiberg, Institut für Energieverfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen, Fuchsmühlenweg 9, 09599 Freiberg, Tel.: +49 3731 39-4481, Fax: +49 3731 39-4555, kristin.boblenz@iec.tu-freiberg.de, www.iec.tu-freiberg.de

Ergebnisse

Ein vereinfachtes Systemmodell des Energieversorgungssystems Deutschlands wurde anhand veröffentlichter Daten erstellt und für das Jahr 2015 validiert. Dafür wurden das Stromversorgungssystem, verschiedene Stromspeicher- und Sektorkopplungstechnologien wie Elektromobilität und Power-to-Heat sowie ein Teil des Gasnetzes abgebildet. Das Modell ist in der Lage, wichtige energiewirtschaftliche Zusammenhänge wie die grenzkostenabhängige Merit-Order an der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig und die residuallastabhängige Strompreisbildung ausreichend genau abzubilden. Mittels dieses Systemmodells wurden in einer energiewirtschaftlichen Systemanalyse für das Jahr 2030 die Auswirkungen der energiewendebedingten Veränderungen auf das Energieversorgunssystem Deutschlands simuliert.

Anschließend wurde der Einfluss von drei Stromspeicher-Konzepten auf das Energieversorgungssystem 2030 untersucht. Zwei Polygeneration-Annex-Anlagen sowie eine PtG-Anlage mit Methanisierung wurden quasidynamisch modelliert und bilanziert. Bei den Polygeneration Annex Anlagen handelt es sich um ein Standard-Dampfkraftwerk modernster Bauart (BoA Block des Kraftwerkes Niederaußem), das um eine vergasungsbasierte Syntheseanlage vergleichsweise kleiner Vergaserkapazität (500 MW) ergänzt wurde. Als Produkte wurden Methanol als wichtiger Chemierohstoff und Substitute Natural Gas (SNG) als Speicherbrennstoff betrachtet. Die PtG-Anlage bezieht aus dem Rauchgas eines Standard-Dampfkraftwerkes abgetrenntes CO_2 und setzt es mit Elektrolysewasserstoff ebenfalls zu SNG um. Als Schlüsselkomponente für die Stromspeicherung wurde bei allen drei Konzepten eine alkalische Druckelektrolyse mit 150 MW installierter Leistung angenommen, was die vergleichende Bewertung der drei Konzepte sicherstellt.

Die Berechnungen zeigen, dass die Verringerung der Minimallast des Dampfkraftwerkes durch Elektrolyse zu einer geringeren Braunkohleerzeugung führt. Dies wiederum hat den vermehrten Einsatz vom CO_2-neutralen Pumpspeicherkraftwerken sowie leicht verringerten Im- und Export zur Folge, was zur Entlastung der Netze führt. Für die beiden SNG-Konzepte konnte gezeigt werden, dass das erzeugte SNG zur Energiespeicherung bzw. zum Transport in das Erdgasnetz eingespeist werden kann.

7.6.2 Analyse des Betriebsverhaltens einer Power-to-Gas Anlage mit modularer Hochdruck-PEM-Elektrolyse

Markus SARTORY[1], Markus JUSTL[1], Alexander TRATTNER[1], Manfred KLELL[1]

Problemstellung und Motivation

Zur Erreichung der Pariser Klimaziele ist rasches Handeln und ein Paradigmenwechsel des Energiesystems gefordert. Bis 2050 müssen die globalen Treibhausgas-Emissionen um mindestens 80 % (Basis 1990) reduziert werden, um die durchschnittliche Erderwärmung auf 2 °C zu beschränken. Maßnahmen zur Ausschöpfung von Energieeinsparungspotentialen, eine Steigerung der Effizienz des Energiesystems sowie ein umfassender Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung sind dazu unerlässlich. Mit zunehmendem Anteil regenerativer Stromproduktion, die durchwegs fluktuierenden Charakter aufweist, werden zur Anpassung von Stromerzeugungs- und Lastprofilen geeignete Speichertechnologien sowie Regelleistungen zur Stabilisierung der Stromverteilernetze notwendig. Nach heutigem Stand der Technik kommen zur Langzeitspeicherung großer Energiemengen neben Pumpspeicherkraftwerken nur chemische Energieträger wie Wasserstoff und synthetisches Methan, erzeugt aus Wasserstoff und CO_2 in Frage. Wasserstoff als kohlenstofffreier Energieträger und Energiespeicher ist der Schlüssel zur Verringerung der Abhängigkeit fossiler Energien.

Inhalt

Im österreichischen Pilotprojekt „wind2hydrogen“ wurde eine modulare Hochdruck-PEM-Elektrolyseanlage zur Herstellung von Wasserstoff geplant, behördlich genehmigt, aufgebaut und betrieben. Die in Abbildung 1 dargestellte Power-to-Gas Pilotanlage mit einer Anschlussleistung von 100 kW wurde am Standort einer bestehenden Erdgasverteilerstation, in unmittelbarer Nähe eines Windparks, realisiert. Wasserstoff wird mittels asymmetrischer Hochdruckelektrolyse bei 163 bar erzeugt und ohne mechanische Verdichtung in Druckgas-Versandbehälter abgefüllt oder in das Erdgasnetz eingespeist. Im Rahmen des mehrjährigen Pilotbetriebs wurde die Anlage nach erfolgreicher Durchführung von stationären und dynamischen Charakterisierungstests mit unterschiedlichen Lastprofilen betrieben und die Kopplung mit regenerativer Stromerzeugung der Windkraftanlage demonstriert.



Abbildung 1: wind2hydrogen – Hochdruck-PEM-Elektrolyseanlage

Ergebnisse

Im Rahmen des Pilotbetriebs wurde die Elektrolyseanlage mit unterschiedlichen Betriebsweisen (Abbildung 2) und daraus abgeleiteten Lastprofilen, insbesondere in Abhängigkeit der fluktuierenden Windstromerzeugung, betrieben. Nach erfolgreicher Inbetriebnahme der Gesamtanlage wurde der Elektrolyseur in der ersten Phase des Pilotbetriebs stationär bei Nennlast betrieben.

[1] HyCentA Research GmbH, Inffeldgasse 15, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-9501, office@hycenta.at, www.hycenta.at

Anschließend wurden grundlegende Charakterisierungstests in stationären Teillast-Betriebspunkten innerhalb des möglichen Lastbereiches unter Variation der Betriebsstrategie durchgeführt. Im Vergleich zum eingeschränkten Lastbereich (40 bis 100 %) einer vergleichbaren Hochdruckelektrolyseanlage in Ein-Stack-Ausführung ermöglicht die modulare Bauweise den flexiblen Betrieb innerhalb eines weiten Lastbereiches von 3 bis 100 % der Nennlast. Das dynamische Verhalten der Elektrolyseanlage wurde durch Aufschalten von Sprungfunktionen und Ermittlung der Sprungantworten analysiert. Die geforderte Reaktionszeit von höchstens 30 Sekunden für die Teilnahme und Qualifizierung am Regelenergiemarkt als Primärregel-leistung wurde ohne weitere Optimierungsmaßnahmen eingehalten.

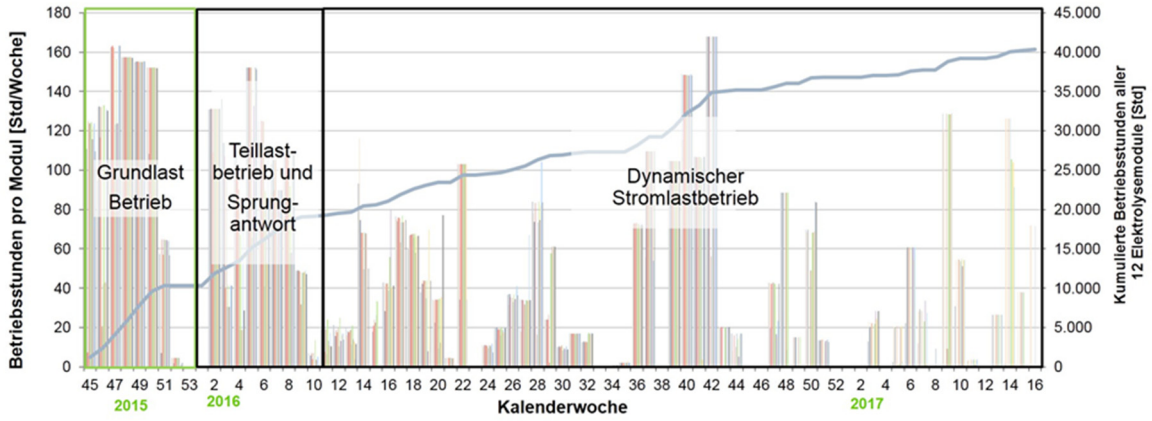


Abbildung 2: Betriebsstundenverlauf und Testphasen im Rahmen des Versuchsbetriebs

In der letzten Phase des Pilotprojekts wurde der dynamische Stromlastbetrieb mit unterschiedlichen Betriebsweisen (windgeführter, strompreisgeführter oder Regellastbetrieb) untersucht. Optimierungspotenziale hinsichtlich Betriebsstrategie und Anlagenkonfiguration wurden identifiziert.

Parallel zu den experimentellen Untersuchungen wurde ein Simulationsmodell für die Elektrolyseanlage erstellt und mithilfe der Messergebnisse validiert. In Simulationsstudien wurden Parametervariationen, wie die Variation des Wasserstoffproduktgasdrucks, zur weiteren Optimierung der Prozessführung und Anlagenkonfiguration durchgeführt.

Im Gesamtverlauf des mehrjährigen Pilotbetriebs wurden in mehr als 40.350 Modul-Betriebsstunden 4610 kg Wasserstoff produziert und mehr als 7.400 Start-Stopp-Zyklen durchlaufen, wodurch die Dauerhaltbarkeit und Robustheit der Anlage demonstriert werden konnten.

Hinweis

Das Projekt wind2hydrogen wurde in Zusammenarbeit von OMV Gas & Power GmbH, Energieinstitut an der JKU Linz, HyCentA Research GmbH, Fronius International GmbH und EVN AG durchgeführt und im Rahmen der FTI-Initiative e!MISSION vom Klima- und Energiefonds gefördert.

7.6.3 Betrieb und Speicherbewirtschaftung einer „Closed-Loop“-Power-to-Gas Anlage

Thomas GRANDL[1], Benjamin BÖCKL[1], Peter PECHTL[2], Thomas KIENBERGER[1]

Inhalt

Durch den vermehrten Einsatz erneuerbarer Energie- und vor allem Stromerzeuger steigen die Fluktuationen im Stromnetz stetig an. Dies führt zu immer häufigeren und in ihrem Ausmaß immer größeren, positiven wie negativen Lastspitzen im Netz. Um diese zu glätten und vor allem um saisonale Erzeugungs- und Verbrauchsunterschiede auszugleichen sind Energiespeicher mit enormen Kapazitäten notwendig, die, um die Nutzung der erneuerbaren Energieerzeuger nicht zu konterkarieren, keinen CO_2-Ausstoß verursachen. Aus diesem Grund wird mit Hilfe der Simulationssoftware „EBSILON Professional“ ein Konzept entwickelt, welches wie eine herkömmliche Power-to-Gas-Anlage Strom aus dem Netz nutzt, um die aufgenommene elektrische Energie in chemische Energie, im Konkreten Methan, umzuwandeln. Dieses Gas wird gespeichert und kann in einer nachgeschalteten Verstromung (Clausius-Rankine Dampfprozess) wieder in elektrische Energie umgewandelt und ins Netz eingespeist werden. Durch geeignete Verfahren soll sowohl die Dimensionierung als auch der Betrieb der Anlage optimiert werden.

Im Gegensatz zu herkömmlichen Konzepten sollen bei dem hier vorgestellten „Closed-Loop“ Prinzip die anfallenden Prozessmedien H_2, O_2, CO_2 und H_2O zusätzlich zu dem produzierten CH_4 zwischengespeichert werden, siehe Abbildung 1. Dadurch wird die Wechselwirkung der Anlage mit der Umgebung auf den Bezug und die Einspeisung elektrischer Energie vom bzw. ins Netz reduziert. Weder erfolgt ein Ausstoß von CO_2 aus der Verstromung, noch ist für dessen Oxy-Fuel-Prozess eine Luftzerlegungsanlage notwendig. Durch dieses „Closed-Loop“ Prinzip wirkt die Gesamtanlage gleich einer großen „Batterie“.

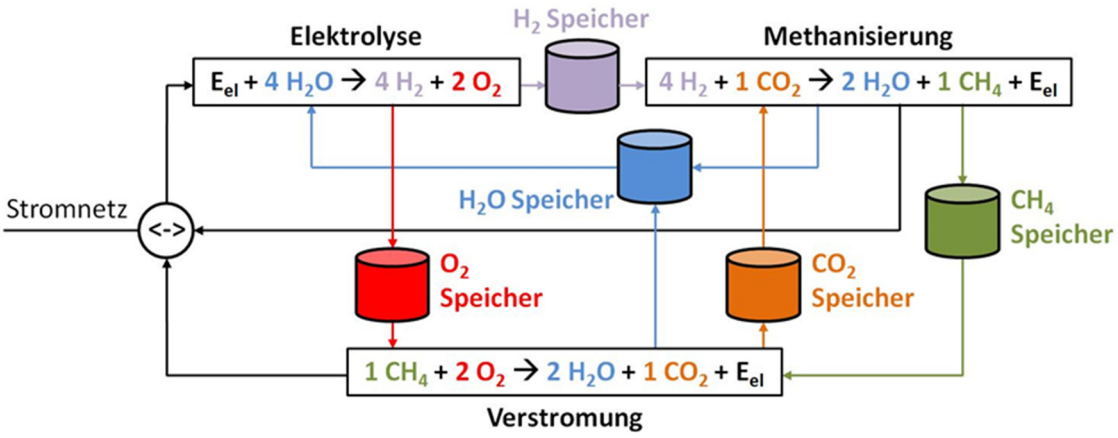


Abbildung 1: Schema der Gesamtanlage

Sinn dieses Konzepts ist die Integration der Speicherkapazitäten, die bei einer Speicherung des Stroms als Brenngas notwendig sind, in die zukünftige Anlage selbst. Würde alleine das erzeugte CH_4 gespeichert (und H_2 zwischen Elektrolyse und Methanisierung lediglich gepuffert) und alle anderen notwendigen Gase/Flüssigkeiten aus der Umwelt bezogen werden, so würde diese Umwelt die Speicher darstellen. Allerdings wäre die Rückgewinnung der Medien aus diesem „Speicher“ sehr aufwendig und kostspielig, da Luftzerlegungsanlagen notwendig wären, um O_2 und CO_2, aus der Luft zu extrahieren. Daher könnte eine solche „Closed-Loop“ Anlage mit ihren notwendigen Speicherkapazitäten trotz der aufwendigen Speicherinfrastruktur sinnvoller sein.

[1] Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, Tel.: +43 3842 402 5401, Fax: +43 3842 402 5402, evt@unileoben.ac.at, www.evt.unileoben.ac.at
[2] VTU Energy GmbH, Parkring 18G, 8074 Raaba-Grambach, Tel.: +43 316 4009 800, peter.pechtl@vtu.com, www.vtu-energy.com

Methodik

Die Optimierung soll zwei Aspekte betrachten:

(1) Auslegung der Anlagenkomponenten

(2) Betrieb der Anlage in Hinblick auf Netzanforderungen und Speichergrößen

Dazu werden folgende Schritte durchgeführt:

(1) Entwickeln bzw. Adaptieren der Anlagenkomponenten Elektrolyse, Methanisierung und Verstromung

(2) Zusammenführen der Komponenten zu einer Gesamtanlage, vorsehen von zusätzlichen Komponenten, die Speicher simulieren

(3) Optimierung des Gesamtwirkungsgrades – „Round-Trip-Efficiency“

(4) Aufbau eines Verfahrens, welches die einzelnen Komponenten in Bezug auf die Netzanforderung optimal dimensioniert

(5) Entwicklung eines Optimierungsverfahrens, welches die Leistung der Anlage über ein Jahr in diskreten Schritten (z. B. 8.760h/a) in Bezug auf die Netzanforderung und unter Berücksichtigung der Speicherkapazitäten optimal bestimmt

Ergebnisse

Es konnte ein Modell einer vollständigen Anlage, wie sie oben beschrieben wurde, entwickelt werden. Hierbei wurden die einzelnen Komponenten auf einem hohen Detaillierungsgrad dargestellt. Dies bedeutet, dass das thermodynamische Verhalten der einzelnen Komponenten wie Reaktoren, Wärmetauscher, Turbinen, etc. berücksichtigt, sowie deren Wechselwirkung aufeinander simuliert wird.

Das Modell wurde danach energetisch optimiert. Dazu wird beispielsweise die Abwärme der Methanisierung zur Dampferzeugung in einem separaten Dampfprozess genutzt. Auf diese Weise konnten die Wirkungsgrade der einzelnen Teilbereiche optimiert und in weiterer Folge der Wirkungsgrad der Gesamtanlage maximiert werden. Im optimalen Betriebsbereichen beträgt die Round-Trip-Efficiency des Konzepts etwa 20 %.

Ausblick

Für die Auslegung der Verstromung sowie die Optimierung des Betriebs der Gesamtanlage wird ein quadratisches Optimierungsverfahren, welches in diversen Softwarepaketen wie MATLAB, Octave oder Python implementiert ist, ausgewählt.

Die Auslegung der Verstromung, deren Effizienz stark von den Teillastbereichen abhängt, wird dabei so gewählt um eine möglichst hohe Zahl an Volllaststunden zu gewährleisten, auch wenn dabei einzelne Lastspitzen nicht abgedeckt werden können.

Im Zuge der Betriebsoptimierung wird die Sollleistung der Anlage, in Bezug auf die Netzvorgabe in den diskretisierten Zeitschritten, bestimmt. „Optimal“ bedeutet in diesem Sinn, dass die Eingangs- und Ausgangsleistung der Anlage in größtmöglichem Maße der Netzvorgabe entspricht. Einschränkungen wie z.B. die verfügbare Speichergröße, die Maximalleistung, „ramp rates“ usw. können hierbei als Randbedingungen berücksichtigt werden.

7.6.4 Integration einer Power-to-Gas-Anlage in ein integriertes Stahlwerk

Ana Roza MEDVED[1], Philipp BIEGGER[1], Markus LEHNER[1]

Einleitung

Problematik bei der Nutzung erneuerbare Energien (besonders bei Windkraft und Photovoltaik) ist das stark fluktuierende Angebot, das zudem jahreszeitlich abhängig ist. Eine Möglichkeit zur Speicherung des Überschussstroms ist die Umwandlung von elektrischer in chemische Energie durch die „Power-to-Gas"-Technologie. Power-to-Gas beschreibt ein Konzept, mit dem durch Wasserelektrolyse gewonnener Wasserstoff direkt wieder eingesetzt werden kann oder mit einer geeigneten Kohlenstoffquelle zu Methan weiter umgesetzt wird

Problemstellung

In der Stahlproduktion in einem integrierten Hüttenwerk fallen energiereiche CO-, CO_2- und H_2-haltige Kuppelgase aus unterschiedlichen Prozessen an, welche ein großes Potenzial für die Einbindung einer Power-to-Gas-Anlage haben. Tiegelgas (TG) aus dem Stahlwerk, Kokereigas (KG) aus der Kokerei und Gichtgas (GG) aus dem Hochofen weisen unterschiedliche Zusammensetzungen hinsichtlich CO, CO_2, H_2, CH_4, N_2 und Spurgasen auf (Tabelle 1).

	TG	KG	GG
CO_2 [Vol-%]	19,6	1,2	21,9
CO [Vol-%]	52	5,8	25,8
H_2 [Vol-%]	0,3	66,2	5,9
CH_4 [Vol-%]	–	21,9	0,5
N_2 [Vol-%]	28,1	~2,9	~45,9
C_xH_y [Vol-%]	–	~2,0	–
Spurgasen			

Tabelle 1: Zusammensetzung vom Kuppelgasen

Im Jahr 2017 startete das Forschungsprojekt „Renewable Steel Gases", welches vom Klima- und Energiefonds gefördert wird. An dem Projekt arbeiten die Forschungseinrichtungen MU Leoben, TU Wien und Energieinstitut an der JKU Linz gemeinsam mit der K1-MET GmbH und voestalpine Linz und Donawitz. Im Rahmen des Projektes werden mit Projektpartnern verschiedene Szenarien für die Einbindung einer Power-to-Gas-Anlage erarbeitet, die als Basis für weitere simulative und experimentelle Untersuchungen dienen werden.

Das Konzept beruht auf der Wasserstofferzeugung mittels Wasserelektrolyse aus erneuerbaren Strom und der biogenen H_2-Produktion durch Wirbelschicht-Biomassevergasung. Der so gewonnene Wasserstoff wird nachfolgend für eine Methanisierung der Kuppelgase und dem biogenen CO_2 aus der Biomassevergasung genutzt. Zusätzlich fällt als Nebenprodukt bei der Elektrolyse O_2 an, welcher auch im Hüttenwerk verwendet werden kann (Abbildung 1).

[1] Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes / Department Umwelt- und Energieverfahrenstechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, Tel.: +43 3842 402-5008, Fax: +43 3842 402-5002, philipp.biegger@unileoben.ac.at, www.vtiu.unileoben.ac.at

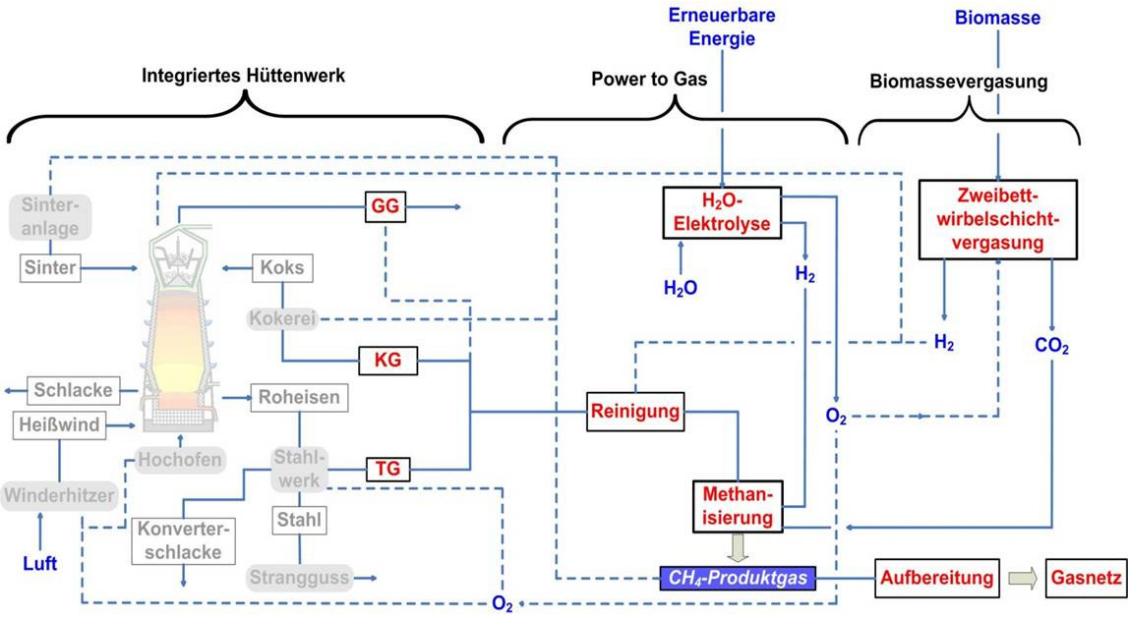


Abbildung 1: Prinzipskizze möglicher Verschaltungen im Projekt „Renewable Steel Gases“

Verschiedene Szenarien werden ausgearbeitet und mit der Hilfe von Aspen Plus® simuliert, welche als Grundlage für weitere experimentelle Untersuchungen dienen. Eines der Szenarien beschäftigt sich mit der maximalen Nutzung der CO/CO_2-Anteile eines Kuppelgasgemisches durch die katalytische Methanisierung, wobei das Produkt SNG als Erdgassubstitut hüttenwerksintern genutzt werden soll. Durch die großen verfügbaren Mengen an CO_x ist es denkbar, den gesamten Erdgasbedarf in dem Hüttenwerk abzudecken. Ein weiteres Szenario ist auch die Nutzung der gesamten CO_2-Emissionen des Hüttenwerks.

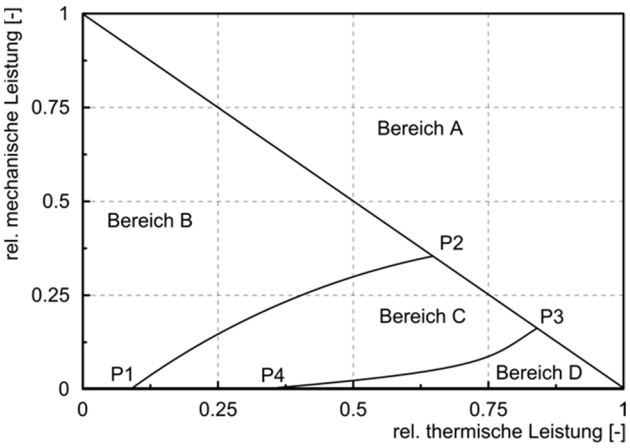
In einer bestehenden Labor-Methanisierungsanlage der Montanuniversität Leoben wird der Einfluss der Gaszusammensetzung experimentell untersucht. Das dreistufige Festbettreaktor-System ermöglicht die Variation von $CO/CO_2/H_2$-Verhältnis, Katalysatoren, Betriebsparametern (Durchfluss, Druck und Temperatur), sowie die Beimengung von N_2 als Ballastgas und die Auswirkung von Katalysatorgiften zu ermitteln. Es werden erste Ergebnisse der Simulationen sowie der experimentellen Untersuchungen vorgestellt.

7.6.5 Betriebsstrategieentwicklung von Ottomotoren für KWK-Anlagen im Kontext von Power-to-Gas-Konzepten

Jens STEINMILL[1], Amir POURSHAHIDZADEH[1]

Inhalt

KWK-Anlagen ermöglichen bei Betrachtung im Kontext von Power-to-Gas-Konzepten eine zeitgleiche Rückverstromung und eine sektorübergreifende Erzeugung von Wärme aus dem regenerativ erzeugten Brenngas. Die Steuerung und Regelung von Verbrennungsmotoren, bei Einsatz in KWK-Anlagen, hat den Stand der Technik, welcher in der Automobilbranche üblich ist, noch nicht erreicht. Häufig werden die Motoren stationär in einem Betriebspunkt, ohne Anpassung des Brennverfahrens betrieben.



Zur Darstellung variabler Anteile von erzeugter Wärme und erzeugtem Strom wird eine leistungsgeführte Motorsteuerung dargestellt, die thermische und mechanische Leistungsanforderungen umsetzt. Die Leistungsanforderungen werden relativ auf die Gesamtsystemleistung (thermische und mechanische Leistung) bezogen. Es wird ein Leistungsstrukturdiagramm eingeführt, anhand dessen der Betriebsbereich von Verbrennungsmotoren in KWK-Anlagen in Bezug auf die Variabilität von mechanischer und thermischer Leistungsabgabe dargestellt werden kann (Abbildung 1).

Abbildung 1: Betriebsbereiche der leistungsgeführten Motorsteuerung (schematische Darstellung)

P1 entspricht einem Betriebspunkt ohne mechanischer Leistungsabgabe. Die Reibleistung des Motors entspricht hier der indizierten Leistung.

In Punkt P2 wird die mechanische Nennleistung erreicht. Der Luftmassenstrom ist auf der Grenze (P2;P3) maximal. Da die maximale Luftfüllung nur in geringem Maße von der Verbrennung beeinflusst wird, kann die Grenze (P2;P3) annähernd linear dargestellt werden.

Im Punkt P3 entspricht die thermische Belastung den maximal tolerierbaren Parametern. Entsprechend ist die Grenze (P4;P3) durch thermische Belastung und Verbrennungsstabilität definiert. Der Bereich D kann durch Stabilisierung des Brennverfahrens und durch eine höhere thermische Belastbarkeit verkleinert werden. Dies kann z. B. durch die Auswahl von thermisch resistenteren Werkstoffen umgesetzt werden.

P4 stellt den Betriebspunkt mit höchster thermischer Leistung dar, bei dem keine mechanische Leistung produziert wird. Die Grenzen des Betriebskennfeldes ergeben sich aufgrund des maximal erreichbaren effektiven Wirkungsgrads, der Verbrennungsstabilität und der thermischen Belastbarkeit des Motors.

Der Betriebspunkt des Verbrennungsmotors wird aus thermischen und mechanischen Leistungsanforderungen sowie dem gewünschten Betriebsmodus abgeleitet. Zur Entwicklung der Motorsteuerungsfunktionen wird ein Motorprüfstand genutzt, der in Bezug auf die Messdatenerfassung- und Verarbeitung für den Betrieb mit einem Rapid-Control-Prototyping Steuergerät optimiert ist. Die Steuerungsalgorithmen werden dargestellt und exemplarisch anhand des Prüfstandsmotors parametriert. Nach Applikation der Funktionen werden die Betriebsbereiche im Leistungsstrukturdiagramm dargestellt. Die entwickelten Funktionen erweitern das Potential von KWK-Anlagen in Bezug auf eine variable, sektorübergreifende Nutzung von regenerativ erzeugtem Erdgas.

[1] Ruhr-Universität Bochum, Lehrstuhl für Verbrennungsmotoren, Universitätsstraße 150, 44780 Bochum, Tel.: +49 234 32-27404, Fax: +49 234 32-07404, jens.steinmill@rub.de, www.lvm.rub.de

7.6.6 Kläranlagen in Kombination mit der Wasserelektrolyse als neue Anbieter von Regelenergieprodukten

Franziska HÖNIG[1], Matthias EBERT[1], Ulrich BLUM[2]

Inhalt

Durch die voranschreitende Substitution herkömmlicher Energieerzeugung aus fossilen Brennstoffen durch erneuerbare Energiequellen entstehen neue Herausforderung an das intelligente Management der Ressource Strom. Es gilt zu Zeiten hohen Angebots, überschüssigen Strom aus dem Netz zu nehmen, zu speichern und bei Bedarf kurzfristig wieder einzuspeisen. Bisher gibt es eine Vielzahl von Ansätzen zur Speicherung, dezentral wie zentral, doch die wirtschaftliche Rentabilität stellt das größte Hindernis dar.

Hier setzt das HYPOS-Projekt *LocalHy* mit folgender Zielsetzung an: Ein auf kommunalen Kläranlagen eingesetzter Elektrolyseur soll bei überschüssiger erneuerbarer Elektrizität Sauerstoff und Wasserstoff produzieren (negative Regelleistung). Die entstandenen Produkte werden zwischengespeichert und sollen unter anderem bei einem fehlenden Dargebot von erneuerbarer Energie in einer neuartigen Rückverstromungseinheit, einem speziell auf Wasserstoff umgerüsteten Wasserstoff-Sauerstoff-Verbrennungsmotor, bedarfsgerecht und emissionsfrei verbrannt werden und dabei neben Wärme auch elektrische Energie erzeugen (positive Regelleistung). Das System dient damit als dringend benötigter Energiespeicher für fluktuative Energieerzeuger.

Wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit erfährt die Kombination aus Kläranlage und Elektrolyseur durch die Verwertung der Elektrolyseprodukte bei Nichtverstromung. Der Reinsauerstoff wird zur biologischen Reinigung in die Belebungsbecken eingebracht. Die sonst verwendeten, sehr stromintensiven Gebläse für die Belüftung werden vollständig durch die Reinsauerstoffzufuhr ersetzt. Im Projekt wird dies bereits in einem Testbelebungsbecken untersucht. Der bisher bezogene Strom für die Gebläse lässt sich somit einsparen. Der gewonnene Wasserstoff kann neben der Verbrennung im Kreislaufmotor einer weiteren Nutzung zugeführt werden: Im vorliegenden System dient dieser als Kraftstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge, welche mit einer eigens für das Projekt entwickelten Wasserstofftankstelle mit hydraulischem Verdichter direkt vor Ort betankt werden können. Zukünftig wäre es denkbar, damit kommunale Flottenfahrzeuge wie Busse und Taxis mit Brennstoffzellenantrieb emissionsfrei zu betanken.

Diese neuartige Systemzusammenstellung für die dezentrale Wasserstofferzeugung und -nutzung wird als Versuchsanlage auf einer bereits bestehenden Kläranlage installiert, betrieben und von den beteiligten Projektpartnern ausgewertet. Übergeordnetes Ziel ist es, die technische und wirtschaftliche Machbarkeit eines solchen dezentralen Power-to-Gas (PtG)-Systems nachzuweisen, welches nach dem derzeitigen Kenntnisstand eines der weltweit ersten PtG-Systeme ist, das sektorenübergreifend Lösungsansätze für die Energiewirtschaft, Mobilität und kommunale Abwasserentsorgung erarbeitet.

