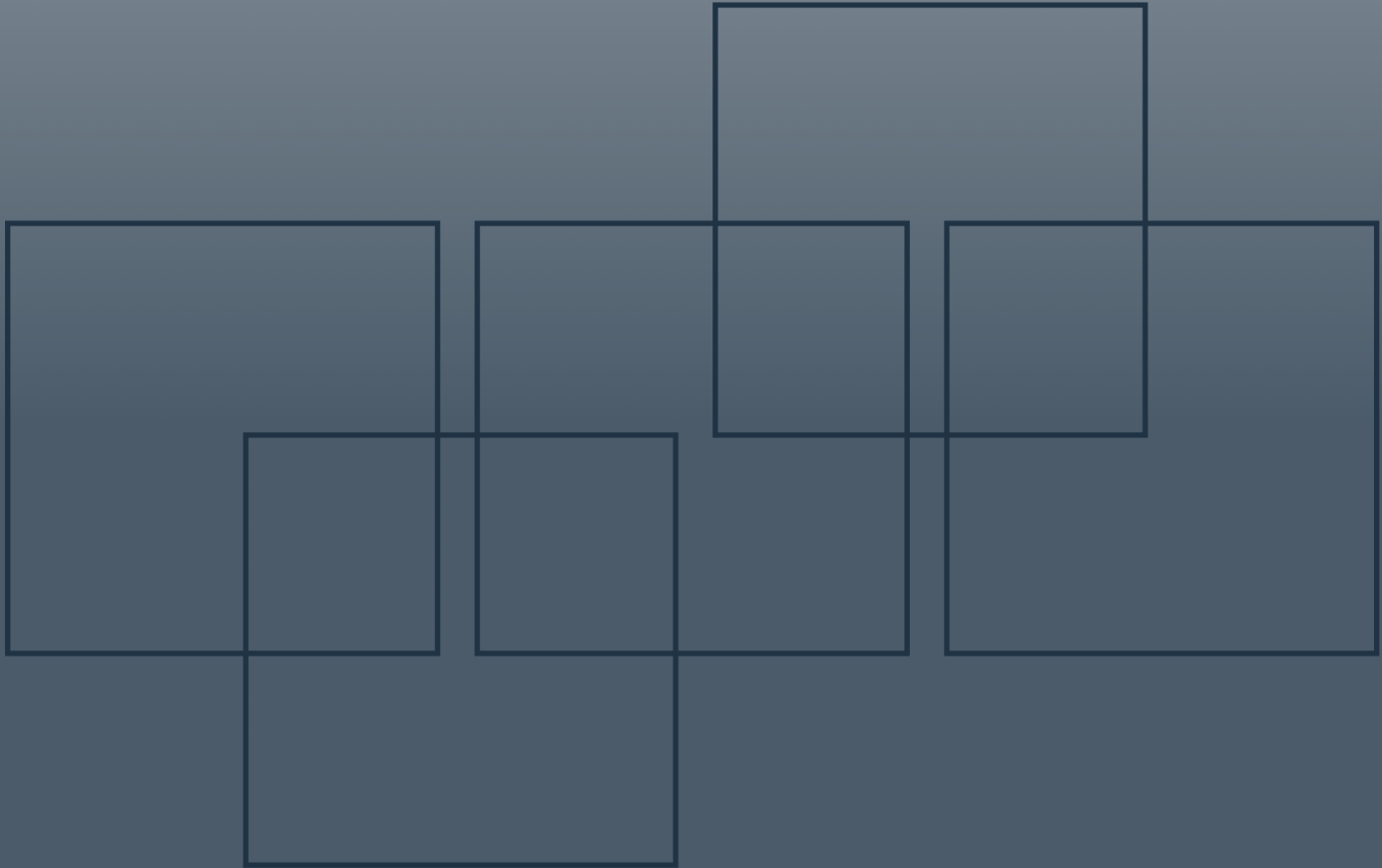


Kurzfassungsband



Technische Universität Graz
Graz University of Technology



EnInnov2020

16. Symposium Energieinnovation

ENERGY FOR FUTURE - Wege zur Klimaneutralität

12.-14. Februar 2020 TU Graz, Österreich



16. SYMPOSIUM ENERGIEINNOVATION

ENERGY FOR FUTURE

Wege zur Klimaneutralität

12. - 14. Februar 2020

TU Graz, Österreich

Veranstalter:

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE)

Mitveranstalter:



Österreichischer
Verband für Elektro-
technik (OVE)



Oesterreichs
E-Wirtschaft



Österreichisches
Nationalkomitee des
Weltenergiesrates (WEC)

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
Assoz.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl
Tel.: +43 (0)316 873 7903, Fax: +43 (0)316 873 107903
Mail: Bachhiesl@TUGraz.at, Web: www.IEE.TUGraz.at, www.EnInnov.TUGraz.at

Druck
Steiermärkische Landesdruckerei GmbH

© 2020 Verlag der Technischen Universität Graz
www.tugraz-verlag.at

ISBN print 978-3-85125-734-2
ISBN e-book 978-3-85125-735-9
DOI 10.3217/978-3-85125-734-2



<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0>

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

Der aktuelle Klimabericht der Weltwetterorganisation (WMO) weist für die Jahre von 2015 bis 2019 nach vorläufigen Berechnungen die heißeste Fünfjahresperiode seit Beginn der Messungen vor rund 150 Jahren aus. Die durchschnittliche Temperatur habe in diesem Zeitraum bereits um 1,1 Grad über jener der vorindustriellen Zeit gelegen. Die durch den fortschreitenden Klimawandel verursachten Auswirkungen (Gletscherschwund, Anstieg des Meeresspiegels, Umweltkatastrophen uvm.) werden dabei immer unmittelbarer für die Menschen spürbar. Eine vor allem von der jungen Generation initiierte und getragene weltweite Bewegung fordert entsprechende Maßnahmen ein, was durch zahlreiche Kundgebungen und Aktionen weltweit zum Ausdruck gebracht wird. Der gesamte Energiebereich spielt dabei eine zentrale Rolle.

Auf weltweiter Ebene wird das Thema Energie und Klimaschutz neben vielen weiteren bedeutenden Zielsetzungen im Rahmen der „Sustainable Development Goals“ der United Nations thematisiert. Basierend auf der Klimakonferenz in Paris vom Dezember 2015 – bei der sich bisher 195 Staaten auf ein Klimaabkommen geeinigt haben – finden im Rahmen der nächsten Klimakonferenz im Dezember 2019 in Madrid weitere Beratungen statt. Es gilt, die globale post-industrielle Erwärmung langfristig auf zwei Grad oder weniger zu begrenzen und die Wirtschaft in Richtung CO₂-Neutralität umzubauen.

Die Europäische Kommission legt mit dem „Clean Energy for all Europeans Package“ ein umfassendes Regelwerk zur Erreichung der europäischen Ziele vor, welches die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energie auf 32%, die Hebung der Energieeffizienz um 32,5% sowie die Reduktion der Treibhausgase um 40% bis 2030 umfasst. Bis 2050 wird in der EU darüber hinaus Klimaneutralität angestrebt. Sämtliche Teile wurden bis zum Juni 2019 offiziell verabschiedet und werden nun in nationalen Gesetzgebungen und Energiestrategien (z.B. #mission2030, Klimaschutzgesetz) umgesetzt. Die Themen umfassen dabei besonders Erneuerbare Energien, Energieeffizienz, Elektrizitätsmärkte, Regulierung sowie Gebäude.

Bei der Transformation unseres Energiesystems sind die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien sowie die Hebung der Energieeffizienz weiterhin zentrale Eckpfeiler. Darüber hinaus wird elektrische Energie künftig eine noch bedeutendere Rolle spielen. Die Integration hoher Anteile erneuerbarer Energie in das Gesamtenergiesystem sowie neue Marktteilnehmer (z.B. Prosumer, Aggregatoren, Energiegemeinschaften) erfordern aber auch Anpassungen im Bereich der Elektrizitätsmärkte sowie des Regulierungsregimes, eine verstärkte Flexibilisierung der Erzeugung und der Nachfrage, mehr Energiespeicheroptionen, die Kopplung unterschiedlicher Sektoren, eine Fortentwicklung zukunftssicherer Übertragungs- und Verteilnetzinfrastrukturen sowie Veränderungen im Gebäude- und Mobilitätssektor.

Die Sicherstellung unserer Lebensgrundlagen hat weltweit oberste Priorität. Ob Klimaneutralität erreichbar ist und vor allem welche infrastrukturellen und energiewirtschaftlichen Voraussetzungen auf den unterschiedlichen Wegen erfüllt sein müssen, sind zentrale aktuelle Fragestellungen. VertreterInnen der Wissenschaft und Forschung, Wirtschaft, NGOs, Verbände sowie Politik und Verwaltung sind daher aufgefordert entsprechende Beiträge im Sinne einer gedeihlichen Entwicklung insbesondere der europäischen Energiewirtschaft und Gesellschaft zu leisten und diese werden im Rahmen des Symposiums diskutiert.

Dekan Prof. Wolfgang Bösch
(interim. Institutsleiter)

Assoz.Prof. Udo Bachhiesl
(Symposiumsleiter)

Bundesministerin Leonore Gewessler

Diese Bundesregierung hat sich ein großes Ziel vorgenommen: Klimaneutralität für Österreich bis 2040 zu erreichen. Dafür werden wir gerade im Bereich der Forschung und Innovation an neuen Technologien und Lösungen arbeiten müssen. Klimaschutz bietet aber auch große Chancen für die Menschen und Betriebe in Österreich. Lokale Wertschöpfung und höherer Lebensqualität werden gefördert. Deswegen wollen wir Österreich zum Klimaschutzvorreiter machen – und die vielen kleinen und mittleren Unternehmen und Innovationsführer im Bereich der Energietechnologie werden dabei eine wichtige Rolle übernehmen.



Foto: BKA - Andy Wenzel

Die Energiewende hin zu 100 Prozent Erneuerbaren Energien soll sozial verträglich sein und sichere Energieversorgung auf einem hohen Qualitätsniveau weiterführen. Eine Innovationspolitik, die auf die aktuellen gesellschaftlichen Herausforderungen ausgerichtet ist, muss kreative Ideen der Forschung und Wirtschaft fördern und die Umsetzung neuer Lösungen begünstigen. Das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie unterstützt daher mit Forschungsprogrammen und Innovationsmaßnahmen die Umsetzung mutiger Lösungen. Das Symposium Energieinnovation liefert in dieser Entwicklung mit dem heurigen Generalthema „ENERGY FOR FUTURE – Wege zur Klimaneutralität“ einen wertvollen Beitrag.

Ich freue mich, dass das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie auch heuer wieder Partner des bereits 16. Symposiums Energieinnovation ist und wünsche allen Teilnehmerinnen und Teilnehmern eine anregende Veranstaltung und viele neue Impulse für die zukünftige Arbeit.

Leonore Gewessler
Bundesministerin für Verkehr, Innovation und Technologie

Sehr geehrte Teilnehmerinnen und Teilnehmer am 16. Symposium Energieinnovation!

Die weltweite Bewegung der Fridays for Future hat die Themen Nachhaltigkeit und Klimaschutz zuletzt wieder verstärkt in den öffentlichen Diskurs gebracht. Auf globaler Ebene haben die „Sustainable Development Goals“ der Vereinten Nationen, darunter wesentliche Ziele zu Klimaschutz und einer nachhaltigen Energieinfrastruktur, sowie das 2015 verabschiedete Pariser Abkommen weiterhin oberste Priorität. Auch die neue EU-Kommission präsentierte Ende letzten Jahres den ambitionierten „European Green Deal“, durch den die Europäische Union bis 2050 Klimaneutralität erreichen soll.



Die Österreichische Bundesregierung bekennt sich zu ihrer Verantwortung, diese Ziele zu erreichen und möchte in Europa zum Vorreiter im Klimaschutz werden. Bis spätestens 2040 soll Österreich klimaneutral werden. Dafür müssen insbesondere im Energiebereich innovative Maßnahmen und Schritte gesetzt werden, um einen umfassenden und klimagerechten Umbau des Sektors zu erreichen. Vorarbeiten dazu auf Bundesebene finden sich in der #mission2030, im nationalen Energie- und Klimaplan oder in der Bioökonomiestrategie.

Die Wissenschaft ist wesentliche Treiberin innovativer Lösungen für komplexe Anforderungen, die solche Transformationen mit sich bringen. Sie ist daher gefordert durch Interdisziplinarität und die Nutzung von Synergien zum Wirtschaftsbereich, weiterhin einen Beitrag zum Erreichen dieser Ziele zu leisten.

Das Symposium Energieinnovation der TU Graz bringt seit vielen Jahren Universitäten, Hochschulen und Wirtschaftspartner zusammen, um Fragen im Bereich innovativer und nachhaltiger Energiegewinnung und -nutzung aufzugreifen sowie gemeinsam zu diskutieren und trägt somit wesentlich zur erfolgreichen Entwicklung neuer Ideen und Lösungen bei.

Als Bundesminister für Bildung, Wissenschaft und Forschung will ich die bestmöglichen Rahmenbedingungen für Hochschulen und Universitäten schaffen, damit sie sich gemäß ihrer gesetzlich verankerten Verantwortung mit gesellschaftlichen, ökologischen und technologischen Fragestellungen ausgiebig auseinandersetzen und neue Herangehensweisen erproben können. Auch die Entwicklung neuer Technologien, u.a. gemeinsam mit der Wirtschaft sowie die Sensibilisierung und Forschung- und Lehrschwerpunkte für das Thema Nachhaltigkeit an (Hoch)Schulen und Universitäten sollen weiter vorangetrieben werden, um künftige Herausforderung bewältigen zu können und Klimaneutralität zu erreichen.

In diesem Sinne bedanke ich mich bei der TU Graz für die Gelegenheit zum Austausch in diesem Rahmen, sowie bei allen Teilnehmerinnen und Teilnehmern die mit ihrer Arbeit und ihrem Wissen zum Erfolg unserer ambitionierten Ziele im Energie- und Klimabereich beitragen. Ich wünsche ein spannendes und bereicherndes Symposium.

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

Große Zukunftsfragen kann man nur gemeinsam lösen. Gerade heute, da unsere demokratische Gesellschaft durch verschiedene Zentrifugalkräfte herausgefordert ist, sind eine solche interdisziplinäre Zusammenarbeit und das Bewusstsein dafür unverzichtbar wichtig. Fragen in Zusammenhang mit Energieinnovation spielen dabei eine herausragende Rolle. Wie sehr unser Alltag von Energieversorgung geprägt ist, wird uns meist erst dann bewusst, wenn es zu Engpässen oder Ausfällen kommt.

Angesichts des immer deutlicher werdenden Klimawandels bekommen Reflexionen zur Energieinnovation darüber hinaus eine zunehmend ethische und gesellschaftspolitische Bedeutung in globaler Verantwortung. Große gesellschaftliche Veränderungen wie der demographische Wandel, Digitalisierung, Migration und Pluralisierung wirken sich besonders auch auf Fragen zur Energieversorgung aus.



Das 16. Symposium Energieinnovation, das von Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation veranstaltet wird, ist in diesem Zusammenhang ein profundes und weithin ausstrahlendes Beispiel für das vitale und zukunftsorientierte Zusammenwirken von Wirtschaft, Wissenschaft und Gesellschaft und für die Steiermark als Innovationsland. Zurecht kann gesagt werden, dass unser Land mit seiner hohen Forschungs- und Entwicklungsquote das innovativste Bundesland Österreichs ist. Vielfältige Investitionen tragen zudem dazu bei, dass die Steiermark heute und in Zukunft zu den führenden europäischen Regionen in diesem Bereich zählt.

All das ist nur möglich durch das vielfältige und profilierte Engagement unserer vielen Expertinnen und Experten in Lehre und Forschung sowie Entwicklung und Fertigung. Daher danke ich den Organisatorinnen und Organisatoren dieses Symposium herzlich für ihr Engagement und wünsche allen Teilnehmenden ein informatives 16. Symposium Energieinnovation und eine schöne Zeit im Grünen Herz Österreichs.

Ein steirisches „Glück auf!“

Hermann Schützenhöfer
Landeshauptmann der Steiermark

Bürgermeister Siegfried Nagl

Sehr geehrte Damen und Herren,

liebe Teilnehmerinnen und Teilnehmer am 16. Symposium Energieinnovation!

Fast wagt man es schon nicht mehr, den Satz „Der Klimawandel ist eine Realität und entscheidend vom Menschen verursacht“ auszusprechen. Zu banal klingt er in vielen Ohren und in der Tat ist dies, abgesehen von ein paar marginalen Kommentaren, unbestritten. Die Frage, um die es längst geht, ist, welche Antworten wir zu geben imstande sind.

Bertrand Russell hat es schon vor über 50 Jahren treffsicher formuliert: „Die Frage heute ist, wie man die Menschheit überreden kann, in ihr eigenes Überleben einzuwilligen.“



Vereinfacht gesprochen erleben wir aktuell vier Strategien (Wobei der Begriff „Strategie“ wohl schon zu hoch gefasst ist!): Ignoranz, Alarmismus, Fundamentalismus und Innovation. Aus meiner Sicht werden wir die Herausforderungen weder durch ein „Nichtwahrhaben-Wollen“, noch durch eine „Notstands-Betroffenheit“ im Katastrophenmodus, und schon gar nicht durch radikale „Systemwechsel-Phantasien“, die letztlich vor allem auch Angriffe auf Marktwirtschaft und Demokratie sind, bewältigen werden.

Letztlich geht es darum, einen Weg zu finden, der zum einen sozial verträglich und ökonomisch sinnvoll ist, zum anderen die Potenziale der Technik und den menschlichen Erfindungsgeist stärkt. Dieses Symposium verfolgt hier die richtigen Ziele.

Dafür bin ich außerordentlich dankbar. Es macht mich stolz, dass die TU Graz als Kompetenzzentrum diese Verantwortung für die Allgemeinheit übernimmt und insbesondere auch junge Forscherinnen und Forscher ausdrücklich zur Beteiligung einlädt!

Ich danke allen, die hier mitwirken und wünsche dem Symposium ein gutes Gelingen!

Mag. Siegfried Nagl
 Bürgermeister der Landeshauptstadt Graz

Bestrebungen zur Klimaneutralität bekommen durch die jüngsten Großinitiativen („Sustainable Development Goals“, „Green Deal“...) neue Verbindlichkeit und Aufmerksamkeit. Durch exzellente Forschung in unseren fünf Fields of Expertise können wir an der TU Graz den Bereich Energieinnovation im Hinblick auf die gebotene Nachhaltigkeit in großer Breite und Tiefe und vor allem interdisziplinär weiterentwickeln. Für richtungsweisende Lösungsansätze setzen wir zudem auf Kooperation mit namhaften Institutionen aus Wissenschaft und Wirtschaft im In- und Ausland.




Eine entscheidende Rolle, relevante Zukunftsthemen voranzubringen, spielen junge Menschen. Im Klima- und Umweltschutz engagieren sie sich mit Vehemenz und Enthusiasmus. Das große Spektrum an Aus- und Weiterbildung an der TU Graz liefert Grundlagen und Werkzeuge, die Zukunft auch beruflich aktiv und nachhaltig mitzugestalten. Eine großartige Möglichkeit also, sich als Experte, Entscheidungsträgerin und Manager von morgen mit Fachwissen innovativ und kreativ einzubringen.

Als technische Universität nutzen wir neben Forschung und Lehre unseren gesellschaftlichen Auftrag zum Wissenstransfer und Austausch mit der breiten Öffentlichkeit. Seriöse Fakten und neueste Erkenntnisse sind in der öffentlichen Diskussion unabdingbar und schaffen Gestaltungsspielräume – besonders in der Klima- und Energiedebatte. Das Symposium Energieinnovation ist eine langjährig etablierte, hochrenommierte Plattform, diese wichtigen Themen fachlich, international und kooperativ voranzubringen. Ich wünsche viel Erfolg und vor allem jede Menge neue Ideen und Ansätze rund ums diesjährige Thema „Energy for future – Wege zur Klimaneutralität“. Gleichzeitig danke ich allen Beteiligten sowie insbesondere dem Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz sowie den Mitveranstaltern Österreichischer Verband für Elektrotechnik, Österreichs E-Wirtschaft und Österreichisches Nationalkomitee des Weltenergieerates für ihre wertvolle Arbeit und ihr großes Engagement.

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

Unterstützer 16. Symposium Energieinnovation

 **Bundesministerium**
Bildung, Wissenschaft
und Forschung

 **Bundesministerium**
Landwirtschaft, Regionen
und Tourismus

 **Bundesministerium**
Klimaschutz, Umwelt,
Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie



Austrian
Power
Grid



 **ENERGIE AG**
Oberösterreich

Wir denken an morgen



Innovation braucht Strom.



Austrian Power Grid
www.apg.at

Österreich
braucht
Strom.



Ein Unternehmen
der Kelag

**Kärnten
Netz**

A hand holding a glowing lightbulb with a network overlay. The background is a blurred office setting with people working. The lightbulb is the central focus, with a network of white dots and lines overlaid on it, symbolizing connectivity and innovation.

Bildung ist vernetztes Denken.

Die KNG-Kärnten Netz GmbH sorgt zuverlässig,
zukunftsorientiert und rund um die Uhr für einen
sicheren Betrieb des Strom- und Erdgasnetzes.

T: 05 0525-0

www.kaertennetz.at



Voll dabei mit
**MEHR
CHANCEN.**

Mehr Infos unter:

www.energieag.at/karriere

ENERGIE AG
Oberösterreich

Wir denken an morgen

Entgeltliche Einschaltung.

BZ_E&G_Inserat_64_181202.indd 1

02.12.19 10:05

#teamgruenewelt

Ihre Karriere als Partner einer

grünen
Welt.



Die Energie
Steiermark sucht
neue Talente.

Jetzt bewerben unter
[e-steiermark.com/
karriere](http://e-steiermark.com/karriere)

Peter K., Projektleiter Erneuerbare Energie



Wissenschaftliches Reviewing-Komitee

Priv.Do. Amela Ajanovic	TU Wien / Energy Economics Group
Priv.Do. Hans Auer	TU Wien / Energy Economics Group
Assoc.Prof. Udo Bachhiesl	TU Graz / Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
Dr. Bettina Bergauer	Bundesministerium für Klimaschutz (BMK)
Prof. Oszkar Biro	TU Graz / Grundlagen und Theorie der Elektrotechnik
Prof. Wolfgang Bösch	TU Graz / Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
Prof. Aglaee Degros	TU Graz / Institut für Städtebau
Prof. Helmut Eichlseder	TU Graz / Verbrennungskraftmaschinen und Thermodynamik
Prof. Wolfgang Gawlik	TU Wien / Energiesysteme und Elektrische Antriebe
Prof. Stefan Grossmann	TU Dresden / Hochspannungstechnik und Hochstromtechnik
Prof. Reinhard Haas	TU Wien / Energy Economics Group
Prof. Franz Heitmeir	TU Graz / Thermische Turbomaschinen und Maschinendynamik
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. Thomas Kienberger	MU Leoben / Lehrstuhl für Energieverbundtechnik
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
GF Prof. Wolfgang Pribyl	Joanneum Research
Prof. Harald Raupenstrauch	MU Leoben / Thermal Processing Technology
Ao.Prof. Herwig Renner	TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen und Netze
Prof. Uwe Schichler	TU Graz / Hochspannungstechnik und Systemmanagement
Prof. Robert Schürhuber	TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen und Netze
Prof. Christoph Weber	Universität Duisburg-Essen / Lehrstuhl für Energiewirtschaft
Prof. Manfred Weissenbacher	University of Malta / Institute for Sustainable Energy
Dr. Reinhard Wolloner	VERBUND Trading GmbH
Prof. Gerald Zenz	TU Graz / Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft

STREAMS	A	B	C	D	E	F	G	H
	Energiesystem und Klima	Erneuerbare u. Wasserstoff	Energie- und Elektrizitätsmarkt	Sichere Übertragungsnetze	Zukunftsfähige Verteilnetze	Sektorkopplung, Flex. und EnEff	Wärme- und Kälteversorgung	Speicher und Elektromobilität

Mittwoch, 12.02.2020	12:00 - 12:15	ERÖFFNUNG UND BEGRÜßUNG (i13)																							
	12:15 - 14:00	ERÖFFNUNGS-PLENUM (P0, i13, Rektor Kainz)																							
	14:00 - 14:30	KAFFEEPAUSE (Foyer EnergieZentrumGraz, mit Unterstützung durch KNG-Kärnten Netz GmbH)																							
	14:30 - 16:30	P1	Schichler										i13	P2	Mütze							i12			
	16:30 - 17:00	KAFFEEPAUSE (Foyer EnergieZentrumGraz, mit Unterstützung durch Energie Steiermark AG)																							
	17:00 - 19:00	A1	Metschina	i11	B1	Haber	i7	C1	Schaffer	i1	D1	Hofbauer	i12	E1	Witzmann	i13	F1	Hehenberger-Risse	i3	G1	Pröll	i5	H1	Hirschberg	i6
ab 19:30	ABENDVERANSTALTUNG (Aula der Alten Universität Graz, Innenstadt, Hofgasse 14) (mit Unterstützung durch das Land Steiermark)																								
		Klima und Biomasse			Erneuerbare Energien			Elektrizitätsmärkte			Übertragungsnetze			Netzausbau-planung			Power-to-X			Wärmenetze			Elektromobilität		