Das im Rahmen des Projektes *LocalHy* entwickelte Systemanalyse- und Wirtschaftlichkeitstool hat zum Ziel, für jeden individuellen Bedarfsfall (Größe der Kläranlage, Anzahl der zu betankenden Fahrzeuge, Rückverstromungsbedarf usw.) die sowohl technisch als auch wirtschaftlich optimale Systemkonfiguration zu ermitteln. Im Zuge der Systemsimulation werden der Elektrolyseur und die entsprechenden Sauerstoff- und Wasserstoffspeicher je nach zur Verfügung stehender Erneuerbarer Energie und den jeweiligen Verbrauchern ausgelegt. Das Wirtschaftlichkeitsanalysetool bewertet das angelegte Projekt über die gesamte Laufzeit und gibt eine Empfehlung für den Betreiber, ob sich die Investition in ein solches System lohnt.

[1] Fraunhofer / Center für Silizium-Photovoltaik, Otto-Eißfeldt-Straße 12, 06120 Halle (Saale), Tel.: +49 345 5589-{5216|5200}, Fax: +49 345 5589 5999, {franziska.hoenig|matthias.ebert}@csp.fraunhofer.de, www.csp.fraunhofer.de

[2] Fraunhofer / Zentrum für Mikrostruktur von Werkstoffen und Systemen sowie der Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg, Lehrstuhl für Wirtschaftspolitik und Wirtschaftsforschung, Große Steinstraße 73, 06108 Halle (Saale), Tel.: +49 345 55 23377, Fax: +49 345 55 27445, ulrich.blum@wiwi.uni-halle.de, wipofo.wiwi.uni-halle.de, ulrich.blum@imws.fraunhofer.de, www.materials-economics.com

Das Ergebnis des Gesamtprojektes ist die Demonstration eines PtG-Systems, welches sich neben der Bereitstellung von negativer Regelleistung durch den Elektrolyseur, der Wasserstoffnutzung für Mobilitätszwecke und für die Rückverstromung zur Bereitstellung positiver Regelleistung und Wärme bis hin zur Sauerstoffanwendung im Belebungsbecken einer Kläranlage allen Bereichen der Sektorenkopplung widmet und somit einen wesentlichen Beitrag zum Gelingen der Energiewende beiträgt.

Das Konzept lässt sich auch auf andere, saustoffverbrauchende Systeme anwenden, für die auch die gleichzeitige Energiespeicherung von Bedeutung ist; Anwendungsperspektiven reichen von Aquakulturen bis hin zur Krankenhäusern. Schließlich könnte das System geeignet sein, dezentrale (Klein-)Versorgungs- und Entsorgungssysteme aufzubauen, die für Kleinstsiedlungen ebenso wie – modular – für Katastropheneinsatz Anwendung finden können.

Danksagung

Wir danken dem Bundesministerium für Bildung und Forschung, welches im Rahmen der Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany (HYPOS)-Initiative das Projekt *LocalHy* möglich macht (Förderkennzeichen: 03ZZ0705D).

8 STREAM G: MOBILITÄT UND ENERGIEEFFIZIENZ

8.1 RÄUMLICHE ASPEKTE E-MOBILITÄT (SESSION G1)

8.1.1 Survey to Assess the Barriers to Widespread Electric Vehicle Use in a Mediterranean Island Setting

Manfred WEISSENBACHER[1], Emma AHOMAA[1]

Introduction

The small European Union island nation of Malta has in recent years reduced its carbon footprint substantially by shifting electric power generation from oil to gas and by commissioning an interconnector to Sicily (Weissenbacher and Muenchrath, 2014). Transport, the second largest sector in terms of greenhouse gas contribution, offers itself as another main target for decarbonization. In a previous study a model was devised to evaluate the potential of biofuels to reduce carbon dioxide emissions and to reach the mandatory EU 2020 goal of 10 % renewable energy in transport (Lauri, Sant, and Weissenbacher, 2014). In a current study we attempted to assess the possibility to achieve a large electric vehicle fleet in Malta. This involved a review of policies to incentivize electric vehicle use in various countries, a cost-benefit analysis of introducing such policies in Malta, and an investigation to identify the reasons for the existing incentive schemes to fail triggering high demand for electric vehicles. We are here reporting the results of a survey conducted to clarify the latter and to determine the perception and opinion of potential electric vehicle buyers. The survey was thus also an evaluation of the effect of the EU-financed DemoEV project, which by December 2014 had installed 90 charging points on the islands, put 24 electric vehicles on the roads, and trained over 170 participants on the operation and functioning of electric vehicles (Calamatta, 2015).

Methods

The survey was designed as a paper and online survey, with the link to the online survey being sent to email addresses and social media platforms with local interest groups. Email recipients were encouraged to pass on the link to the survey platform. The survey distribution channels were chosen to achieve demographic variety within the overall respondent target group of residents 18 years and older. The survey was not limited to car owners or holders of a driver's license. This target group, or, in statistical terms, population, was calculated to be 338,086 based on the latest demographic review of 2014. The confidence level, i.e. the probability that the sample accurately reflects the attitudes of the population, was set at 95 %, while the margin of error, reflecting the range that the population's responses may deviate from the sample's, was set at 10 %. This way the sample size was calculated at 97. The survey consisted of 11 questions, nine of which were polar questions (yes/no questions), while the remaining two were multiple choice questions. It was avoided to use specialized language.

Results

The demographics of the survey respondents were as follows. Female respondents (54 %) and male respondents (46 %) were relatively equally represented. The median age was 30 years for female and 37 years for male respondents. (For comparison, the median age of the Maltese population as a whole is 41.5 years.) In terms of highest completed education, 2 % of respondents stated primary, 19 % secondary, and 79 % tertiary. (For comparison, 32.3 % of the Maltese population have tertiary level education.) The survey response revealed that half of the respondents use a car daily and that just over half of the respondents not using a car on a daily basis were women. Ninety percent of respondents considered pollution generated by road traffic as a problem.

[1] University of Malta, Institute for Sustainable Energy, Msida, MSD 2080, Malta, manfred.weissenbacher@um.edu.mt, ahomaa.emma@gmail.com

Of the remaining ten percent, most were non-users of cars (on a daily basis). Notably, these respondents resided in areas of relatively low traffic volume (Pembroke, Swieqi and Mgarr). Over 85 % of respondents had never driven an electric vehicle. Among those who had, there was only one woman. Nearly 48 % of respondents had never considered buying an electric vehicle. Among men the share of those who had indeed considered such purchase was larger (65 %) compared to female respondents (42 %). Most of those who had considered buying an electric vehicle had previously driven one. A question regarding the main reasons of concern allowed for a choice of up to three answers out of the following: “The purchase price is too high”; “The driving range is not sufficient”; “The battery lifetime and its replacement costs”; “Maintenance costs”; “Charging takes too long”; “Availability of charging points”; “The resale value”; and “The technology”. The top-ranking concerns were 1. “availability of charging points”, 2. “the battery lifetime and its replacement costs”, and 3. “the purchase price is too high”. However, 85 % of both male and female respondents indicated that they would consider buying an electric vehicle if the upfront cost would be the same as with a conventional car (internal combustion engine), and 77.5 % stated that if they were to buy a car within the next two years, they would purchase an electric vehicle if it was economically possible. Only 26 % of respondents knew about the grant scheme available for the purchase of electric vehicles, and only 35 % knew that electric cars require the lowest registration tax and annual road license fee. Answering a question shown with a map that indicated the location of charging points, just over half of all respondents stated that they had not noticed any of the charging points on the streets of Malta. Regarding the most important benefit of electric cars, over 67 % felt that this was that electric vehicles do not produce tailpipe exhaust. The second most important benefit (chosen by 14 % of respondents) was that “It shows that the owner is an environmentally friendly person”.

Conclusions

With well over 600 passenger cars per 1,000 inhabitants, Malta has one of the highest national car densities in Europe. This is related to the high degree of urbanization and Malta’s extreme population density. Traffic congestion is considered a severe problem and air pollution limits are frequently exceeded. Yet, out of 283,138 passenger cars licensed in Malta at the start of 2017 only 169 were electric vehicles. This in itself shows that the mentioned DemoEV project, which began in 2012, did not manage to trigger a transition within the given time frame. Our survey, in which holders of tertiary education were overrepresented, attracted a large share of respondents already interested in electric vehicles. In contrast to the low observed electric vehicle registration (below 1 % of the total), a large percentage of respondents (15 %) had already driven an electric vehicle, which might in part be an achievement of the DemoEV project. On the other hand, the installed charging stations remained invisible for half the respondents, indicating that only those who ever considered buying an electric vehicle (also half) would actually notice any. Given that the top-ranking concern was the “availability of charging points”, and cost-related concerns were high while existing incentive schemes were largely unknown, we conclude that further information campaigns about measures already in place would be beneficial to promote electric vehicle use. Driving range anxiety, on the other hand, is absent due to the insular structures, and the local environmental benefits of electric vehicles seem to be well known.

References

[1] Weissenbacher, M., Muenchrath, J. (2014) “From Laggard to Leader? Malta’s Transition towards lower CO_2 Emissions and a larger Renewables Share with Aspects of Energy Storage”, Proceedings EnInnov 2014, 13. Symposium Energieinnovation, TU Graz, February 12 -14 (Graz, Austria) Online: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2014/files/lf/LF_Weissenbacher.pdf

[2] Lauri, A., Sant, G., and Weissenbacher, M. (2014) “Modelling Malta’s Road Transport System to Evaluate Carbon Dioxide Emissions and the Biofuel Potential: A Tool for Policy-Making”, Proceedings Sustainable Energy 2014: The Annual ISE Conference, University of Malta, March 20 (Qawra, Malta) Online: https://www.um.edu.mt/library/oar/bitstream/ handle/123456789/23001/ 4_5_Lauri_etal.pdf?sequence=1&isAllowed=y

[3] Calamatta, St. (2015) “DemoEV - Demonstration of the feasibility of electric vehicles towards climate change mitigation”, LIFE10 ENV/MT/000088, Online: http://ec.europa.eu/environment/life/ project/Projects/index.cfm?fuseaction=search.dspPage&n_proj_id=3978

8.1.2 Determinants of Transport Mode Choice in the Bodensee-Alpenrhein Region

Seyedeh R. ASHRAFI[1]

Abstract

Almost all countries around the world have set policies to reduce the usage of private car and to raise the usage of public transport by reducing the distance of travel, increasing density, increasing the access to public transport and so on. All of these developments are effective strategies for reducing car dependency. The factors which determine travel behavior of people are relatively broad. Beside the factors such as urban form and transport infrastructure, another important factor is the personal attribute which has a strong effect on the modal choice. Promoting efficient mobility to people requires adequate demand and offer information which with them can raise motivation to change travel behavior toward more sustainable way [1].

This paper presents a case study on Bodensee-Alpenrhein region, using empirical data from international travel survey e.g. daily travels of Sigmaringen, Ravensburg, Friedrichshafen, Konstanz and Singen (Hohentwiel) from MiD2008 [2], Vorarlberg from Österreichs Unterwegs 2013 [3] and St. Gallen, Frauenfeld and Jona from FSO 2015 [4].

Bodensee-Alpenrhein is a region with four million people in almost 15000 square kilometers in four countries including Austria, Germany, Liechtenstein and Switzerland. It is an economically vibrant region with a steadily growing population. Most of the homes and work places are concentrated in the Alpine Rhine Valley. In the last 50 years, this region has gone through an intense urbanization process, and is now characterized in many parts by urban sprawl [5]. Therefore, clear spatial boundaries of the build-up areas are missing [6]. This leads to a car-dependent lifestyle and high transport-related carbon emissions. A better understanding of the factors influencing mode choice in the region is needed in order to develop strategies for a more sustainable regional mobility.

This study takes a great attention to the needs of the user, who will use and move through modes of transport. To acquire knowledge on an individual's travel behavior which provides insight for changing travel behavior in more efficient way, we address three aspects of travel behavior including socio-demographic, geographical and travel attributes such as distance and motivation of travels.

We apply a descriptive statistical analysis and multinomial logit model to describe and estimate the impact of different factors on modal share. In order to distinguish the impact of each group of independent variables, first a regression analysis of each independent group is performed and then all independent variables are included in the model.

First results show that the influence of sociodemographic factors in Vorarlberg seems to be significantly stronger than then influence of spatial factors. Whereas, in Switzerland travel attributes have stronger influence on modal choice. In German-canton both socio-demographic and spatial indicators have significant impact on the modal share. However, result shows that the share of car mode is dominant for whole region.

As a conclusion, a comparison of different cantons in the case study indicates that however cantons have similar principles and frameworks for transport sector, but they have different travel behavior. The first reason is that each canton has its own public transport structures which is relatively different than others. For instance, Switzerland has one of the best railway networks in the world, Liechtenstein and Vorarlberg have very good bus networks, while public transport in the German canton is less developed. The second reason is that the transport policy in each of these countries is relatively different than others and this creates a nonhomogeneous developing transport policy in this region. For instance, Switzerland has a unique democracy system which gives the people extreme political power by referendum or popular initiatives.

[1] University of Vienna, Department of Geography and Regional Research, a01326244@unet.univie.ac.at

References

[1] S. Ashrafi and H. Neumann, “Determinants of transport mode choice in the Austrian province of Vorarlberg”, July 2017

[2] Oesterreich unterwegs 2013/2014

[3] MiD2008, Möbilität in Deutschland 2013/2014

[4] FSO 2015, Swiss Federal Statistical office 2015

[5] Zech, S. & Gassner, R. (eds) 2006. Vision Rheintal. Dokumentation 2006. Räumliche Entwicklung und regionale Kooperation im Vorarlberger Rheintal, Bregenz: Amt der Vorarlberger Landesregierung

[6] Hoffmann-Bohner, Karl-Heinz, Raumübersicht Plus, 2003

8.1.3 Ladestationen für den Bergtourismus in Tirol

Wolfgang WOYKE[1]

Einführung

Eine Reihe von plausiblen Gründen sprechen dafür, dass gerade an Parkplätzen, die Ausgangspunkt für Bergsportaktivitäten sind, beste Voraussetzungen für den wirtschaftlichen Betrieb von Ladesäulen aufweisen. Talstationen sind in der Regel mit einem Netzanschluss erheblicher Leistung ausgerüstet, die Nutzer von Bergbahnen haben einen längeren Anfahrtsweg, und die Nutzer von Bergbahnen parken ihre Fahrzeuge über mehrere Stunden hinweg. Die Fahrer von Elektrofahrzeugen haben also einen Bedarf zur Ladung der Fahrzeuge und es ist auch die Zeit vorhanden, die Fahrzeuge aufzuladen.

Zielsetzung und Fragestellung

Technik und Dienstleistungen rund um öffentlich zugängliche Ladesäulen werden von verschiedenen Anbietern vermarktet. Die Angebote richten sich an Kommunen und Betriebe, die ihren Bürgern oder Kunden den Service des Ladens von Fahrzeugbatterien anbieten wollen. Da die Elektromobilität im Markt noch am Anfang steht, haben sich noch keine Geschäfts- und Tarifmodelle etabliert, wie die Dienstleistung „Fahrzeugladung“ für Privatkunden angeboten werden soll. Die Studie „E-Berg – Ladestationen für den Bergtourismus“ [1] beschreibt beispielhaft einen Weg von der Analyse der Kundennachfrage über die Aufwandsabschätzung der Dienstleistung bis hin zu Tarifmodellen aus der Sicht eines fiktiven Betreibers einer Bergbahn.

Abschätzung der Kundennachfrage

Auch wenn sich der spezifische Energieverbrauch von Elektrofahrzeuge nicht mit Sicherheit eingrenzen lässt, zeigen die am Merkt angebotenen Modelle ein Trend hin zu einem Verbrauch von 15 kWh pro 100 km Fahrstrecke. Aus der typischen Anfahrdistanz lässt sich der Energiebedarf und aus der Parkzeit der Leistungsbedarf der Ladung für Kunden ableiten, die mit geladener Batterie zuhause aufbrechen und auf einem Parkplatz ihr Auto für die Zeitdauer ihrer Freizeitaktivität abstellen. Mit konkreten Nutzungsfälle, die stellvertretend für die Kundennachfrage stehen, lassen sich Energiebedarf, Aufenthaltsdauer und Ladezeit abschätzen (Tabelle 1).

	Anfahrts-weg	**Aufenthalts-dauer**	**Energie-bedarf**	**Benötigte Ladezeit**		
				4 kW	22 kW	50 kW
Tiroler Bergfreund	50 km	6,0 h	7,5 kWh	**2,1 h**	0,3 h	0,2 h
Münchner Bergfreund	150 km	6,0 h	22,5 kWh	**6,3 h**	**1,0 h**	0,5 h
Durchreisender	300 km	0,5 h	45,0 kWh	12,5 h	2,0 h	**0,9 h**
Freizeit fern	40 km	3,0 h	6,0 kWh	**1,7 h**	0,3 h	0,1 h
Freizeit nah	10 km	3,0 h	1,5 kWh	**0,4 h**	0,1 h	0,0 h
Spezifischer Energieverbrauch für 100 km:			15 kWh			

Tabelle 1: Ladezeiten für verschiedene Kundengruppe und Ladeleistungen

Der Individualverkehr im Tiroler Unterland kann für eine künftige Dienstleistung Fahrzeugladung in fünf Gruppen eingeteilt werden, die in Tabelle 1 aufgeführt sind. Bei den durch Fettdruck markierten Feldern liegt die benötigte Ladezeit unter oder knapp über der Aufenthaltsdauer auf einem Parkplatz. Insbesondere Kundengruppen, die man an Bergbahnen erwartet, benötigen nur eine geringe Ladeleistung. Dies hat einen wesentlichen Einfluss auf die Dimensionierung und Kosten der Ladesäulen.

[1] Fachhochschule Kufstein Tirol Bildungs Gmbh, Andreas-Hofer-Straße 7, Tel.: +43 5372 71819 120, wolfgang.woyke@fh-kufstein.ac.at, www.fh-kufstein.ac.at

Status der installierten Ladesäulen im Tiroler Unterland

Legt man die drei wichtigsten INTERNET-Plattformen für die Erfassung von Ladestationen im Tiroler Unterland zugrunde, so zählte man Angang 2017 insgesamt 58 Ladestationen mit 90 Ladepunkten, die dort erfasst sind. Lediglich sieben befinden sich derzeit an Bergbahnen. Die Leistung der Ladestationen teilt sich auf in 26 % mit geringer Leistung, 57 % mit mittlerer Leistung und 17% mit hoher Leistung. Die Ladestationen mit hoher Leistung befinden sich nicht nur im direkten Einzugsgebiet der Autobahn, sondern auch im Bereich einer hohen Dichte von Elektrofahrzeugen im Premiumbereich, die Schnellladefähig sind.

Aufwands- und Kostenschätzung

Verschiedene Akteure am Markt wie zum Beispiel TIWAG, Tiroler Wasserkraft AG, bieten Geschäftskunden an, Sie bei der Errichtung und dem Betrieb von Ladesäulen zu unterstützen. Der Umfang und die Modalitäten von Contracting und Dienstleistungen werden individuell mit dem institutionellen Kunden vereinbart. In einer hypothetischen Beispielrechnung für einen Bergbahnbetreiber ergeben sich Gesamtinvestitionen von deutlich weniger als 50.000.- € für zwei Ladestationen mit insgesamt acht Ladepunkten. Je vier davon haben eine kleine bzw. eine mittlere Ladeleistung. Die jährlichen Servicekosten mit 24/7 Bereitschaft liegen bei etwa 1.000.- € pro Jahr.

Nutzung und Tarifmodelle

Der Vorteil von Parkplätzen an Bergbahnen, dass die Ladung der Fahrzeuge mehrere Stunden in Anspruch nehmen darf, entpuppt sich für die Wirtschaftlichkeit auch als Nachteil, weil die Fahrzeuge die Parkplätze an den Ladesäulen auch die gesamte Aufenthaltsdauer in Anspruch nehmen. Dies begrenzt die mögliche Auslastung erheblich.

Andererseits werden an diesen Parkplätzen oftmals zeitgebundene Parkgebühren akzeptiert. Es ist also möglich, die Refinanzierung nicht nur auf den Verkaufspreis der Stromlieferung, sondern auch auf einen Zuschlag der Parkgebühren umzulegen, der die Belegung der Parkplätze an den Ladesäulen bewertet.

Drei Tarifmodelle sind unter den vorgestellten Annahmen tragfähig:

- Tarifmodell „Strom“: Verkaufspreis für Strom beträgt 50 ct/kWh; keine Parkgebühren
- Tarifmodell „Zeit“: Zeitpreis für das Parken beträgt 1.- €/h; keine Stromkosten
- Tarifmodell „Strom/Zeit“: Verkaufsprei für Strom 0,25 €/kWh zuzüglich 50 ct/h Parkgebühr

Zusammenfassung und Fazit

Segmentiert man die Nutzer von Elektrofahrzeugen in verschiedene Kundengruppen, so bestätigen sich die plausiblen Argumente für die Chancen von Ladesäulen speziell an Talstationen von Bergbahnen. Es lassen sich daraus auch Hinweise auf einen moderaten Leistungsbedarf ableiten. Die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit aus Sicht des Betreibers von Ladesäulen zeigt, dass sowohl Tarifmodelle basierend auf erhöhten Parkgebühren als auch Tarifmodelle basierend auf Gebühren für die gelieferte Ladeenergie tragfähig sind.

Literatur

[1] Woyke, W. et al.: E-Berg – Ladestationen für den Bergtourismus, [https://www.sev-bayern.de] geladen am 16.11.2017

8.1.4 Netzanbindung von Schnellladestationen an Autobahnen

Nils KRETH[1], Hans-Peter BECK[1]

Einleitung

Die Dekarbonisierung des Verkehrssektors erfordert die Sektorkopplung an den Energiesektor, sodass regenerativer Strom anstelle fossiler Kraftstoffe verwendet wird. Damit die Energiewende im Energiesektor weiter voranschreiten kann, muss der zusätzliche Strombedarf minimal gehalten werden. Die dafür notwendigen Effizienzsteigerungen sind durch den Umstieg auf Elektromobilität möglich, da in Elektrofahrzeugen der Strom direkt mit einem hohen Wirkungsgrad verwendet wird. Um den Anreiz des Umstieges zu erhöhen, sollte der Nutzer nicht sein Verhalten, sondern nur den Antrieb wechseln müssen. Die gewünschte Langstreckenfähigkeit erfordert zum einen eine höhere Reichweite und zum anderen ein flächendeckendes Netz an Schnellladestationen. Drei Möglichkeiten der Versorgung dieser Schnellladestationen werden im Folgenden untersucht und verglichen, wobei die Auslegung, der Betrieb und die Kosten betrachtet werden.

Modell des Nutzerverhaltens

Die Grundlage der Untersuchungen bildet das Modell des Nutzerverhaltens, welches unter der Annahme des gleichbleibenden Verhaltens der Autofahrer erstellt wird. Anhand dieses Modells und der erwarteten Nutzung am Standort wird die Schnellladestation simuliert und die nötige Anzahl Ladesäulen ermittelt, bei der die Wartezeiten möglichst gering sind. Je Ladesäule steht eine maximale Ladeleistung von 350 kW zur Verfügung, sodass bei einer Ladezeit von 15 Minuten eine Reichweite von über 300 km geladen werden kann. Simulationen der Schnellladestation mit unterschiedlicher Anzahl Ladesäulen haben gezeigt, dass in Summe 75 % des Jahres die Schnellladestation nicht genutzt wird, hingegen nur 0,5 % des Jahres alle Ladesäulen gleichzeitig besetzt sind.

Untersuchung der drei Varianten

Variante 1: Netzausbau

Anhand der Anzahl Ladesäulen ergibt sich die anzuschließende Leistung für die erste untersuchte Variante, bei der die Anschlussleistung des bestehenden Netzes durch Netzausbau erhöht wird. Dafür müssen abhängig der maximalen Leistung zusätzliche Transformatoren parallel zum bereits vorhandenen installiert und gegebenenfalls Kabelquerschnitte erhöht werden. Sollte ein Kabelausbau erforderlich sein, ist diese Variante aufwändig und bei späteren Erweiterungen der Schnellladestation unflexibel. Da bei der Auslegung die maximale Leistung der Schnellladestation berücksichtigt wird, ist die Nutzung des Netzanschlusses jederzeit garantiert. Allerdings ist dieser aufgrund des Nutzerverhaltens die meiste Zeit im Jahr überdimensioniert, weshalb die Auslastung unter 8 % beträgt. Die Kosten des Netzausbaus werden maßgeblich durch die Länge des notwendigen Kabelausbaus bestimmt und belaufen sich auf 31 ct/kWh bei 0 km bis 69 ct/kWh bei 30 km.

Variante 2: Batteriespeicher

Die Differenz zwischen der Anschlussleistung des vorhandenen Netzes und der Schnellladestation wird bei der zweiten Variante mit einem Batteriespeicher ausgeglichen. Um dessen Kapazität zu bestimmen, werden die Schnellladestation und der Batteriespeicher mit dem Modell des Nutzerverhaltens simuliert. Die dadurch entstehende Unsicherheit bei der Auslegung kann mit einem Sicherheitsfaktor minimiert werden. Der modulare Aufbau des Batteriespeichers ermöglicht nicht nur die schnelle Errichtung der Schnellladestation, sondern auch die flexible Anpassung im späteren Betrieb. Durch die Zwischenspeicherung im Batteriespeicher entstehen zusätzliche Verluste, die die Stromkosten im Vergleich zur ersten Variante erhöhen. Da jedoch der vorhandene Netzanschluss mit bis zu 30 % deutlich besser ausgenutzt wird, sinken die zu zahlenden Netzentgelte. Die Kosten hängen nur von der gewählten Anzahl Ladesäulen ab und betragen zwischen 32 ct/kWh und 40 ct/kWh.

[1] Technische Universität Clausthal, Institut für elektrische Energietechnik und Energiesysteme, Leibnizstraße 28, 38678 Clausthal-Zellerfeld, www.iee.tu-clausthal.de
{Tel.: +49 5323 72-3597, Fax: +49 5323 72-993597, nils.kreth@tu-clausthal.de},
{Tel.: +49 5323 72-2570, Fax: +49-5323 72-992570, beck@iee.tu-clausthal.de}

Variante 3: Regenerative Schnellladestation

Bei der dritten untersuchten Variante wird die Schnellladestation mit einem Batteriespeicher direkt an einen Windpark über ein eigenes Mittelspannungsnetz angeschlossen, sodass die Nutzung CO_2-freien Stroms und somit die direkte Dekarbonisierung des Verkehrs garantiert ist. Zum Modell des Nutzerverhaltens kommt somit bei der Auslegung die modellierte fluktuierende Einspeisung hinzu. Dies erhöht die Unsicherheit, sodass ein höherer Sicherheitsfaktor berücksichtigt werden muss. Der modulare Aufbau des Batteriespeichers ermöglicht auch hier flexible Anpassungen während des Betriebs. Da die Größe des Batteriespeichers nicht nur von der Anzahl Ladesäulen, sondern auch von der installierten Leistung des Windparks bestimmt wird, sinken die Kosten mit steigender Leistung des Windparks. Die Entfernung zum Windpark, die mit einem Mittelspannungskabel überbrückt werden muss, erhöht die Kosten abhängig der Anzahl Ladesäulen bei einer kleinen Schnellladestation stärker als bei einer großen. Durch die Trennung zum öffentlichen Netz müssen keine Netzentgelte, sondern nur die Stromgestehungskosten des Windparks gezahlt werden, sodass diese Variante die niedrigsten variablen Kosten hat. Aufgrund der vielen Einflussfaktoren variieren die gesamten Kosten am stärksten und liegen im Bereich zwischen 19 ct/kWh und 99 ct/kWh.

Vergleich der untersuchten Varianten

Der Vergleich der drei untersuchten Varianten verdeutlicht, dass keine Variante ausgeschlossen werden darf und für jede Schnellladestation abhängig von den örtlichen Gegebenheiten die passende Variante gefunden werden muss. Dabei sollten jedoch nicht nur die Kosten, sondern auch mögliche zukünftige Erweiterungen der Schnellladestation berücksichtigt werden. Besonders in der Anfangsphase empfiehlt sich daher die Verwendung eines Batteriespeichers: Der geringe Aufwand bei der Installation ermöglicht den schnellen Aufbau eines flächendeckenden Netzes an Schnellladestationen. Außerdem können die Schnellladestation erst mit weniger Ladesäulen ausgestattet und so die Anfangsinvestitionen gesenkt werden, da die Nutzung am Anfang geringer sein wird. Anschließend ermöglicht der modulare Aufbau des Batteriespeichers die Erweiterung der Schnellladestation.

Variante Netzausbau	**Variante Netzausbau**	**Variante Netzausbau**
• Kosten: 31 – 68 ct/kWh	• Kosten: 32 – 40 ct/kWh	• Kosten: 19 – 99 ct/kWh
• abhängig von der Länge auszubauenden Kabels	• abhängig von der Anzahl Ladesäulen	• abhängig von der inst. Leistung des Windparks
• bei großen Schnellladestationen günstiger	• bei kleinen Schnellladestationen günstiger	• abhängig von der Entfernung zur Übergabestation
+ keine zusätzl. Verluste	+ modularer Aufbau – einfach erweiterbar	+ garantiert regenerativer Strom
– geringe Auslastung der Betriebsmittel	– zusätzl. Verluste	+ modularer Aufbau – einfach erweiterbar
– Erweiterung aufwändig	– Unsicherheit bei Auslegung	– Unsicherheit bei Auslegung

Abbildung 1: Übersicht der Varianten zur Netzanbindung der Schnellladestation

8.1.5 E-Mobility in Agriculture – Differences in Perception Among Experienced and Non-Experienced Electrical Vehicle Users

Lukas RIEDNER[1], Claudia MAIR[1], Martina ZIMEK[1], Thomas BRUDERMANN[1], Tobias STERN[1]

Abstract

A growing population and the impact of climate change represent clear challenges for the agricultural sector. Adapting agricultural machinery, e.g. raising the use of electrical vehicles (EVs) is one way of meeting such challenges. Although interest in EVs and sustainable farming is becoming ever stronger, in practice the usage of EVs still remains at a relatively low level. As EV experience is key in deciding for or against e-mobility the present paper focuses on the differences in perceptions among experienced and non-experienced electrical vehicle users. The present study was conducted in the course of a pilot project on e-mobility in rural Austrian regions. 334 farmers were asked to assess the performance of e-cars and agricultural EVs. The responses of those with and without experience of EVs were assessed in terms of 13 attributes. While none of the selected attributes were deemed unimportant, there were clear differences in perceptions among those with and without EV experience. The results show that specific policy adaptations have to be made in order to increase the acceptance of EVs in the agriculture sector.

[1] University of Graz, Institute of System Sciences, Innovation and Sustainability Research, Merangasse 18/1, 8010 Graz, Tel.: +43 316 380-{7346|7330|7336|7344}, Fax: +43 316 380-9585, {claudia.mair|martina.zimek|thomas.brudermann|tobias.stern}@uni-graz.at

8.1.6 Halving the Emissions of Academic Conferences – A Multi-Location, Semi-Virtual Approach

Richard PARNCUTT[1]

Background

Greenhouse gas emissions produced by flying may represent the biggest contribution of academics to global warming. Consequently, a large proportion of emissions produced by universities is due to aviation.

Most academics regard personal contacts at conferences as an essential part of the conference experience and are unwilling to give up or modify the traditional conference format. But it is interesting to consider how conference emissions might be reduced (i) without losing the experience of personal contact and (ii) compensating for any perceived loss with other advantages.

We describe a conference format that achieves these aims. We expect to halve greenhouse gas emissions per participant by comparison to previous comparable conferences, while at the same time improving other conference features, as listed below. The idea has the potential to revolutionize conferences at all universities and in all academic disciplines, and it could eventually halve the greenhouse gas emissions of universities.

The International Conference on Music Perception and Cognition (ICMPC) takes place every two years. The 15th event in the series is planned for 23-28 July 2018. Continuing a traditional 6-year cycle, the conference will be combined with the 10th triennial conference of the European Society for the Cognitive Sciences of Music (ESCOM), of which the author is currently the president.

The semi-virtual, multi-location format

ICMPC15/ESCOM10 will be distributed across hubs on different continents, communicating via an internet cloud. We will strike a new balance between face-to-face and virtual communication, and between activities on different continents, to create a truly global conference.

Every hub will present a regular local keynote and regular parallel sessions. In addition, there will be virtual parallel sessions from the other hubs, mostly in real time (as unlisted, password-protected YouTube streams) followed by international discussions (probably using Zoom). In this way, each hub will present most or all of the global program. The technology was tested in April 2017 in a small international pilot event (Global Arts and Psychology Seminar, GAPS2017).

For the first time,

- every talk will be both live and virtual, that is, presented to a live local audience and viewed elsewhere in real time (and possibly at other places, with a time delay);
- all discussions will include real-time virtual participants at one or more remote locations;
- all presentations and all discussions will be documented as videos plus comment feeds;
- a limited number of colleagues who are unable to travel due to disability, caring commitments, visa/travel problems or severe financial limitations will have the opportunity to present a prerecorded, reviewed video;
- abstract reviews will be considered when selecting keynotes, of which there will be one at each hub, streamed to one or two other hubs in real time with no competition from other events.

Participants will be free to attend any hub, regardless of their location. We recommend travelling to the closest hub, which will reduce both travel costs and greenhouse gas emissions. Flying across the world to a conference is comparable with driving a car in a regular way for a year.