Donnerstag, 13.02.2020	08:20 - 10:00	A2	Sützl-Klein	i11	B2	Trimmel	i7	C2	Wolloner	i1	D2	Marketz	i12	E2	Renner	i13	F2	Süßenbacher	i3	G2	Sanz	i5	H2	Sumeder	i6
	10:00 - 10:30	KAFFEEPAUSE (Foyer EnergieZentrumGraz, mit Unterstützung durch Energie AG Oberösterreich)																							
	10:30 - 11:50 (12:50)	A3	Spitzer	i11	B3	Weißbacher	i7	C3	Bertsch	i1	D3	Hoppe	i12	E3	Draxler	i13	F3	Bauhofer	i3	G3	Passer	i5	H3	Thomas	i6
	11:50 - 14:00	MITTAGESSEN (Nikola-Tesla-Halle NTH, Inffeldgasse 18) (mit Unterstützung durch Austrian Power Grid AG)																							
	14:00 - 16:00	P3	Reichel										i13	P4	Eichlseder							i12			
	16:00 - 16:30	KAFFEEPAUSE (Foyer EnergieZentrumGraz)																							
16:30 - 18:30	A4	Brauner	i11	B4	Herdina	i7	C4	Finkel	i1	D4	Misak	i12	E4	Pacher-negg	i13	F4	Grundmann	i3	G4	Raupenstrauch	i5	H4	Wilkening	i6	
ab 19:00	ABENDVERANSTALTUNG (Nikola-Tesla-Halle NTH, Inffeldgasse 18) (mit Unterstützung durch die Stadt Graz)																								
		Energiesystem-entwicklung			Wasserkraft			Flexibilitätsmärkte			Systemsicherheit			Verteilnetze			Flexibilisierung II			Industrielle Wärmeversorgung			Batterien		

Freitag, 14.02.2020	08:20 - 10:00		B5	Höller	i7	C5	Imboden	i1	D5	Pack	i12	E5	Gawlik	i13	F5	Krottil	i3	G5	Rieberer	i5	H5	Wagner	i6		
	10:00 - 10:30	KAFFEEPAUSE (Foyer EnergieZentrumGraz)																							
	10:30 - 12:30	A6	Lutter	i11	B6	Hacker	i7	C6	Mair	i1	D6	Großmann	i12	E6	Schürhuber	i13	F6	Getzinger	i3	G6	Trattnig	i5	H6	Bergauer	i6
	12:30 - 13:30	ABSCHLUSS-PLENUM (P5, i13)																							
		Regionale Energieaspekte			Wasserstoff			Regelmärkte und Engpassgmt.			Netze und Lastflussaspekte			Virtuell, Smart, Digital			Energieeffizienz II			Smart Cities			Stromspeicher		

Streams: A-H; Plena: P0-P5; Sessionen: A1-A6; B1-B6, C1-C6, D1-D6, E1-E6, F1-F6, G1-G6, H1-H6; Hörsäle: i1, i3, i5, i6, i7, i11, i12, i13

Leitung des 16. Symposiums Energieinnovation

	Sess.	Titel	Tag	Zeit	Ort	Nachname	Vorname	Titel	Funktion	Organisation
PLENA	P0	Eröffnung und Begrüßung	Mi, 12.02.2020	12:00 - 12:15	i13	BACHHIESL	Udo	Assoz.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Symposiumsleitung	TU Graz / Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
	P0	Eröffnung und Begrüßung	Mi, 12.02.2020	12:00 - 12:15	i13	KAINZ	Harald	Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Dr.h.c.mult.	Rektor	Technische Universität Graz
	P0	Wege zur Klimaneutralität	Mi, 12.02.2020	12:15 - 14:00	i13	KAINZ	Harald	Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Dr.h.c.mult.	Rektor / Vorsitzender	Technische Universität Graz / Klimabeirat Stadt Graz
	P1	Elektrizitätswirtschaft und Industrie	Mi, 12.02.2020	14:30 - 16:30	i12	SCHICHLER	Uwe	Univ.-Prof. Dr.-Ing.	Institutsleiter	TU Graz / Institut für Hochspannungstechnik und Systemgmt.
	P2	Erneuerbare Energien	Mi, 12.02.2020	14:30 - 16:30	i13	MÜTZE	Annette	Univ.-Prof. Dr.-Ing.	Institutsleiterin	TU Graz / Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen
	P3	Klima, Elektrische Energie u. Wasserkraft	Do, 13.02.2020	14:00 - 16:00	i12	REICHEL	Peter	Dipl.-Ing.	Geschäftsführer	Österreichischer Verband für Elektrotechnik (OVE)
	P4	Energy Transition, Speicher u. Elektromob.	Do, 13.02.2020	14:00 - 16:00	i13	EICHLSEDER	Helmut	Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Experte Klimabeirat	Klimabeirat Stadt Graz und TU Graz / Inst. f. Thermodyn. U. VKM
	P5	Abschluss-Plenum	Fr, 14.02.2020	12:30 - 13:30	i13	RABENSTEINER	Günther	Dipl.-Ing. Dr.techn.	Vorstandsdirektor a.D.	Verbund AG
	NTH	Abendveranstaltung Nikola-Tesla-Halle	Do, 13.02.2020	19:30 - 24:00	NTH	BÖSCH	Wolfgang	Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. MBA	Dekan, Institutsleiter	TU Graz / Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
NTH	Abendveranstaltung Nikola-Tesla-Halle	Do, 13.02.2020	19:30 - 24:00	NTH	KAINZ	Harald	Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Dr.h.c.mult.	Rektor	Technische Universität Graz	
STREAM A Energie- strategien	A1	Klima und Biomasse	Mi, 12.02.2020	17:00 - 19:00	i11	METSCHINA	Christian	Dipl.-Ing. Dr.techn.	Stv. Vorsitzender	Österreichischer Biomasse-Verband
	A2	Soziale Aspekte zur Klimaneutralität	Do, 13.02.2020	08:20 - 10:00	i11	SÜTZL-KLEIN	Hedda	MMag. DDR.	Innovation und Tech.	Bundesministerium für Klimaschutz (BMK)
	A3	Erneuerbare in Österreich	Do, 13.02.2020	10:30 - 12:10	i11	SPITZER	Josef	Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Stv. Institutsleiter a.D.	TU Graz / Institut für Innovation und Industrie Management
	A4	Energiesystementwicklung	Do, 13.02.2020	16:30 - 18:30	i11	BRAUNER	Günther	em.Univ.-Prof. Dr. Ing.	Institutsleiter	TU Wien / Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
	A6	Regionale Energieaspekte	Fr, 14.02.2020	10:30 - 12:30	i11	LUTTER	Mag.	Mag.	Managerin	Klima- und Energiefonds Österreich
	STREAM B Erneuerbarer Strom	B1	Erneuerbare Energien	Mi, 12.02.2020	17:00 - 19:00	i7	HABER	Alfons	Prof. Dr.	Institutsleiter
B2		Photovoltaik I	Do, 13.02.2020	08:20 - 10:00	i7	TRIMMEL	Gregor	Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Institutsleiter	TU Graz / Institut für Chemische Technologie von Materialien
B3		Photovoltaik II	Do, 13.02.2020	10:30 - 12:30	i7	WEISSENBACHER	Manfred	Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. MBA	Institutsleiter	University of Malta / Institute for Sustainable Energy
B4		Wasserkraft	Do, 13.02.2020	16:30 - 18:30	i7	HERDINA	Johann	VDir. Dipl.-Ing.	Vorstand	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG
B5		Wind und Solar	Fr, 14.02.2020	08:20 - 10:00	i7	HÖLLER	Robert	FH-Prof. Dipl.-Ing. Dr.	Professor	FH Oberösterreich / Fakultät für Technik und Angewandte Naturw.
B6		Wasserstoff	Fr, 14.02.2020	10:30 - 12:30	i7	HACKER	Viktor	Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Stv. Institutsleiter	TU Graz / Institute of Chemical Engineering and Environmental Techn.
STREAM C E-Markt und Flexibilisierung	C1	Elektrizitätsmärkte	Mi, 12.02.2020	17:00 - 19:00	i1	SCHAFFER	Mathias	Dipl.-Ing.	Abteilungsleiter	Energie Steiermark AG / Energieforschung & Innovationsmanagement
	C2	Energiesystem- und Marktmodellierung I	Do, 13.02.2020	08:20 - 10:00	i1	WOLLONER	Reinhard	Dipl.-Ing.	Abteilungsleiter	VERBUND Trading GmbH
	C3	Energiesystem- und Marktmodellierung II	Do, 13.02.2020	10:30 - 12:30	i1	BERTSCH	Valentin	Univ.-Prof. Dr.-Ing.	Institutsleiter	Ruhr-Universität-Bochum / Lehrstuhl Energiesysteme & -wirtschaft
	C4	Flexibilitätsmärkte	Do, 13.02.2020	16:30 - 18:30	i1	FINKEL	Michael	Prof. Dr.-Ing. MBA	Professor	Hochschule Augsburg / Elektrotechnik
	C5	Innovative Energiemärkte	Fr, 14.02.2020	08:20 - 10:00	i1	IMBODEN	Christoph	Prof. Dr.	Professor	Hochschule Luzern / Energiewirtschaft
	C6	Regelmärkte- und Engpassmangement	Fr, 14.02.2020	10:30 - 12:30	i1	MAIR	Erwin	Dipl.-Ing. Dr.techn.	Geschäftsführer	Energie AG Oberösterreich Trading GmbH
STREAM D Sichere Über- tragungsnetze	D1	Übertragungsnetze	Mi, 12.02.2020	17:00 - 19:00	i12	HOFBAUER	Franz	Dipl.-Ing. Dr.techn.	Präsident a.D.	Österreichischer Verband für Elektrotechnik (OVE)
	D2	Interdisziplinäre Aspekte	Do, 13.02.2020	08:20 - 10:00	i12	MARKETZ	Michael	Dipl.-Ing. Dr.techn.	Geschäftsführer	KNG-Kärnten Netz GmbH
	D3	Netzbetrieb und Leitwarten	Do, 13.02.2020	10:30 - 12:30	i12	HOPPE	Annette	apl. Prof. Dr.-Ing. habil. Dr. paed.	Lehrgebietsleiterin	Brandenburgische Technische Universität (BTU)
	D4	Systemsicherheit	Do, 13.02.2020	16:30 - 18:30	i12	MISAK	Kurt	Dipl.-Ing.	Leiter Versorgungssich.	Austrian Power Grid AG
	D5	Komponenten	Fr, 14.02.2020	08:20 - 10:00	i12	PACK	Stephan	Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Stv. Institutsleiter	TU Graz / Institut für Hochspannungstechnik und Systemgmt.
	D6	Netze und Lastflussaspekte	Fr, 14.02.2020	10:30 - 12:30	i12	GROBMANN	Steffen	Prof. Dr.-Ing.	Institutsvorstand	TU Dresden / Inst. f. El. Energieversorgung u. Hochspannungstech.
STREAM E Zukunftsfähige Verteilnetze	E1	Netzausbauplanung	Mi, 12.02.2020	17:00 - 19:00	i13	WITZMANN	Rolf	Prof. Dr.-Ing.	Institutsleiter	TU München / Professor für Elektrische Energieversorgungsnetze
	E2	Mittelspannungsnetze I	Do, 13.02.2020	08:20 - 10:00	i13	RENNER	Herwig	Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Stv. Institutsleiter	TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen und Netze
	E3	Mittelspannungsnetze II	Do, 13.02.2020	10:30 - 11:50	i13	DRAXLER	Reinhard	Dipl.-Ing. Dr.techn.	Geschäftsführer	KNG-Kärnten Netz GmbH
	E4	Verteilnetze	Do, 13.02.2020	16:30 - 18:30	i13	PACHERNEGG	Manfred	GF Dipl.-Ing. (FH)	Geschäftsführer	Energienetze Steiermark GmbH
	E5	Flexibilisierung und Netze	Fr, 14.02.2020	08:20 - 10:00	i13	GAWLIK	Wolfgang	Univ.-Prof. Dr. Ing.	Institutsleiter	TU Wien / Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
	E6	Virtuell, Smart, Digital	Fr, 14.02.2020	10:30 - 12:30	i13	SCHÜRHHUBER	Robert	Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Institutsleiter	TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen und Netze
STREAM F Innovative Energietechnik	F1	Power-to-X	Mi, 12.02.2020	17:00 - 19:00	i3	HEHENBERGER-RISSE	Diana	Prof. Dipl.-Ing. Dr.rer.nat.	Institutsleiterin	Hochschule Landshut
	F2	Sektorkopplung	Do, 13.02.2020	08:20 - 10:00	i3	SÜßENBACHER	Wilhelm	Prof.(FH) Dipl.-Ing. Dr. techn.	Institutsleiter	FH Oberösterreich / Sustainable Energy Systems
	F3	Flexibilisierung I	Do, 13.02.2020	10:30 - 11:50	i3	BAUHOFFER	Peter	Dipl.-Ing. Dr.techn.	Abteilungsleiter	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG
	F4	Flexibilisierung II	Do, 13.02.2020	16:30 - 18:30	i3	GRUNDMANN	Werner	Prof. Dr.-Ing.	Institutsleiter	Hochschule Mannheim / Institut für angew. Thermo- und Fluidodynamik
	F5	Energieeffizienz I	Fr, 14.02.2020	08:20 - 10:00	i3	KROTIL	Richard	Prof.(FH) Dipl.-Ing. Dr. techn.	Studiengangsleiter	FH Burgenland GmbH / Department Energie-Umweltmanagement
	F6	Energieeffizienz II	Fr, 14.02.2020	10:30 - 12:30	i3	GETZINGER	Günter	Ass.Prof. Dipl.-Ing. Dr.phil.	Institutsleiter	TU Graz / Science, Technology and Society Unit (STS)
STREAM G Mobilität und Energieeffizienz	G1	Wärmenetze	Mi, 12.02.2020	17:00 - 19:00	i5	PRÖLL	Tobias	Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Institutsleiter	BOKU Wien / Institut für Verfahrens- und Energietechnik (IVET)
	G2	Kälte und Wärme	Do, 13.02.2020	08:20 - 10:00	i5	SANZ	Wolfgang	Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Stv. Institutsleiter	TU Graz / Institut für Therm. Turbomaschinen u. Maschinendyn.
	G3	Gebäude und Energie	Do, 13.02.2020	10:30 - 12:50	i5	PASSER	Alexander	Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. MSc	Vorsitzender	TU Graz / Nachhaltigkeitsbeirat
	G4	Industrielle Wärmeversorgung	Do, 13.02.2020	16:30 - 18:30	i5	RAUPENSTRAUCH	Harald	Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Institutsleiter	Montanuniversität Leoben / Lehrstuhl für Thermoprozesstechnik
	G5	Wärmepumpen	Fr, 14.02.2020	08:20 - 10:00	i5	RIEBERER	René	Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Stv. Institutsleiter	TU Graz / Institut für Wärmetechnik
	G6	Smart Cities	Fr, 14.02.2020	10:30 - 12:30	i5	TRATTNIG	Uwe	Dipl.-Ing. Dr. techn.	Institutsleiter	FH Joanneum / Institut für Energie-, Mobilitäts- und Umweltgmt.
STREAM H Elektromobilität und Energieeffizienz	H1	Elektromobilität	Mi, 12.02.2020	17:00 - 19:00	i6	HIRSCHBERG	Wolfgang	Univ.-Prof.i.R. Dipl.-Ing. Dr.techn.	Institutsleiter a.D.	TU Graz / Institut für Fahrzeugtechnik
	H2	Ladeinfrastrukturen	Do, 13.02.2020	08:20 - 10:00	i6	SUMEREDER	Christoph	FH-Prof. DI Dr.techn. Priv.Do.	Institutsleiter	FH JOANNEUM Gesellschaft mbH
	H3	Wärmespeicher	Do, 13.02.2020	10:30 - 12:50	i6	THOMAS	Bernd	Prof. Dr.-Ing.	Institutsleiter	Hochschule Reutlingen / Fakultät Technik
	H4	Batterien	Do, 13.02.2020	16:30 - 18:30	i6	WILKENING	Martin	Univ.-Prof. Dr.rer.nat.	Institutsleiter	TU Graz / Institut für Chemische Technologie von Materialien
	H5	Energiespeicher	Fr, 14.02.2020	08:20 - 10:00	i6	WAGNER	Hermann-Josef	Prof. Dr.-Ing.	Institutsleiter a.D.	Ruhr-Universität-Bochum / Lehrstuhl Energiesysteme & -wirtschaft
	H6	Stromspeicher	Fr, 14.02.2020	10:30 - 12:30	i6	BERGAUER	Bettina	Dipl.-Ing. Dr.techn.	Ministerialrätin	Bundesministerium für Klimaschutz (BMK)