[1] University of Graz, Centre for Systematic Musicology, Merangasse 70, 8010 Graz, Tel.: +43 316 380 8161, parncutt@uni-graz.at, homepage.uni-graz.at/de/richard.parncutt

The hubs

The number of hubs is theoretically unlimited. The open nature of the internet “cloud” means the conference does not become more difficult to organize or more prone to accidents as the number of hubs increases. The ICMPC committee decided that ICMPC15/ESCOM10 would comprise four hubs:

- Montréal, Québec: Department of Music, Concordia University
- Sydney, Australia: School of the Arts and Media, University of New South Wales
- La Plata, Argentina: Faculty of Fine Arts, National University of La Plata
- Graz, Austria: Centre for Systematic Musicology, University of Graz

These hubs are equal in the sense that each will present a mixture of real and virtual talks; each will have equal access to the entire global program; and registration fees will be paid directly to hubs. They are unequal in that some received more abstract submissions than others, so the number of people physically in attendance will differ. Graz will carry out the review procedure and write the program in collaboration with other hub organizers.

The 24-hour global program

The 24-hour global program will include all streamed academic presentations at all hubs and all interhub sessions and meetings. Each hub will also have a separate local program that includes both live and virtual presentations at the particular hub as well as local-only events (symposia, concerts, social events). Conference materials (abstracts, live streams, videos, discussions) will be available to registered participants only within a separate password-protected system.

UTC (GMT)	Δ	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Montreal	-4	20													9	10	11	12					17	18	19
La Plata	-3														10	11	12	13				17	18	19	20
Graz	+2							8	9	10	11				15	16	17	18							
Sydney	10	10	11	12				16	17	18	19														9

Table 1: 24-hour program for one day in July

The above table is a sketch of the 24-hour program for one day in July (summer in the northern hemisphere). The numbers in the top row are the time at the start of each 1-hour timeslot relative to GMT (Greenwich Mean Time), which for our purposes is the same as UTC (coordinated universal time, temps universel coordonné). The second column shows time differences relative to GMT/UTC.

The daily program at each hub is divided into a morning and an evening session to maximize real-time international communication. The exact form of the program will vary from day to day depending on specific program events. There should be a half-day break at all hubs in the middle of the conference.

Consider the red block in the figure between 13 and 16 UTC. At 13 UTC it will be 9am in Montreal Canada, 10am in La Plata Argentina, and 3pm in Graz Austria. At this time, the morning halfday will begin in the Americas and the afternoon/evening halfday will begin in Europe. For four hours, these three hubs will be in constant communication.

8.2 ANTRIEBE DER ZUKUNFT (SESSION G2)

8.2.1 On Economic and Environmental Prospects of Electric Vehicles

Amela AJANOVIC[1], Reinhard HAAS[1]

Introduction

The transport sector is one of the major contributors to oil consumption and greenhouse gas (GHG) emissions. Due to continually increasing GHG emissions and local air pollution interest in alternative automotive technologies is growing worldwide.

Currently, the electrification of mobility is seen as one of the key strategies for heading towards a sustainable transport system. Many governments have set goals to increase number of electric vehicles. According to the Paris Declaration global electric vehicles stock should over 100 million. Different types of electric vehicles are already available on the market. However, all these automotive technologies have some advantages and disadvantages compared to conventional internal combustion engine (ICE) vehicles as well as different electrification level, see Fig. 1

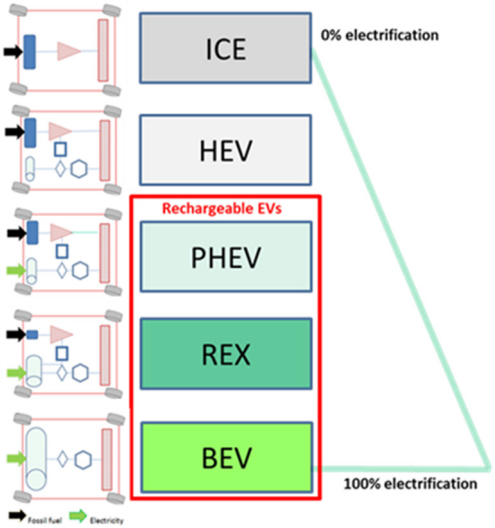


Figure 1: Level of electrification of electric vehicles in comparison to conventional internal combustion engine (ICE) vehicles (based on [1], [2])

The major reasons for their low penetration are still the same as 150 years ago: long charging time and limited infrastructure, low operating range, and high costs. Moreover, environmental benefits of electric vehicles could be very different depending on the primary energy sources used for electricity generation.

The core objective of this paper is to analyze future prospects of electric from an economic and environmental point of view.

Method

Our method of approach is based on calculation of total cost of ownership of electric vehicles in comparison to conventional cars and a life-cycle approach to assess the environmental benefits. The most crucial parameters in this context are kilometers driven per year and depreciation time of the car as well as battery. The analysis of future prospects it is based on technological learning regarding investment costs of batteries. Development of battery costs over the last years is shown in Fig. 2.

[1] Vienna University of Technology, Institute of Energy Systems and Electrical Drives / Energy Economics Group, Gußhausstraße 25, 1040 Vienna, Tel.+ 43 1 58801 370-{364|303}, {ajanovic|haas}@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

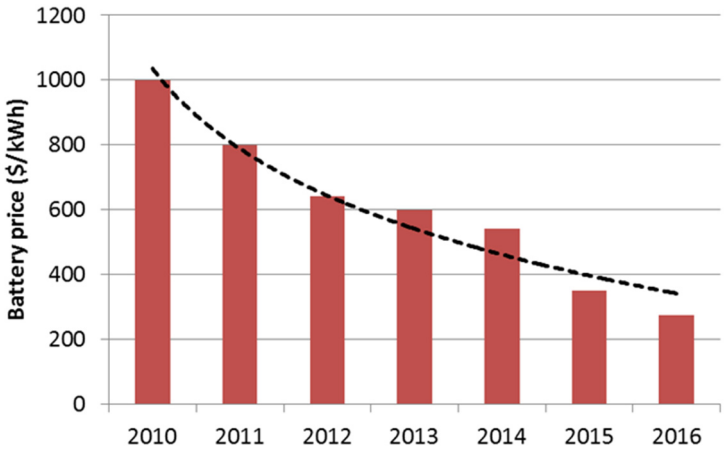


Figure 2: Development of lithium-ion battery price, 2010-2016 [3]

Results

The major disadvantages of battery electric vehicles (BEVs) are the high capital costs, mainly due to the battery, and a low driving range in comparison to conventional vehicles. These problems could be reduced with plug-in hybrids (PHEV) and range extenders (REXs). However, these technologies have lower CO_2-emissions in the whole energy supply chain than conventional vehicles but unlike BEV they are not zero-emission vehicles at the point of use. The number of km driven has a higher impact on total mobility costs than the learning rate. Hence, the use of EVs as taxis and in car-sharing leads to the best economic performance.

The most popular electric vehicles are currently hybrid electric vehicles (HEVs). They have only slightly higher costs and similar operating ranges as conventional vehicles. But since they are dependent on fossil fuels, they can only be seen as energy efficiency measure. However, they can serve as a bridging technology – as long as BEVs and fuel cell vehicle do not gain high popularity – and together with PHEVs and REX contribute to faster technological learning and reduction in battery costs.

To harvest the full environmental benefits of electric vehicles, electricity used in electric vehicles have to be generated from renewable energy sources – otherwise total CO_2-emissions are likely higher than those of conventional cars.

References

[1] Ajanovic A., Haas R.: Dissemination of electric vehicles in urban areas: Major factors for success. Energy 115 (2016) 1451-1458

[2] Ajanovic A.: “The future of electric vehicles: prospects and impediments”, WIREs Energy Environment 2015. doi: 10.1002/wene.160, 2015.

[3] BNEF: “Lithium-ion Battery Costs: Squeezed Margins and New Business Models”. Bloomberg New Energy Finance, July 10, 2017

8.2.2 Energetische Bewertung von Elektro-Bussen und daraus ableitbare Handlungsempfehlungen für den öffentlichen Verkehr

Dominik FASTHUBER[1]

Inhalt

Als Folge des Klimawandels wird derzeit in vielen Ländern der Erde versucht fossil betriebene Fahrzeuge auf elektrisch angetriebene Fahrzeuge umzustellen, um die lokalen Emissionen so gering wie nur möglich zu halten. Hierzu gehört neben der Umstellung auf Elektromobilität im privaten Sektor auch die Umstellung im öffentlichen Nah- und Fernverkehrs.

Im Rahmen einer Auftragsstudie des Amtes der Niederösterreichischen Landesregierung sollte ein aktueller Überblick auf die aktuelle Marktsituation zum Einsatz von Elektro-Bussen im Linienverkehr auf nationaler und internationaler Ebene erarbeitet werden. Ein Ausblick auf die zukünftige Entwicklung der kommenden Jahre soll ferner mögliche Tendenzen aufzeigen. Zusätzlich wurden aktuell verfügbare Technologien der Fahrzeuge und der zum Einsatz notwendigen Infrastruktur ausgearbeitet. Für eine praxisrelevante Bewertung wurden mehrere Einsatzszenarien definiert und detailliert untersucht.

Schwerpunkt dieser Ausarbeitung soll ein kleiner Teil dieser Studie sein, welcher sich mit der energetischen Bewertung eins vorgegebenen Linien-Umlaufes beschäftigt. Daraus lassen sich, hochgerechnet auf die Tagesumläufe, die notwendigen Batteriegrößen und Antriebsleistungen von Elektro-Bussen abschätzen. Zusätzlich dient diese Abschätzung, im Zusammenspiel mit gegebenen Rahmenbedingungen, der Planung von notwendiger Ladeinfrastruktur.

Methodik

Das Fahrverhalten eines (Elektro-) Fahrzeuges entlang seiner Bewegungsrichtung kann vollständig durch die Kräfte welche darauf wirken bestimmt werden. Dabei muss von der internen (elektrischen) Antriebsmaschine die Summe der äußeren Kräfte (Luft-, Roll- und Steigungswiderstand) sowie der Beschleunigungswiderstand überwunden werden. Dieser Ansatz wird in der Literatur als Längsdynamikmodell bezeichnet und wird ausführlich beispielsweise in [1] und [2] beschrieben.

Als Basis für die weiterführenden Berechnungen der zu überwindenden Widerstände dienen die aufgezeichneten GPS-Daten, welche bei Fahrten mit den aktuell eingesetzten Bussen auf den zu analysierenden Teststrecken gewonnen wurden. Dadurch sollte ein realistischer Vergleich hergestellt werden, mit welchen Anforderungen beim Austausch der bisherigen Busse durch Elektro-Busse zu rechnen ist.

Ergebnisse

Als Eingangsparameter für die Berechnungen wurden bekannte spezifische Werte aus den Datenblättern für am Markt erhältliche Busse verwendet (Masse, Höhe, Breite, etc.). Sämtliche zusätzliche Parameter wurden in der Fachliteratur recherchiert. Durch Vergleich mit real gemessenen Verbrauchswerten anderer Studien konnte eine Plausibilität der Ergebnisse festgestellt und verifiziert werden.

Abbildung 1 zeigt den Verlauf der errechneten benötigten Traktionsenergie bei unterschiedlich starken Stufen der Rekuperation anhand eines Umlaufs einer beispielhaften ÖPNV-Linie. Dieser Verlauf hängt stark vom topologischen Profil des Umlaufs ab, welcher sich auch in der theoretischen Rekuperationsfähigkeit widerspiegelt. Zusätzlich wurden unterschiedliche Belastungen der Nebenverbraucher angenommen, um die saisonalen Unterschiede im Verbrauch zu berücksichtigen.

[1] Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25/370-1, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801 370-112, Fax: +43 1 58801 370-199, fasthuber@ea.tuwien.ac.at, www.ea.tuwien.ac

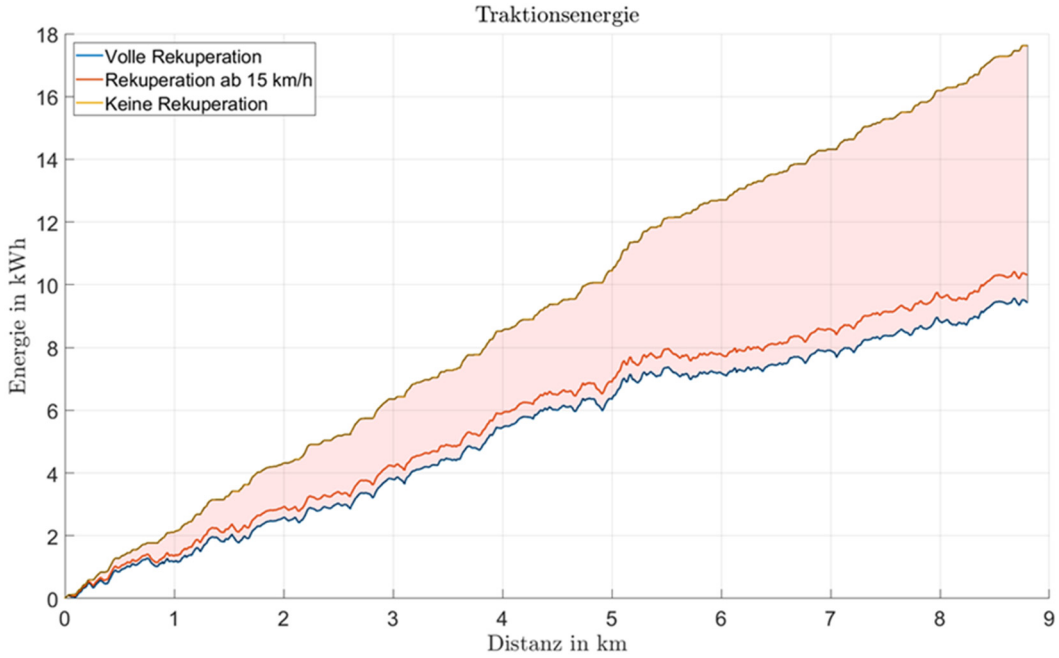


Abbildung 1: Verlauf der benötigten Traktionsenergie bei unterschiedlichen Stufen der Rekuperation anhand eines Umlaufs einer beispielhaften ÖPNV-Linie

Die Ergebnisse der unterschiedlichen Einsatzszenarien werden in der Langfassung ausführlich diskutiert. Dabei zeigen sich je nach Anwendungsfall (Stadtbus, Regionallinie, Expressbus) und Topografie deutliche Unterschiede im Verbrauch und dem Einsatz der Elektro-Busse. Je nach Standort und Rahmenbedingungen (z.B. bereits vorhandene Lade-Infrastruktur) können aus den Ergebnissen geeignete Handlungsempfehlungen abgeleitet werden.

Danksagung

Sämtliche Erkenntnisse konnten aufgrund einer Auftragsstudie des Amtes der Niederösterreichischen Landesregierung (Abteilung Gesamtverkehrsangelegenheiten; Gruppe Raumordnung, Umwelt und Verkehr) gewonnen werden.

Konsortialführer:

HERRY
Verkehrsanalyse - Beratung - Forschung

Konsortialpartner:

JUHÁSZ & MARKGRAF
VerkehrsConsulting OG
Planungsbüro für Verkehrswesen und Betrieb
1150 Wien, Palmgasse 10/2. Stock
www.verkehrsconsulting.at

Literatur

[1] Pischinger, Stefan, and Ulrich Seiffert, eds. Vieweg Handbuch Kraftfahrzeugtechnik. Springer-Verlag, 2016

[2] Asamer, Johannes, et al. "Sensitivity analysis for energy demand estimation of electric vehicles." Transportation Research Part D: Transport and Environment 46 (2016): 182-199.

8.2.3 Grundlagenuntersuchungen zum Einfluss biogener Kraftstoffe auf die Partikelemissionen bei der ottomotorischen Verbrennung

Isabel FRENZEL[1], Dimosthenis TRIMIS[2], Hartmut KRAUSE[1]

Inhalt

Mit der EURO 6 Norm wurde 2014 erstmals zusätzlich zur Partikelmasse auch die zulässige Rußpartikelanzahl von Kraftfahrzeugen mit Verbrennungsmotor limitiert. Es ist bekannt, dass die Werte für den Rußpartikelausstoß der Ottomotoren aktuell teilweise außerhalb der gesetzlich vorgeschriebenen Grenzwerte liegen. Somit besteht weiterhin die Notwendigkeit an der Verbesserung und der Entwicklung neuer Methoden zur Reduktion des Rußausstoßes zu arbeiten. Aus diesem Grund ist es dringend erforderlich die grundlegenden Prozesse der Rußpartikelbildung und die Einflussparameter im Detail zu verstehen. Zusätzlich zu den verschärften Grenzwerten für Partikelemissionen für Kraftfahrzeuge werden vermehrt biogene Kraftstoffe eingesetzt um die fossilen Kraftstoffe zu ersetzen und, da sie als CO_2-neutral gelten, die CO_2-Emissionen zu vermindern. Aktuell beträgt der Grenzwert 130 g CO_2/km. Die Europäische Union hat jedoch einen Wert von 95 g CO_2/km als Ausstoßziel für Neuwagen bis 2020 festgelegt [1]. Außerdem sollen bis 2020 mindestens 10 % der notwendigen Energie im Transportsektor durch erneuerbare Energieträger abgedeckt werden [2]. Bioethanol wird bereits weltweit zum konventionellen Kraftstoff beigemischt. In Deutschland beispielsweise ist E5 (5 % Ethanolbeimischung) für jedes Auto ohne weitere Umrüstungen verwendbar und auch E10 wird bereits eingesetzt. Darüber hinaus erlangen neben Ethanol besonders Biokraftstoffe der zweiten Generation, wie z. B. Butanol, an Bedeutung, da für die Herstellung Biomasse aus Lignocellulose oder Pflanzenresten eingesetzt werden kann und somit keine Konkurrenz zur Nahrungsmittelindustrie besteht. [3]

Der Stand der Forschung zur Beimischung von biogenen Kraftstoffen, wie Ethanol oder Butanol, zum konventionellen Ottokraftstoff in Bezug auf die Rußpartikelbildung zeigt widersprüchliche Ergebnisse auf. Es existieren sowohl Studien, welche eine Reduktion des Rußausstoßes bei Zumischung von Ethanol nachweisen [4, 5] als auch Studien, in denen eine Erhöhung der Partikelemissionen festgestellt wurde [6, 7]. Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist es ein grundsätzliches Verständnis für den Einfluss von Ethanol und Butanol auf die Rußpartikelbildung zu entwickeln. In diesem Kontext wurden Flammenstruktur und Rußbildungsprozess bei der Anwendung flüssiger Brennstoffe mit biogenem Anteil in unterschiedlichen volumetrischen Zusammensetzungen in laminaren vorgemischten Modellflammen eines Flachflammenbrenners grundlegend charakterisiert. Der Schwerpunkt lag darin experimentelle Daten ohne den Einfluss von komplexen Wechselwirkungen hervorgerufen durch den motorischen Betrieb zu generieren. Die Ergebnisse leisten somit einen wertvollen Beitrag für das grundlegende Verständnis zur Entkopplung chemischer und physikalischer Effekte bei der motorischen Verbrennung.

Methodik

Für die Untersuchungen wurde ein McKenna-Brenner [8] genutzt, mit welchem der Partikelbildungsprozess bei unterstöchiometrischer Verbrennung in eindimensionalen, stationären, atmosphärischen, laminaren, vorgemischten Flammen isoliert betrachtet werden konnte. Es wurde ein Versuchsstand genutzt, in welchen der Flachflammenbrenner (poröse wassergekühlte Brennerplatte aus Bronze, ø 60 mm) gemeinsam mit der entsprechenden Medienbereitstellung, -konditionierung, weiterer notwendiger Peripherie und den Messtechniken mit den entsprechenden Probenahmesystemen integriert war. Die experimentellen Studien umfassten neben der Messung von Flammentemperaturen mittels Thermoelement und wichtigen Flammengasspezies (Hauptspezies, gasförmige Rußvorläufer) mittels Gaschromatograph, die Untersuchung des Rußes mittels Scanning Mobility Particle Sizers. Rußpartikelgrößenverteilungen wurden in verschiedenen Höhen der Modellflammen in-situ gemessen.

[1] Technische Universität Bergakademie Freiberg, Institut für Wärmetechnik und Thermodynamik, Gustav-Zeuner-Straße 7, 09599 Freiberg, Tel.: +49 3731 393013, Fax: +49 3731 393942, isabel.frenzel@iwtt.tu-freiberg.de, www.gwa.tu-freiberg.de

[2] Karlsruhe Institute of Technology / Engler-Bunte-Institut, Bereich Verbrennungstechnik, Engler-Bunte-Ring 1, 76131 Karlsruhe

Aufgrund dessen, dass Ottokraftstoff eine Vielzahl an unterschiedlichen Verbindungen beinhaltet, wurde dieser in der vorliegenden Arbeit durch den Referenzkraftstoff Isooktan ersetzt, welches in seinen Eigenschaften dem Vielstoffgemisch Benzin ähnlich ist. Die Untersuchungen wurden für atmosphärische Bedingungen für ein Brennstoff/Oxidatorverhältnis von $\phi = 2.3$, eine Vorwärmtemperatur des Brennstoff/Oxidator-Gemisches von 353 K und Ethanol- und Butanolbeimischungen im Bereich von 0 % bis 85 % zum Isooktan durchgeführt. Zusätzlich dazu wurden auch reine Ethanol- und Butanol-Flammen untersucht.

Ergebnisse

In Abbildung 1 sind die Partikelgrößenverteilungen des Rußes, welcher aus den untersuchten Isooktan/Ethanol-Flammen (linkes Diagramm) und den Isooktan/Butanol-Flammen (rechtes Diagramm) in einer Höhe von 8 mm über der Brennerplatte entnommen wurde, dargestellt. Die Rußpartikelgrößenverteilung der Isooktan-Referenzflamme ist bimodal und der zweite Teil des Graphen ist nahezu logarithmisch normalverteilt mit einem medianen Partikeldurchmesser von ca. 9 nm und einem maximalen Partikeldurchmesser von ca. 14 nm.

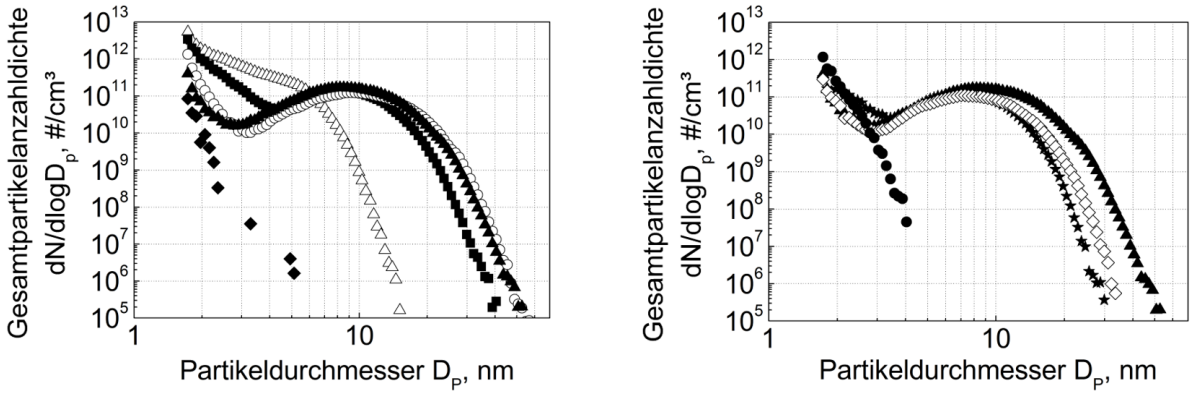


Abbildung 1: Rußpartikelgrößenverteilungen in E0 (▲), E20 (○), E40 (■), E65 (Δ) und E85 (♦) Flammen (links) und B0 (▲), B20 (◊), B40 (★) und B100 (●) Flammen (rechts) in einer Flammenhöhe von 8 mm

Mit der Beimischung von Ethanol, bzw. Butanol werden die Verteilungen zu kleinen Partikeldurchmessern verschoben und sie werden unimodal. Je größer der Anteil am Biokraftstoff im Brennstoffgemisch ist, desto signifikanter ist die Reduktion der Rußbildung ausgeprägt. Es werden keine, bzw. viel weniger große Partikel gebildet, die Anzahl der sehr kleinen Partikel bleibt aber nahezu unverändert. Die oxygenierten Brennstoffe Ethanol und Butanol haben somit zwar einen positiven Einfluss auf die Rußmenge, allerdings haben die sehr kleinen Rußpartikel im Vergleich zu den großen einen stärken Einfluss auf die menschliche Gesundheit. Daraus folgt, dass die Beimischung hoher Anteile der biogenen Kraftstoffe zum konventionellen Ottokraftstoff zu neuen Herausforderungen speziell in Bezug auf die Rußbildung während des Verbrennungsprozesses führen könnte.

Referenzen

[1] Europäische Kommission: Verordnung (EG) Nr. 459/2012 (2012).

[2] European Commission: Directive 2009/28/EC (2009).

[3] [Demirbas 2009] A. Demirbas: Applied Energy 86 (2009), S. S108-S117.

[4] J. Lee, R. Patel, A. Schonborn, N. Ladommatos: Energy Fuel 23 (2009), S. 4363-4369.

[5] J.M.E. Storey, T.L. Barone, J.F. Thomas, S.P. Huff: SAE Technical Paper 2012-01-0437 (2012).

[6] L. Chen, R. Stone: Energy Fuel 25 (2011), S. 1254-1259.

[7] R. Daniel, H. Xu, C. Wang, D. Richardson, S. Shuai: Applied Energy 105 (2013), S. 252-261.

[8] The McKenna Flat Flame Burner, Holthuis & Associates, P.O. Box 1531, Sebastopol, CA 95473.

8.2.4 Auswirkungen von Wasserstoffmobilität auf den europäischen Stromsektor

Benjamin LUX[1], Benjamin PFLUGER[1], Frank SENSFUß[1]

Motivation und zentrale Fragestellung

Mit dem Klimaabkommen von Paris 2015 hat die Staatengemeinschaft ihren Willen zur Bekämpfung des anthropogen verursachten Klimawandels bekräftigt und sich zum Ziel gesetzt, den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur möglichst auf 1,5 °C - höchstens jedoch auf 2 °C - über das präindustrielle Niveau zu begrenzen. Von zentraler Bedeutung zur Erreichung der gesteckten Klimaschutzziele ist eine weitgehende Dekarbonisierung des Verkehrssektors, auf den im Jahr 2015 etwa 26 % der europäischen Treibhausgasemissionen entfielen (European Environment Agency 2017). Der technologische Lösungsraum zur Emissionsreduktion im Verkehr umfasst neben der Elektrifizierung und der ressourcenbedingt begrenzten Nutzung von Biokraftstoffen auch den Einsatz von Wasserstoff oder strombasierten Kohlenwasserstoffen. Welchen Anteil insbesondere Wasserstoff an einer klimafreundlichen und kosteneffizienten Lösung haben kann, ist Gegenstand der aktuellen politischen und wissenschaftlichen Diskussion. Die Bewertung von Wasserstoff in diesem Transformationsprozess muss dabei unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit dem Gesamtenergiesystem erfolgen: Einerseits erhöht die klimaneutrale Wasserstofferzeugung den Bedarf an erneuerbarem Strom. Andererseits hat Wasserstoff durch seine kostengünstige und langfristige Speicherbarkeit das Potenzial, über den Verkehrssektor hinaus, die Flexibilität des Gesamtenergiesystems zu erhöhen und den Netzausbaubedarf im Stromsektor zu senken. Für diesen Konferenzbeitrag leitet sich daraus folgende Forschungsfrage ab:

Welche Auswirkungen hat die Nutzung von Wasserstoff als zentraler Energieträger im Verkehrssektor auf die Entwicklung des europäischen Stromsektors?

Methodik

Untersucht wird die Fragestellung mit dem Energiesystemmodell Enertile (*www.enertile.eu*), welches exogen vorgegebene Strom-, Wärme- und Wasserstoffnachfragen durch eine Kostenoptimierung des Erzeugungs- und Infrastrukturmixes zur Deckung bringt. Neben der stündlichen Auflösung in den betrachteten Stützjahren zeichnet sich das Modell durch die hohe räumliche Auflösung bei der Bestimmung der Erneuerbare Energien Potenziale und die Verwendung realer Wetterdaten aus. Im Rahmen dieses Konferenzbeitrages werden die Länder der Europäischen Union für das Stützjahr 2050 betrachtet.

Erkenntnisse über die Auswirkungen von wasserstoffbasierter Mobilität auf die Entwicklung des Europäischen Stromsektors werden mit Hilfe eines modellbasierten Szenarienvergleichs ermittelt. Als Referenz dient das Basisszenario der BMWi Langfristszenarien (Pfluger et al. 2017), welches sich durch den hohen Freiheitsgrad des Modells zur Erreichung einer kostenoptimalen Lösung der Energiewende auszeichnet. Langfristig gelingt die Dekarbonisierung des Verkehrssektors hier durch eine weitgehende Elektrifizierung des Individual- und Schwerlastverkehrs, sowie den Einsatz von Biokraftstoffen im Flug- und Schiffverkehr. Demgegenüber steht ein neuentwickeltes Szenario Wasserstoffmobilität, in welchem der Kraftstoffbedarf im Verkehr – sofern technisch möglich – durch Wasserstoff gedeckt wird.

Ergebnisse

Aus dem Vergleich der Modellergebnisse beider Grenzpfade lassen sich Rückschlüsse über den Einfluss der Wasserstoffmobilität auf den europäischen Stromsektor ziehen:

- Die Verwendung von Wasserstoff erhöht den Bedarf an Stromerzeugung gegenüber einer direkten Nutzung von Strom im Verkehr, aufgrund des zusätzlichen Umwandlungsschrittes bei der Wasserstofferzeugung und den damit verbundenen wirkungsgradbedingten Verlusten.

[1] Fraunhofer / Institut für System- und Innovationsforschung, Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe, Tel.: +49 721 6809-{474|163|133}, {benjamin.lux|benjamin.pfluger|frank.sensfuss}@isi.fraunhofer.de, www.isi.fraunhofer.de

Gegenstand dieser Untersuchung ist, wie sich die zusätzliche Stromnachfrage auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien und die konventionelle Stromerzeugung in Europa auswirkt. Im Fokus stehen sowohl mögliche Verschiebungen zwischen den Technologien im Erzeugungsmix, als auch mögliche regionale Verschiebungen zwischen Erzeugungsstandorten in Europa.

- Die fluktuierende und dargebotsabhängige Stromerzeugung aus Sonnen- und Windenergie vergrößert die Herausforderung, Stromerzeugung und -verbrauch zu jedem Zeitpunkt auszugleichen. Im Basisszenario der BMWi Langfristszenarien erfolgt der kosteneffiziente Ausgleich insbesondere durch einen umfassenden Ausbau des europäischen Übertragungsnetzes (Pfluger et al. 2017). Dieser stellt sicher, dass wetterbedingte regionale Versorgungsengpässe häufig überregional ausgeglichen werden können. Die weitgehende Deckung des Kraftstoffbedarfs im Verkehrssektors durch Wasserstoff an Stelle von Strom direkt stellt eine zusätzliche Flexibilitätsoption dar. Durch die kostengünstige und langfristige Speicherbarkeit von Wasserstoff lassen sich Versorgungsengpässe zeitlich ausgleichen. Es wird untersucht, welchen Einfluss diese alternative Form der Flexibilität auf den Ausbau der europäischen Stromnetze hat.
- Neben dem Einsatz als Kraftstoff im Verkehr hat Wasserstoff durch Rückverstromung das technische Potenzial als reiner Stromspeicher zu fungieren und als Konkurrenztechnologie zum Stromnetzausbau Flexibilität bereitzustellen. Im Konferenzbeitrag wird das ökonomische Potenzial dieser Flexibilitätsoption eruiert und seine Auswirkungen auf den Stromnetzausbau überprüft.
- Im Zentrum des Transformationsprozesses im Energiesystem steht die Reduktion von Treibhausgasemissionen. Deshalb werden die Auswirkungen von Wasserstoffmobilität auf die europäischen CO_2-Emissionen im Verkehr- und Stromsektor dargestellt.

Referenzen

[1] European Environment Agency (2017): Greenhouse gas emissions from transport. Online verfügbar unter https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/transport-emissions-of-greenhouse-gases/transport-emissions-of-greenhouse-gases-10, zuletzt aktualisiert am 23.10.2017, zuletzt geprüft am 24.11.2017.

[2] Pfluger, Benjamin; Tersteegen, Bernd; Franke, Bernd et al. (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Studie im Auftrag des BMWi. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung; Consentec GmbH; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg.

8.2.5 Infrastrukturvergleich für die Elektromobilität in Deutschland – Betankung mit Wasserstoff und elektrisches Laden

Martin ROBINIUS[1], Jochen LINßEN[1], Thomas GRUBE[1], Markus REUß[1], Peter STENZEL[1], Konstantinos SYRANIDIS[1], Detlef STOLTEN[1]

Inhalt

Elektrische Antriebe gelten als zentraler Baustein für einen klimaschonenden und energieeffizienten Verkehr, der auf erneuerbaren Energien basiert. Weiterhin ist eine lokal emissionsfreie Mobilität wichtige Voraussetzung, um die Lebensqualität deutlich zu verbessern. Dies gilt insbesondere für Ballungsräume. Sowohl batterieelektrische Fahrzeuge als auch wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen-Fahrzeuge bieten diese wichtigen Möglichkeiten. Jedoch wird für ihren Betrieb der Aufbau von neuen Infrastrukturen erforderlich.

Zielsetzung der Studie ist eine detaillierte Auslegung und Analyse der notwendigen Infrastrukturen für sowohl batterie-elektrische als auch wasserstoffbetriebe Elektrofahrzeuge für Deutschland. Darauf aufbauend wird eine vergleichende techno-ökonomische Bewertung durchgeführt. Startpunkt der Studie ist eine Meta-Analyse bestehender Studien mit Aussagen zum Infrastrukturausbau bezüglich elektrischem Laden und Betanken mit Wasserstoff. Basierend auf der Erkenntnis, dass insbesondere für hohe Marktdurchdringungen die derzeitige Studienlage nur stark aggregierte und teilweise intransparente Informationen beinhaltet, werden detaillierte Modelle zur Abbildung der Infrastrukturen angewendet und eigene Szenario-Rechnungen durchgeführt. Zur Schaffung von Transparenz und Erhöhung der Vergleichbarkeit der Analysen werden für beide Infrastrukturkonzepte gleiche Szenario-Annahmen bezüglich Stromerzeugung und PKW-Verkehr getroffen.

Die Ergebnisse der Szenario-Analysen zeigen für hohe Marktdurchdringungen der jeweiligen Antriebsvariante (größer 25 %) niedrigere kumulierte Investitionen für eine Wasserstoff-Betankungsinfrastruktur auf. Bei geringen Fahrzeugdurchdringungen hat die elektrische Ladeinfrastruktur Vorteile bezüglich notwendiger Investitionen (vgl. Abbildung 1). Für den Aufbau beider Infrastrukturen gilt, dass das notwendige Investment im Vergleich zu anderen Infrastrukturen, wie zum Beispiel Stromerzeugung oder Verkehrswege gering ausfällt. Ein Aufbau beider Infrastrukturen ermöglicht die Maximierung der Effizienz und der Nutzung von erneuerbaren Energien sowie die Minimierung von CO_2-Emissionen über den gesamten Verkehrsbereich hinweg (vgl. Abbildung 2).

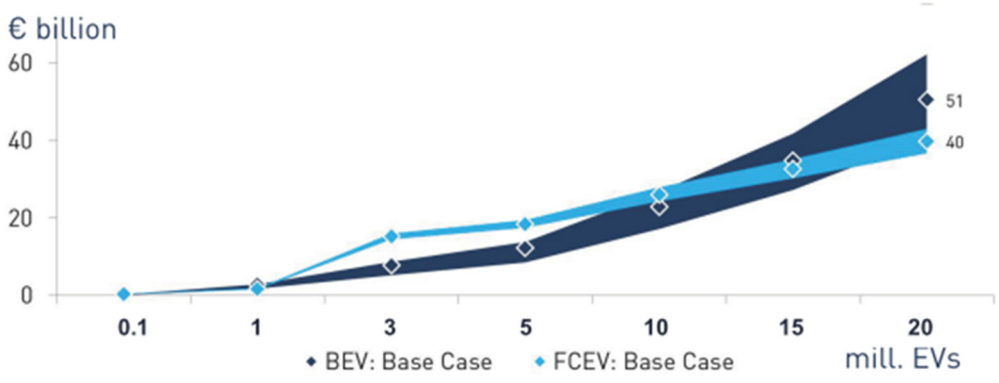


Abbildung 1: Kumulierte Investitionen für den Aufbau der notwendigen Infrastrukturen für verschiedene Marktdurchdringungen in Deutschland

[1] Forschungszentrum Jülich GmbH, Institut für Energie- und Klimaforschung, 52425 Jülich, Tel.: +49 2461 613581, j.linssen@fz-juelich.de, www.fz-juelich.de/iek/iek-3/de/home

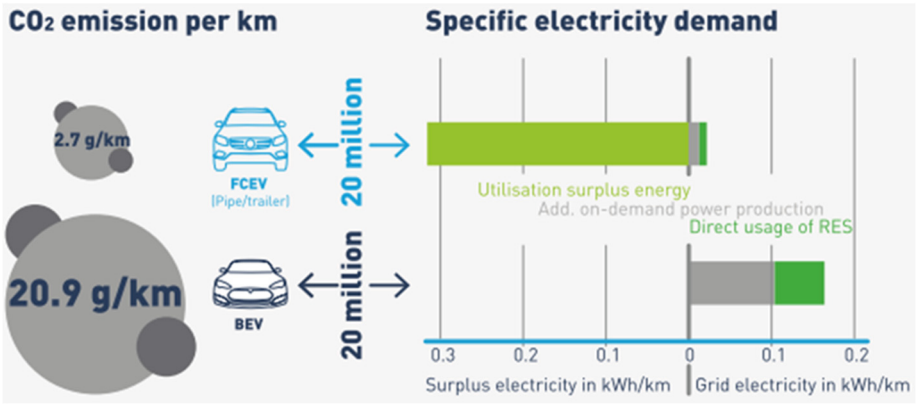


Abbildung 2: Spezifische CO_2-Emissionen und spezifischer Strombedarf über der gesamten Energiewandlungskette für das Szenario mit 20 Millionen PKW in Deutschland

Mit Blick auf die Transformation des gesamten Energiesystems stellt eine strombasierte Erzeugung von Wasserstoff, inklusive dessen Transport- und Verteilung, zusätzlich die wichtige Option einer zeitlich und örtlich variablen Nutzung von Stromüberschüssen bereit. Der Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur im Verkehrsbereich kann somit zu einem wesentlichen Schlüsselelement eines Erneuerbaren dominierten Energiesystems weiterentwickelt werden.

8.3 BATTERIEN UND ALTERNATIVE SPEICHER (SESSION G3)

8.3.1 Lithium-Ionen-Batterien als elektrochemische Energiespeicher im Automobil der Zukunft

Jürgen FABIAN[1], Florian PROSSNIGG[1], Nikolaus HOCHGATTERER[1]

Motivation und Key-Driver für die Elektromobilität

Der globale Umwelt- und Ressourcenschutz nimmt zukünftig eine immer wichtigere Rolle ein. Dieser Gedanke hat sich in der Zwischenzeit bereits als maßgeblicher Treiber für Innovationen entwickelt. Die Elektromobilität bekommt in diesem Zusammenhang eine besondere Schlüsselposition – als emissionsarme und energieeffiziente Technologie – zugeschrieben. Insbesondere versprechen dabei Lithium-Ionen-Akkumulatoren großes Potential, den technischen Anforderungen einer hohen Energiedichte und langen Lebensdauer gerecht zu werden. Bei einem Hochvolt-Batteriesystem handelt es sich jedoch um ein komplexes Bauteil, welches verschiedene Entwicklungsbereiche in einer Komponente vereint (Elektrochemie, Mechanik, Thermaldesign, Elektrik, Elektronik sowie funktionale Sicherheit). Zudem ist das Batteriesystem hochvernetzt im Fahrzeugantriebsstrang bzw. Fahrzeuggesamtverbund integriert. Wegen der ständig gesteigerten Anforderungen der Fahrzeughersteller ist jede Batterieentwicklung eine neue Herausforderung und weit abseits routinemäßiger Tätigkeiten.

Entwicklung aktueller Energiespeichertechnologien im Automotive Bereich

Basierend auf ausgewählte Designparameter für das gesamte Batteriesystem werden Kriterien für die Batteriezelle (Energie, Leistung, Lebensdauer, Second Life sowie Recycling, Geometrie, Gewicht und Sicherheit), welche das zentrale Element eines Energiespeichers darstellt, ausgewählt. Zur Absicherung der mechanischen und der thermischen Systemkonstruktion werden Simulationen durchgeführt sowie systematische Tests definiert und die erzielten Messergebnisse als Basis für die Systemoptimierung herangezogen. Auf Grund der Neuartigkeit dieser Technologie in der Automobilbranche und der noch unzureichenden Praxiserfahrung wird besonderes Augenmerk auf die sicherheitstechnische Auslegung der spezifischen Batteriesysteme gelegt. Zusätzlich zur funktionalen Sicherheit ist die Kostenoptimierung bezüglich Serienproduzierbarkeit von Komponenten in großen Stückzahlen (Economy of Scale) Forschungsfeld hinsichtlich der eingesetzten Prozesstechnologien.

Zukunftsmarkt für Batteriesysteme in der Fahrzeugtechnik

Die interdisziplinären Anforderungen an Batteriesysteme im Automotive Bereich sind wesentlich komplexer als in anderen technischen Anwendungsfeldern für Batteriesysteme, wie beispielsweise in der Konsumelektronik. Die größte Herausforderung stellt dabei dar, den bestmöglichen Kompromiss der teilweise gegenläufigen Anforderungen wie Sicherheit, Kosten, Leistungsdichte, Energiedichte, Gewicht, Bauraum und Lebensdauer zu finden. Dazu folgen die konkreten Entwicklungsschritte eines automotiven Batteriesystems gemäß dem internen Produktentwicklungsprozess sowie dem standardisierten V-Modell, wobei das Hauptaugenmerk auf einer gesamtheitlichen Produktentwicklung hinsichtlich Standardisierung und Plattformentwicklung liegt. Abweichend zu seriennahen Projekten wird bei Vorentwicklungsprojekten eine Marktanalyse zur Ermittlung von Schwerpunkten vorangegangen. Innerhalb dessen werden Zukunftstrends eruiert, mittels GAP-Analyse beurteilt, gefiltert und in eine Detailplanung überführt. Intensive Forschungstätigkeiten zur Weiterführung des Zellmodul-Konzepts für modulare Systemintegration führte zur Entwicklung eines Baukastensystems, um Skalierungseffekte in der Produktion erzielen zu können. Durch diesen modularen Ansatz wird eine maximale Flexibilität hinsichtlich unterschiedlicher Kundenanforderungen erreicht. Eine Verschaltung hingehend einer Parallelisierung der einzelnen Batteriemodule zur Realisierung einer höheren Energiekapazität soll zukünftig auch die Reichweitenproblematik von Elektrofahrzeugen weitgehend lösen.

[1] SAMSUNG SDI Battery Systems GmbH, Advanced Development & Cell Technology, Frikusweg 1, 8141 Premstätten, j1.fabian@samsung.com, www.samsungsdi.com

8.3.2 Ökologisch-ökonomische Performance stationärer Li-Ion-Batteriespeicher

Manuel BAUMANN[1], Jens PETERS[2], Marcel WEIL[1,2]

Einleitung

Die zunehmende Systemintegration erneuerbarer Energien geht einher mit einer erhöhten Nachfrage geeigneter Flexibilitätsoptionen, um zu jedem Zeitpunkt ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Last im Netz zu gewährleisten. Lithium-Ionen-Batterien können aufgrund Ihrer technischen Eigenschaften (z. B. je nach Elektrodenchemie hoher Wirkungsgrad, hohe Lebensdauer) einen wertvollen Beitrag zur Erfüllung dieser Nachfrage im Rahmen der Energiewende leisten. Allerdings ist die Produktion dieser Systeme noch relativ teuer sowie energie- und emissionsintensiv, weshalb weitere Reduktionspotenziale in diesen Bereichen für die Zukunft erschlossen werden müssen. Hinzu kommt, dass es eine Vielzahl unterschiedlicher Li-Ion Elektrodenkombinationen gibt, welche alle ihre Vor- und Nachteile haben und je nach Typ nur in gewissen Netzanwendungen sinnvoll einsetzbar sind. Keine Batterie kann allen Anforderungen z. B. hinsichtlich Umweltverträglichkeit und Kosten gerecht werden. Entsprechend ist die Wahl einer geeigneten Li-Ionen-Batterietechnologie immer ein Trade-off. Für die Wahl einer geeigneten Batterie ist es von hoher Wichtigkeit die Anforderungen einer entsprechenden Netzanwendung zu kennen. Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wird der Einfluss unterschiedlicher Anforderungen (z. B. durch Zyklenhäufigkeit, Entladetiefe und Lebensdauer) auf die ökologische und ökonomische Performance relevanter marktgängiger Li-Ionen-Batterien untersucht.

Methodik

Für die Bewertung berücksichtigter Technologien wird auf die Methodik der Ökobilanz (LCA) [1], [2] und der Lebenszykluskosten (LCC) [3] zurückgegriffen. Im Rahmen der LCA werden die Treibhausgas-, Ressourcenverbrauchs-, Humantoxizitäts- und Versauerungspotenziale abgeschätzt. Die Modellierung der Li-Ion-Batterien basiert auf unterschiedlichen Inventardaten, welche durch [4] zur Verfügung gestellt werden. Berücksichtigte Elektrodentypen sind Lithium-Eisenphosphat (LFP), Lithium-Titanat (LTO), Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt-Oxid (NMC), Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminium-Oxid (NCA) und Lithium-Mangan-Oxid (LMO). Eine genaue Übersicht zur verwendeten Methodik, angenommenen Lernkurven, dynamischer Batterielebensdauerberechnung und verwendeten Datensätzen ist in [5] gegeben. Die Batteriespeicher werden dazu eingesetzt den Anteil durch PV und Windkraft erzeugter Elektrizität am lokalen Verbrauch zu erhöhen (1000 Einwohner – H0 Lastprofil). Hierfür werden 3 vereinfachte Szenarien (Base-case, doppelte Speicherkapazität und reduzierte Auslastung) auf Basis eines dynamischen Optimierungsmodelles betrachtet [6]. Zusätzlich wird eine umfangreiche Sensitivitätsanalyse der Betriebs- und Batterieparameter durchgeführt, um den Einfluss einzelner Stellvariablen auf die Gesamtergebnisse zu ermitteln.

Ergebnisse und Diskussion

Im Rahmen der Untersuchung zeigt sich, dass die hier präsentierten Ergebnisse für GWP und LCC sehr stark in Abhängigkeit der Szenarioannahmen und berücksichtigten Li-Ion Elektrodenkonstellation variieren können (siehe Abb. 1A und 2A). Dies ist vor allem auf unterschiedliche Lebensdauern der Speicher zurückzuführen, was (beim Erreichen des Lebensendes) einen Ersatz der Zellen zur Folge hat (siehe Abb. 1 und 2A unten). Zu erwähnen sind ebenfalls die relativ hohen Unsicherheiten, die sich durch die große Bandbreite an Inputparametern ergeben (Zellkosten, Lebensdauern etc.). In Abbildung 1 und 2B ist eine Übersicht über den Einfluss unterschiedlicher Parameter auf GWP und LCC dargestellt, welche zwischen -20 % bis +20 % variiert wurden. Beim GWP zeigt sich, dass die Energiedichte einen relativ großen Einfluss auf die Ergebnisse hat, da eine geringere Energiedichte zu einem größeren „Massenbedarf“ an Zellen und damit verbunden Herstellungsaufwänden führt.

[1] Karlsruher Institut für Technologie, Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse, Tel.: +49 721 608-23215, Postfach 3640, 76021 Karlsruhe, manuel.baumann@kit.edu, www.itas.kit.edu
[2] Karlsruher Institut für Technologie, Helmholtz-Institut Ulm, Albert-Einstein-Allee 11, 89081 Ulm, {j.peters2|marcel.weil}@kit.edu, www.hiu-batteries.de

Bei den LCC sind als Relevant der angenommene Zinssatz, Wirkungsgrad, Stromkosten und gefahrene Zyklen pro Tag zu nennen. Das Variieren der Zellkosten hat für den Fall von LFP nur zu geringen Änderungen der Gesamtergebnisse geführt, was auf einen starken Preisverfall der Zellen zurückzuführen ist.

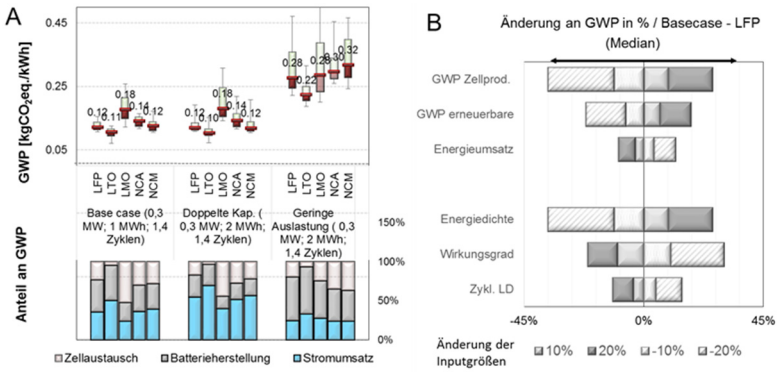


Abbildung 1: Monte-Carlo Ergebnisse (n=1000) für den GWP unter Variierung der Grundannahmen (links) und Sensitivitätsanalyse einzelner Parameter für LFP und den Base-case (rechts). Bei der Sensitivitätsanalyse werden die Inputparameter um jeweils +/- 20 % geändert und der Einfluss auf die Umweltauswirkungen untersucht.
(GWP-Global Warming Potential; LD=Lebensdauer)

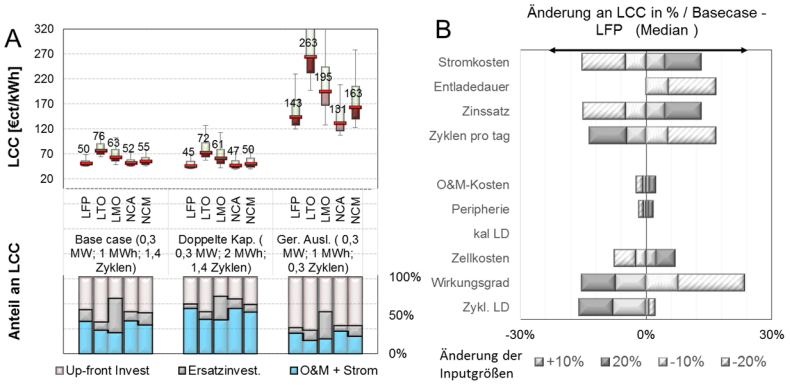


Abbildung 2: Monte-Carlo Ergebnisse (n=1000) für die LCC unter Variierung der Grundannahmen (links) und Sensitivitätsanalyse einzelner Parameter für LFP und den Base-case (rechts). Bei der Sensitivitätsanalyse werden die Inputparameter um jeweils +/- 20 % geändert und der Einfluss auf die Kosten untersucht.
(LCC-Life-Cycle-Costs; LD=Lebensdauer; O&M=Operation & Maintenance)

Literatur

[1] ISO, “ISO 14040 – Environmental management – Life Cycle Assessment – Principles and framework,” International Organization for Standardization, Geneva, Switzerland, 2006.

[2] ISO, “ISO 14044 – Environmental management – Life Cycle Assessment – Requirements and guidelines,” International Organization for Standardization, Geneva, Switzerland, 2006.

[3] VDI, “VDI 2884: Beschaffung, Betrieb und Instandhaltung von Produktionsmitteln unter Anwendung von Life Cycle Costing (LCC) Purchase, operating and maintenance of production equipment using Life Cycle Costing (LCC),” VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE, Berlin, 2006.

[4] J. F. Peters, M. Baumann, B. Zimmermann, J. Braun, and M. Weil, “The environmental impact of Li-Ion batteries and the role of key parameters – A review,” Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 67, pp. 491–506, Jan. 2017.

[5] M. J. Baumann, J. F. Peters, M. Weil, and A. Grunwald, “CO_2 footprint and life cycle costs of electrochemical energy storage for stationary grid applications,” Energy Technol., Dec. 2016.

[6] M. Baumann, C. Marcelino, J. Peters, M. Weil, P. Almeida, and E. Wanner, “Environmental impacts of different battery technologies in renewable hybrid micro grid systems,” presented at the IEEE International Conference on Innovative Smart Grid Technologies, Torino Italy, 2017.

8.3.3 Schwungradspeicher für Elektrofahrzeug-Schnellladestationen

Armin BUCHROITHNER[1], Hannes WEGLEITER[1], Bernhard SCHWEIGHOFER[1], Michael BADER[2], Peter HAIDL[2]

Inhalt

Der Trend zu rein elektrisch angetriebenen Fahrzeugen (Electric Vehicles – EVs) des öffentlichen und individuellen Verkehrs stellt eine zur Erreichung der Klimaziele notwendige und politisch forcierte Entwicklung dar. Dabei ist der Fokus neben der Fahrzeugentwicklung auch auf die Schaffung der nötigen Ladeinfrastruktur zu legen. Zur Erreichung hoher Kundenakzeptanz ist es notwendig, Schnellladestationen mit Leistungen von 100 kW und mehr zu entwickeln, um geringe Ladezeiten zu erreichen. Untersuchungen von Sierzchula, et. al haben gezeigt, dass es einen direkten Zusammenhang zwischen der Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen und der Verfügbarkeit von Schnellladestationen gibt [1]. Um den Prognosen des „Global EV Outlook 2017“ der International Energy Agency (IEA) zu genügen muss die Anzahl an EV-Ladestationen bis zum Jahr 2025 um den Faktor 25 zunehmen [2]. Die Ausstattung der Schnellladestationen mit der notwendigen leistungsfähigen Stromversorgung stellt jedoch einen enormen Investitionsaufwand dar. Mit steigender Anzahl an Schnellladestationen ergibt sich aufgrund der Netzbelastung zusätzlich die Notwendigkeit, den Netzausbau entsprechend voran zu treiben. Der zunehmende Anteil volatiler, erneuerbarer Energiequellen verstärkt diesen Effekt.

Durch die Integration eines leistungsfähigen Energiespeichers in eine Schnellladestation können selbst bei Anschluss in einem konventionellen Niederspannungs-Verteilernetz hohe Ladeleistungen bei gleichzeitiger Netzglättung erreicht werden. Hierbei wird die Ladecharakteristik von Elektrofahrzeugen berücksichtigt. Die lediglich zu Beginn des Ladevorgangs benötigte hohe Leistung wird im Wesentlichen vom Energiespeicher zur Verfügung gestellt, während der Netzanschluss parallel dazu eine Ladung mit deutlich geringerer Konstantleistung bereitstellt. Wird selbst diese nicht abgefragt, kann der Speicher wieder geladen werden. Als Speichersysteme bieten sich elektromechanische Schwungradenergiespeicher (Flywheel Energy Storage Systems – FESS) an, die im Gegensatz zu chemischen Batterien die erforderlichen Eigenschaften aufweisen:

- Hohe Zyklenfestigkeit (hohe Lebensdauer)
- Keine Kapazitätseinbußen durch Alterung
- Problemlose Tiefentladung (keine Transportauflagen/Probleme)
- Einfache Bestimmung des Energieinhaltes zu jedem Zeitpunkt
- Keine giftigen oder seltenen Rohstoffe erforderlich, unproblematisches Recycling
- Hohe Leistungsdichte

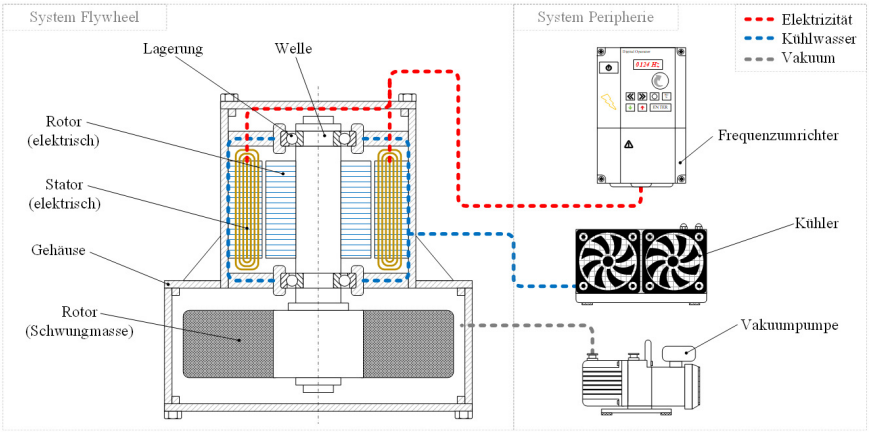


Abbildung 1: Grundsätzlicher Aufbau des Schwungradspeichersystems (FESS)

[1] Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Messtechnik und Messsignalverarbeitung, Inffeldgasse 23/II, 8010 Graz, {armin.buchroithner|wegleiter|bernhard.schweighofer}@tugraz.at
[2] Technische Universität Graz, Institut für Maschinenelemente und Entwicklungsmethodik, Inffeldgasse 21b/II, 8010 Graz, {michael.bader|haidl}@tugraz.at

Energie wird kinetisch durch eine rotierende Masse (Rotor – Schwungmasse) gespeichert und mit Hilfe einer elektrischen Maschine gewandelt. Zur Reduzierung der Verluste (Selbstentladung) ist eine Evakuierung des Gehäuses erforderlich. Eine Vakuumpumpe, ein Kühlsystem und der Frequenzumrichter stellen die Peripheriekomponenten dar. Zur Verbesserung der Systemeigenschaften liegt der Schwerpunkt der Entwicklung dieser Speichersysteme in der Optimierung der Lagersituation und Erhöhung der Energiedichte der Schwungmasse durch Nutzung des Potentials leistungsfähiger Werkstoffe. Im Rahmen eines FFG-Projekts „Leuchttürme der Elektromobilität“ wird eine schwungradspeicherunterstützte Schnellladestation mit Integration einer Photovoltaikanlage realisiert und deren Praxistauglichkeit anhand der Nutzung dieser durch eine Fahrzeugflotte überprüft und optimiert. Abbildung 2 zeigt dieses Konzept.

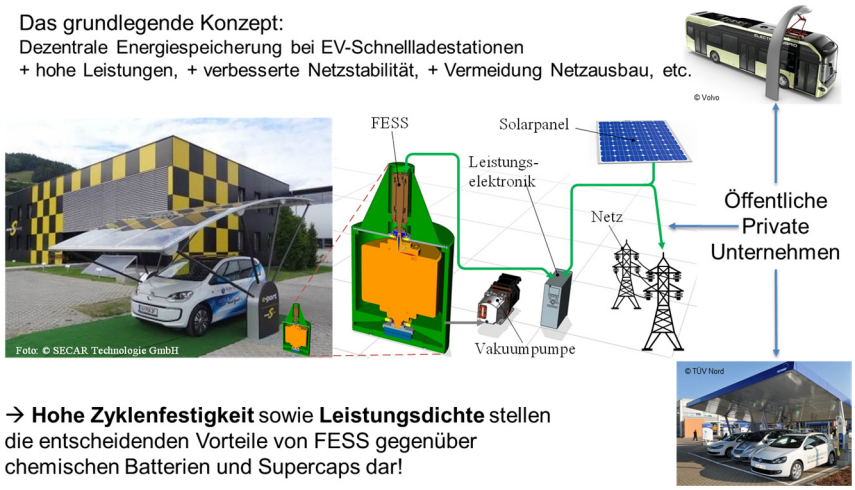


Abbildung 2: Konzeptdarstellung der Schnellladestation mit Schwungradspeicher

Hierfür wird das Gesamtsystem im Sinne eines holistischen Ansatzes durch entsprechende Projektpartner – beginnend von den Netzanforderungen, über das Speichersystem, bis hin zum Ladevorgang – entwickelt. Die gesamte Produktion sowie der Zusammenbau sind in Österreich möglich, wodurch keine Abhängigkeit vom asiatischen Markt entsteht, wie dies bei chemischen Batterien der Fall wäre. Dabei kommen hochinnovative österreichische Schlüsseltechnologien zum Einsatz, wie unter anderem das von der Firma easelink entwickelte Matrix Charging und spezielle Faserverbundverarbeitung der Firma Secar. Das Gesamtsystem vom Netz bis zum Fahrzeug zeigt schematisch Abbildung 3.

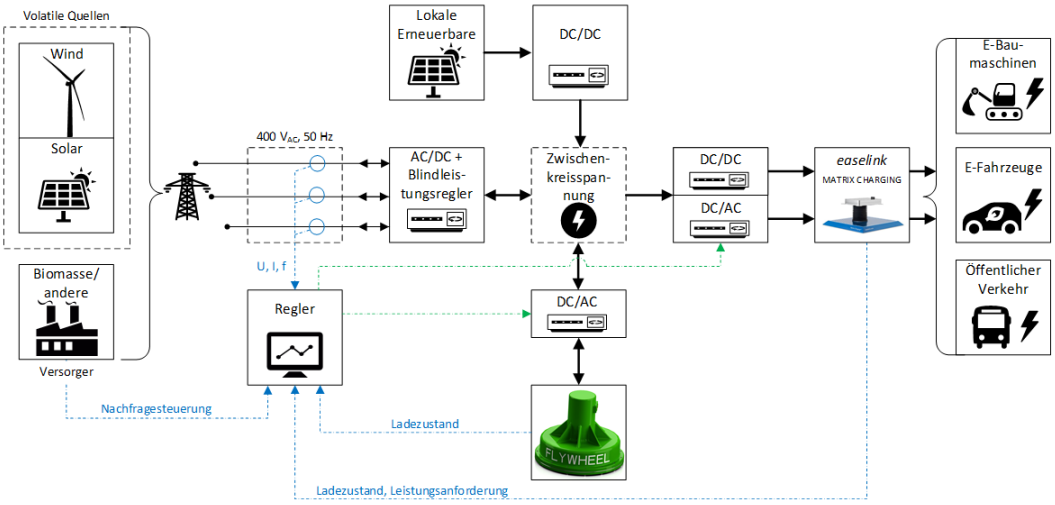


Abbildung 3: Darstellung des Gesamtsystems: Vom Netz bis zum Fahrzeug

Literatur

[1] Sierzchula et al., „The influence of financial incentives and other socio-economic factors on electric vehicle adoption“, Energy Policy, pp. 183-194, 2014

[2] International Energy Agency, „Global EV Outlook 2017“, OESC / IEA, 2017

8.3.4 Thermal Energy Storage for Thermal Management in E-Mobility

Georg ENGEL[1], Markus HINTEREGGER[2], Gregor GREGORCIC[2]

Introduction

The transition towards e-mobility raises the necessity for a smart thermal management of vehicles. This is forced by the high number of thermal components with different operation temperatures, hardly available waste heat at high temperatures, and in particular the narrow temperature window to be ensured for the battery. Within the Austrian flagship-project Tes4seT, a novel thermal management based on a compact energy storage is developed for hybrid vehicles.

Approach

A compact thermal energy storage based on closed sorption technology is designed for this application. The system can be charged using waste heat and deliver heat or cold on demand when discharging. Energy densities higher than 100 Wh/kg on material level are state of the art and long-term storage is possible in principle without any thermal losses. For the considered application, the design of the storage system targets at both high energy density and high power density, which is the major challenge.

Methods

The various key components of the storage system, like sorption reactor, evaporator and condenser, are designed and optimized according to the specific requirements. These components are assembled to a thermal energy storage system and investigated experimentally in a dedicated test rig (see Figure 1, left hand side). The test rig is used to compare the performance of three different sorption reactor designs for a given set of boundary conditions. A hardware-in-the-loop test rig will be constructed to test the storage system under realistic conditions including a driving profile. A simulation model of the system is developed and validated using the experimental results. The model is used to assess the storage system's performance at various boundary conditions, as well as to further optimize the system, in particular considering the control strategy.

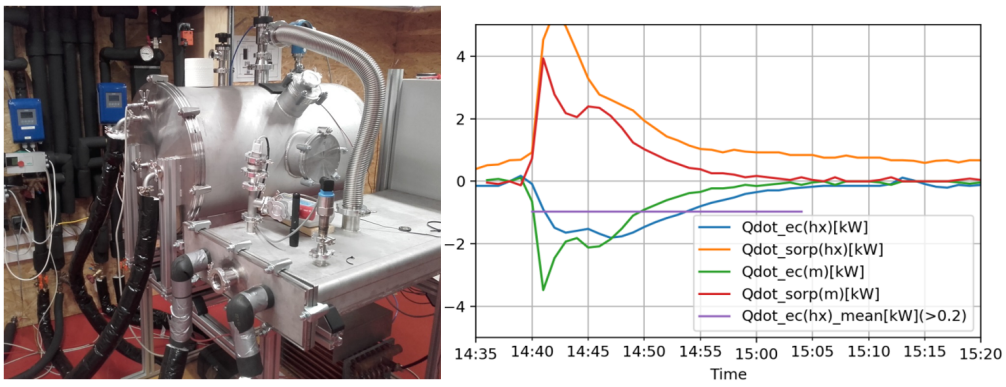


Figure 1: Picture of the sorption thermal storage system test rig (right hand side) and preliminary power performance in discharge mode (right hand side). An average cooling power of almost 1 kW could be achieved for a period of 25 minutes.

Results

First results show that the storage system including 2.5 kg of adsorbent provides cooling up to 2 kW peak and 1 kW on average (see Figure 1, right hand side). First simulation results show that the thermal storage can significantly contribute to the thermal management system and increase its resource efficiency (see Figure 2). Further results will become available and presented at the conference.