INHALTSVERZEICHNIS

1	PLENAR-SESSIONEN	1
1.1.	ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT UND INDUSTRIE (PLENUM P1)	1
1.1.1.	Anleitung zum Verfehlen der Klimaneutralität bis 2040	1
	Stefan SCHLEICHER	
1.1.2.	Zukünftige Herausforderungen im Verteilernetzbetrieb	3
	Robert SCHMARANZ, Leopold FIEDLER, Roland BERGMAYER, Michael HOCHWARTER, Björn FRITTUM-LAFER, Hannes BUZANICH, Walter SCHAFFER, Christian AMMER, Rainer SCHLÖGL, Walter VETR	
1.1.3.	Sektorkopplung Power-to-Gas: Die Europäische Perspektive.....	5
	Bernd KLÖCKL	
1.1.4.	Die Vision der energieintensiven Industrie als wesentlicher Baustein zur Klimaneutralität in Europa	6
	Roman STIFTNER	
1.1.	ERNEUERBARE ENERGIEN (PLENUM P2)	7
1.1.1.	Systemeffizienz der regenerativen Energieversorgung	7
	Günther BRAUNER	
1.1.2.	Motivations for and Implications of Capacity-constrained Onshore Renewable Power Generation Development	9
	Valentin BERTSCH	
1.1.3.	Photovoltaik – Status Quo und neue Entwicklungen im Bereich der Solarzellenmaterialien	11
	Gregor TRIMMEL	
1.1.4.	Wasserkraft als Eckpfeiler der Energiezukunft	12
	Gerald ZENZ, Wolfgang RICHTER, Shervin SHAHRIARI	
1.2.	KLIMA, ELEKTRISCHE ENERGIE UND WASSERKRAFT (PLENUM P3)	13
1.2.1.	Was braucht es um das Klima zu retten?	13
	Renate CHRIST	
1.2.2.	Österreichs Perspektive: Integration von Erneuerbaren und Versorgungssicherheit	15
	Gerhard CHRISTINER, Michael WEIXELBRAUN	
1.2.3.	Die Transformation der Energiewirtschaft aus regulatorischer Sicht	17
	Wolfgang URBANTSCHITSCH	
1.2.4.	Wasserkraft in der Schweiz – Trumpfkarte der Energiestrategie 2050	19
	Michel PIOT	
1.3.	ENERGY TRANSITION, SPEICHER UND ELEKTROMOBILITÄT (PLENUM P4)	21
1.3.1.	Energy Transitions: What We Have Learned from the Past to Create a Bright Future	21
	Manfred WEISSENBACHER	
1.3.2.	Klimaneutralität 2040 - Österreich als Vorreiter im Klimaschutz.....	23
	Bettina BERGAUER	
1.3.3.	Entwicklungsgeschichte der Li-Ionenbatterie – von 1970 bis heute	25
	Martin WILKENING	
1.3.4.	Beitrag der E-Mobilität zur Energiewende im Verkehrssystem.....	26
	Heimo AICHMAIER	
2	STREAM A: ENERGIESYSTEM UND KLIMA.....	27
2.1.	KLIMA UND ENERGIE (STREAM A1)	27
2.1.1.	Limelight at Last? 200 Years of Climate Change Science and a Heating Debate	27
	Manfred WEISSENBACHER	

2.1.2. The Proposed National Emissions Trading System in Germany - Discussion of Implications for the Heating Sector	29
Sibylle BRAUNGARDT, Veit BÜRGER, Johannes HARTWIG	
2.1.3. Klimaveränderungen und deren Einfluss auf Stromerzeugungskosten	31
Charlotte NEWIADOMSKY, Andreas SEELIGER	
2.1.4. Methodische Ansätze zur CO ₂ -Bewertung von Elektromobilität und sonstigen Sektorenkopplungstechnologien	33
Robert HINTERBERGER, Johannes HINRICHSEN, Stefanie DEDEYNE	
2.1.5. Biomass-based Control of the CO ₂ Concentration in the Atmosphere	35
Josef SPITZER	
2.1.6. Black Carbon als Indikator für Feinstaubquellen	37
Jeannine SCHIEDER, Christof SUMEREDER, Ulrike ZANKEL-PICHLER, Florian ZEFFERER	
2.2. SOZIALE ASPEKTE KLIMANEUTRALITÄT (STREAM A2)	38
2.2.1. Klimafreundliche Lebensstile - Erste Schritte am steinigen Weg zur Klimaneutralität	38
Gerfried JUNGMEIER	
2.2.2. Greenhouse Gas Accounting of Graz University of Technology.....	40
Stephan MAIER, Alexander PASSER, Marco SCHERZ, Endrit HOXHA, Anatole Bao Dung TRUONG NHU, Barbara TRUGER, Dominik MAIERHOFER, Günter GETZINGER, Helmut KREINER	
2.2.3. Mitarbeiterinitiative wesentlich für Erfolg von Energieeffizienz-Maßnahmen.....	42
Diana WANG, Stefan M. BÜTTNER	
2.2.4. Die Klima- und Energiestrategie der Steiermark 2030.....	44
Udo BACHHIESL, Dieter PREIß, Robert GAUGL	
2.3. ERNEUERBARE IN ÖSTERREICH (STREAM A3)	46
2.3.1. 100 % erneuerbare Energie für Österreich – Ist das Möglich?	46
Wolfgang SANZ, Philipp MANDL	
2.3.2. Erneuerbare in Österreich – die Marktdiffusion im Lichte der Klima- und Energieziele	48
Peter BIERMAYR, Kurt LEONHARTSBERGER, Christa DISSAUER; Manuela EBERL, Monika ENIGL, Hubert FECHNER, Lukas FISCHER, Bernhard FÜRNSINN, Stefan MOIDL, Christoph SCHMIDL, Christoph STRASSER, Werner WEISS, Patrik WONISCH, Elisabeth WOPIENKA	
2.3.3. 100 % Erneuerbare Energie für Österreichs Industrie Teil 1 – Alternative Energieträger und Prozesse.....	50
Sophie KNÖTTNER, Roman GEYER, Christian DIENDORFER, Gerwin DREXLER-SCHMID	
2.3.4. 100 % Erneuerbare Energie für Österreichs Industrie Teil 2 – Infrastrukturanforderungen und Energiebedarfe	52
Roman GEYER, Sophie KNÖTTNER, Christian DIENDORFER ¹ , Gerwin DREXLER-SCHMID	
2.3.5. Überlegungen zur Frage, welcher Anteil erneuerbarer Energie 2050 in Österreich lokal aufgebracht werden muss	54
Simon SCHNEIDER, Thomas ZELGER, Lisa KLAUDA	
2.4. ENERGIESYSTEMENTWICKLUNG (STREAM A4)	56
2.4.1. Auswirkungen gesellschaftlicher Entwicklungen auf die Transformation des deutschen Energiesystems.....	56
Julian BRANDES, Philip STERCHELE, Judith HEILIG, Daniel WREDE, Christoph KOST, Thomas SCHLEGL, Hans-Martin HENNING	
2.4.2. Untersuchung von Einflussfaktoren auf die Entwicklung der Stromversorgung in Deutschland – eine kritische Analyse von Energieprognosen	58
Viktoria STEINBERGER, Sophia JÖRG, Manfred WIRSUM	
2.4.3. An Assessment of 100% Renewables in Electricity and Heat in Aran Islands by 2030	60
Demet SUNA, Nicolás PARDO GARCÍA, Gerhard TOTSCHNIG	