[1] AEE INTEC - Institute for Sustainable Technologies, Feldgasse 19, 8200 Gleisdorf, Tel.: +43 3112 5886262, www.aee-intec.at, g.engel@aee.at
[2] qpunkt GmbH, Gewerbepark 11, 8075 Hart bei Graz, www.qpunkt.at

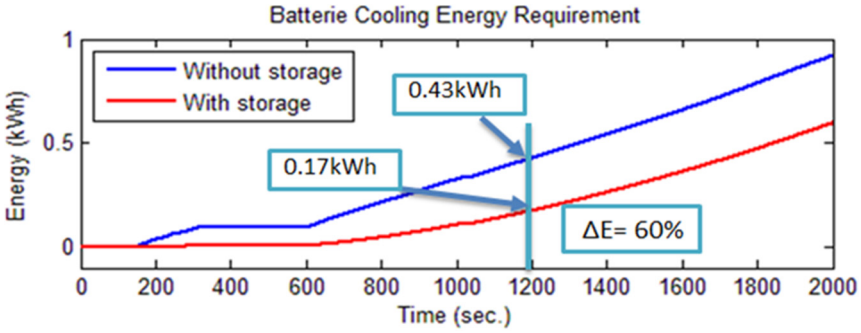


Figure 2: Preliminary simulation results showing the impact of the thermal storage on the thermal management in the vehicle. In comparison to a thermal management without thermal storage, the required conventional cold supply could be reduced by 60 % within the first 20 minutes of the ride.

Discussion/Conclusion

The compact thermal energy storage system is a promising extension for the thermal management in e-mobility. Experimental and simulation studies will be continued, and optional improvements investigated.

8.3.5 Anwendung der Lastgangrechnung am Beispiel der Elektromobilität

Andreas HEIER[1], Andreas HUTTERER[2], Alfons HABER[2]

Inhalt

Für die Auslegung von Betriebsmitteln im Niederspannungsnetz ist die zeitgleich auftretende Maximallast das entscheidende Auslegungskriterium. Die unterschiedlichen Bedürfnisse nach elektrischer Energie der einzelnen Abnehmer sind dabei zu berücksichtigen. Mittels der Lastgangrechnung ist es möglich, für einen oder wenige Abnehmer, eine präzisere Abschätzung der vorzuhaltenden Leistung zu erlangen. Die Lastgangrechnung berücksichtigt das unterschiedliche Verbrauchsverhalten in Form von Lastgängen, die in die Berechnung der erwartenden Last einfließen. Für die Auslegung von Niederspannungsnetzen, bei der die Ladesäulen als Verbraucher angeschlossen werden, wurde im Rahmen der Untersuchung eine Systematik entwickelt, die mit der Lastgangrechnung angewendet werden kann. Damit ist es möglich, die teilweise sehr großen Differenz bei der Auslegung erwarteter Leistungen zu tatsächlich benötigtem Verbrauch für Niederspannungsnetze besser in den Griff zu bekommen.

Methodik

Die Lastgangrechnung ermöglicht eine Berücksichtigung des Verbrauchsverhaltens über zugrunde gelegte Lastprofile. Durch diese Durchmischung der einzelnen Verbräuche wird der Gleichzeitigkeitsfaktor indirekt mitberücksichtigt. Die Ermittlung der jeweils anzusetzenden Maximallast erfolgt abhängig vom jeweiligen Verbraucher. Somit sind auch unterschiedliche Maximallasten bei der Durchmischung berücksichtigt und die zeitungleich auftretende Maximallast des betrachteten Systems kann ebenfalls abgeschätzt werden. Bei Ladesäulen ist eine Auslegung mit Gleichzeitigkeitsfaktor 1 wenig zielführend. Erhöht sich die Anzahl der Ladesäulen im betrachteten Netz, dann sinkt die Wahrscheinlichkeit der zeitgleichen Entnahme elektrischer Leistung aus dem Netz und damit auch der Gleichzeitigkeitsfaktor. Unter Berücksichtigung verschiedener Verbrauchsverhalten bezogen auf die Ladung von Elektromobilen wurden Lastgänge ermittelt und daraus die entsprechenden Gleichzeitigkeitsfaktoren in Abhängigkeit der Ladeleistung und Anzahl der Elektroautomobilen ermittelt.

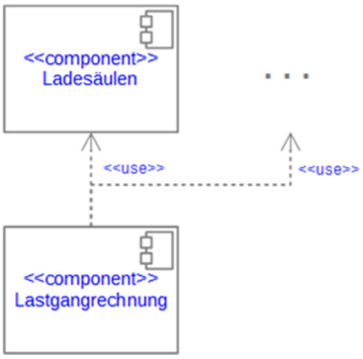


Abbildung 1: Komponentendarstellung der Lastgangrechnung

Für die Anwendung der Lastgangrechnung wurde ein eigenes Modul für Ladesäulen konzipiert.

Das Mobilitätsverhalten wurde bereits eingehende untersucht [u. a. Trommer, MID]. Aufbauend auf diesen Erkenntnissen konnten in dieser Arbeit Lastprofile ermittelt werden. Dabei wurden die am wahrscheinlichsten auftretenden Verbrauchsverhalten, „Heim“, „Heim + Arbeit“ und „Wochenende“ als Lastprofile herausgearbeitet. Zudem wurden Gleichzeitigkeitsfaktoren ermittelt, die abhängig von der Anzahl der Elektromobile und Ladesäulen, Ankunftszeit am Zielort, benötigte Energiemenge und der daraus folgenden Ladezeit sind. Die Lastgangberechnung im sogenannten Lastganggenerator inkludiert Szenarien mit unterschiedlichen Annahmen. So fließt im Szenario „Heute“ die derzeit durchschnittliche Batteriekapazität in das Lastprofil mit ein. Dabei wurden bei der Untersuchung die üblichen Ladeleistungen von 3,7 kVA bis 43,5 kVA betrachtet, da diese im Niederspannungsnetz bis jetzt überwiegend zum Einsatz kommen.

Der für das Szenario „Heute“ verwendete Algorithmus wurde für das Szenario „Morgen“ um einen weiteren Einflussfaktor ergänzt. Die bisher durchschnittliche Batteriekapazität sowie auch die Ladeleistungen werden sich voraussichtlich zukünftig erhöhen. Diesem Fall wurde damit Rechnung getragen.

[1] Stadtwerke Landshut, Christoph-Dorner-Straße 9, 84028 Landshut, Tel.: +49 871 1436-2100, Fax: +49 871 1436-2102, a.heier@stadtwerke-landshut.de, www.stadtwerke-landshut.de
[2] Hochschule Landshut, Am Lurzenhof 1, 84036 Landshut, {s-ahutte|alfons.haber}@haw-landshut.de, www.haw-landshut.de

Ergebnisse

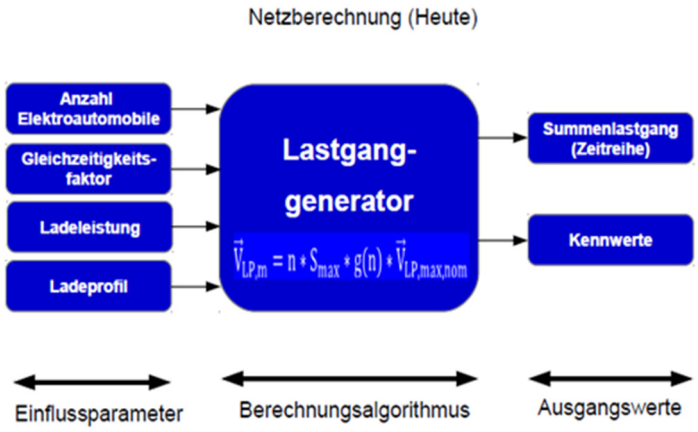


Abbildung 2: Lastganggenerator „Heute“

Im Ergebnis konnten für die Komponente „Ladesäulen“ zwei Lastganggeneratoren „Heute“ und „Morgen“ herausgearbeitet werden. Infolge der Nutzung des Lastganggenerators können die Netzplaner nun Informationen gewinnen und anschließend beschreiben, inwieweit die Elektromobilität Auswirkungen auf das vorhandene Energieversorgungsnetz hat bzw. welche Ladeleistungen an die bestehende Netzinfrastruktur angeschlossen werden kann.

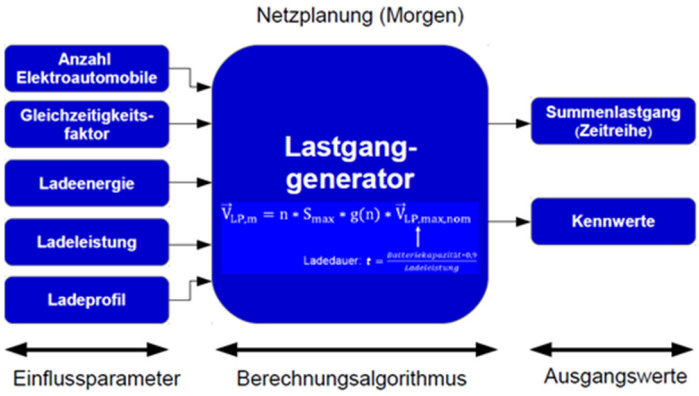


Abbildung 3: Lastganggenerator „Morgen“

Damit lassen sich im Szenario „Heute“ ein Summenlastgang im Netzknoten und weitere Kennwerte generieren. So ist es nun erstmals möglich, eine präzisere Abschätzung der Netzbelastung durch die Elektromobilität zu erreichen.

Für die Berechnung im Szenario „Morgen“ ist, wie in der Abbildung 3 dargestellt, nun die benötigte Ladeenergie des Elektromobiles berücksichtigt. Neben der Ladeleistung, die die Maximallast (Höhe) bestimmt, wird durch die Ladeenergie die Ladedauer (Breite) beeinflusst.

Literatur

[1] [MID]: Robert Follmer, Dana Gruschwitz, Birgit Jesske, Sylvia Quandt, Barbara Lenz, Claudia Nobis, Katja Köhler, Markus Mehlin (2010): Mobilität in Deutschland 2008. Ergebnisbericht Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends. infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., zuletzt geprüft am 27.10.2017.

[2] [Trommer]: Stefan TROMMER, Angelika SCHLZ, Michael HARDINGHAUS, Johannes GRU-BER, Alexander KIHM, Kathrin DROGOSCH (2013): Verbundprojekt FLOTTENVERSUCH ELEKTROMOBILITÄT - Teilprojekt NUTZUNGSPOTENZIAL. In: Schlussbericht, zuletzt geprüft am 26.10.2017.

8.4 ENERGIEEFFIZIENTE GEBÄUDE (SESSION G4)

8.4.1 Bestimmung energetisch zusammenhängender urbaner Gebäudegruppen als Grundlage für die Quartiersplanung

Verena WEILER[1], Jann WEINAND[2], Sally KÖHLER[1], Russell McKENNA[2], Ursula EICKER[1]

Einleitung und Ziele

Mehr als 75 % der Weltbevölkerung lebt in urbanen Räumen (EEA 2010). In Europa sind Gebäude für 40 % des gesamten Energiebedarfs und für 36 % der CO_2-Emissionen verantwortlich (EU 2015). Aufgrund dieser Zusammenhänge ergibt sich ein großes Energieeinsparpotential in Städten weltweit. Zur Erreichung des CO_2-Reduktionsziels der Europäischen Union von 80 % gegenüber dem Jahr 1990 bis 2050, müssen vor allem die bestehenden Gebäude in Städten energetisch ertüchtigt werden.

Für eine effektive Umsetzung der nötigen Sanierungen von sowohl der Gebäudehülle als auch dem Energieversorgungssystem, wird in der vorliegenden Untersuchung ein Vorgehen zur Identifikation von Gebäudegruppen mittels Clusteranalyse vorgestellt.

Mithilfe der Clusteranalyse werden anhand technischer Indikatoren Gebiete innerhalb eines gewählten Stadtquartiers oder Stadtteils identifiziert, deren Gebäude in verschiedene Gebäudegruppen eingeteilt werden können. Dieses Clustering der Gebäudegruppen bezieht sich dadurch nicht auf einen Indikator, sondern betrachtet die Wechselwirkungen der Indikatoren untereinander. Dadurch ergeben sich andere Gebäudegruppen als in Gebäudetypologien wie bspw. TABULA, die nur wenige Indikatoren wie Gebäudealter und Gebäudetyp zur Klassifizierung nutzen (Loga et al. 2016). Weiterhin werden bei Gebäudetypologien „durchschnittliche Gebäude“ als Klassen definiert, die für die Einteilung von Stadtquartieren zu ungenau sein könnten. Diese durchschnittlichen Gebäude werden dann meist über eine statistische Verteilung auf Stadtquartiere hochskaliert (Dall’O et. al. 2012). Darüber hinaus werden die Analysen in vielen Studien zu Quartieren auf bestehende Verwaltungsgrenzen bezogen. Auch im Themenfeld der „Urban Morphology“ sind meist Einteilungen vom Zensus Grundlage für die Analyse. So wird beispielsweise in Sarralde et al. (2015) das Potential für erneuerbare Energien für vom Zensus festgelegte Quartiere in London berechnet. Hier könnte eine umgekehrte Herangehensweise vorteilhaft sein, bei der zunächst einzelne Gebäude analysiert werden und dann erst die Verwaltungsgrenzen festgelegt werden.

Das hier vorgestellte Vorgehen mittels einer Clusteranalyse kann somit zur strategischen Entscheidungsunterstützung bei der Quartiersplanung in Städten und Kommunen dienen.

Methodik

Mit der von der HFT Stuttgart entwickelten energetischen Simulationsplattform SimStadt (Nouvel et. al. 2015) können basierend auf CityGML Dateien verschiedene gebäudescharfe technische Indikatoren wie Heizwärmebedarf oder PV-Potential berechnet werden. Weitere Indikatoren, z.B. das Gebäudebaujahr oder die Gebäudenutzung, können direkt aus der GML Datei entnommen werden. Die insgesamt 13 Indikatoren, die für die Clusteranalyse verwendet werden, sind in Tabelle 1 aufgelistet. Zunächst werden die Indikatoren auf gleiche Wertebereiche skaliert, um einen einheitlichen Einfluss der Indikatoren zu gewährleisten. Die anschließende Faktorenanalyse ist notwendig, um aus den Indikatoren voneinander unabhängige Faktoren zu extrahieren. Diese Faktoren bilden die Datenbasis für die darauffolgende Clusteranalyse.

[1] Hochschule für Technik Stuttgart, Institut für angewandte Forschung nachhaltige Energietechnik, Schellingstraße 24, 70174 Stuttgart, Tel.: +49 711 8926 2950, {verena.weiler|sally.koehler|ursula.eicker}@hft-stuttgart.de, www.hft-stuttgart.de/forschung/kompetenzen/zafh/index.html/de

[2] Karlsruhe Institut für Technologie, Lehrstuhl für Energiewirtschaft / Institut für Industriebetriebslehre und industrielle Produktion, Hertzstraße 16, 76187 Karlsruhe, Tel.: +49 721 608 44444, {jann.weinand|russel.mckenna}@kit.edu, www.iip.kit.edu/86_3602.php

Als Clusteranalyseverfahren wird das hierarchisch-agglomerative Verfahren ausgewählt, das qualitativ hochwertige Cluster erzeugt (Bouguettaya et al. 2015). Bei diesem Verfahren muss jedoch die Clusteranzahl exogen vorgegeben werden. Diese Anzahl wird in dieser Studie mit Hilfe von 26 Validationsindizes, dem Ellenbogen-Kriterium sowie weitergehenden Analysen bestimmt.

Gebäudeeigenschaften	Verbrauchswerte	Potential für Photovoltaik
Baujahr	Jährlicher spezifischer Raumwärme- und Warmwasserbedarf [kWh/m²]	Nennleistung der platzierbaren Module [kW_p]
Gebäudetyp (Wohngebäude/ Nichtwohngebäude)	Gesamter jährlicher Raumwärme- und Warmwasserbedarf [kWh]	Potentieller PV Ertrag [MWh/a]
Grundfläche [m²]	Jährlicher Strombedarf pro m² [kWh]	Solare Einstrahlung auf die Dachfläche [W/m²]
Mittlerer U-Wert [W/m²K]		
Verhältnis der beheizten Fläche zur Grundfläche		
Bebauungsdichte		

Tabelle 1: In der Clusteranalyse verwendete Indikatoren

Als Fallstudie wird der Stuttgarter Stadtteil Stöckach ausgewählt. Es handelt sich um einen für Deutschland typischen Stadtteil mit 1175 Gebäuden. Davon gehen 779 Gebäude und Gebäudeteile als Objekte in die Clusteranalyse ein, da für die übrigen Gebäude keine vollständige Datenbasis vorliegt. Die untersuchten Gebäude teilen sich in 414 Wohngebäude und 365 Nichtwohngebäude auf.

Ergebnisse

Für die vorliegende Untersuchung ergeben sich sechs Cluster, wie in der folgenden Abbildung dargestellt.

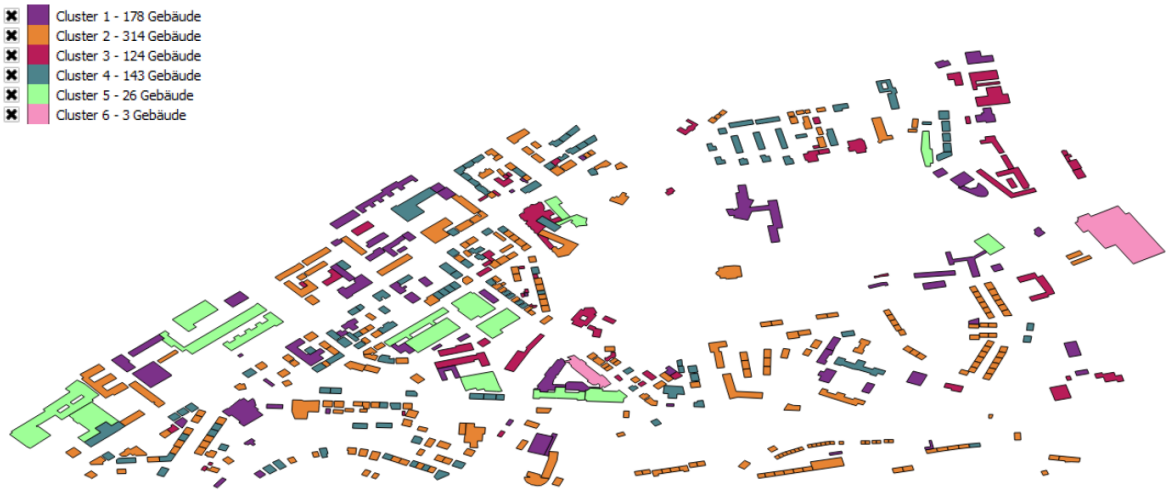


Abbildung 1: Clusteraufteilung im Stadtteil Stöckach, Stuttgart

Exemplarisch wird auf zwei Cluster aus der Clusteranalyse genauer eingegangen. Cluster 2 ist der Cluster mit den meisten Objekten, wovon die überwiegende Anzahl Wohngebäude mit dem durchschnittlichen Baujahr 1962, einem mittleren U-Wert von 1,29 W/(m²K) sowie einem spezifischen Wärmebedarf von 142 kWh/(m²a) sind. Die Bandbreite des Baujahrs bewegt sich hier z.B. von 1913 bis 2012, was deutlich macht, dass die einfache Einteilung der Gebäude nach Baujahren nicht ausreicht für eine umfassende, energetische Stadtquartiersanalyse.

Cluster 6 beinhaltet nur drei Nichtwohngebäude, die als „Ausreißer“ klassifiziert werden können. Diese Gebäudegruppe weist den mit Abstand höchsten spezifischen Heizwärmbedarf, das größte PV-Potential sowie eine sehr hohe Bebauungsdichte auf. Weiter wird als vergleichende Untersuchung die Clusteranalyse ausschließlich für Wohngebäude im Stadtteil Stöckach durchgeführt, damit die Wohngebäude in detailliertere Gebäudegruppen eingeteilt werden können. Außerdem wird eine zusätzliche Clusteranalyse ohne vorrausgehende Faktorenanalyse für beide Fälle vorgenommen, um den Einfluss der Faktorenanalyse auf die Ergebnisse zu untersuchen.

Literatur

[1] Bouguettaya, A.; Yu, Q.; Liu, X.; Zhou, X.; Song, A. (2015): Efficient agglomerative hierarchical clustering. In: Expert Systems with Applications 42 (5), S. 2785–2797. DOI: 10.1016/j.eswa.2014.09.054.

[2] Dall'O, G.; Galante, A.; Torri, M. (2010): A methodology for the energy performance classification of residential building stock on urban scale. In: Energy and Buildings 48, S. 211-219. DOI: https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2012.01.034

[3] EEA: „Von städtischen Räumen zu städtischen Ökosystemen," European Environment Agency, Kopenhagen, 2010.

[4] EU: „EU Energy in Figures – Statisitcal Pocketbook 2015", European Comission, Luxembourg, 2016

[5] Loga, T.; Stein, B.; Diefenbach, N. (2016): TABULA building typologies in 20 European countries—Making energy-related features of residential building stocks comparable. In: Energy and Buildings 132, S. 4–12. DOI: 10.1016/j.enbuild.2016.06.094.

[6] Nouvel, Romain; Brassel, K.-H.; Bruse, M.; Duminil, E.; Coors, V.; Eicker, U.; Robinson, D. (2015): SimStadt, a new workflow-driven urban energy simulation platform for CityGML city models. CISBAT 2015 Lausanne, Switzerland

[7] Sarralde, J.J.; Quinn, D. J.; Wiesmann, D.; Steemers, K. (2015): Solar energy and urban morphology. Scenarios for increasing the renewable energy potential of neighbourhoods in London. In: Renewable Energy 73, S. 10–17. DOI: 10.1016/j.renene.2014.06.028.

8.4.2 Vernetzte Gebäude zur Steigerung der regenerativen Energiebereitstellung

Anne MÄDLOW[1], Andreas GÄBLER[1], Andreas HERRMANN[1], Konrad UEBEL[2], Hartmut KRAUSE[1]

Einleitung

Im Zuge des „Energiekonzept 2050“ zur Reduzierung der Treibhausgase werden in Deutschland derzeit die Energieversorgungssysteme großflächig umstrukturiert. Um die ambitionierten energie- und umweltpolitischen Ziele der Bundesregierung zu erreichen, müssen alle Energiesektoren berücksichtigt und Synergien der verschiedenen Versorgungsstrukturen durch stärkere Vernetzung genutzt werden. Ein innovativer Ansatz, der dieses Ziel verfolgt, ist die gekoppelte Energieversorgung in städtischen Quartieren. Dabei wird die dezentrale Erzeugung und Speicherung von sowohl elektrischer als auch thermischer Energie zu einem intelligenten komplexen Gesamtsystem verknüpft. Diese Systemeinheit kann endogen einen hohen Grad an Eigenversorgung erreichen und exogen zur Netzstabilisierung beitragen.

Untersuchungsrahmen und Methodik

Die Energieversorgung in städtischen Quartieren kann über verschiedene Technologien verknüpft werden. Eine mögliche Verschaltung ist in der nachstehenden Abb. 1 dargestellt. Im Vergleich zur konventionellen Energieversorgung eines Gebäudes entfällt innerhalb eines vernetzten Quartiers die Heizungstechnik in den Einzelgebäuden.

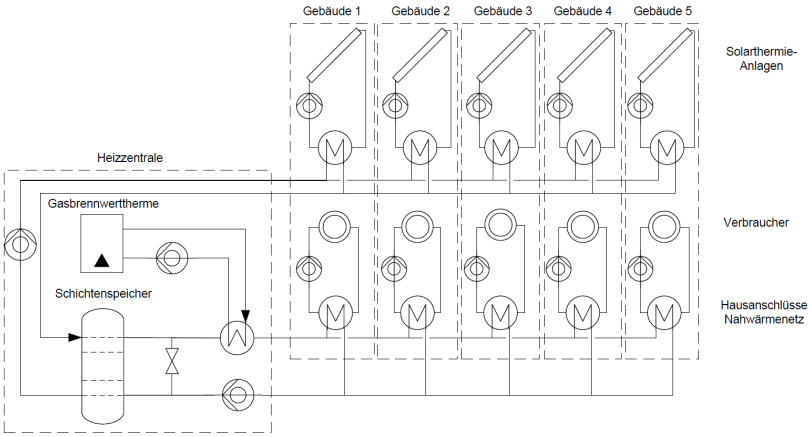


Abbildung 1: Blockfließbild der thermischen Vernetzung von Gebäuden

Die Wärmeversorgung der Gebäude erfolgt in diesem Konzept ausschließlich über eine Nahwärmeleitung und der entsprechenden Übergabestationen. Die vorgesehenen Solarthermieanlagen weisen keine direkte Verbindung zum Verbraucher auf. Damit ist auch kein dezentraler Wärmespeicher auf Gebäudeebene nötig. Zur Abbildung des Energieverbrauchs wird der Warmwasser- und Heizwasserbedarf berücksichtigt. Die solarthermisch erzeugte Wärmeenergie wird über die Solarleitungen des Wärmenetzes direkt dem Wärmespeicher der Heizzentrale zugeführt. Dieser versorgt die an das Wärmenetz angeschlossenen Verbraucher. Ein Spitzenlastbrenner auf Quartiersebene sichert die Versorgung des Wärmenetzes und die Bereitstellung des erforderlichen Temperaturniveaus. Das betrachtete Quartier setzt sich aus drei Mehrfamilien- und zwei Bürogebäuden zusammen. Das Versorgungskonzept wird in Matlab/Simulink abgebildet und ein Simulationsjahr mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten pro Simulationsschritt berechnet. Zur Bestimmung der optimalen Anlagengröße wird eine Mehrzieloptimierung in der Software ModeFrontier (vgl. Abb. 2) durchgeführt.

[1] Technische Universität Bergakademie Freiberg, Institut für Wärmetechnik und Thermodynamik, Gustav-Zeuner-Straße 7, 09599 Freiberg, www.tu-freiberg.de/fakult4/iwtt/gwa
[2] Freiberg Institut für vernetzte Energieautarkie GmbH, Franz-Mehring-Platz 12d, 09599 Freiberg, www.freiberg-institut.de

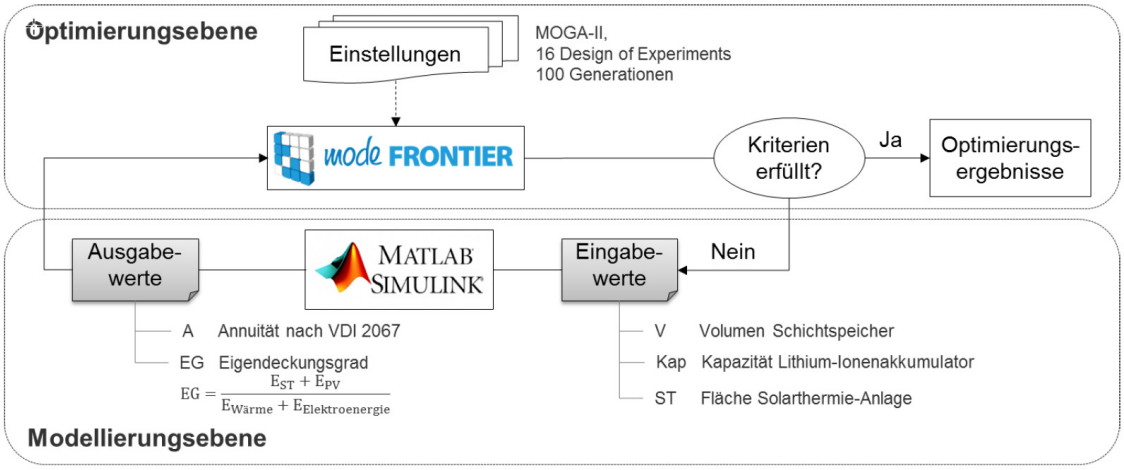


Abbildung 2: Signalfluss zwischen Simulationsmodell und Optimierungsalgorithmus

Ergebnisse & Schlussfolgerung

Nachfolgend werden erste Ergebnisse bzgl. der Optimierung eines möglichst hohen Eigennutzungsanteils bei gleichzeitig minimalen Kosten (vgl. Abb. 3 und Tab. 1) dargestellt.

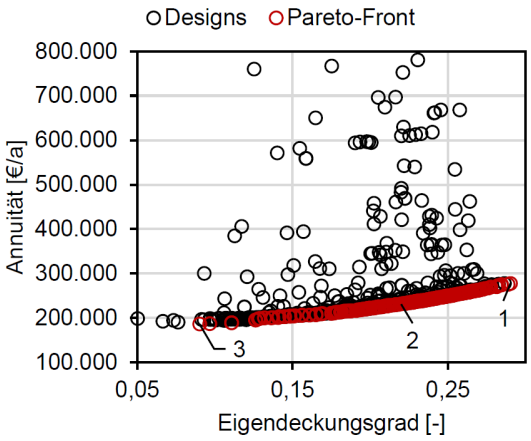


Abbildung 3: Ergebnisse der Mehrzieloptimierung

Parameter	Punkt (1)	Punkt (2)	Punkt (3)
V in l	252.796	236.550	114.154
ST in m²	2212	1201	281
Kap in kWh	10	10	10
PV in kWp	84,0	291,6	480,6
A in €/a	277.398	231.141	186.196
EG in %	29,02	21,99	9,02
$\frac{A}{EG}$ in €/%/a	9.558	10.510	20.646

Tabelle 1: Ergebnisse ausgewählter Punkte

Für das vorgestellte Versorgungskonzept ergibt sich ein optimaler Bereich für den Eigendeckungsgrad zwischen 9,02 % und 29,02 % und für die Kosten (Annuität) zwischen 186.196 €/a und 277.398 €/a.

Mit dem beschriebenen flexiblen Werkzeug kann eine Vielzahl von offenen Fragestellungen mathematisch untersucht und quantifiziert werden. Beispielhaft werden im Folgenden einige offene Fragen aufgeführt:

- Wie sollten vorhandene frei verfügbare Flächen zur Gewinnung von Elektroenergie (PV) oder Wärmeenergie (Solarthermie) aufgeteilt werden?
- Wie groß sollten die Strom- und die Wärmespeicher sein?
- Wie kann eine netzdienliche Speicherbewirtschaftung erfolgen?
- Mit welcher Verschaltung und welchem Erzeugermix ist ein hoher Eigennutzungsanteil bei gleichzeitig minimalen Kosten möglich?
- Welche Rolle kann die E-Mobilität spielen?

8.4.3 Verbindung von Energieeffizienz und Flexibilität bei der Gebäudesanierung – Neue, innovative Geschäftsmodelle

Christof AMANN[1]

Inhalt

Das Projekt NOVICE (New Buildings Energy Renovation Business Models incorporating dual energy services, gefördert im Programm Horizon 2020) entwickelt neue Geschäftsmodelle durch die Verbindung von Energieeffizienz mit Flexibilität. Dabei sollen zusätzliche Erlöse, die aus dem Verkauf der Flexibilität auf den Ausgleichs- und Regelenergiemärkten stammen, erwirtschaftet und letztendlich die Wirtschaftlichkeit von Gebäudesanierungsprojekten erhöht werden. Es gilt, neben den technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen insbesondere die neuen Rollen, die sich durch die Vermarktung der Flexibilität ergeben, in Musterverträgen abzubilden.

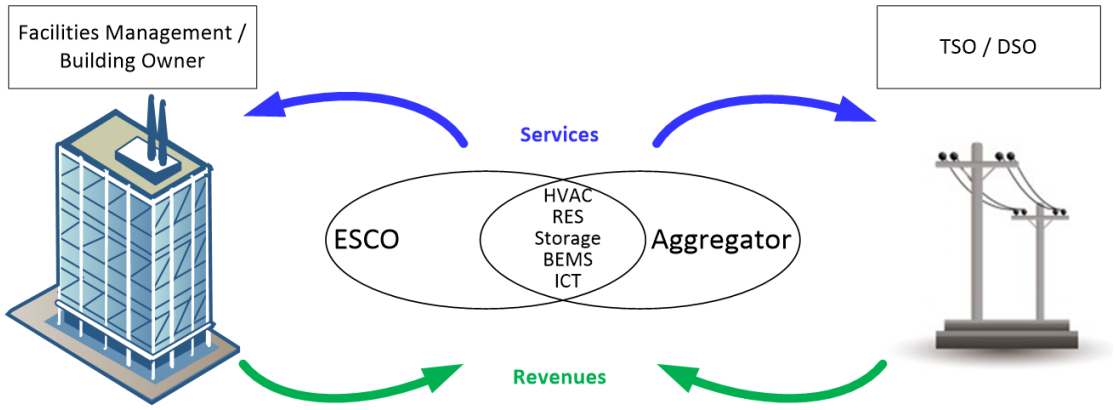


Abbildung 1: Verbindung von Energieeffizienz und Flexibilität bei der Gebäudesanierung

Methodik

Die Entwicklung neuer, innovativer Geschäftsmodelle geht bestehenden Contracting-Modellen aus. Bei diesen Modellen werden die Projekte üblicherweise durch die erzielbaren Einsparungen finanziert, wobei der Energiedienstleister nicht nur für die technische Umsetzung und den Betrieb verantwortlich ist, sondern auch die Finanzierung und Abwicklung übernimmt.

Für die Entwicklung neuer, innovativer Geschäftsmodelle werden sowohl reale Demo-Projekte als auch idealtypische Modellgebäude technisch und wirtschaftlich in verschiedenen Europäischen Märkten simuliert sowie technisch und wirtschaftlich bewertet.