2.4.4. DESIGNETZ – Die Blaupause für die Energiewende	62
Maria TROCKEL, Sahra VENNEMANN	
2.4.5. A methodology of technological transformation to CO ₂ free industry	64
Maedeh RAHNAMA MOBARAKEH, Thomas KIENBERGER	
2.5. REGIONALE ENERGIEASPEKTE (STREAM A6)	66
2.5.1. Untersuchung von Erfordernissen und Auswirkungen einer Erneuerbaren Stromversorgung in Österreich bis 2030.....	66
Gustav RESCH, Franziska SCHÖNIGER, Gerhard TOTSCHNIG, Demet SUNA Jasper GEIPEL, Lukas LIEBMANN	
2.5.2. Scale up-Mehrwert für EndkundInnen durch Umsetzung von nachhaltigen Energieservices!.....	68
Christian PANZER, Christian KURZ, François LAURENT(*), Susanne SUPPER, Raphaella REINFELD, Mathias SCHAFFER, Klaus Stricker, Georg LETTNER, Christian FINK	
2.5.3. Wie die Transformation einer Volkswirtschaft auf eine weitestgehend CO ₂ -neutrale Struktur gelingen kann: die Wasserstoff-Vorzeigeregion stellt sich vor.....	70
Marie HOLZLEITNER, Martina AMMER-GRAUSGRUBER, Horst STEINMÜLLER	
2.5.4. Dekarbonisierung der Industrie – Chancen durch technologischen Wandel	72
Wolfgang HRIBERNIK, Roman GEYER, Bernhard GAHLEITNER	
2.5.5. Die Energie Steiermark Heute und Morgen. Wie sich die Transformation der Energiewirtschaft in der Praxis Auswirkt.	74
Martin GRAF	
3 STREAM B: ERNEUERBARE UND WASSERSTOFF	75
3.1. ERNEUERBARE ALLGEMEIN (STREAM B1)	75
3.1.1. Die Integration erneuerbaren Stroms in einem vollständig defossilisierten Energiesystem.....	75
Philip STERCHELE, Julian BRANDES, Judith HEILIG, Daniel WREDE, Christoph KOST, Thomas SCHLEGL, Hans-Martin HENNING	
3.1.2. Einbindung erneuerbarer Energie in ein integriertes stahlwerk	77
Ana Roza MEDVED, Markus LEHNER	
3.1.3. Quantitative Analyse der Grenzflüsse unter dem Einfluss erneuerbarer Erzeugung	79
Stefan KITZLER, Tautvilas JANUSAUSKAS, Philip RODEMEYER	
3.1.4. Erneuerbare Energien und das Speicherdilemma	81
Werner SCHLEMMER, Stefan SPIRK	
3.1.5. Menschliches Wissen und Künstliche Intelligenz in einem Prognosemodell für Erneuerbare Energien.....	82
Alexander WALLIS, Alfons HABER, Sascha HAUKE	
3.1.6. Partizipativer Gaming-Ansatz zur Standortplanung erneuerbarer Energieträger	84
Lilia SCHMALZL, Patrick SCHERHAUFER, Thomas SCHAUPPENLEHNER, Christian MIKOVITS, Nina HAMPL1, Robert SPOSATO1	
3.2. PHOTOVOLTAIK I (STREAM B2)	86
3.2.1. Auswirkungen der Standard-Kennlinie für $\cos \varphi(P)$ nach VDE-AR-N 4105 für Verteilnetze mit hoher Dichte an PV-Anlagen.....	86
Andreas HEIER	
3.2.2. Spannungsqualität vor dem Hintergrund des Anstiegs an Photovoltaik, Elektrofahrzeugen, PV-Batteriespeichersystemen und Power-to-Heat	88
Cornelius BIEDERMANN, Gian-Luca DI MODICA, Joachim PRZIBYLLA, Mateo Lippich GOLOBART, Dominik WILLENBERG, Dirk LEHMANN, Bernd ENGEL, Rolf WITZMANN	
3.2.3. Techno-ökonomischer Benchmark von Flüssiglufte-energiespeichern und Lithium- Ionen Batterien in Verbindung mit Photovoltaik am Standort Andasol 3	90
Marc FIEBRANDT, Julian RÖDER, Hermann-Josef WAGNER	

3.2.4. Graue Energie und Flächenverbrauch von PV Anlagen und anderen erneuerbaren/fossilen Energiequellen	92
Manuela FRANZ, Michael NARODOSLAWSKY	
3.2.5. Konzepte zur autarken Stromversorgung für Campingplätze im Saisonbetrieb	94
Jonas KORNHUBER, Udo BACHHIESL	
3.3. PHOTOVOLTAIK II (STREAM B3)	96
3.3.1. Gefährdet ein zu starker politischer fokus auf den Photovoltaik-Ausbau die systemstabilität?	96
Daniel WIBMER	
3.3.2. Impact of the Load Modeling on the Optimal Selection of Rooftop Surfaces for PV Installation	98
Nevena SREĆKOVIĆ, Gorazd ŠTUMBERGER	
3.3.3. Nichtlineare MPC Regelung einer kombinierten Photovoltaik Heimspeicheranlage	100
Muni Venkata Sai Kumar KONDURU, Harald KIRCHSTEIGER	
3.3.4. PV-Leistungsprognosen: Optimierung und Anwendung	102
Lukas GAISBERGER und Robert HÖLLER	
3.3.5. Value of PV and Renewable Energy Communities in Selected European Countries	104
Johannes RADL, Andreas FLEISCHHACKER, Georg LETTNER	
3.3.6. Kritische Analyse der Jahresbilanzverfahren beim Einsatz einer Luftwärmepumpe in Kombination einer Photovoltaikanlage	106
Georg BENKE, Christof AMANN	
3.4. WASSERKRAFT (STREAM B4)	107
3.4.1. Hydro Storage as Enabler of Energy Transition	107
Peter BAUHOFER, Michael ZOGLAUER	
3.4.2. Energiespeicherung unter der Erde – Stillgelegtes Bergwerk als Pumpspeicherkraftwerk	108
Hermann-Josef WAGNER	
3.4.3. Potenzial für Wasserkraft & Energiespeicher	110
Helmut BENIGNI, Helmut JABERG	
3.4.4. Bereitstellung von Primärregelreserve mit einem Hybridsystem bestehend aus einem Batteriespeicher und einem Laufkraftwerk	112
Serdar KADAM, Thomas EIPER, Wolfgang HOFBAUER, Johann HELL	
3.4.5. Untersuchungen zum Einsatz von Energiespeichern in Alpinen Ski- und Wandergebieten	114
Claudia WERNER, Ivo SCHILLIG	
3.4.6. Parametrierung eines dynamischen Kaplan-Turbinenmodells anhand von Messdaten ...	115
Michael GRATZA, Christoph J. STEINHART, Rolf WITZMANN, Michael FINKEL	
3.5. WIND UND SOLAR (STREAM B5)	117
3.5.1. Analysis of the African Electricity Infrastructure with Focus for the Use of Wind and Solar Potentials	117
Robert GAUGL, Udo BACHHIESL, Lukas FRAUENLOB	
3.5.2. Potentialanalyse eines Windstandortes im Bereich eines Low-Level-Jets	119
Philip EGGER, Wolfgang WOYKE	
3.5.3. Flexibel mit der Sonne haushalten: Die Rolle Solarthermischer Kraftwerke im zukünftigen Energiesystem der EU	121
Franziska SCHÖNIGER, Gustav RESCH	
3.5.4. Potenzial und Chancen durch Solarthermie – Fallbeispiel Schweiz	123
Helene SPERLE, Samuel KUMMER, Matthias BERGER, Jörg WORLITSCHKEK	
3.5.5. D-CAT: In-Situ Test for Large Solar Thermal Collector Arrays Based on Grey-Box Modeling	125
Philip OHNEWEIN, Daniel TSCHOPP	

3.6. WASSERSTOFF (STREAM B6)	127
3.6.1. Optimierung der Anlagenkonfiguration und Betriebsstrategie einer Wasserstoff- produktionsanlage im Rahmen von Renewable Gasfield	127
Markus SARTORY, Bernhard STAGGL, Fabian RADNER, Karl-Heinz KOPP, Alexander TRATTNER, Klaus NEUMANN	
3.6.2. Wasserstofftechnologien in der Chemieindustrie Chancen und Potentiale unter Berücksichtigung der Altersstruktur	129
Marius NEUWIRTH, Tobias FLEITER, Andrea HERBST, Matthias REHFELDT	
3.6.3. „Industriecluster progressLAUSITZ - Neue Konzepte für die Sektorenkopplung“	131
Andreas HERRMANN, Manja TSCHÖPE, Bernd MEYER	
3.6.4. 150 kW Reversibles Hochtemperaturelektrolyse-/Brennstoffzellensystem zur Flexibilisierung der Energieversorgung	133
Vanja SUBOTIĆ, Markus KOROSCHETZ, Benjamin KÖNIGSHOFER, Fabian MUTSCHLECHNER, Martin HOCHFELLNER, Christoph HOCHENAUER	
3.6.5. Greening the Gas - Verbrennungstechnische und sicherheitsrelevante Anforderungen in Hinblick auf einen erhöhten Biogas- und Wasserstoffanteil im Erdgas	135
Harald RAUPENSTRAUCH, Gregor BERGER, Hannes KERN, Christoph SPIJKER, Daniel EGGER, Michael HOHENBERGER, Andreas STREITMAYER, Rainer KAUPA	
3.6.6. Evaluierung von Wiederverwertungsmethoden für Wasserstoff in Halbleiterindustrieprozessen	137
Michael RICHTER, Julian TRATTNER, Stefan KARTUSCH, Claudia KERSCHBAUMER, Dieter KOLHANEK, Alexander TRATTNER	
4 STREAM C: ELEKTRIZITÄTSMÄRKTE	139
4.1. ELEKTRIZITÄTSMÄRKTE I (STREAM C1)	139
4.1.1. 20 Jahre Strommarktliberalisierung in Österreich - Eine subjektive Bestandsaufnahme mit Ausblick	139
Uwe TRATTNIG, Rudolf HAUBENHOFER	
4.1.2. Kapazitätsmechanismen in Europa – Rechtlicher Rahmen und Stand der Umsetzung... ..	141
Christian PUGL-PICHLER, Franz TYMA, Wilhelm SÜßENBACHER, Christian TODEM	
4.1.3. Preiskonvergenz im CWE FBMC	143
Alexander HARRUCKSTEINER, Angela HOLZMANN, Karina KNAUS, Lukas ZWIEB	
4.1.4. Modellierung von Markt-Kopplung mithilfe einer standardisierten Merit-Order.....	145
Andreas WEBER, Henrik HERR	
4.1.5. Politics vs Markets – Was treibt die Wertigkeiten von Wind und PV?	147
Eike BLUME-WERRY , Claus HUBER, Gustav RESCH, Reinhard HAAS	
4.2. ENERGIESYSTEM- UND MARKTMODELLE I (STREAM C2)	149
4.2.1. Flexible Software-Umgebung für Strommarkt- und Netzmodelle (VAMOS – Varied Market model Operating System)	149
Valentin WIEDNER, Christian TODEM, Hannes WORNIG	
4.2.2. Analyse der Auswirkungen unterschiedlicher Detailgrade in einem Kraftwerkseinsatzmodell	150
Richard SCHMITZ, Diana BÖTTGER	
4.2.3. Optimization of Regionally Resolved Energy Systems by Spatial Aggregation and Disaggregation	152
Christiane REINERT , Theo SÖHLER , Nils BAUMGÄRTNER , and André BARDOW	
4.2.4. Ein Analytischer Ansatz zur Identifikation Modellrelevanter Zeitreihencharakteristika	154
Inga M. MÜLLER, Magdalena STÜBER	
4.2.5. Modellierung von Blockgebote in n log n Laufzeit.....	156
Andreas WEBER, Henrik HERR	

4.3. ENERGIESYSTEM- UND MARKTMODELLE II (STREAM C3)	158
4.3.1. Teilautomatisierte Modellierung und Analyse möglicher europäischer Kraftwerksentwicklungsszenarien	158
Christopher PANZI, Udo BACHHIESL	
4.3.2. The MEDEAS family of Integrated Assessment Models	160
Lukas EGGLEER, Martin BAUMANN	
4.3.3. Modellgestützte Analyse von Maßnahmen der Kreislaufwirtschaft im deutschen Energiesystem.....	162
Felix KULLMANN, Peter MARKEWITZ Martin ROBINIUS, Detlef STOLTEN	
4.3.4. Prozess zur modellbasierten Analyse und Optimierung elektrischer Energiesysteme.....	164
Veronika BARTA, Carolin VOGEL, Marcel EGGEMANN, Stephanie UHRIG, Simon SCHRAMM	
4.3.5. Analyse von Open Source Energiesystemmodellen und Open Source Daten.....	166
Tobias HOFER, Germanno LONGHI BECK, Wilhelm SÜßENBACHER	
4.3.6. Einfluss einer CO ₂ -Bepreisung auf die EEG-Umlage und die finanzielle Förderung erneuerbarer Energien	168
Yannick WERNER	
4.4. FLEXIBILITÄTSMÄRKTE (STREAM C4)	170
4.4.1. Integration von dezentralen Flexibilitätsressourcen in den österreichischen Strommarkt.....	170
Markus RIEGLER, Christian TODEM	
4.4.2. Potentials and Barriers of Multi-Energy-Systems for Provision of Flexibility to Power Markets.....	171
Christoph GUTSCHI, Xiandong XU, Karl RITTMANNBERGER, Muditha ABEYSEKERA	
4.4.3. Flexibilitätsmärkte für die Energiewende – Welche Flexibilitätsmärkte?	173
Christof AMANN, Guntram PREßMAIR, Klemens LEUTGÖB	
4.4.4. Demand Response-Dienstleistungen für kleine und mittlere Lasten – Bedingungen für die Marktentwicklung.....	175
Guntram PREßMAIR, Klemens LEUTGÖB, Christof AMANN	
4.4.5. Marktteilnahme von EndkundInnenflexibilität durch Pooling.....	177
Regina HEMM , Christian FUCHS, Tara ESTERL, Johanna SPREITZHOFFER, Stefan HAUER, Christoph BACHER, Paul SUMERAUER	
4.4.6. On the Characterization and Evaluation of Flexibilities in Real-Time Trading and Portfolio Optimization	179
Carlo CORINALDESI, Daniel SCHWABENEDER, Georg LETTNER	
4.5. INNOVATIVE ENERGIEMÄRKTE (STREAM C5)	181
4.5.1. Internationale Kooperationen als Enabler für Geschäftsmodelle am Energiemarkt der Zukunft!.....	181
Mathias SCHAFFER	
4.5.2. Fair Energy Sharing in Local Communities: Peer-to-Peer Trading unter Berücksichtigung der Zahlungsbereitschaft der Prosumer	182
Theresia PERGER, Hans AUER	
4.5.3. Tarifstrukturen für Energiegemeinschaften: Modelle, ökonomische Anreize und Verteilungswirkungen	184
Anna EISNER, Andreas TUERK, Dorian FRIEDEN, Camilla NEUMANN	
4.5.4. Smart Energy Services through Distributed Ledgers? A Technology Perception Overview.....	186
Michael SCHMIDTHALER, Ting JIN	
4.5.5. Quo Vadis Smart Energy - Entwicklungspfade Smarter Technologien in der Energiewirtschaft.....	188
Tobias REHM, Sascha BIRK, Thorsten SCHNEIDERS	