Im Projekt wird eine umfassende Darstellung von Technologien erarbeitet, die dazu dienen, die Flexibilität von Gebäuden zu erhöhen. Dabei werden sowohl Komfortanforderungen als auch IT-Aspekte berücksichtigt (Datenformate, Schnittstellen etc.). Das ist wesentlich, um eine einfache und kostengünstige Nutzung der Flexibilität zu ermöglichen, ohne die hohen Anforderungen an Temperatur, Feuchte, Luftwechsel zu beeinträchtigen.

Zur Untersuchung, welche Erlöse sich auf welchen Märkten erzielen lassen wird eine Befragung sowohl von Energiedienstleistern als auch von bestehenden Marktteilnehmern auf den Flexibilitätsmärkten durchgeführt. Damit lässt sich das Marktpotenzial besser abschätzen.

Die erwähnten Szenarien werden anhand von Modellgebäuden und von realen Demo-Projekten darauf untersucht, wie sich die Erweiterung der Dienstleistung auf das Gebäude selbst (z.B. Komfort), die erzielbaren Einsparungen sowie auf die zusätzlichen Erlöse auswirkt. Das erfolgt für verschiedene Märkte, die ja in Europa ganz unterschiedliche entwickelt sind und auch für verschiedene Klimazonen, die ebenfalls einen hohen Einfluss auf die Geschäftsmodelle haben.

[1] e7 Energie Markt Analyse GmbH, 1020 Wien, Walcherstraße 11, Tel.: +43 1 907 80 26, christof.amann@e-sieben.at, www.e-sieben.at, www.novice-project.eu

Ergänzt werden die Szenarien durch umfassende Risikoanalysen. Durch diesen hohen Grad an Verallgemeinerung lassen sich verlässliche Schlussfolgerungen für die Einführung neuer Dienstleistungen ableiten.

Für eine hohe Praxistauglichkeit der Ergebnisse werden nicht nur Wirtschaftlichkeitsanalysen erstellt, es werden auch Musterverträge entwickelt, die den zusätzlichen Anforderungen gerecht werden. Es ist davon auszugehen, dass zusätzliche Vertragspartner (z.B. Aggregatoren) involviert werden müssen.

Ergebnisse

Das Projekt steht noch am Anfang. Die Ergebnisse aus den Simulationen werden gemeinsam mit den Messergebnissen der real umgesetzten Demo-Projekten allerdings sehr zuverlässige Empfehlungen erwartet. Es bleibt aber abzuwarten, ob die zusätzlichen Erlöse, die aus der Nutzung einer erhöhten Flexibilität erwartet werden können, ausreichen, um eine relevante Marktentwicklung auszulösen.

Acknowledgements



This project has received funding from the European Union’s Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 745594

8.4.4 Die Bedeutung des Planungsprozesses für die Energieeffizienz von Gebäuden

Johannes WALL[1], Christian HOFSTADLER[1]

Motivation und Einleitung

Energieeffizienzpotenziale im Gebäudesektor sind von besonderer Relevanz für die Energiezukunft in Österreich. Die von der EU 2008 gesetzten Ziele der Energie- und Klimapolitik können aller Voraussicht nach für das Jahr 2020 (auch in Österreich) nicht erreicht werden, diese wurden daher durch die mittelfristigen Ziele für das Jahr 2030 erweitert. Die Energieeffizienz soll bis 2030 auf 30 % erhöht werden. Dazu bedarf es einer ehrgeizigen Umsetzung der Gebäuderichtlinie (RL 2010/31/EU).

Des Weiteren sollen die Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 40 % im Vergleich zum Jahr 1990 reduziert werden. Der zu erreichende Anteil an erneuerbaren Energien am Energieverbrauch der EU wird mit mindestens 27 % festgesetzt. Die langfristigen energie- und klimapolitischen Ziele der europäischen Kommission sehen eine Reduktion der Treibhausgase in der EU von minus 80 bis 95 % bis 2050 vor (vgl. 2050 Low-Carbon Roadmap).

Der Energiebedarf im Betrieb sowie die Berücksichtigung des Aspekts der Energieeffizienz stellen vor allem für den Planungsprozess von Gebäuden eine besondere Herausforderung dar. Entscheidend sind dabei Daten und Informationen, welche in der Planung als Eingangsparameter herangezogen werden können. Der gegenständliche Beitrag widmet sich den organisatorischen sowie inhaltlichen Anforderungen für eine verbesserte Berücksichtigung von Aspekten der Energieeffizienz im Zuge der Planung von Gebäuden.

Methodik

Die internationale Nachwuchsorganisation des World Energy Council, Future Energy Leaders (FEL-100), wurde auf dem Weltenergiekongress 2007 in Rom „von jungen Menschen für junge Menschen" gegründet. Als nationaler Ableger wurde im Jahr 2015 das Young Energy Professionals (YEP) Programm durch das World Energy Council (WEC) Austria ins Leben gerufen. Die derzeit 28 Teilnehmenden arbeiten im Rahmen des Programms überwiegend frei und autark an aktuellen energiewirtschaftlichen Themenstellungen. Der gegenständliche Beitrag zeigt einleitend einen Überblick über die aktuellen energie- und klimapolitischen Entwicklungen und deren Auswirkungen auf die österreichische Energiewirtschaft aus Sicht der interdisziplinären Arbeitsgruppe des YEP-Programms des WEC Austria. Dabei handelt es sich um die Präsentation der Ergebnisse der Arbeitsgruppe zum Thema der Folgen der Energiewende sowie die Energiezukunft in Österreich.

Aufbauend auf die identifizierten Handlungsfelder wird besonders der Gebäudesektor vertiefend behandelt. Im Zentrum steht dabei die Berücksichtigung von Energieeffizienzaspekten im Planungsprozess. In diesem Zusammenhang wurde im Rahmen einer Forschungsmaßnahme an der TU Graz eine empirische Primärdatenerhebung durchgeführt. Mit Hilfe eines standardisierten Online-Fragebogens, bestehend aus qualitativen und quantitativen Fragen (gruppiert in fünf Bereiche: Allgemeines, Begrifflichkeiten, Planungs-, Ausschreibungs- und Vergabeprozesse sowie Operationalisierung) wurde der derzeitige Stand der baupraktischen Umsetzung lebenszyklusorientierten Planens, Ausschreibens und Bauens durch Experten aus dem Bereich des öffentlichen Hochbaus erhoben. Diese Daten und Informationen bilden die Grundlage einer lebenszyklusorientierten Modellierung für die verbesserte Berücksichtigung von Energieeffizienzaspekten.

Ergebnisse

Die Energiezukunft in Österreich wird nicht unwesentlich durch die Folgen des Klimawandels beeinflusst werden. Dies wird sich besonders in der Bewirtschaftung der Anlagen (z.B. Wasserkraftwerke) verdeutlichen und starke strukturbedingte Änderungen der Energiewirtschaft bewirken.

[1] Technische Universität Graz, Institut für Baubetrieb und Bauwirtschaft, Lessingstraße 25 II, 8010 Graz, {johannes.wall|hofstadler}@tugraz.at

Gründe dafür sind, die Integration von erneuerbaren Energieträgern in das Energiesystem sowie die Erhöhung des Elektrizitätsanteils im Energiemix, welche besondere Herausforderungen mit sich bringen.

Die im Rahmen der YEP-Arbeitsgruppe bearbeiten Themenfelder verdeutlichen die großen Handlungsbereiche nicht nur für die österreichische, sondern auch für die europäische Energiewirtschaft. Diese sind Gegenstand aktueller Forschungsmaßnahmen in den unterschiedlichsten Disziplinen. Hervorzuheben ist hier vor allem der Bereich der Gebäudetechnik, welcher zunehmend gesamtsystemische Wirkungen entfaltet, bedingt durch den Energiebedarf sowie die zunehmenden Möglichkeiten der Energieerzeugung.

Mit der Berücksichtigung von Energieeffizienzaspekten im Planungsprozess, ist auch eine Umkehrung der Sichtweise verbunden. Das bedeutet, dass nicht nur eine Input-Einsparung zur Erhöhung der Effizienz vorzunehmen ist, sondern entsprechende wohlstandsrelevante Dienstleistungen (z.B. die Temperierung von Gebäuden) in den Vordergrund zu rücken sind. Eine derartige Ansicht ist in weiterer Folge nicht mehr ohne Integration aller Komponenten des Energiesystems eines Gebäudes (besondere Beachtung des Betriebs und der Nutzung) möglich, eine ganzheitliche Betrachtung unter Einbeziehung der damit verbundenen Synergien ist notwendig.

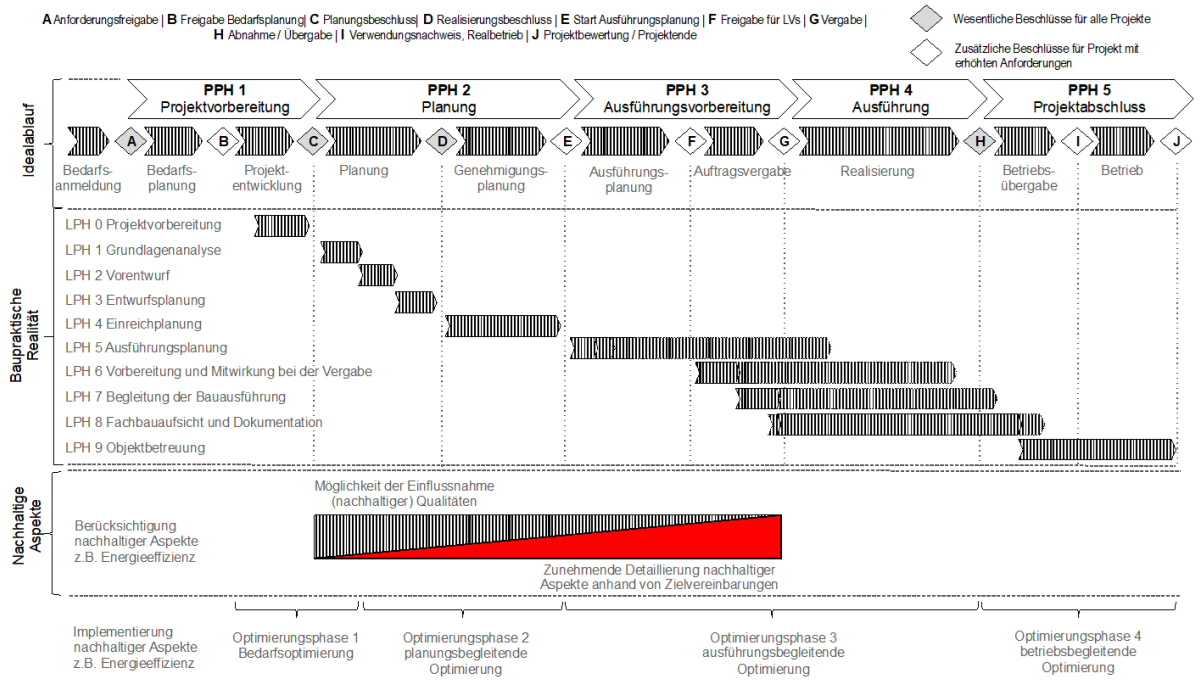


Abbildung 1: Darstellung der Projekt- und Leistungsphasen für die Planung und Errichtung v. Gebäuden

Abbildung 1 zeigt den herkömmlichen Planungsprozess in Anlehnung an die Leistungs- und Vergütungsmodelle für Planerleistungen (LM.VM.2014) sowie die Möglichkeiten auf die Einflussnahme nachhaltiger Qualitäten, welche auch Energieeffizienzaspekte beinhalten. Wesentlichen Einfluss auf den weiteren Verlauf des Planungsprozesses hat die Optimierungsphase 1 durch die Ergebnisse einer umfassenden Bedarfsplanung. Einfach gesagt ist schon die Wahl des richtigen Energieträgers für die jeweilige Anwendung entscheidend dafür ob ein Energiesystem angewendet werden kann oder eine effizientere Substitution gefunden werden muss. Daraus resultieren Innovationen, wie die zunehmende Digitalisierung des Gebäudebetriebs und der Nutzung (z.B. Smart Home).

8.4.5 Comparison of Nearly Zero-Energy Buildings (nZEBs) – Energy Performance Definitions across EU-Countries

Iná MAIA[1], Juan GARCIA[1], Lukas KRANZL[1]

Motivation

The building sector has been identified as one of the key sector to achieve the energy and climate policy targets of the EU. The recast of the Energy Performance of Buildings Directive 2010/31/EU (EPBD), an important legislative instrument at EU level for improving the energy efficiency of European buildings has been adopted. A decisive mechanism of the EPBD, especially for achieving these longer term objectives, is its requirements regarding Nearly Zero-Energy Buildings (NZEBs).

Nearly zero-energy building means a building that has a very high energy performance, which according to its definition: ”shall be determined on the basis of the calculated or actual annual energy that is consumed in order to meet the different needs associated with its typical use and shall reflect the heating energy needs and cooling energy needs (energy needed to avoid overheating) to maintain the envisaged temperature conditions of the building, and domestic hot water needs.”

Detailed application of the nZEB shall be included in the national plans by specifying: a very high energy performance of the building; a very low amount of required energy by the building and a numerical indicator of primary energy in kWh/m²a. Furthermore, they should contain a very significant contribution of renewable energy to cover the remaining energy use.

Research question

In this context, this paper aims to analyse how do definitions of Nearly Zero-Energy Buildings (NZEBs) differ between EU Member States according to their national plans for nearly zero energy buildings. For this purpose, five countries were selected: Austria, Germany, Spain, England and Portugal. The results of this analysis should contribute to understand the differences and – if required – reducing the gap between national nZEB definitions and therefore future new building standards across EU, of course taking into consideration climatic and other differences.

Methodology

The methodological approach is based on three steps: first, reference buildings from each country (single family and multi-family houses) were defined according to the TABULA EU-building typology database, which delivers information about building geometry, building envelope and installations (heating, cooling and ventilation systems). Second, the energy efficiency of the reference buildings was assessed by applying a MATLAB Model, which enables the monthly calculation of energy need, delivered energy and primary energy demand (based on the calculation methodologies specified on the DIN V 18599). Finally, national nZEB definitions were applied to the reference building in order to provide a cross-country comparison.

Results and Conclusions

Results showed that primary energy consumption [kWh/m²a], set as main energy indicator by the Directive 201/31/EU might not be the most appropriate indicator to be applied to an EU cross country comparison.

Moreover, nZEB definitions based on the following two measures; (1) the set of an absolute value for the maximum energy need for heating and cooling in [kWh/m²a] with a correction factor depending on the climate zone at EU level and; (2) the set of a relative maximum value [%] for the primary energy consumption in regard to a reference building could be more supportive for building designers and project planers and encouraging to comply with nZEB standard definitions. This approach could also provide an even standard between the EU countries.

[1] Vienna University of Technology, Institute of Energy Systems and Electrical Drives / Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29/370-3, 1040 Vienna, Tel.: +43 1 58801-370303, {maia|kranzl}@eeg.tuwien.ac.at, {Juan Garcia, e1329557@student.tuwien.ac.at}

8.4.6 SEMA – Erkenntnisse aus dem Betrieb eines Social Energy Management Systems

Stephan ENGEL[1,2], David NESTLE[2], Jan VON APPEN[2], Elias DÖRRE[1]

Einleitung

Aktuell existieren auf dem Markt im Bereich der kundenorientierten Energie-Plattformen neben lastfokussierten Dienstleistungen, die lediglich Vergleichswerte des Energieverbrauchs bereitstellen, vor allem erzeugerfokussierte Dienstleistungen. Darüber hinaus gibt es noch datenbasierte Energiedienstleistungen, wie einfache Energiemanagement-Lösungen. Während aus der Forschung schon zahlreiche Erkenntnisse zur Umsetzung von nutzer- und netzdienlichen Energiemanagement-Lösungen bekannt sind [1, 2], werden diese aktuell nicht als Marktlösungen implementiert. Bereits auf dem 14. Symposium Energieinnovation EnInnov 2016 wurde vom Fraunhofer IWES (heute IEE) das Konzept eines Social Energy Management (kurz: sema) vorgestellt [3].

sema ist ein System zur Optimierung des persönlichen Energieverbrauchs, das spielorientierte Anreizkonzepte (Gamification) [4] mit einer Social Energy Community zur stärkeren Flexibilisierung der Energienachfrage sowie zur Unterstützung der Energieeffizienz verbindet. sema wurde inzwischen erfolgreich am IEE realisiert und 2016/17 im Rahmen eines Feldtests getestet. Die Nutzer von sema erhalten mittels Punkte einen Anreiz, ihren Energieverbrauch an die Erzeugung Erneuerbarer Energien anzupassen sowie für effizienten Energieeinsatz. Über Rankings können sich die Nutzer vergleichen und werden so zu einem möglichst optimalen Verhalten motiviert. Darüber hinaus bietet sema den Nutzern eine Community, um sich untereinander auszutauschen und zu vernetzen, wodurch ein zusätzlicher Anreiz geschaffen wird. Auf diese Weise wird einem schnellen Gewöhnungseffekt vorgebeugt und die Motivation der Nutzer, ihr Verbrauchsverhalten auch über einen längeren Zeitraum entsprechend anzupassen, aufrechterhalten.

Feldtest

Im Rahmen einer ersten Feldtestphase im Zeitraum 01.01. bis 31.05.2017 wurde das sema-Konzept in der Praxis erprobt. Am Feldtest nahmen 29 Mitarbeitende des IEE mit ihren Familien oder MitbewohnerInnen teil. Insgesamt nahmen ca. 60 Personen im Alter von 18 Jahren und älter an dem Feldtest teil. Für den Feldtest wurden die teilnehmenden Haushalte mit Funk-Heizungsthermostaten sowie Sensoren zur Erfassung der Anwesenheit, der Fensteröffnung und der Raumtemperatur/-feuchtigkeit ausgestattet.

Das System bot den Teilnehmenden zudem eine programmierbare Heizungsteuerung: Die Teilnehmenden konnten die Raumsolltemperaturen über ein web-basiertes Nutzerinterface durch Anlegen von Heizkurven zeitbasiert steuern. Während des Feldtests konnten die teilnehmenden Punkte dafür sammeln, einen möglichst hohen Anteil ihres elektrischen Energieverbrauchs in die Tagesintervalle mit der höchsten Erzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland zu verlagern. Im Wärmebereich konnten die teilnehmenden Punkte für eine Absenkung der Raumsolltemperatur erhalten, wenn ein Raum nicht genutzt wurde. Damit wurde energieeffizientes Verhalten belohnt.

Ergebnisse

Die ersten Auswertungen zielen auf die Abschätzung der durch die Kombination von programmierbarer Heizintervalle und den Wettbewerb erzielten Energieeinsparung. Auswertungen zum Strombereich sind in Vorbereitung und werden in der Langfassung ebenfalls vorgestellt. Das Modell zur Abschätzung der erzielten Energieeinsparung folgt dem Konzept der Heizgradtage nach VDI 3807 [5]. Um die Energieeinsparung über dieses Modell abschätzen zu können, wird neben dem tatsächlich durchgeführten und gemessenen Feldtest (Realfall) ein fiktionaler Referenzfall verwendet. Die Einsparung ergibt sich dann aus dem Vergleich dieser beiden Fälle.

[1] Universität Kassel, Fachbereich Elektrotechnik / Informatik, Wilhelmshöher Allee 73, 34121 Kassel, stephan.engel@uni-kassel.de, www.uni-kassel.de
[2] Fraunhofer / Institut für Energiemanagement und Energieeffizienz, Königstor 59, 34119 Kassel

Der Referenzfall geht davon aus, dass ohne sema-Wettbewerb und ohne ein Heizungsmanagement höchstens einmal täglich eine manuelle Regelung der Heizung stattgefunden hätte und die Räume während des Tages permanent auf einer „Komforttemperatur“ für diesen Tag gehalten worden wären, die die Teilnehmenden bei Raumnutzung als angenehm empfinden. Diese Komforttemperatur wurde aus den Messdaten geschätzt, indem aus den Raumsolltemperaturen jeden Tages nur das obere 10 %-Perzentil gemittelt wurde. Erste Auswertungen zeigen eine geringe Sensitivität für die Wahl der Perzentilgröße, dies wird in der Langfassung ausführlicher dargestellt. Der Mittelwert für diese Komforttemperatur, also die mittlere Raumsolltemperatur im fiktionalen Referenzfall über den Auswertungszeitraum, betrug ca. 19,5 °C (Median 19,6 °C), bzgl. Streuung der Werte siehe Abbildung 1. Die mittlere reale aufgezeichnete Raumsolltemperatur betrug ca. 17,3 °C (Median 17,4 °C). Neben der Außentemperatur ist für die Berechnung der Heizgradtage nach VDI 3807 außerdem die Heizgrenztemperatur relevant. Diese hängt einerseits von der Raumtemperatur, andererseits aber auch von den inneren und äußeren Wärmegewinnen, also z. B. Wärmequellen im Raum und solaren Einstrahlungsgewinnen, ab. Diese inneren und äußeren Wärmegewinne können messtechnisch nicht direkt erfasst werden, sind aber für Real- und Referenzfall identisch. Unter Annahme einer Heizgrenztemperatur im Referenzfall von ca. 15 bis 18 °C ergibt die erste Auswertung eine geschätzte Energieeinsparung im Testzeitraum gegenüber dem fiktionalen Referenzfall von gut 20 %. Diese und weitere Auswertungen, auch zu realisierten und potentiellen Einsparungen durch die automatische Heizungssteuerung, werden ausführlicher in der Langfassung des Beitrags vorgestellt.

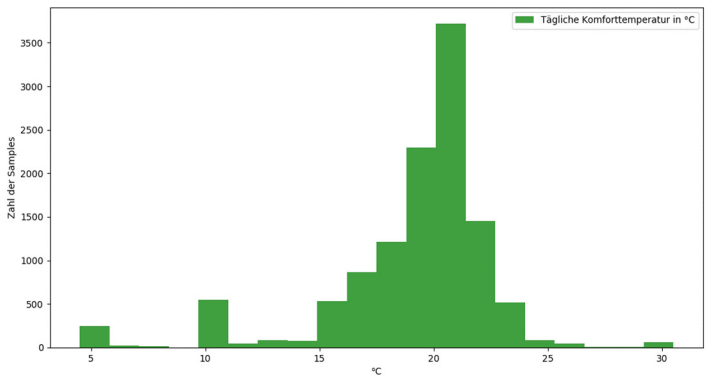


Abbildung 1: Verteilung der täglichen Komforttemperaturen der Räume im Feldtest

Literatur

[1] M. Klobasa, Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Zürich, Techn. Hochsch., Diss., 2007, 2007.

[2] B. Becker et al., “Decentralized Energy-Management to Control Smart-Home Architectures,” (English), Springer, Berlin, https://www.ida.ing.tu-bs.de/uploads/media/ Energy_Management_ SmartHomes.pdf, 2010.

[3] Stephan Engel, “sema - Social Energy Management,” in Energie für unser Europa: 14. Symposium Energieinnovation, 10.-12. Februar 2016, TU Graz, Österreich, U. Bachhiesl, Ed., Graz: Verlag der Technichen Universität Graz, 2016.

[4] S. Deterding, M. Sicart, L. Nacke, K. O'Hara, and D. Dixon, “Gamification. using game-design elements in non-gaming contexts,” in the 2011 annual conference extended abstracts, Vancouver, BC, Canada, p. 2425.

[5] VDI, Verbrauchskennwerte für Gebäude: Characteristic consumption values for buildings : Grundlagen ; Fundamentals, 2013rd ed. Berlin: Beuth, 2013.

[6] Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V., C/sells. [Online] Available: http://www.csells.net/de/. Accessed on: Nov. 16 2017.

Förderhinweis

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben C/sells [6] wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie auf Grund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages unter dem Förderkennzeichen 03SIN125 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

8.5 ENERGIEEFFIZIENZ IM ENERGIESYSTEM (SESSION G5)

8.5.1 Umsetzung der Energieeffizienz-Richtlinie – Status der Energieeffizienz in Österreich

Günter SIMADER[1], Gregor THENIUS[1], Christoph PLOINER[1]

Inhalt

Die EU hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2020 zwanzig Prozent ihres Energieverbrauchs einzusparen und hat diese Maßnahme zu einem der fünf vorrangigen Schwerpunkte der Strategie Europa 2020 für ein intelligentes, nachhaltiges und integratives Wachstum gemacht. In diesem Zusammenhang hat die Europäische Kommission im Juni 2011 einen Vorschlag für eine Richtlinie zur Energieeffizienz vorgelegt; diese Richtlinie trat nach einjähriger Verhandlung mit Dezember 2012 in Kraft. In Österreich wurden wesentliche Artikel dieser Richtlinie zum einen mit dem Bundes-Energieeffizienzgesetz (EEffG; BGBl. I Nr.72/2014) und zum anderen mit einem Maßnahmen-Bündel von Bund und Ländern (u. a. Umweltförderung im Inland, Wohnbauförderung) umgesetzt. Dieser Beitrag zeigt die Umsetzungsschritte des Energieeffizienzgesetzes in Österreich im Detail auf und gibt einen Überblick über die Entwicklung der Energieeffizienz in Österreich.

Methodik

Die umzusetzenden Eckpunkte des Energieeffizienzgesetzes sind wie folgt:

- Einsparverpflichtung für Energielieferanten (159 PJ_{kum} bis 2020)
- Strategische Maßnahmen (151 PJ_{kum} bis 2020)
- Auditierung des Energieverbrauchs / Einführung von Management-Systemen in großen Unternehmen
- Energieberatung in KMUs
- Festlegung von Qualitätsanforderungen für Energiedienstleistungen und für die Durchführung von Energieaudits
- Energieeinsparung des Bundes (48,2 GWh_{kum}) und der BIG (125 GWh_{kum})
- Vorbildwirkung des Bundes, Informationsbereitstellung an die Öffentlichkeit
- Nationaler Energieeffizienz-Aktionsplan (in Abstimmung mit den Effizienzpolitiken der Länder)
- Schaffung einer unabhängigen Energieeffizienz-Monitoringstelle

Damit soll erreicht werden, dass sich der energetische Endenergieverbrauch Österreichs bis zum Jahr 2020 auf 1.050 PJ stabilisiert.

Ergebnisse

Unter Annahme einer Fortsetzung der seit 2005 beobachtbaren Verbesserung der Energieintensität scheint der im Energieeffizienzgesetz und im Artikel 3 der Energieeffizienz-Richtlinie genannte Zielwert von 1.050 PJ im Jahr 2020 erreichbar, die Endenergieverbrauchsentwicklung im letzten Jahr von 1.121 PJ (2015: 1.091 PJ) zeigt jedoch, dass weitere Anstrengungen erforderlich sein werden.

Die bisher für Artikel 7 der Energieeffizienz-Richtlinie gemeldeten Maßnahmen tragen kumuliert mit 167 PJ zum Einsparziel von 218 PJ bei. Damit liegt Österreich über dem Zielpfad und es ist absehbar, dass Österreich diesen Zielwert bis 2020 erfüllen wird. Für die Zielerreichung gemäß § 4 Abs 1 Z 3 des EEffG wurden keine Zwischenziele festgelegt. Allerdings ist aus den bisherigen Meldungen von Einsparungen in Höhe von 295,3 PJ abzuleiten, dass das Ziel von 310 PJ ebenfalls bis zum Jahr 2020 erreicht wird.

[1] Austrian Energy Agency GmbH, Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien, Tel.: +43-5861524-0, {guenter.simader|gregor.thenius|christoph-ploiner}@energyagency.at, www.energyagency.at

Literatur

[1] Zweiter nationaler Energieeffizienzaktionsplan basierend auf der Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU (NEEAP 2017), BMWFW, Wien, April 2017 (www.monitoringstelle.at)

[2] Erster nationaler Energieeffizienzaktionsplan (basierend auf der Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU (NEEAP 2014), Wien, April 2014 (www.monitoringstelle.at)

[3] Fortschrittsbericht 2016‘ basierend auf Artikel 24 (1) der Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU, Wien, April 2016 (www.monitoringstelle.at)

[4] Stand der Umsetzung des Energieeffizienzgesetzes (EEffG) in Österreich – Bericht gemäß § 30 Abs. 3 EEffG‘, Wien, November 2016 (www.monitoringstelle.at)

[5] Sonderbericht gemäß Energieeffizienz-Richtlinienverordnung, Wien, April 2017

8.5.2 Die Kompetenzstelle Energieeffizienz Ostwürttemberg – Ein Beitrag zur Energiewende

Martin HEIN[1], Verena MISCHO[2], Martina HOFMANN[1]

Inhalt

Die Kompetenzstelle Energieeffizienz (KEFF) Ostwürttemberg wurde von der Baden-Württembergischen Landesregierung zur Reduktion der Treibhausgasemissionen etabliert. Sie soll durch eine Steigerung der Energieeffizienz und einen Ausbau regenerativer Energien im Unternehmenssektor die Klimaziele unterstützen [1]. Die Finanzierung des Programms erfolgt zur Hälfte aus Mitteln des Landes und zur Hälfte aus EU Mitteln zur regionalen Entwicklung in Baden-Württemberg. Angestrebt wird ein möglichst flächendeckender Zugang zu Energieberatungen vor dem Hintergrund einer qualitativen Verbesserung und Erweiterung des Informations- und Beratungspotenzials. Hierzu vermittelt der von KEFF eingesetzte Effizienzmoderator passgenaue Energieberatungsangebote und unterstützt unabhängig und unentgeltlich die Unternehmen bei der weiteren Umsetzung. Die Hauptzielgruppe von KEFF sind kleine und mittlere Unternehmen aus Industrie, Handwerk, Gewerbe und Dienstleistungen [2].

Ein wichtiger Indikator für den Erfolg von KEFF wird aus der Anzahl der Initialgespräche (Erstgespräche des Effizienzmoderators in den Unternehmen) ermittelt. Diese sind für den Unternehmer kostenlos und neutral und stellen eine erste Kontaktaufnahme des Effizienzmoderators mit dem Unternehmer dar. In diesen Gesprächen kann der Effizienzmoderator dem Unternehmer erste Potenziale zu möglichen Effizienzsteigerungen aufzeigen und darauf aufbauende Energieberatungen vermitteln. Das Zustandekommen dieser Initialgespräche erwies sich jedoch als anfänglich größte Hürde in der Tätigkeit des Effizienzmoderators von KEFF Ostwürttemberg.

Die Outputindikatoren von KEFF haben einen entscheidenden Mangel: Das eigentliche Ziel der Erreichung von CO_2-Reduktionen kann nicht dargestellt werden, da eine Bewertung der Ergebnisse der Energieberatung und die weitere Begleitung der Unternehmen bei der Umsetzung von Maßnahmen im Programm nicht vorgesehen sind. KEFF Ostwürttemberg hat eine Methode entwickelt, wie die Bewertung der eigentlichen Zielerreichung erfolgen kann (siehe Kapitel Methoden). Ein Grund für das Desinteresse von Unternehmern liegt in dem oft kleinen Anteil der Energiekosten am gesamten Umsatz. Bei Unternehmen ist die Sicherung der Existenz auf Basis von Umsatz und Rendite durch die eigene Wertschöpfung das wichtigste Ziel. Gespräche über Energie und deren effiziente Verwendung sind für einen Unternehmer dadurch meist uninteressant. Wirtschaftliche Vorteile einer Investition in Energieeffizienz oder in erneuerbare Energien werden nur selten erkannt. Die Schwierigkeit der Ermittlung solcher Effizienzpotenziale liegt nicht zuletzt an der weit verbreiteten Unkenntnis über die genauen Energieverbräuche im eigenen Unternehmen. Meist liegt nur der Jahresbericht des Energieversorgers vor, aus dem keine Zuordnung von Energieverbräuchen auf Prozesse oder Maschinen erfolgen kann. Damit sind Potenziale zum Einsparen von Energie und damit von Geld für den Unternehmer nicht sichtbar, obwohl vorhanden. KEFF Ostwürttemberg hat nach anfänglichen Rückschlägen eine Methode gefunden, wie die Anzahl der Initialgespräche trotz der schwierigen Umstände gesteigert werden kann.

Methoden

Wie bereits dargelegt wurde, ist der Begriff der „Energieeffizienz“ für Unternehmer weitgehend uninteressant. Daher wurde ein neuer Begriff eingeführt, die „Renditeneffizienz“. Mit diesem Begriff verbindet der Unternehmer die Verzinsung des eingesetzten Kapitals mit einer Steigerung der Qualität im Energieumwandlungsprozess, und/oder eine Einsparung von Material, beziehungsweise Energie im Produktionsprozess. Die in der unternehmerischen Praxis schwer zu fassenden Begriffe Energieeffizienz und erneuerbare Energien werden durch das Wort Renditeneffizienz somit in einen für den Unternehmer leicht zugänglichen Kontext gebracht.

[1] Hochschule Aalen, Stiftungslehrstuhl für Erneuerbare Energien, Beethovenstraße 1, 73430 Aalen, Tel.: +49 7361 5764-{246|101}, {martin.hein|martina.hofmann}@hs-aalen.de, www.hs-aalen.de

[2] Kompetenzstelle Energieeffizienz Ostwürttemberg, Ulmer Straße 124, 73431 Aalen, Tel.: +49 7361 6339582, verena.mischo@keff-bw.de, www.keff-bw.de/de/kompetenzstelle/ostwuerttemberg

Zusätzlich wurde damit auch das Interesse von Bankberatern geweckt, da sie ihren Kunden einen zusätzlichen „Mehrwert“ bieten können. Die meisten Initialgespräche werden nun innerhalb von Bankberatungen durchgeführt. Bei diesen Kundenterminen werden Refinanzierungen durchgesprochen und neue Investitionen geplant. Dadurch kann direkt im Vorfeld einer Investition, wie etwa bei der Planung einer neuen Produktionshalle, das Thema Energieeffizienz eingebracht werden.

Dem Problem der Darstellbarkeit der CO_2-Reduktion wird begegnet, indem ein Messsystem entwickelt wird, das im jeweiligen Unternehmen an mehreren Messpunkten (> 10) gleichzeitig Daten aufnimmt. Die Herausforderung besteht darin, dass in der Praxis häufig die messtechnischen Voraussetzungen fehlen. So sind Informationen zur Energieerfassung selten zentral zugänglich. Häufig sind entsprechende Zählstellen im ganzen Unternehmen verteilt und oft nicht digital verfügbar. Erschwerend kommt hinzu, dass diese Daten in unterschiedlichen Datenformaten und Datenbanken abgelegt werden [3] [4]. Das Messsystem wird daher als einfach zu installierendes Komplettpaket konzipiert und so den Unternehmen sowie Energieberatern zur Verfügung gestellt. Die erste Messung direkt nach dem Initialgespräch kann dem Energieberater als Grundlage seiner Beratung dienen. Mit der zweiten Messung nach Umsetzung der Maßnahmen ist ein Vorher/Nachher-Abgleich des Energieverbrauchs möglich. Durch Umrechnung in CO_2-Äquivalente werden damit letztendlich Einsparpotenziale für Treibhausgasemissionen und damit der Erfolg von KEFF sichtbar gemacht.

Ergebnisse und Ausblick

Als Ergebnis der geänderten Zielsetzung von KEFF Ostwürttemberg auf das Thema der Renditeneffizienz und die Verknüpfung mit Bankberatungen konnten seit Juni 2016 bis einschließlich November 2017 insgesamt 111 Initialgespräche durchgeführt werden. Daraus ergaben sich seit Juni 2016 36 vermittelte Energieberatungen. Diese Vorgehensweise wird bisher nur von KEFF Ostwürttemberg praktiziert. Die hohe Anzahl der Initialgespräche zeigt den Erfolg der Maßnahme. Es wird angestrebt, das Vorgehen auf die anderen elf Kompetenzstellen Energieeffizienz in Baden-Württemberg zu übertragen, um auch dort eine Steigerung der Anzahl der Initialgespräche zu erreichen. Basierend auf einer umfangreichen Erfassung der Initialgespräche und der vermittelten Energieberatungen über die gesamte Förderperiode soll eine Evaluation über den Erfolg des von KEFF Ostwürttemberg etablierten Vorgehens erfolgen. Weiterhin zeigt sich, dass das konzipierte Messsystem einen deutlichen Beitrag zur Qualitätssteigerung von Energieberatungen und damit auch zu einer schnelleren Umsetzung der Klimaziele liefern kann. Angestrebt wird, durch weitere Workshops und Informationsgespräche mit den Energieberatern, die Vorteile eines solchen Messsystems aufzuzeigen. Umgekehrt sollen die Erfahrungen der Energieberater in eine weitere Verbesserung und Verfeinerung des Messkonzepts zurückfließen.

Literatur

[1] Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz - Europäische Union (2014). Verwaltungsbehörde für das EFRE-Programm Baden-Württemberg (Hrsg.): Operationelles Programm des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) in Baden-Württemberg 2014-2020. Stuttgart.

[2] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (2015). Verwaltungsvorschrift des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg über die Förderung von "regionalen Kompetenzstellen des Netzwerks Energieeffizienz". VwV EFRE KEFF 2014-2020.

[3] Ruta, Tobias (2010). Energieverluste stoppen - Energiemonitoring-Software liefert die Grundlage nach der neuen Norm EN 16001.

[4] Dehning, Patrick (2017). Steigerung der Energieeffizienz von Fabriken der Automobilproduktion. AutoUni – Schriftenreihe. Band 104. Herausgegeben von der Volkswagen Aktiengesellschaft und der AutoUni. Wolfsburg. Geleitwort von Prof. Dr.-Ing. Christoph Hermann.

Danksagung

EUROPÄISCHE UNION
Europäischer Fonds für regionale Entwicklung

EFRE
Investition in Ihre Zukunft.

Baden-Württemberg

8.5.3 ICP Europe macht Energieeffizienz investierbar

Willibald KALTENBRUNNER[1], Andreas LINDINGER[1]

Inhalt

Um die Klimaerwärmung mit einer 66 %-igen Wahrscheinlichkeit auf 2°C zu begrenzen sind laut aktueller IEA/IRENA-Studie („Perspectives for the Energy Transition - Investment Needs for a Low-Carbon Energy System“) weltweit bis 2050 durchschnittliche Energieeffizienzinvestitionen von mehr als 1.000 Mrd. $ pro Jahr notwendig. Dies ist rd. das Fünffache der derzeitigen Investitionen in Energieeffizienz.

Angesichts der klimapolitischen Ziele und sinkender öffentlicher Förderungen müssen private Investitionen eine bedeutendere Rolle einnehmen, um das ökonomische und ökologische Potenzial im Bereich Energieeffizienz zu nützen. Doch trotz attraktiver Renditen und steigendem Interesse am Thema Energieeffizienz finden Projekte und Investoren am Markt selten zusammen. Als größte Hürde hierfür hat die von der Europäischen Kommission und UNEP einberufene Energy Efficiency Financial Institutions Group (EEFIG) fehlende Standardisierung festgestellt.

Das Investor Confidence Project (ICP) Europe (http://europe.eeperformance.org) bietet ein System für Investoren, Projekteigentümer und Projektentwickler um diesen milliardenschweren Energieeffizienz-Markt zu erschließen und dadurch einen wesentlichen Beitrag zum Erreichen der europäischen Klimaschutzziele zu leisten. Die von ICP entwickelte internationale Investor Ready Energy Efficiency (IREE) Zertifizierung kann auf Energieeffizienzprojekte in den Bereichen Gebäude, Industrie und Infrastruktur (Straßenbeleuchtung und Fernwärme) angewendet werden.

Methodik

IREE ermöglicht transparente, konsistente und vertrauenswürdige Projekte mittels Standardisierung der Projektentwicklung, Anwendung bestehender Standards und Best Practices und einer unabhängigen Verifizierung während der Projektentwicklung und des Projektbetriebs. Dadurch können Investitionsentscheidungen mit einem höheren Vertrauen in die technische Umsetzung und die prognostizierten Energieeinsparungen sowie mit geringeren Transaktionskosten getroffen werden.

Im Mittelpunkt von ICP Europe stehen die ICP-Protokolle, welche für Gewerbegebäude und Wohngebäude unter Einbeziehung von rd. 150 technischen ExpertInnen in einem partizipativen Prozess erarbeitet wurden. Derselbe partizipative Ansatz wird derzeit in der nächsten Projektphase für die Entwicklung der Protokolle für die Bereiche Industrie, Straßenbeleuchtung und Fernwärme angewendet.



Abbildung 1: Methodik I

Die Protokolle definieren einen branchenüblichen, auf bestehende Standards fußenden Best Practice Prozess, der von der Entwicklung der Baseline und der darauf aufbauenden Berechnung der Energieeinsparung über die Umsetzung und den Betrieb bis zur Messung und Verifizierung der Einsparungen die gesamte Projektentwicklung strukturiert abbildet und konsistent dokumentiert.

Während ein Projekt bereits vor Umsetzung zertifiziert wird, garantiert die ganzheitliche Betrachtung, dass nach Umsetzung der Energieverbrauch im Betrieb optimiert und die Energieeinsparung gemäß IPMVP-Anforderungen gemessen und verifiziert wird. In der Regel wird ein Projekt nach der Projektentwicklung als Investor Ready zertifiziert, um dem Projekteigentümer bzw. Investor in der Underwriting-Phase mehr Zuversicht für die Investitionsentscheidung zu geben:

[1] denkstatt GmbH, Hietzinger Hauptstraße 28, 1130 Wien, www.denkstatt.at,
{Tel.: +43 1 786 89 00, willibald.kaltenbrunner@denkstatt.at},
{Tel.: +43 664 8118002, andreas.lindinger@denkstatt.at}

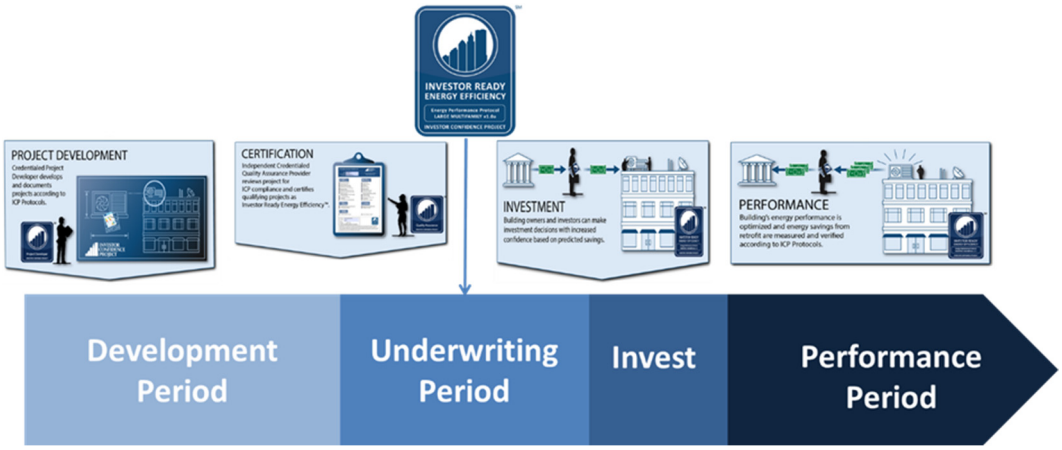


Abbildung 2: Methodik II

Ergebnisse

Die der IREE Zertifizierung zugrundeliegenden ICP-Protokolle wurden gemeinsam mit ExpertInnen in einem kollaborativen, interdisziplinären Prozess entwickelt und bereits erfolgreich in Projekten in mehreren europäischen Ländern angewendet. Durch die Best Practice Projektentwicklung und Qualitätssicherung werden Risiken und Transaktionskosten einer technischen Prüfung gesenkt, Projekte vergleichbar gemacht und wesentliche Grundlagen für eine erfolgreiche Ausführung gelegt. Das integrierte Monitoring und die Verifizierung der Energieeinsparungen gemäß IPMVP erhöhen die Wahrscheinlichkeit der Realisierung der Energieeinsparungen.

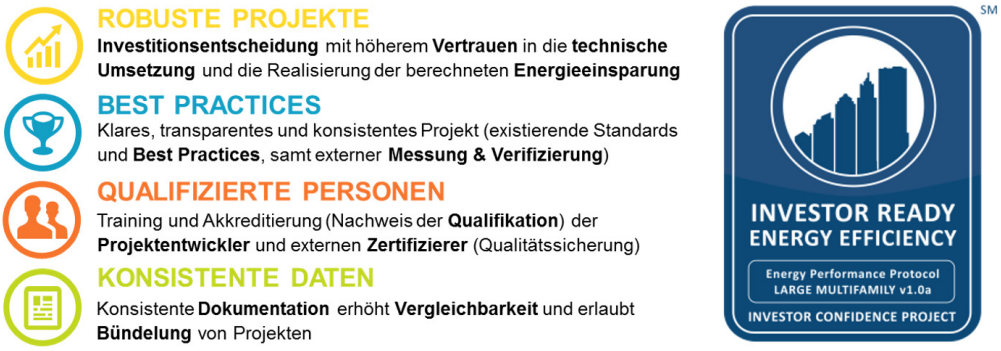


Abbildung 3: Investor Ready Energy Efficiency

Darüber hinaus hat ICP Europe ein Rahmenwerk entwickelt, in welchem sich Projektentwickler und Zertifizierer durch Trainings und Nachweis ihrer Qualifikation akkreditieren lassen können. Mehr als 200 Stakeholder (Gebäudeeigentümer/-entwickler, Industrieunternehmen, Projektentwickler, Energieversorger, Energieeffizienzdienstleister, Investoren, NGOs, Vertreter des Öffentlichen Sektors und andere Organisationen) haben sich außerdem bereits im Unterstützernetzwerk von ICP Europe vernetzt.

Zusammenfassend wird festgestellt, dass ICP Europe in einem offenen, partizipativen Prozess ein marktnahes Instrumentarium für die Projektentwicklung und Zertifizierung von Energieeffizienzprojekten entwickelt und in ganz Europa bekanntgemacht hat, welches das Potenzial hat, den Markt für private Investitionen in Energieeffizienz zu transformieren. Durch ICP wird die Kapitallücke zwischen Energieeffizienzprojekten (Projekt-/Gebäudeeigentümer) und Investoren geschlossen und ergeben sich neue Geschäftspotenziale für Projektentwickler und andere Energieeffizienz-Dienstleister.

Acknowledgements

The ICPEU and I3CP projects have received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreements No 649836 and 754056. The sole responsibility for the content of this document lies with the authors. It does not necessarily reflect the opinion of the European Union. Neither the EASME nor the European Commission are responsible for any use that may be made of the information contained therein.

8.5.4 Modellgestützte Untersuchung dynamischer Primärenergiefaktoren für Flexibilisierungstechnologien

Rita DORNMAIR[1], Philipp KUHN[1]

Motivation

Ein wesentlicher Aspekt der Energiepolitik der Bundesregierung in Deutschland ist der Klimaschutz [1]. Die Reduktion der Treibhausgasemissionen, insbesondere der energiebedingten CO_2-Emissionen, stellt dabei den zentralen Ansatz dar. Für die Messung der Qualität einer Energieanwendung in Bezug auf Effizienz und / oder Klimaeinfluss ist der Primärenergiefaktor (PEF) ein aktuell verwendetes Instrument. Er wird als Steuergröße zur Erreichung von gesteckten energiepolitischen Zielen eingesetzt. Er findet beispielsweise bei der Energieeinsparverordnung [2] sowie der energetischen Evaluierung von Gebäuden oder der Fernwärmeversorgung Anwendung [3] [4]. Die aktuelle Praxis definiert für bestimmte Energieträger feste Primärenergiefaktoren, u.a. auch für Strom. Eine Anpassung des Primärenergiefaktors an die sich ändernden Rahmenbedingungen im Stromsystem ist prinzipiell möglich, allerdings wird keine kurzfristige Dynamik abgebildet, die insbesondere durch die Nutzung fluktuierender erneuerbarer Erzeugung ins System eingebracht wird. Dies könnte zu einer Benachteiligung bestimmter Technologien führen. Der Einfluss einer zeitlich aufgelösten Berechnung des Primärenergiefaktors auf dessen Wert wird im Rahmen dieses Beitrags untersucht.

Methodische Vorgehensweise

Grundlage der Untersuchung bildet ein Stromsystemmodell für Deutschland [5], welches zu volkswirtschaftlich minimalen Kosten die Deckung der Stromnachfrage zu allen Zeitpunkten errechnet (siehe Abbildung 1). Eingang in das Modell findet neben dem Bestand von Kraftwerken und Speicheranlagen in Deutschland u. a. die Entwicklung der erneuerbaren Erzeugung und der Verbraucherlast. Auf dieser Basis wird vom Modell der kostenoptimale Ausbau und stundenscharfe Einsatz von Kraftwerken und Speicheranlagen hinsichtlich Technologie, Leistung, Kapazität und Bauzeitpunkt berechnet.

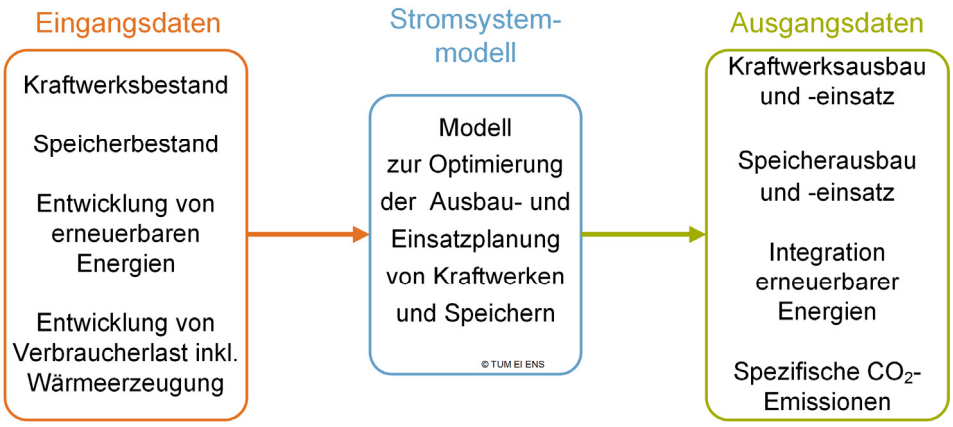


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Stromsystemmodells [6]

Anhand dieser Berechnungen lassen sich u. a. Aussagen über den sich ergebenden Strommix, Kraftwerks- und Speicherausbau und -einsatz sowie Primärenergiefaktoren treffen. Durch die stündliche aufgelöste Berechnung der Stromerzeugung aus den unterschiedlichen Energieträgern ist eine Berechnung von stündlich aufgelösten Primärenergiefaktoren für den gesamten Betrachtungszeitraum vom Jahr 2015 bis 2050 möglich. Die einzelnen Erzeugungstechnologien werden für diese Untersuchung mit unterschiedlichen technologiespezifischen Primärenergiefaktoren belegt.

[1] Technische Universität München, Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltigen Energiesysteme, Lichtenbergstraße 4a, 85748 Garching bei München, Fax: +49 89 289 52749, Tel. +49 89 289 52-{731|742}, {rita.dornmair|pkuhn}@tum.de, www.ens.ei.tum.de

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Erste Auswertungen zeigen einen allgemeinen Rückgang der Primärenergiefaktoren von 2015 bis 2050 aufgrund der angenommenen Zunahme der erneuerbaren Energien (EE) im Stromsystem und der damit einhergehenden Abnahme der Erzeugung aus konventionellen Energiequellen. Sowohl im saisonalen als auch tageszeitlichen Verhalten der Primärenergiefaktoren lassen sich Veränderungen erkennen, was auf eine Sensitivität gegenüber der Erzeugung aus EE hinweist. Für eine technologiespezifische Betrachtung werden für die Stützjahre 2015, 2035 und 2050 die jährlichen Primärenergiefaktoren sowohl für die Stromnachfrage zur Wärmeerzeugung als auch zur Ladung der Speichertechnologien berechnet (Abbildung 2). Da die Wärmenachfrage ohne die Option zur Speicherung im Modell abgebildet ist, bringt eine Berechnung der Primärenergiefaktoren anhand zeitlich aufgelöster Werte kaum Vorteile. Die klassische Flexibilisierungstechnologie Speicherung profitiert dagegen deutlich, weil eine Bevorzugung von Zeitpunkten mit hohem Anteil an EE und somit geringem PEF teil der Betriebsstrategie ist.

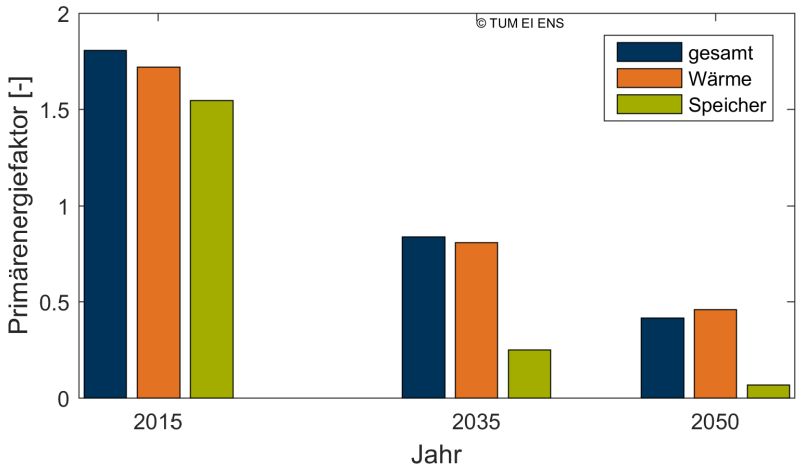


Abbildung 2: Jährliche mittlere Primärenergiefaktoren für die Gesamtnachfrage sowie wärme- und speicherspezifische Primärenergiefaktoren für die Jahre 2015, 2035 und 2050

Die hier untersuchten Speicher stehen mit ihrer Betriebsstrategie beispielhaft für andere Flexibilisierungstechnologien wie Power-to-Heat, Power-to-Gas und intelligentem Laden von Elektrofahrzeugen. Damit strombasierte Technologien wie diese bei einer primärenergetischen Bewertung nicht benachteiligt werden und die Steuerwirkung des Primärenergiefaktors auch zukünftig erhalten bleiben kann, muss über eine Flexibilisierung des Primärenergiefaktors nachgedacht werden.

Literatur

[1] „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung," Bundesregierung Deutschland, Berlin, 2010.

[2] EnEV 2009 - Energieeinsparverordnung für Gebäude., Jahrgang 2009, Teil I Hrsg., Bd. Bundesgesetzblatt, Bundesanzeiger Verlag, 2009, pp. 954 - 989.

[3] „EnEV und Fernwärme," AGFW - Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte, KWK, Frankfurt am Main, 2014.

[4] „Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2017), Grafik- und Tabellenband," BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Berlin, 2017.

[5] P. Kuhn, Iteratives Modell zur Optimierung von Speicherausbau und -betrieb in einem Stromsystem mit zunehmend fluktuierender Erzeugung, München: Technische Universität München, 2012.

[6] R. Dornmair, D. Atabay, F. Sänger, M. de Borja Torrejón und J. Maderspacher, „Einfluss von Gebäuden als Wärmespeicher auf das Energiesystem," TU Wien, Wien, 2017.

8.5.5 What Can We Learn from Sharing Experience about Evaluation Practices?

Gregor THENIUS[1]

Background

Many resources are available about state-of-the-art or best examples of evaluations of energy efficiency policies and evaluation guidelines, like in the IEPPEC conference and IEPPEC proceedings. However, what do we know about daily evaluation practices? Is it always easy to find examples of evaluations about a given country or type of policy instrument? Are evaluations used to improve policies? And finally, how evaluation practices could be improved? This is the kind of issues that the European project EPATEE aims at tackling, focusing on impact evaluations.

Getting feedback from stakeholders

About 60 stakeholders from 13 European countries were interviewed or surveyed to better know their priorities about evaluation issues, how they would define the level of evaluation practices in their country and what barriers would impede effective evaluation practices.

Stock taking on existing evaluation practices

In parallel, references were collected and coded to build a knowledge base gathering already more than 170 evaluation reports, papers or guidebooks. In a further step case studies are analysing around 30 evaluations to provide concrete and detailed experience feedback about why evaluation is used, how it is performed and what difficulties are encountered.

Experience sharing on evaluation practices

The objective of the project is not to provide an exhaustive or representative picture of the evaluation practices in Europe, but to gather and develop materials that can be used as a basis for experience sharing activities, as well as to develop an online tool box that will make these resources available in a user-friendly way. The key assumption of the project is that concrete examples and guidance can help overcome barriers that currently limit the use of evaluation. Experience feedback indeed shows that evaluation can be a very effective tool to improve policies, thereby achieving more energy savings at lower costs.

This paper presents the results of the first phase of the project, focusing on the main conclusions from the stakeholders' survey, the knowledge base and the case studies. Feedbacks gathered remind usual no-brainers (e.g., anticipating data collection). It also shows that evaluation is not only a technical issue, but that organisational issues (e.g., cooperation between institutions) are critical as well. Stakeholders expressed their interest in evaluation of cost-effectiveness of policies, and effects other than energy savings.

[1] Austrian Energy Agency GmbH, Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien, Tel.: +43 1 5861524145, Fax: +43 1 5861524340, gregor.thenius@energyagency.at, www.energyagency.at

8.5.6 Life Cycle Assessment of an Ingot Manufacturing Process using Silicon Powders from Recycling

Zuzana KOVACOVA[1], Peter BIERMAYR[2], Erich NEUBAUER[1]

Silicon ingot and wafer production by rapid hot pressing processes

Within the Horizon 2020 innovation action “Implementation of a circular economy based on recycled, reused and recovered indium, silicon and silver materials for photovoltaic and other applications” with the acronym “CABRISS” opportunities for innovative photovoltaic (PV) materials are assessed. In this paper an innovative process for the production of silicon (Si) wafer equivalent and highly doped wafers from Si powders coming from the PV modules recycling process or from kerf of the diamond wire sawing process is presented. The core motivation is the reuse of Si waste as pure Si powder (purity of 99,5 – 99,9 % and with tailored particle size distribution) as a basis for the production of new Si-based PV wafer material.

A rough process scheme is presented in Figure 1 resp. Figure 2. The incoming Si powder is mixed with doping powders in a wet processing step (a). The mixture is dried in process (b) and consumables are separated and led back to process (a). The doped Si powder afterwards is filled in a pressing mold with slight excess ingot measures and pre-compressed in a cold pressing process (c). Afterwards it is hot pressed at temperatures close to the melting point to a material density of >98 % and cooled down in a defined way. After adjusting the block to the Ingot measures of 156 x 156 mm^2 it is cut to wafers via slurry or diamond wire sawing process (d).

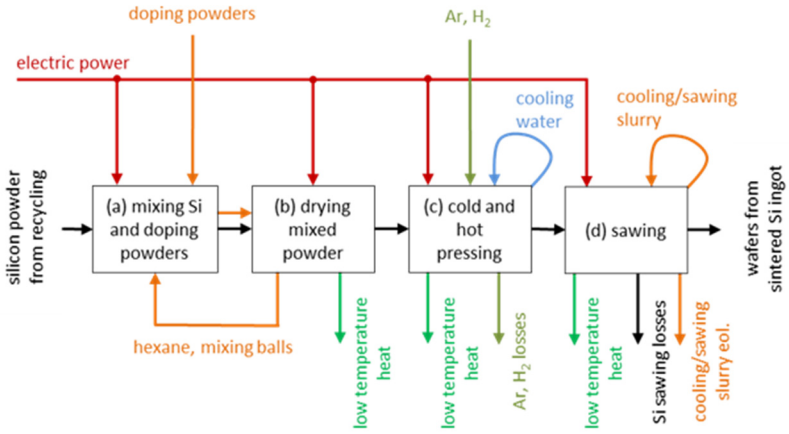


Figure 1: Structure of silicon wafer production via hot pressing process and the usage of silicon powder from photovoltaic recycling process.



Figure 2: From left to right: (1) filling of the pressing mold with doped Si powder (2) setup of hot pressing (3) hot pressed Si ingot 156 mm x 156 mm x 40 mm (Photo: Peter Biermayr and Erich Neubauer)

[1] RHP-Technology GmbH, Forschungs- und Technologiezentrum, 2444 Seibersdorf, Tel.: +43 2255-20600, erich.neubauer@rhp-technology.com, www.rhp-technology.com
[2] Vienna University of Technology, Institute of Energy Systems and Electrical Drives / Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29/370-3, 1040 Wien, Tel.: +43 1-58801-370358, biermayr@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

Assessment of technical parameters of the sintered ingot and wafers

After a series of 5 hot pressing experiments where ingots were sintered the following findings can be described:

- One of the five of the sintered ingots showed major reactions with the pressing die and therefore these ingots were not/restricted useable.
- The average material density was 97 %
- Sawing processes showed that the typical roughness of wafer surface was up to 100 microns what is distinctly higher than in case of multi cSi or mono cSi materials (typically 10 to 20 microns) but this is subject to further optimization
- On certain areas inhomogeneities were observed which are mainly a result of the feedstock/powder used. New milling concepts have been meanwhile applied in order to minimize the effect of impurities and inhomogeneities coming from milling.
- Electrical conductivity of the doped wafers is sufficiently high to be used for further processing.

Selected aspects of life cycle assessment (LCA) and life cycle cost analysis (LCC)

The hot pressing process described above was investigated in the view of the essential LCA and LCC aspects: (i) greenhouse gas (GHG) emissions (ii) embedded primary energy (iii) energy payback time and (iv) life cycle costs. Several calculations were carried out for the existing lab scaled process constellation and for an industrial sized production model.

The final energy consumption for pressing and slicing one kg ingot was 72.9 kWh_{el} in case of lab scale and 23.4 kWh_{el} in case of industrial scale process. Thus, specific final energy consumption for the lab scale process is 3.1 times higher than for the optimized process. Under consideration of a technically feasible heat recovery in the industrial process (at the minimum useful heat > 600 °C can be recovered) the factor increases to 3.5. Therefore, the production of one wafer needs 1.4 kWh_{el} in case of lab scale process and 0.4 kWh_{el} in case of industrial process. Assuming a cell efficiency of 15 % and Q_G = 1400 $kWh/(m^2a)$ the contribution to the EPBT of this wafer material would be 0,08 years what is a very promising result.

Cost analysis considers i) investment and depreciation, ii) materials, iii) energy and iv) workforce. The wafer costs in case of lab scale production are 1.48 € per wafer and in case of industrial scale they decrease to 0.48 €. The cost structures of the two production scenarios are significantly different. The specific Investment costs and workforce costs are much lower in case of industrial production. A sensitivity analysis shows that the specific costs of the Si/B powder mix have the highest impact on the total wafer price in case of industrial scale wafer production. A comparison with the current multi cSi wafer spot market price (0.62 €/wafer) shows that lab scale hot pressing process will not be competitive even if the input powder costs are zero. The calculated industrial scale wafer production costs are lower by 0.14 €/wafer than the present spot market price for multi cSi wafers. But this difference is not equal to a potential profit because the empirical proof of the feasibility to process PV cells without any additional effort is missing up to now.

Conclusions

The innovative approach of processing Si wafers from Si kerf or PV recycling Si sources via hot pressing shows some promising results for LCC and LCA attributes. But it also shows some challenges for material improvements and the need of an empirical proof of PV cell production on the original or modified surface of the sintered wafer.

8.6 EFFIZIENTER ENERGIEEINSATZ IN GEBÄUDEN (SESSION G6)

8.6.1 Sensitivitäten in hybriden Energiesystemen

Mike Alexander LAGLER[1], Ernst SCHMAUTZER[1], Robert SCHÜRHUBER[1]

Motivation und zentrale Fragestellung

In einem hybriden Energiesystem werden Energieerzeugungsanlagen und -speicheranlagen für Strom, Wärme und Kälte intelligent gekoppelt. Durch diese Kopplung thermischer und elektrischer Anlagen können sowohl Ressourcen geschont, Energiekosten gespart als auch der gefühlte Komfort gesteigert werden.

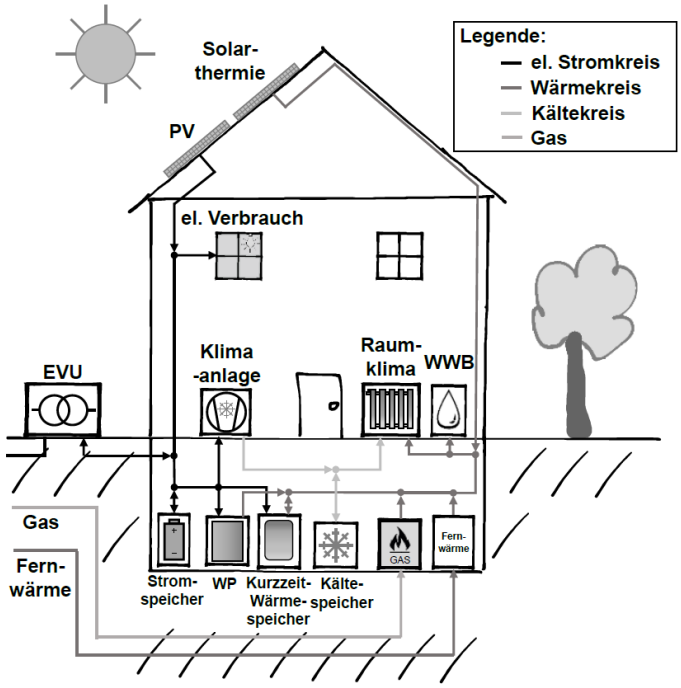


Abbildung 1: Schematische Darstellung hybrides Energiesystem (Einfamilienhaus)

Diese Kopplung erfordert jedoch ein optimales Zusammenarbeiten der elektrischen und thermischen Systemkomponenten, welche sensibel auf innere und äußere Einflüsse (z.B. Nutzung, geographische und topologische Situation), technische Ausführung (z.B. alt, renoviert, neu), ökonomische Randbedingungen und ökologische Schwerpunktsetzungen (z.B. lokale oder globale Aspekte) reagieren.