4.6. REGELMÄRKTE UND ENGPASSMANAGEMENT (STREAM C6)	190
4.6.1. A Review of the European Grids Services Markets suitable for distributed loads	190
Tanaka Mandy MBAVARIRA, Christoph IMBODEN	
4.6.2. Analyse der Einsatzmöglichkeiten von Batteriespeichern in kombiniertem Einsatz am Day-Ahead und Sekundärregelmarkt.....	191
Felix NITSCH, Marc DEISSENROTH	
4.6.3. Mögliche Umsetzung von schnellen Regelreserven im kontinentaleuropäischen Verbundsystem	193
Christian ALACS, Jürgen MARCHGRABER, Yi GUO, Wolfgang GAWLIK, Adolfo ANTA, Johannes KATHAN, Bertram WEISS, Klaus OBERHAUSER, Martin LENZ, Alexander STIMMER, Michaela LEONHARDT	
4.6.4. Beitrag dezentraler Flexibilitätsoptionen für das Engpassmanagement im zukünftigen Übertragungsnetz.....	195
Hao CHANG, Albert MOSER	
4.6.5. Integration kurativer Maßnahmen in das Engpassmanagement im deutschen Übertragungsnetz.....	197
Tobias VAN LEEUWEN, Ann-Kathrin MEINERZHAGEN, Stephan RATHS	
4.6.6. Ökologische Bewertung digitaler Energieinfrastruktur	199
Daniela WOHLISCHLAGER, Melanie OSTERMAYER, Simon KÖPPL, Anika REGETT	
5 STREAM D: SICHERE ÜBERTRAGUNGSNETZE	201
5.1. ÜBERTRAGUNGSNETZE (STREAM D1)	201
5.1.1. Induktive Kopplung parallelgeführter Hochspannungsleitungssysteme – Erfahrungsbericht und Maßnahmen.....	201
Christian RAUNIG, Klemens REICH, Georg ACHLEITNER, Lothar FICKERT	
5.1.2. Probabilistische Analyse der betrieblichen Spannungshaltung im Übertragungsnetz.....	202
Markus KNITTEL, Stefanie SAMAAAN, Sascha BAUER, Albert MOSER	
5.1.3. Kurschlussversuche im Hochspannungsnetz Erfahrungen und Ergebnisse	204
Georg ACHLEITNER, Oliver SKRBINJEK, Wolfgang LEITNER	
5.1.4. Niederfrequente Sternpunktströme im Übertragungsnetz – Ein Überblick über aktuelle und zukünftige Forschung in Österreich	205
Philipp SCHACHINGER, Dennis ALBERT, Herwig RENNER, Rachel L. BAILEY, Georg ACHLEITNER, Gerald LEBER	
5.1.5. Planungsorientierte Simulation kurativer Maßnahmen im Deutschen Übertragungsnetz.....	207
Katharina KOLLENDÄ, André HOFFRICHTER, Maximilian SCHNEIDER, Alexander SCHRIEF, Albert MOSER	
5.1.6. Entwicklung eines probabilistischen Netznutzungsmodells für die Bewertung von Netzausbau- und Verstärkungsvorhaben.....	209
Niklas ERLE, Frey FLOREZ, Simon KRAHL, Ulrich JANISCHKA, Albert MOSER	
5.1.7. Auswirkungen Erneuerbarer Erzeugungsanlagen auf den dynamischen Blindleistungsbedarf des Übertragungsnetzes.....	211
Sirkka PORADA, Albert MOSER	
5.2. INTERDISZIPLINÄRE ASPEKTE (STREAM D2)	213
5.2.1. Innovationspartnerschaft – Innovative Ideen in der öffentlichen Beschaffung Umsetzen	213
Georg ACHLEITNER, Brigitte BERNHARDT, Karlheinz MOICK, Sabrina STEINER, Christoph ORTNER	
5.2.2. Informationssicherheit in der Energieversorgung Anwendung des Netzinformationssicherheit- Gesetz	215
Oliver SKRBINJEK, Andreas STOCKNER, Manuel MESGEC, Georg ACHLEITNER	

5.2.3. Gemeinsames elektrotechnisches Messlabor von Unternehmen und technischen Schulen.....	216
Hans-Jürgen WERNEGGER, Günter KOTSCHNIG, Walter AUERNIG, Andreas VIDONI, Harald HUBER, Heinz UNTERSTEINER, Markus WALDNER	
5.2.4. Quo vadis? – Artificial Intelligence in der Hochspannungstechnik	218
Bernhard SCHOBER, Uwe SCHICHLER	
5.2.5. Alles sicher? Arbeitnehmerschutz in elektromagnetischen Felder in Energieversorgungsanlagen	220
Katrin FRIEDL, Andreas ABART	
5.3. NETZBETRIEB UND LEITWARTEN (STREAM D3)	222
5.3.1. Adaptives Netzäquivalent mit künstlichen neuronalen Netzen	222
Zheng LIU, Sebastian WENDE-VON BERG, Gourab BANERJEE, Nils BORNHORST, Tobias KERBER, Andrea MAURUS, Martin BRAUN	
5.3.2. Power System Simulator – Ein dynamisches Simulationssystem für die Herausforderungen der zukünftigen Netzbetriebsführung	224
Nico BROSE, Harald SCHWARZ, Przemyslaw JANIK, Benjamin BUCKOW	
5.3.3. Plattform für Pilot Systeme im Netzoperationsbetrieb	226
Benjamin REQUARDT, Sebastian WENDE-VON BERG, Martin BRAUN	
5.3.4. Der Sinn der Beschränkung.	228
Annette HOPPE	
5.3.5. Sichere Energieerzeugung und -verteilung durch gezielte Aufmerksamkeitslenkung in Leitwarten	230
Rico GANSSAUGE, Annette HOPPE, Anna-Sophia HENKE, Norman RESSUT, Uwe GEISLER	
5.3.6. Kurzpausengestaltung in der Leitwarte.....	232
Alexander EZZELDIN, Annette HOPPE, Susann RÖMING	
5.3.7. Radio in der Leitwarte – Unterstützung oder Ablenkung?	234
Holger BIALEK, Roberto KOCKROW, Annette HOPPE	
5.4. SYSTEMSICHERHEIT (STREAM D4)	236
5.4.1. Störlichtbogensicherheit in Trafostationen – Praktische Erfahrungen	236
Dominik CZESCHKA, Marcus MILNERA, Katrin FRIEDL,	
5.4.2. Anforderungen an die Messtechnik für KS- und ES- Untersuchungen in Stromnetzen ...	238
Werner SCHOEFFER	
5.4.3. Relay Protection Systems Performance due to Current Transformer Saturation	239
Goran JURISIĆ, Anthea ŠTOR, Blaženka BRKLJAČ, Juraj HAVELKA, Igor KUZLE	
5.4.4. Digitization of Measures Cascading for the System Safety of Power Grids by openKONSEQUENZ Process for Development of Open Source Software	241
Jürgen MEISTER, Sebastian LEHNHOFF, Andre GÖRING, Thomas ALTHERR	
5.4.5. Parallel Breadth- and Depth-First Monte Carlo Tree Search Algorithms for Investigating Power System Restoration	243
Elmira TORABI, Yi GUO, Wolfgang GAWLIK, Philipp HINKEL, Marian ZUGCK, Wolfram WELLBOW, Robert SCHMARANZ, Ewald TRAXLER, Leopold FIEDLER	
5.4.6. Dynamic Simulation of the Imbalance Netting Process and Cross-Border Activation of Automatic Frequency Restoration Process	245
Marcel TOPLER, Boštjan POLAJŽER	
5.5. KOMPONENTEN (STREAM D5)	247
5.5.1. Modellansatz zur Weiterentwicklung der Zustandsbewertung von Transformatoren mit Hilfe der kontinuierlichen Gas-in-Öl-Analyse	247
Christof RIEDMANN, Uwe SCHICHLER, Wolfgang HÄUSLER, Wolfgang NEUHOLD	
5.5.2. Warum der Einsatz von Pflanzenölen in der Hochspannungstechnik ökologisch und ökonomisch sinnvoll ist.....	249
Ernst PAGGER, Sabine BOWERS	

5.5.3. Herausforderungen bei automatisierter, drohnengestützter Inspektion elektrischer Betriebsmittel.....	251
Gernot KOMAR, Oliver PISCHLER, Uwe SCHICHLER	
5.5.4. Ruhende stromführende Verbindungen für langfristig zuverlässige, stationäre und mobile Betriebsmittel	252
Steffen GROßMANN, Stephan SCHLEGEL	
5.5.5. Prüfmethode umrichtergekoppelter Erzeugungseinheiten für das zukünftige Energienetz	254
Manuel GALLER, Ziqian ZHANG, Robert SCHÜRHubER	
5.6. LASTFLUSSASPEKTE (STREAM D6)	256
5.6.1. Innovationen der APG im Bereich von Freileitungen	256
Klemens REICH	
5.6.2. Lastflussmonitoring im Stromnetz mit künstlicher Intelligenz.....	257
Alfons HABER, Klaus NAGL, Werner SCHÖFFER	
5.6.3. Power Flow Forecasting with Low Prediction Error	258
Boris BIZJAK	
5.6.4. Methodik zur Erstellung reduzierter, elektrischer Netze Für Zeitreihenbetrachtungen mit hohen Abbildungsgenauigkeiten	260
Anna TRAUPMANN, Thomas KIENBERGER ⁰	
5.6.5. Verlustminimierung in gekoppelten HS/HS-Netzen unter Nutzung einer mathematischen Optimierung	262
Yannic HARMS, Steffen MEINECKE, David Sebastian STOCK, Martin BRAUN	
5.6.6. Power Quality Index: Erfahrungen und Umsetzung	264
Werner SCHOEFFER	
6 STREAM E: ZUKUNFTSFÄHIGE VERTEILNETZE	265
6.1. NETZAUSBAUPLANUNG (STREAM E1)	265
6.1.1. Ein Beitrag zu Künftigen Herausforderungen in der Netzplanung bei Verteilnetzbetreibern	265
Christin SCHMOGER	
6.1.2. Auswirkungen asymmetrisch angeschlossener dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Effektivität gängiger Netzplanungskriterien	267
Christian AIGNER, Rolf WITZMANN	
6.1.3. Ein 3D Decision Support System zur realistischen Planung von Hochspannungsleitungen.....	269
Joram SCHITO, Ulrike Wissen HAYEK, Martin RAUBAL	
6.1.4. Generation Adequacy – Lastdeckungsanalysen: derzeitige Aufgaben des Übertragungsnetzbetreibers und zukünftige Herausforderungen basierend auf den Forderungen des Clean Energy Packages	271
Marlene PETZ, Georg ACHLEITNER	
6.1.5. Integrierter Framework für die Planung zukünftiger elektrischer Energiesysteme	273
Frey FLOREZ	
6.2. MITTELSPANNUNGSNETZE I (STREAM E2)	275
6.2.1. Modellierung robuster repräsentativer synthetischer Mittelspannungsnetze	275
Pascal PFEIFER, Jacob TRAN, Marvin BERNS, Simon KRAHL, Albert MOSER	
6.2.2. Monitoring in der Mittelspannungsebene mit Künstlichen Neuronalen Netzen – Eine Validierung der Methodik auf Basis von gemessenen Ortsnetzstationen.....	277
Marcel DIPP, Jan-Hendrik MENKE, Sebastian WENDE - VON BERG, Andrea MAURUS, Tobias KERBER, Martin BRAUN	
6.2.3. Mittelspannungs-Gleichstromübertragung (MGÜ) im Netz der Zukunft - Herausforderungen, Möglichkeiten, Anwendungen	279
Anton BUCHNER, Uwe SCHICHLER	