Im Rahmen dieser Arbeit werden die Sensitivitäten verschiedener Parameter auf ein hybrides Energiesystem untersucht:

- Umwelteinflüsse, z.B. Fluktuationen des Wetters
- Netzseitige Einflüsse, z.B. zeitlich gestaffelte Ein- und Verkaufspreise für thermische und elektrische Energie und elektrische Leistung
- Ökonomische Einflüsse, z.B. lokale und globale Einflüsse auf Strom-, Gas- und Ölpreis sowie deren jeweilige Verfügbarkeit
- Verbraucherverhalten, z.B. gewünschte Energiedienstleistung, Lastgang, Leistungs- und Energiemanagement

[1] Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, Inffeldgasse 18/I, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7567, Fax: +43 316 873-7553, lagler@tugraz.at, www.ifea.tugraz.at

- Förderungsregime, z.B. Einfluss und Entscheidungskriterien für zukünftige Investitionen, optimaler Investitionszeitpunkt
- Effizienz der Systemkomponenten, z.B. Netzanschluss, PV, Solarthermie, Strom-, Wärme-, Kältespeicher, Heizungs-/Kühlsystem, Betriebsmittel, Systemauswahl, Steuerung, Regelung, Optimierung
- Gebäudeausführungen, z.B. Bauphysik, Alter, Kosten (Errichtung, Installation, Betrieb)

Da sich Verbrauch und Erzeugung nicht in jedem Zeitschritt decken, ist es ohne den Einsatz von Energiespeichern bzw. Lastmanagement entweder notwendig Energie zu suboptimalen Tarifen zu kaufen bzw. zu verkaufen, oder den Lastgang (Verbraucherverhalten) entsprechend anzupassen.

Methodische Vorgangsweise

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein in der Software MATLAB entwickeltes hybrides Simulationsmodell vorgestellt, in welchem die elektrischen und thermischen Teilsysteme am Beispiel eines Einfamilienhauses (siehe Abbildung 1) miteinander gekoppelt werden. Anhand dieses Modells wird der optimale Einsatz der dezentralen Energieerzeugungs- und speicheranlagen szenarienbasiert mittels linearer Optimierung (MILP- Mixed Integer Linear Programming) ermittelt.

Die Optimierung wird in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten über einen Zeitraum von mindestens einem Jahr durchgeführt. Für den daraus ermittelten ökonomisch optimalen Betrieb (Ausgangslage) werden Sensitivitätsanalysen (z.B. Einfluss des Wetters, Größe und Betrieb der Strom-/Wärme-/Kälte-Speicher, Nutzerprofile, mengen- und zeitabhängige Tarife) durchgeführt und bewertet.

Ausblick und Schlussfolgerungen

Der vorliegende Beitrag hat zum Ziel, die Auswirkungen verschiedenster Einflüsse auf den ökonomisch optimalen Betrieb eines hybriden Energiesystems (Einfamilienhaushalt) zu untersuchen und somit die Abhängigkeiten und Gewichtungen des hybriden Energiesystems aufzuzeigen, wobei zur einfacheren Interpretation diese grafisch dargestellt werden.

Literatur

[1] M. Lagler, E. Schmautzer, M. Grobbauer, J. Gratzer, G. M. Michtner, „Modellierung eines industriellen hybriden Energiesystems unter Einbeziehung dezentraler Energieerzeugung und -speicherung“, IEWT 2017, Wien, Österreich, 2017.

[2] M. Lagler, „Modelling and Optimization of Hybrid Energy Systems involving Distributed Energy Generation and Storage“, Dissertation am Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz (laufend), Graz, Österreich, 2017.

[3] M. Lagler, E. Schmautzer, S. Forsthofer, „Modellierung eines hybriden Energiesystems unter Berücksichtigung dezentraler Energieerzeugung und -speicherung am Beispiel eines Einfamilienhauses mit Anbindung an das öffentliche Elektrizitätsnetz“, Forum Econogy 2016, Linz, Österreich, 2016. lt werden.

8.6.2 Heiz- und Kühlenergieeinsparung durch Nutzung der Wettervorhersage für die Regelung im Gebäude

Martin PICHLER[1], Hermann SCHRANZHOFER[2], Michael HERZLIEB[1]

Motivation

Aktivierte Bauteile in Gebäuden können als Energiespeicher für Kälte und Wärme dienen. Das ist insbesondere auch nützlich um Leistungsspitzen im elektrischen Netz zu reduzieren (Betrieb von Kühlgeräten). Für eine gezielte Nutzung der Gebäudemasse als Speicher ist eine Wettervorhersage-basierte Regelung erforderlich. Für eine derartige Regelung ist der Ansatz der Modellprädiktiven Regelung eine probate Methode, das wurde bereits in zahlreichen nationalen und internationalen Forschungsprojekten gezeigt. Eine zentrale Frage die kaum oder bisher nur unzureichend beantwortet wurde ist jene nach dem Energieeinsparungspotential. Das Energieeinsparpotential ergibt sich durch eine im Vergleich zu einer Standardregelung verbesserte (holistische) Regelung die z.B. im Heizfall auch den solaren Energieeintrag in ein Gebäude mitberücksichtigen kann, wodurch der Verbrauch sinkt. Dadurch wird das Überheizen in den Übergangszeiten reduziert. Im Kühlfall kann die Regelung auf einen kommenden Temperatursturz frühzeitig reagieren, und dadurch überflüssiges Kühlen verhindern. Neben diesen Effekten ist eine derartige Regelung aber auch dafür geeignet eine Kältemaschine bei optimaler Effizienz zu betreiben.

Methoden

Die vorgestellte Forschungsarbeit dreht sich um zwei reale Testobjekte die für den Zweck der Untersuchung einer Modellprädiktiven Regelung (MPC) entwickelt und an der TU Graz in der Inffeldgasse gebaut wurden (Abbildung 1). Im Betrieb wird ein Objekt mit einer Standard Hysterese Regelung betrieben und ein Objekt mit einer MPC die speziell für dieses Projekt entworfen und umgesetzt wurde.

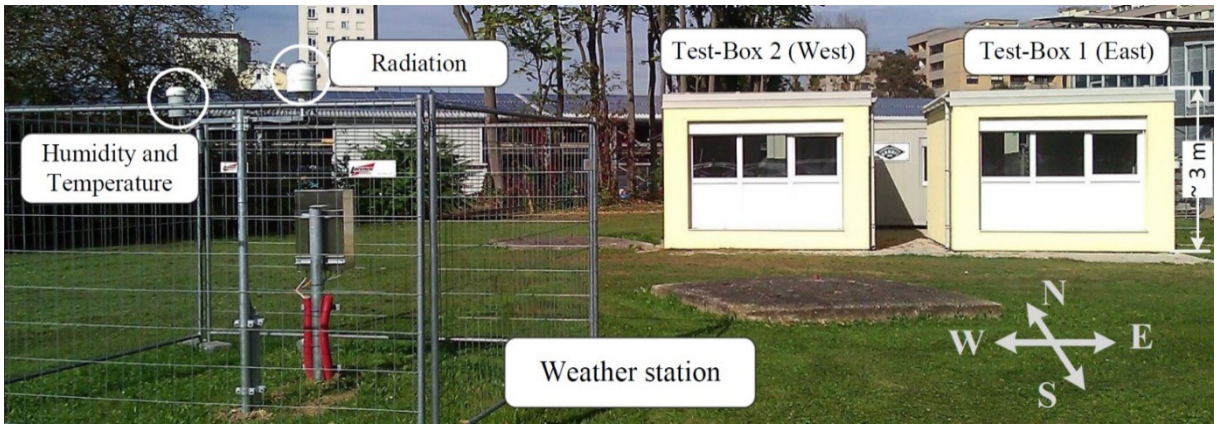


Abbildung 1: Reale Testobjekte in der Inffeldgasse

Ergebnisse

Der finale Bericht zum Projekt MPC-Boxes wurde im Frühjahr 2017 fertiggestellt. Das Ergebnis sind hochqualitative reale Messdaten über den Zeitraum eines Jahres. Die Auswertung der Messdaten und diverse Korrektur- bzw. Kompensationsrechnungen – zur Berücksichtigung unterschiedlicher Randbedingungen oder etwaiger Komfortabweichungen zwischen den beiden Objekten – führen schließlich zu der Erkenntnis, dass das Einsparungspotential bei ca. 25 % liegt. Das heißt, die Nutzung der Wettervorhersage für die Regelung im Gebäude kann bis zu einem Viertel der Heiz- und Kühlenergie die bei einer Standardregelung erforderlich sind einsparen.

[1] EAM Systems GmbH, Ludwig-Benedek-Gasse 2, 8054 Graz, martin.pichler@eam-systems.at, www.eam.at
[2] Technische Universität Graz, Institut für Wärmetechnik, Inffeldgasse 25B, 8010 Graz, hermann.schranzhofer@tugraz.at

8.6.3 Gebäudeenergieversorgung mit Wasserstoff – Sackgasse oder realistische Zukunftsoption?

Andreas HERRMANN[1], Anne MÄDLOW[1], Hartmut KRAUSE[1]

Inhalt

Im F&E-Vorhaben H2home (Dezentralisierte Energieversorgung durch Wasserstoffbrennstoffzellen) wird im Rahmen der HYPOS-Initiative (Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany) ein System entwickelt, das zur hocheffizienten Versorgung mit elektrischer Energie, Wärmeenergie und Kühlenergie durch grünen Wasserstoff in häuslichen Anwendungen geeignet ist.

Dieses System besteht aus einem Wasserstoff-Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerk (H_2-BZ-BHKW) auf Basis einer Niedertemperatur-PEM-Brennstoffzelle, einem mit Wasserstoff betriebenen Brennwertgerät und einem integrierten System zur Nutzung von Elektroenergie durch verschiedene Komponenten in einem AC- und DC-Netz. Der elektrische Wirkungsgrad des BHKW liegt über 50 % und der Gesamtwirkungsgrad über 95 %.

Es erfolgt ein Vergleich dieses innovativen Wasserstoffversorgungskonzepts mit alternativen Gebäudeenergiekonzepten unter energetischen, ökologischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten.

Methodik

Zunächst wurde der Einsatz eines H_2-BZ-BHKW in einem repräsentativen Mehrfamilienhaus mit vier Etagen und 16 Wohneinheiten untersucht.

Die Simulationen der Energieströme des H_2-BZ-BHKW wurden mit dem Programm TRNSYS® (Solar Energy Laboratory of the University of Wisconsin) durchgeführt. Abbildung 1 zeigt das Modell des Referenzgebäudes.

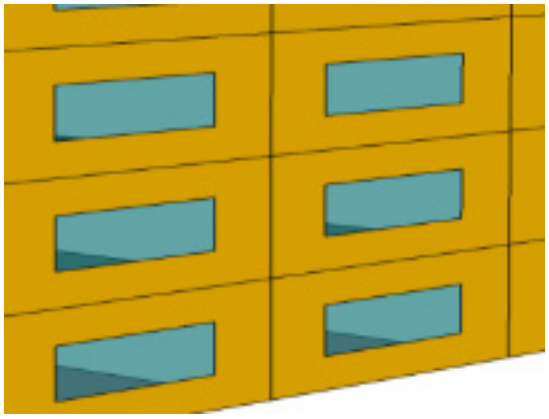


Abbildung 1: Prinzipdarstellung des Referenzgebäudes

Die Bilanzierung der alternativen Gebäudeenergiekonzepte erfolgte nach DIN V 18599 („Energetische Bewertung von Gebäuden“)

Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit erfolgte gemäß VDI 2067 („Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen“). Es wird in kapitalgebundene Kosten, betriebsgebundene Kosten und bedarfsgebundene Kosten unterschieden.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die geringsten Gesamtkosten besitzen der Gasbrennwertkessel und das H_2-BZ-BHKW, wenn „grauer“ H_2 (zentrale Dampfreformierung) eingesetzt wird. Bei Verwendung von „grünem“ Wasserstoff sind die Kosten etwas höher als beim Holzpelletkessel oder den Wärmepumpen.

[1] Technische Universität Bergakademie Freiberg, Institut für Wärmetechnik und Thermodynamik, Gustav-Zeuner-Straße 7, 09596 Freiberg, Tel.: +49 3731 39 4387, Fax: +49 3731 39 3942, andreas.herrmann@iwtt.tu-freiberg.de, www.gwa.tu-freiberg.de

Abbildung 2 zeigt, dass die Kosten für Elektrizität aus dem Netz (Netzbezugskosten) bei Systemen ohne Eigenstromerzeugung 12,42 €/(m²a) und damit ca. 50 % der Gesamtkosten betragen. Durch den Einsatz eines H_2-BZ-BHKW lassen sich diese auf 6,01 €/(m²a), d. h. um ca. 50 % reduzieren. Aufgrund des geringeren elektrischen Wirkungsgrades ist bei Einsatz eines Erdgas-BHKW eine Reduktion um lediglich ca. 40 % möglich.

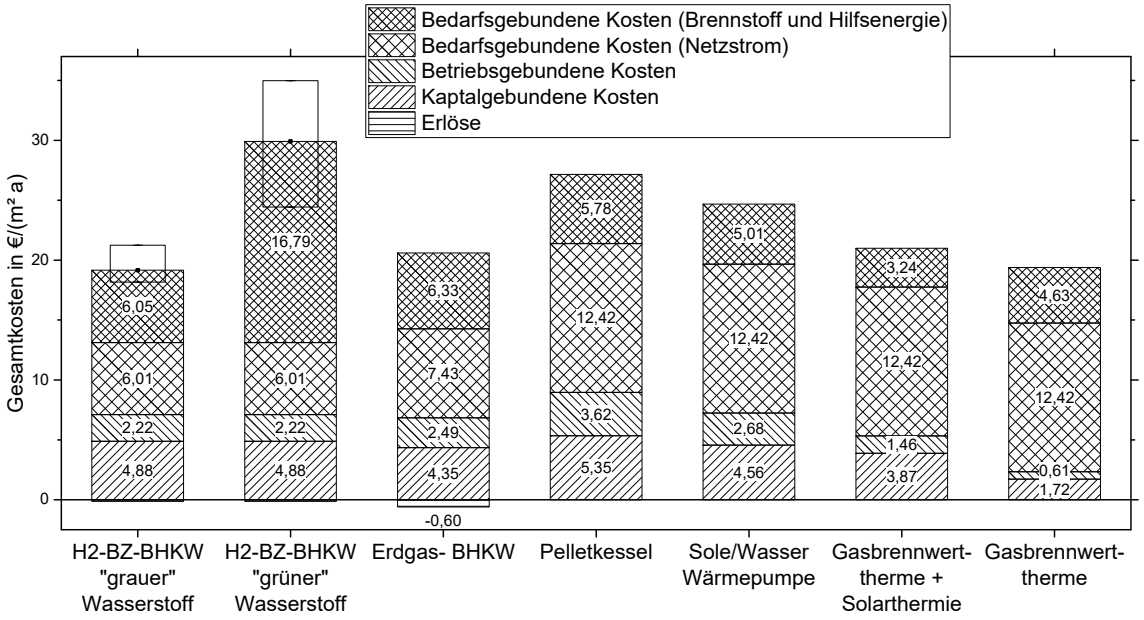


Abbildung 2: Vergleich des H_2-BZ-BHKW mit anderen typischen Gebäudeenergieversorgungskonzepten

Die Energieversorgung von Gebäuden mit Wasserstoff ist unter folgenden Voraussetzungen eine vielversprechende Option:

- Ein H_2-BZ-BHKW mit hohem elektrischen Wirkungsgrad (ca. 50 %), hohem Gesamtwirkungsgrad und geringen spezifischen Investitionskosten ist vorhanden. Dies wird innerhalb des mit H2home-Projektes umgesetzt.
- Der Wasserstoff liegt netzgebunden vor (Wasserstoffnetz) und dessen Kosten liegen im Bereich der Kosten für andere Endenergieträger.
- Der erzeugte Strom wird weitgehend im Objekt genutzt.
- Das H_2-BZ-BHKW weist eine hohe Auslastung von wenigstens 5.000 Vollaststunden auf.
- Die politischen Rahmenbedingungen für die Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff werden an die aktuellen Gegebenheiten angepasst.

Unter den aufgeführten Rahmenbedingungen sind wasserstoffversorgte Gebäude für die Gebäudeenergieversorgung eine realistische Zukunftsoption und energetisch, wirtschaftlich und ökologisch sinnvoll.

8.6.4 Aluminium Foam Heat Exchangers for Future Zero Energy Buildings

Jaroslav JERZ[1], Jozef ŠEBEK[1], František SIMANČÍK[1], Ján ŠPANIELKA[2]

Abstract

Zero-energy demands for a building need to be secured to a large extent by renewable sources available in the building or its proximity. The design of the building has to be drafted with a targeted orientation of the glazed windows, exclusion of thermal bridges, controlled ventilation and heat recovery in order to use heat gains efficiently. The energy efficiency of residential buildings is today mostly improved by upgrading the energy performance of the building envelope and facilities. However, huge energy reductions can be achieved also by a focus on new innovative systems enabling to cover natural solar energy fall-outs resulting from generation much excess heat during the peak time (summer, day) which is almost not possible to use during periods of excessive energy consumption (winter, night). This drawback can be very efficiently solved by storing and later evolving of accumulated heat according to the day-night as well as the seasonal, i.e. summer-winter cycle.

This contribution deals with the system of thermo-active aluminium foam cladding for pitched roofs of the buildings covered by innovative coating sufficiently resistant to weathering, frost, intense solar radiation, summer heat, chemicals presented in the air, chemically polluted water vapour and to mechanical damage caused by adverse weather conditions (e.g. heavy rainfall, groats, etc.). The objective is to achieve excellent mechanical and physical properties related to highly energy efficient solar radiation and heat harvesting as well as the ability to dissipate an undesirable heat accumulated in the building interior to the surroundings of building via the roof surface during colder summer nights. This smart roofing system can be easily supplemented with the system of interior aluminium foam heating/cooling ceiling heat exchangers that allow short-term storage of the heat for at least several hours in the form of latent heat of phase transition of Phase Change Material (PCM) impregnated in the porous structure of aluminium foam for later use, or for removal of undesirable heat to the building surroundings.

This novel concept allows expanding the use of aluminium foam with a reinforced surface in the building industry thanks to technological options related to the achievement of its excellent surface quality suitable for mechanical load, corrosion, chemical environment, strong solar radiation, large temperature fluctuations between winter and summer season, etc.

[1] Slovak Academy Of Sciences, Institute of Materials and Machine Mechanics, Dúbravská cesta 9/6319, 84513 Bratislava, Slovak Republic, Tel.: +421 905 746-{553|158|021}, {ummsjerz|sebek.jozef|ummssima}@savba.sk, www.umms.sav.sk

[2] Slovak Academy Of Sciences, Institute of Materials and Machine Mechanics, Branch INOVAL, Priemyselná 525, 96501 Ladomerská Vieska, Žiar nad Hronom, Slovak Republic, Tel.: +421 905 862 612, jan.spanielka@savba.sk

8.6.5 Projektstart IEA EBC Annex 72 – Bewertung von Umweltwirkungen während des gesamten Lebenszyklus von Gebäuden

Alexander PASSER[1], Martin RÖCK[1], Rolf FRISCHKNECHT[2], Thomas LÜTZKENDORF[3]

Abstract

Due to its enormous energy consumption – about 40 % of global consumption, mostly from non-renewable energy sources – the construction sector is a top priority when it comes to reducing energy consumption and associated negative environmental impacts. Against the backdrop of ambitious international agreements on tackling climate change (COP21 Paris Agreement), the declared goal of the International Energy Agency (IEA) and the European Union (EU) is to reduce "greenhouse gas emissions to 80-95 % below 1990 levels (European Commission (EC) 2011).

The current strategy of IEA Energy in Buildings and Communities Technology Collaboration Program (EBC TCP) explicitly mentions the need to reduce overall energy consumption and CO_2-emissions in the building life cycle (IEA 2013). It also points out the need for harmonization of evaluation methods and their practical application in the design and construction process. A transparent and harmonized assessment methodology of the environmental impacts of buildings over their entire life cycle is crucial to achieving the ambitious goals of the global community as well as the requirements with regard to the construction sector at European and national levels.

Thus, the IEA EBC Annex 72: Assessing Life Cycle Related Environmental Impacts Caused by Buildings focuses on the harmonization of methods for the evaluation of embodied and operational environmental impacts (primary energy demand, greenhouse gas emissions and other indicators) throughout the life cycle of buildings – following a Life Cycle Assessment (LCA) approach.

In order to support the applicability of harmonized methods during design, the integration into digital design and planning processes is examined as well as the potentials for development of benchmarks at the building level based on numerous international case studies. The development of LCA databases is to be supported for participating countries in which no regional databases are available.

In addition to scientific reports on the harmonized assessment method and findings from the analysis of case studies regarding potential benchmarks, specific guidelines for the application of the assessment method in the design process will be prepared and made available to architects, engineers and other design professionals.

[1] Graz University of Technology, Institute of Technology and Testing of Construction Materials, Waagner-Biro-Straße 100/XI, 8020 Graz, {alexander.passer|martin.roeck}@tugraz.at, www.imbt-tvfa.tugraz.at
[2] Treeze Ltd., Kanzleistraße 4, Uster, Schweiz, Tel.: +41 44 940 61 91, info@treeze.ch, www.treeze.ch
[3] Karlsruhe Institute of Technology, Centre for Real Estate, Kaiserstraße 12, 76131 Karlsruhe, thomas.luetzkendorf@kit.edu

8.6.6 Energieeinsparungen durch Implementierung eines Zeitsteuerprogrammes bei raumlufttechnischen Anlagen in Forschungseinrichtungen

Thomas KITZBERGER[1], Jan KOTIK[1], Matthias SCHMÖLLERL[1], Tobias PRÖLL[1]

Inhalt

In Bezug auf die Energieintensität bzw. den Energieverbrauch spielen raumlufttechnische (RLT-) Anlagen eine Schlüsselrolle bei kommerziellen Dienstleistungsgebäuden bzw. Forschungseinrichtungen. Betrachtet man die Lebenszykluskosten von RLT-Anlagen, so stellt man fest, dass die laufenden Betriebskosten bzw. die Energiekosten die anfänglichen Investkosten – in Abhängigkeit der Anlagenkomplexität – ab einer Betriebslaufzeit von ca. sechs Jahren klar übersteigen.

Die vorliegende Arbeit stellt den Nutzen und Aufwand für einen einfachen aber effektiven Ansatz in der Regelung von RLT-Anlagen vor: ein multi-variables Zeitprogramm für die bedarfsgeführte Luft-Regelung. Durch Anpassung der Sollwerte für Vordruck und Zulufttemperatur bzw. -feuchte unter Ausnutzung der Affinitätsgesetze können außerhalb der regulären Betriebszeiten (Nacht-, Feiertags- und Wochenendbetrieb) beachtliche Energieeinsparungen erzielt werden. Bedingt durch den notwendigen organisatorischen und messtechnischen Aufwand bei größeren Forschungsgebäuden mit mehreren Hauptlüftungs- bzw. Vollklimaanlagen ist der erforderliche Zeitrahmen für die Umsetzung dieser einfachen und effektiven Maßnahmen (im laufenden Betrieb) erstaunlich groß. Konkret können dabei jedoch bis zu 55 % an elektrischer und bis zu 39 % an thermischer Energie an einer – im Vorfeld schlecht eingestellten – Hauptlüftungsanlage jährlich eingespart werden.

Ein gezieltes Energiemonitoringsystem mit einem an die Gebäudeinfrastruktur angepasstem Zählerkonzept kann die funktionale Analyse des Anlagenbetriebes sowie die Identifikation spezifischer Energie- (Haupt-) -verbraucher sehr effektiv unterstützen. Es kann davon ausgegangen werden, dass etliche ‘jüngere‘ (< 15 Jahre) Universitätsgebäude für (Labor-)Forschung und Lehre mit einer nur rudimentären Energiedatenerfassung ausgerüstet sind. Eine entsprechende ‚Aufrüstung‘ im Sinne eines übergeordneten Energiemonitoringsystems wäre in Anbetracht der zukünftig notwendigen Energieeffizienzsteigerungen bei öffentlichen wie kommerziellen Dienstleistungsgebäuden in vielen Fällen angebracht und vor Allem wirtschaftlich darstellbar.

Motivation

Hauptziel der vorliegenden Arbeit ist es, konkrete Bedingungen für eine erfolgreiche Implementierung eines Mehrstufen-Zeitprogrammes in der Regelung von RLT-Anlagen bei universitären Gebäuden auszuarbeiten und mögliche Energie-Einsparungen zu quantifizieren. Zu diesem Zweck sind an zwei unterschiedlichen Standorten Gebäude der Universität für Bodenkultur in 3430 Tulln und 1190 Wien im Detail analysiert worden.

Im Zuge von Optimierungsmaßnahmen wurde eine zeitabhängige Vordruckregelung implementiert und resultierende Energieeinsparungen gemessen bzw. berechnet. Die untersuchten Aspekte der Mehrstufen-Zeitsteuerung sowie die jeweiligen Fragestellungen/Bedingungen sind in Abbildung 1 dargestellt. In den untersuchten Fallstudien werden Informationen zur gebäudetechnischen Ausstattung dargelegt und typische energetische Kennzahlen präsentiert.

[1] Universität für Bodenkultur, Institut für Verfahrens- und Energietechnik, Gregor-Mendel-Straße 33, 1180 Wien, Tel.: +43 1 47654-0, jan.kotik@boku.ac.at, www.boku.ac.at

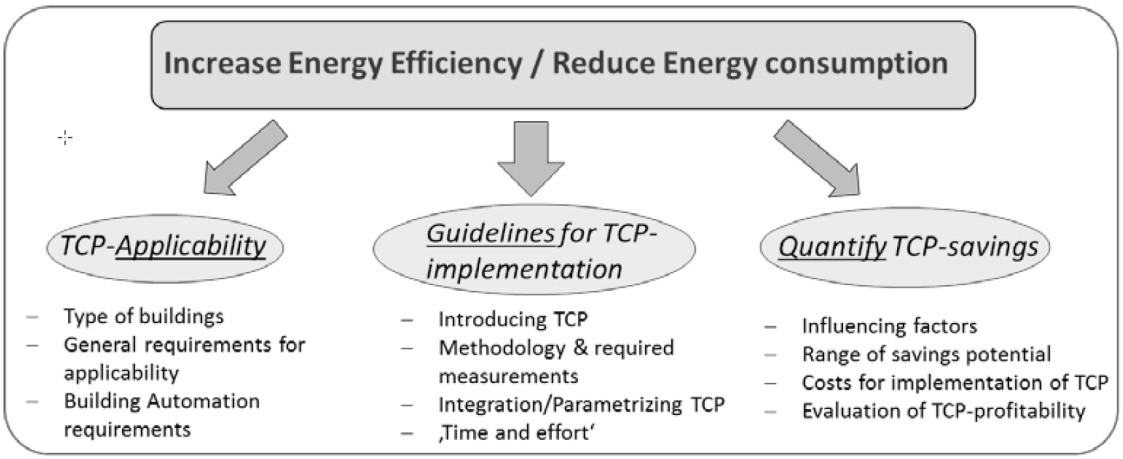


Abbildung 1: Untersuchte Aspekte bei der Implementierung eines Mehrstufen-Zeitprogrammes in der Regelung von RLT-Anlagen bei allgemeinen wie auch forschungsspezifischen (universitären) Dienstleistungsgebäuden (TCP: = Time Control Program = Zeitsteuerprogramm)

Methodik (Lüftungsmessungen + thermische Simulation)

Ausgehend von der Analyse der Anlagendokumentation über die lüftungstechnische Infrastruktur und das regelungstechnische Konzept (Parametrierung) sind detaillierte Messungen an den jeweiligen Anlagen durchgeführt worden, um das charakteristische hydraulische Verhalten der RLT Anlagen zu bestimmen. Das neue Zeitprogramm für die Lüftungsregelung wird aus den Daten der durchgeführten lüftungstechnischen und elektrischen Messungen und durch Anwendung der Affinitätsgesetzte in der Lüftungstechnik ‚abgeleitet' und mit dem betroffenen wissenschaftlichen Personal und der Betriebsführung abgestimmt. Nach erfolgreicher Evaluierung der durchgeführten Änderungen in der Zeitsteuerung der RLT Anlagen werden die erzielbaren jährlichen Einsparungen an elektrischer und thermischer Energie bei den beiden universitären Bestandsgebäuden angegeben und diskutiert.

Ergebnisse

Mithilfe der Simulation der thermischen Verbrauchsentwicklung mit historischen Wetterdaten sind Hochrechnungen des thermischen E-Verbrauches sowie der Einsparungen aufgrund des neuen Zeitsteuerprogrammes durchgeführt worden. Abbildung 2 zeigt den Unterschied des thermischen Energieverbrauches einer RLT-Anlage im Dezember 2016 mit drei unterschiedlichen Einstellwerten. Die Ausgangslage ist ein durchgehender 24-Stunden Betrieb bei konstanter Zulufttemperatur von 20°C (rot). Deutliche Einsparungen werden bei einer Volumenstromreduktion in der Nacht und am Wochenende erreicht (gelb). Zusätzliche Einsparungen ergeben sich durch eine zusätzliche Absenkung des Zulufttemperatursollwertes in der Nacht und am Wochenende auf 18°C (grün).

Abbildung 3 zeigt die jährlichen Energieeinsparungen der untersuchten RLT-Anlage für elektrische Energie und Heizenergie. Durch die Implementierung der Nacht-, Wochenend-, und Feiertagsabsenkung kann der elektrische Energieverbrauch um 41% reduziert werden. Beim Heizenergieverbrauch wurden Einsparungen von insgesamt 30 % bei gleichzeitiger Volumenstromreduktion und Temperaturabsenkung erreicht.

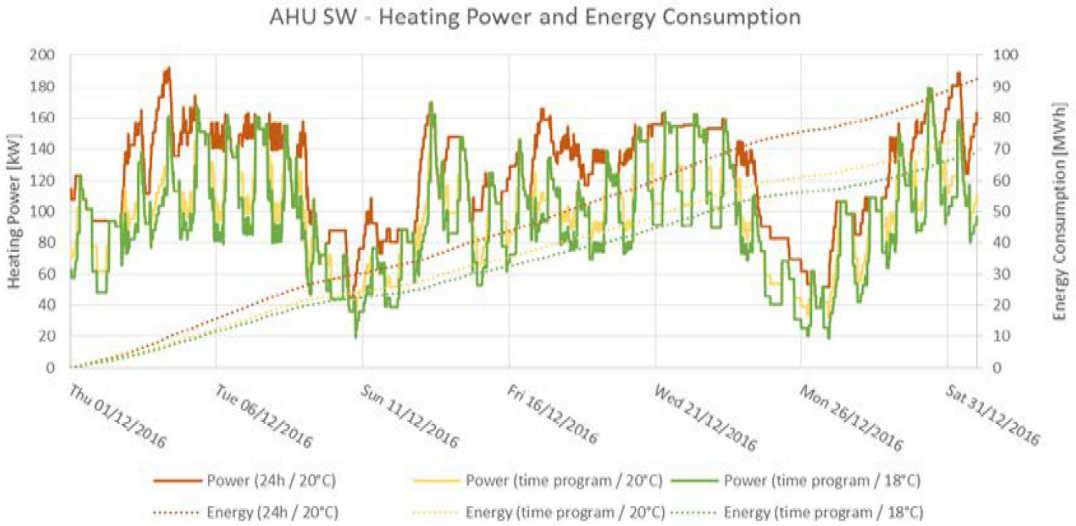


Abbildung 2: Heizleistung und thermischer Energieverbrauch bei der Hauptlüftungsanlage Südwest in 3430, Tulln vor und nach Implementierung eines Zeitsteuerprogrammes in der Regelung (Vergleich zwischen durchgehendem Volllastbetrieb ‚24h' und Zeitsteuerprogramm mit (18°C) und ohne (20°C) Anpassung der Zulufttemperatur).

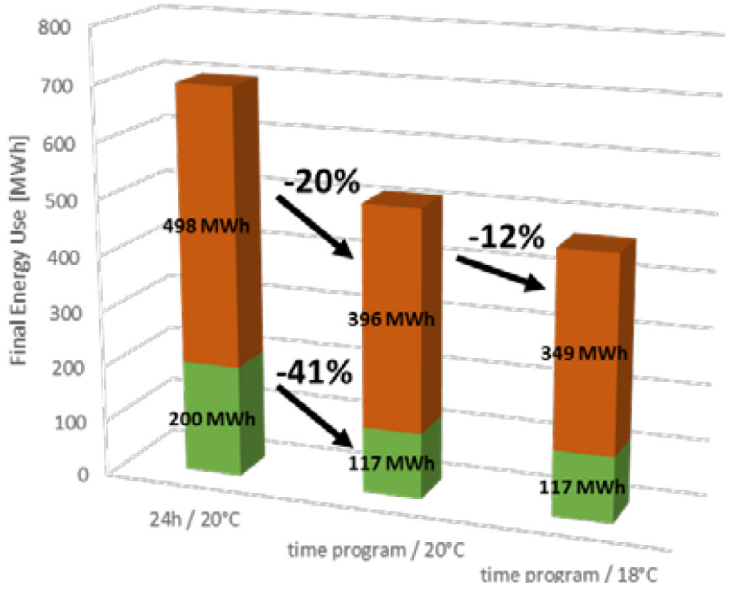


Abbildung 3: Einsparungen im elektrischen und thermischen Verbrauch bei der Lüftungsanlage Südwest in 3430, Tulln im Jahr 2016 durch Umstellung auf Zeitsteuerprogramm und Anpassung der Zulufttemperatur.