6.2.4. Identifikation auslegungsrelevanter Kurzschlüsse in Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetzen	280
Raphael BLEILEVENS, Albert MOSER	
6.2.5. Umsetzbarkeit und Auswirkungen von Peak Shaving für Stromkunden in der Nieder- und Mittelspannungsebene	282
Lorenz VIERNSTEIN, Rolf WITZMANN	
6.3. VERTEILNETZE (STREAM E3)	284
6.3.1. Diagnosemanagementsystem für Mittelspannungskabel bei der KNG-Kärnten Netz GmbH - ein Erfahrungsbericht	284
Hans-Jürgen WERNEGGER, Albert GLANZNIG, Gert MITTERLING, Karl SCHOAß, David STURM, Tobias NEIER	
6.3.2. Ein Beitrag zu Sicherheitsbetrachtungen an Erdungsanlagen in NOSPE-Mittelspannungsnetzen Mittels einen Erdkurzschlussversuch	286
Christin SCHMOGER	
6.3.3. Herausforderungen an Erdungs- und Potentialausgleichssysteme von DC-Energieübertragungskabeln	288
Martin FÜRNSCHUß, Moritz PICHLER, Robert SCHÜRHUBER Herwig RENNER, Stephan PACK, Ernst SCHMAUTZER	
6.3.4. Erhöhte Belastbarkeit von MS-Netzen durch Trennstellenoptimierung im Fehlerfall	290
Simon KREUTMAYR, Christoph J. STEINHART, Michael FINKEL, Christian GUTZMANN, Rolf WITZMANN, Florian SAMWEBER	
6.4. MITTELSPANNUNGSNETZE II (STREAM E4)	292
6.4.1. Netzausbaubedarf im Niederspannungsnetz zur Erreichung der #mission2030-Ziele.....	292
Herwig RENNER, Michael KERNITZKYI, Kurt KÖNIGHOFER, Manuel STROHMAIER, René BRAUNSTEIN, Johannes WISIAK, Franz STREMPFL	
6.4.2. Echtzeit-Zustandsschätzung und Leitungslängen-Identifikation in Niederspannungsnetzen	294
Hanko IPACH, Bendic RITT, Christian BECKER	
6.4.3. Entwicklung und Validierung eines optimalen Platzierungsalgorithmus für μ PMUs im Niederspannungsnetz	296
Michael KELKER, Armina BERRADA, Katrin SCHULTE, Jens HAUBROCK	
6.4.4. Feldtestergebnisse einer kommunikationsbasierten Spannungsregelung für niederspannungsnetze	298
Bastian MAUCHER, Hannes MALLEIER, Sebastian ECKSTEIN, Rolf WITZMANN	
6.4.5. Zukünftige Anforderungen an NS-Netze und deren Lösungsansätze am Beispiel PoSyCo	300
Daniel HERBST, Mike LAGLER, Robert SCHÜRHUBER, Ernst SCHMAUTZER, Lothar FICKERT, Alfred EINFALT, Helfried BRUNNER, Daniel-Leon SCHULTIS, Thomas FRUEHWIRTH, Wolfgang PRUEGGLER	
6.4.6. Co-Simulation zur Vorabanalyse eines netzbetreiberübergreifenden Blindleistungsmanagements im Verteilnetz	302
Irene HAMMERMEISTER, Zheng LIU, Andrea MAURUS, Norina ROGG Tobias KERBER, Peter SCHWAEGERL	
6.5. NETZFLEXIBILISIERUNG (STREAM E5)	304
6.5.1. Determination of Optimal Flexibility Potential for an Electrical Distribution Network	304
Rajkumar PALANIAPPAN, Muhammad Sohaib IRSHAD, Christian REHTANZ	
6.5.2. Einsatz netzdienlicher Flexibilität im koordinierten Verteilnetzbetrieb aus elektrischen und thermischen Anlagen in Gebäuden.....	307
Christian REINHOLD, Mattias HADLAK, Lily KAHL, Jonathan RIES, Bernd ENGEL	
6.5.3. Lastflexibilisierungspotenziale in Deutschland – Bestandsaufnahme und Entwicklungsprojektionen.....	309
Johannes KOCHEMS	

6.5.4. Betriebsoptimierung von hybriden Microgrids unter Berücksichtigung von Unsicherheiten	311
Georg FRANKE, Maximilian SCHNEIDER, Stephan RINDERKNECHT	
6.6. VIRTUELL, SMART, DIGITAL (STREAM E6)	313
6.6.1. DC-Smart-Grid – Konzept einer zukünftigen Stromversorgung in der Automobilindustrie	313
Isabella BIANCHINI, Timm KUHLMANN, Davis MEIKE, Alexander SAUER	
6.6.2. Konzeption eines virtuellen Kraftwerks auf Basis von Smart Grids	315
Antonius v. PERGER, Philipp GAMPER, Bastian MAUCHER, Rolf WITZMANN	
6.6.3. Virtual Reality im Praxiseinsatz: EAS-Energie-Labor	317
Jeannine SCHIEDER, Christof SUMEREDER, Florian ZEFFERER, Matthias PRIMAS, Ali ABDALLAH	
6.6.4. VPPIib – Ein Werkzeug für die Simulation virtueller Kraftwerke auf Verteilnetzebene	318
Sascha BIRK, Patrick LEHNEN, Lars PETERSEN, Gabriela WISE, Thorsten SCHNEIDERS	
6.6.5. Geschäftsmodelle und Aggregationskonzepte für Regionale Virtuelle Kraftwerke	320
Johannes FLEER, Sascha BIRK, Thorsten SCHNEIDERS, Wilhelm KUCKSHINRICHS	
6.6.6. Digital Twins – Analyse und Optimierung von Cyber-Physical Systems	322
Michael GRÖMER, Thomas SCHRANZ, Wolfgang BIRK, Gerald SCHWEIGER	
7 STREAM F: SEKTORKOPPLUNG, FLEXIBILISIERUNG UND ENERGIEEFFIZIENZ	323
7.1. POWER-TO-X (STREAM F1)	323
7.1.1. Schaffung eines virtuellen Kraftwerks an einem Industriestandort mit Hilfe einer Power-To-Gas-Anlage.....	323
Andreas Dengel	
7.1.2. Auswirkung von Power-to-Gas Anlagen auf nodale Preise in gekoppelten Strom- und Gastransportnetzen	325
Lukas LÖHR, Christian FESTER, Albert MOSER	
7.1.3. Renewable Gasfield – eine P2G-Demoanlage	327
Katrin SALBRECHTER, Markus LEHNER	
7.1.4. Ermittlung der CO ₂ -Emissionen von Power-to-gas-Projekten mittels Ghost und Validierung mit Energyplan	329
Franziska HÖNIG, Diana DUQUE-GONZALEZ, Martin HAFEMANN, Jens SCHNEIDER, Matthias EBERT, Ulrich BLUM	
7.1.5. P2H in stark temperaturgleitenden Wärmenetzen: Mit der richtigen Systemintegration zur Wirtschaftlichkeit	331
Stefan ADLDINGER, Marlene GRUBER, Lothar BEHRINGER	
7.1.6. Redox-Wärme-Batterie für Power-to-Heat	333
Rebekka KÖLL, Keith O'DONOVAN, Pavol BODIS, Laurens VAN VLIET	
7.2. SEKTORKOPPLUNG (STREAM F2)	335
7.2.1. Sektorenkopplung am Beispiel eines Supermarktes	335
Oliver ZIEGLER, Ullrich HESSE, Christiane THOMAS	
7.2.2. SektoKop Net: Cross-sector and coupled operation of electricity, heat and gas networks	337
Frida REVHEIM, Daniel SCHWABENEDER, Georg LETTNER	
7.2.3. Auswirkungen verschiedener Sektoren-kopplungspfade auf die elektrische Residuallast in Systemen mit hoher fluktuierender Einspeisung	339
Tobias ZIMMERMANN, Hendrik TÖDTER, Oliver SCHÜLTING, Alfons KATHER	
7.2.4. Modellgestützte Optimierung im Industriesektor: Beitrag zu einer kosteneffizienten Industriewende	341
Tobias HÜBNER, Serafin VON ROON	

7.2.5. Energy Related Considerations of Ultra-efficient Urban Industrial Parks	343
Ivan BOGDANOV, Niklas SCHWARZ	
7.3. FLEXIBILISIERUNG I (STREAM F3)	345
7.3.1. Feldtest zur Erprobung einer lokalen und autarken Ansteuerung von elektrischen Verbrauchern.....	345
Stephanie UHRIG, Simon SCHRAMM, Sonja BAUMGARTNER, Georg KERBER, Sebastian HARTMANN	
7.3.2. Identifizierung von Optimierungspotentialen in elektrischen Energiesystemen anhand von Last- und Erzeugungsprofilen	347
Marcel EGGEMANN, Veronika BARTA ^{*)} , Carolin VOGEL ^{*)} , Stephanie UHRIG, Simon SCHRAMM	
7.3.3. Modellierung des Lastprofils eines Elektrolichtbogenofens mittels Markov-Ketten	349
Johannes DOCK, Daniel JANZ, Thomas KIENBERGER	
7.3.4. Ökonomische Bewertung hybrider Anlagen mithilfe von Lastprofilprognosen.....	351
Ekrem KÖSE, Alexander SAUER	
7.3.5. Planung elektrischer Übertragungsnetze unter Berücksichtigung netzbetrieblicher Flexibilitäten	353
Marco FRANKEN, Alexander B. SCHRIEF, Albert MOSER	
7.4. FLEXIBILISIERUNG II (STREAM F4)	355
7.4.1. Chancen und Hemmnisse bei der Flexibilisierung der Grundstoffindustrie	355
Karin ARNOLD, Georg HOLTZ	
7.4.2. Towards a Social License to Automate in Demand Side Management: Challenges, Perspectives and Regional Aspects.....	357
Peter FRÖHLICH, Tara ESTERL, Sophie ADAMS , Declan KUCH, Selin YILMAZ, Cecilia KATZEFF, Christian WINZER, Zofia LUKSZO, Lisa DIAMOND, Johann SCHRAMMEL	
7.4.3. Incentivizing demand-side management, chances and risks for medium-sized industries	359
Natapon WANAPINIT, Noha SAAD HUSSEIN, Christoph KOST	
7.4.4. Energy communities in industry – analysis of the exchange potential based on measured load profiles	361
Tobias HOFER, S. KASHYAP, Gerald STEINMAURER, Christoph SCHAFFER	
7.4.5. Simulative Analyse der potenziellen Energieflexibilitäten von Einzelhaushalten.....	363
Julian GUGENEDER, Christoph MUCK, Gerald STEINMAURER, Armin VEICHTLBAUER	
7.4.6. Stationäre Gasmotoren verbinden Betriebs- und Brennstoffflexibilität	365
Klaus PAYRHUBER, Stephan LAIMINGER, Jan ZELENKA, Andreas WIMMER	
7.5. ENERGIEEFFIZIENZ I (STREAM F5)	366
7.5.1. Energie sparen durch Nudging: Effizienter Stromkonsum durch Smart Meters und endogene Stromsparziele	366
Andreas NICKLISCH, Adhurim HAXHIMUSA	
7.5.2. Instant Feedback for Energy – BürgerInnen entscheiden für die Energiewende mittels „Persönlichem Energie Profil (PEP)“	368
Wolfgang HORN, Michael BEDEK, Dietrich ALBERT	
7.5.3. Digitale Energienutzung zur Erhöhung der Energieeffizienz durch interaktive Vernetzung	370
Shengjuan WANG, Nikolai KÖRBER, Diana HEHENBERGER-RISSE	
7.5.4. Analyse von Effektivität und Effizienz von Weichenheizungen im Bahnverkehr unter Verwendung der Wärmenetzmethode	372
Markus SCHLADITZ, Robert ADAM, Steffen GROßMANN	
7.5.5. Fortschrittliche Verbrennungsüberwachung durch simultane optisch, akustische Detektion der Flammenfront in einem Druckkessel	374
Nina PAULITSCH, Fabrice GIULIANI, Lukas ANDRACHER	

7.6. ENERGIEEFFIZIENZ II (STREAM F6)	376
7.6.1. Systematische Energiedatenerfassung und -auswertung in KMU-Betrieben durch den Einsatz mobiler Messtechnik.....	376
Lukas HILGER, Thorsten SCHNEIDERS	
7.6.2. Berechnungsmodell zur Quantifizierung des Stromverbrauchs von Elektromotorensystemen am Beispiel der Druckluft	378
Ulf LINDNER, Peter RADGEN	
7.6.3. Clustering von Druckluftvolumenströmen zur Erkennung von Anomalien mit maschinellem Lernen	380
Christian DIEROLF, Alexander SAUER	
7.6.4. Integriertes Energie- und Produktionsmanagement für Industriebetriebe – eine Simulationsstudie	382
Dominik BRODSCHELM, Selim EROL, Jakob KÜHNEN	
7.6.5. Entwicklung eines Energiekennzahlensystems für Konzerne durch die Kombination von Top-Down und Bottom-Up-Ansatz	384
Lukas SAARS, Jörg MEYER	
7.6.6. Effizienzsteigerung in komplexen hybriden Energiesystemen am Beispiel eines Industriebetriebes.....	386
Mike Alexander LAGLER, Robert SCHÜRHUBER, Ernst SCHMAUTZER, Richard HEIMRATH, Thomas MACH, Mario J. MÜLLER	
8 STREAM G: WÄRME- UND KÄLTEVERSORGUNG.....	388
8.1. WÄRMENETZE (STREAM G1)	388
8.1.1. Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von Anergienetzen am Beispiel des Smart Anergy Quarter in Baden (SANBA).....	388
Peter BIERMAYR, Edith HASLINGER, Gerhard BARTAK, David BAUERNFEIND, Martin FUCHSLUGER, Gregor GÖTZL, Andreas HAMMER, Peter HOLZER, Thomas KIENBERGER, Paul KINNER, Gerfried KOCH, Richard NIEDERBRUCKER, Karl PONWEISER, David STUCKEY, Franz VOGL	
8.1.2. Techno-economic analysis of using sewage water for decentralized heat generation in large district heating networks.....	390
Daniel SCHWABENEDER, Georg LETTNER	
8.1.3. Die Transformation bestehender Wärmenetze und deren Einfluss auf techno-ökonomische Kenngrößen der Netzplanung.....	391
Frank WENDEL, Markus BLESLE	
8.1.4. District heating transmission line planning with redundancy constraints	393
Mostafa FALLAHNEJAD, Lukas KRANZL	
8.1.5. Langfristige Prognose für den wärmebedarf eines Nahwärmenetzes unter Berücksichtigung demografischer Entwicklungen.....	395
Lukas GNAM, Christian PFEIFFER, Markus PUCHEGGER	
8.1.6. The Role of Excess Heat for the Future Supply of District Heat in Large Cities: The Case of Frankfurt am Main.....	397
Jeton HASANI, Marcus HUMMEL, Paul FAY	
8.2. KÄLTE UND WÄRME (STREAM G2)	398
8.2.1. Klimakältebereitstellung mit Wärme-Sorptionstechnik.....	398
Richard KROTIL	
8.2.2. KUEHA – Raumkühlung über die vorhandene Heizungsanlage unter Nutzung Regenerativer Energiequellen.....	399
André KREMONKE, Markus ARENDT, Lars HAUPT, Alf PERSCHK, Clemens FELSMANN	
8.2.3. Effizienzerhöhung komplexer Wärme- und Kältetechnik durch soziotechnische Optimierung.....	401
Uta BÖHM, Oliver BUCHIN, Heiner WILKENS	

8.2.4. Modellentwicklung und Validierung einer prognosebasierten Steuerung für thermisch aktivierte Bauteile im Wohnbau.....	403
Magdalena WOLF, Tobias PRÖLL, Martin TREBERSPURG, Christoph TREBERSPURG, Wilhelm HOFBAUER	
8.2.5. Aufbau, Inbetriebnahme und Modellierung eines Sorptionsprüfstandes im Labormaßstab	405
Sulaiman BIN AZMAN, Nayrana DABORER-PRADO, Harald KIRCHSTEIGER	
8.3. GEBÄUDE UND ENERGIE (STREAM G3)	407
8.3.1. Graue Energie versus Betriebsenergie: Ein Vergleich von Leicht- und Massivbauweise	407
Christiane WERMKE	
8.3.2. Disruptive Technologies to Decarbonize Building Energy Systems	409
Mathias SCHMID ^{*)} , Stefan HESS	
8.3.3. Warum verpflichtende thermische Gebäudesanierung erforderlich und sozial verträglich ist	411
Lukas KRANZL, Andreas MÜLLER, Koen SMET, Daniel GRABNER	
8.3.4. Optimierung der Energiekosten und Netzunterstützung eines Gebäudes durch genetische Programmierung und symbolische Regression.....	413
Kathrin KEFER, Roland HANGHOFER, Patrick KEFER, Markus STÖGER, Michael AFFENZELLER, Stephan WINKLER	
8.3.5. Energy-Efficient Maintaining of Thermal Comfort in Buildings by Thermo-Active Aluminium Foam Roofing	415
Jaroslav JERZ, Jaroslav KOVÁČIK, Arun GOPINATHAN	
8.3.6. COMFORT – Data-Driven Analysis and Simulations of Human Comfort in Office Rooms	416
Gerald FEICHTINGER, Heimo GURSCH, Eike SCHLAGER, Daniel BRANDL, Markus GRATZL	
8.3.7. Hochaufgelöste Simulation der flexiblen Stromnachfrage bei Wärmepumpengebäuden.....	418
Gerhard TOTSCHNIG, Demet SUNA	
8.4. INDUSTRIELLE WÄRMEVERSORGUNG (STREAM G4)	420
8.4.1. Wege zur klimaneutralen und Kosteneffizienten Wärme- und Kälteversorgung von Industriestandorten.....	420
Simon MÖHREN, Jörg MEYER, Hartmut KRAUSE	
8.4.2. Niedertemperatur-Abwärme der Molkerei NÖM	422
Andreas HAMMER, Franz WOLF, Thomas KIENBERGER, Gerhard BARTAK, Edith HASLINGER	
8.4.3. Betriebsexterne Nutzung industrieller Abwärme.....	424
Simon MOSER	
8.4.4. Räumliche Energieplanung für die Wärmewende.....	425
Richard BÜCHELE, Ingrid SCHARDINGER, Franz MAUTHNER, Thomas MACH	
8.4.5. Potentials of useful utilization of excess heat in substation's IT room	426
Janez RIBIČ, Jože PIHLER, Mirza SARAJLIĆ	
8.4.6. Rechtsaspekte der Errichtung einer Hochtemperatur-Prozesswärme-Leitung über Grund Dritter.....	427
Marie HOLZLEITNER, Simon MOSER, Wolfgang BAUMGARTNER, Rudolf DIMMLER	
8.5. WÄRMEPUMPEN (STREAM G5)	429
8.5.1. Experimentelle Untersuchung einer gasbefeuerten Absorptionswärmepumpe mit kältemittelgekühltem Abgaswärmeübertrager.....	429
Philipp WAGNER, Rene RIEBERER	

8.5.2. Agentenbasierte Modellierung und Simulation von Demand Response mit Wärmepumpen.....	431
Evelyn SPERBER	
8.5.3. Marktpotential für Hochtemperatur-Wärmepumpen in Europa	433
Martin KOLLER, Annemarie SCHNEEBERGER, Veronika WILK	
8.5.4. Thermodynamische Analyse von Hochtemperatur-Wärmepumpen mit HFO und HCFO Kältemitteln	435
Kevin DIEWALD, Cordin ARPAGAUS, Babette HEBENSTREIT	
8.5.5. Simulation von Wärmepumpensystemen auf der Grundlage von Korrelationsfunktionen für die Leistungsdaten der Wärmepumpe.....	437
Thomas KEMMLER, Bernd THOMAS	
8.6. SMART CITIES (STREAM G6)	439
8.6.1. Smart Cities brauchen Smarte Räume – Szenarien für die Zukunft eines energie- und ressourcenwirksamen Quartiers durch smarte Stadtgestaltung am Beispiel von Smart City Waagner Biro	439
Radostina RADULOVA-STAHMER	
8.6.2. Nachhaltig, Ganzheitlich, Skalierbar – Die Quartierslösungen von VIVAVIS	441
Martin ZIMMERMANN	
8.6.3. Mid-to-long term energy transition perspective for small Austrian cities.....	443
Nicolás PARDO GARCÍA, Christian SAKULIN, Viktorija DOBRAVEC, Eva VOLKAR, Helfried KREITER	
8.6.4. Assessment of future heat demand and supply with the Hotmaps toolbox: case studies for three cities in Europe	445
David SCHMIDINGER, Marcus HUMMEL, Jeton HASANI	
8.6.5. Global Sensitivity Analysis of a Techno-Socio-Economic Building Stock Energy Model .	447
Sebastian FORTHUBER, Lukas KRANZL, Andreas MÜLLER	
8.6.6. Energie-Monitoring und intelligente Anlagensteuerung in der Smart AirportCity Wien	449
Andreas LINDINGER, Christian SCHÜTZENHOFER	
9 STREAM H: SPEICHER UND ELEKTROMOBILITÄT.....	451
9.1. ELEKTROMOBILITÄT (STREAM H1)	451
9.1.1. Die Elektrifizierung des Verkehrssektors – Herausforderungen und ausblicke	451
Katja FRÖHLICH, Marcus JAHN	
9.1.2. Wirtschaftlichkeitsuntersuchung einer Elektrobussflotte mit Maximierung der elektrischen Betriebskilometer	453
Marius MADSEN, Marc GENNAT	
9.1.3. HYLIX-B Entwicklung eines Brennstoffzellen betriebenen LKW´s - Herausforderungen .	455
Sebastian WIDER, Frank ULMER, Anna DECKERT	
9.1.4. Maximierung des Anteils erneuerbarer Energien zum Betrieb eines batterieelektrischen Zuges durch Auslegung eines Stationären Batteriespeichers.....	457
Paul LOHMANN, Michael KELKER, Katrin SCHULTE, Jens HAUBROCK	
9.1.5. Vermarktungsoptionen von Elektrofahrzeugen an den Strommärkten	459
Timo KERN, Patrick DOSSOW, Serafin VON ROON	
9.1.6. It´s all about the Price Tag - Explorative Evidence of Adoption of Multimodal Mobility Packages from a Choise-Based Conjoint Study in Austria	461
Paula BREZOVEC, Nina HAMPL	
9.2. LADEINFRASTRUKTUR (STREAM H2)	463
9.2.1. Identifikation und Definition von Betriebsführungsstrategien für die Elektromobilität	463
Andrea SCHOEN(*), Jan RINGELSTEIN, Christian SPALTHOFF, Martin BRAUN	
9.2.2. Smart Load Management for EV Charging Infrastructure in a Residential Complex	465
Jasmine RAMSEBNER, Albert HIESL, Reinhard HAAS, Franziska SCHOENIGER	

9.2.3. Anschlussleistung für Wohnhausanlagen mit E-Ladeinfrastruktur – Pilotversuch und softwaregestütztes Auslegungstool.....	467
Guntram PRESSMAIR, Paul LAMPERSBERGER, Walter HÜTTLER	
9.2.4. Case Study - Einfluss von E-Mobilität auf ein elektrisches Verteilnetz mit einem Neuartigen Modellierungsansatz.....	469
Julia VOPAVA, Thomas KIENBERGER	
9.2.5. Gekoppelte elektro-thermische Simulation: Methodik zur Entwicklung eines bidirektionalen Onboard Chargers mit hoher Leistungsdichte	471
Thomas LANGBAUER , Christian MENTIN,Alexander CONNAUGHTON, Franz VOLLMAIER, Michael RINDLER, Rudolf KRALL, Klaus KRISCHAN	
9.3. WÄRMESPEICHER (STREAM H3)	473
9.3.1. Building energy autonomy increasethrough thermal storage: numerical analysis and experimental characterizationof a hot water PCM storage system.....	473
Jacques ROBADEY, Dominique VOIDE, Simon RIME	
9.3.2. Entwicklung und experimentelle Ergebnisse eines saisonalen thermochemischen Solarspeichersystems auf Salzhydratbasis.....	475
Samuel KNABL, Wim VAN HELDEN, Rebekka KÖLL, Henk HUININK	
9.3.3. Techno-ökonomische Bewertung von saisonalen Wärmespeichern - Ein simulationsbasierter Ansatz	477
Benjamin SCHROETELER, Helene SPERLE, Tom FELDER, Marco MEIER, Matthias BERGER, Jörg WORLITSCHECK	
9.3.4. Großwärmespeicher - Ein Weg zur vollständigen erneuerbaren Wärmeversorgung von Städten	479
Michael REISENBICHLER, Wim VAN HELDEN, Ingo LEUSBROCK, Christoph MUSER, Gernot WALLNER, Fabian OCHS, Patrick REITER	
9.3.5. Implementierung einer künstlichen Intelligenz in das digitale Ökosystem des Internets der Energie am Paradigma der „Wärmespeicher-Steuerung“	481
Andreas HUTTERER, Anke TALLIG	
9.3.6. Hybrid-FLEX - Optimal charging of decentralised hot water storages.....	483
Robert PRATTER, Thomas NACHT, Christian HALMDIENST	
9.3.7. Dynamische Simulation zur Flexibilisierung der Energieerzeugung durch Integration eines Wärmespeichers in ein Fernwärmenetz	485
Elias HASHEMIAN NIK, Wolfgang SANZ	
9.4. BATTERIEN (STREAM H4)	487
9.4.1. Batteriespeichermanagementsysteme im Vergleich – individualisiert und nach Optimierungsmethoden.....	487
Alfons HABER, Julius GROSS	
9.4.2. Erkenntnisse aus dem Forschungsprojekt „BatterieSTABIL“	489
Jürgen MARCHGRABER, Christian ALÁCS, Georg LETTNER, Wolfgang GAWLIK, Peter JONKE, Manfred WURM, Roman LECHNER, Roman IGELSPACHER, Günter WAILZER, Wolfgang VITOVEC	
9.4.3. Batterien aus der E-Mobilität: Second Life in Großspeichern	491
Reinhard UNGERBÖCK, Marion WERINOS; Andreas NICKL, Valentin STEIN, Astrid ARNBERGER	
9.4.4. LCA of Automotive Batteries for Electric Vehicles - A Literature Review	493
Christian AICHBERGER, Gerfried JUNGMEIER	
9.4.5. Carbon Footprint and Social impact Assessment of Stationary Batteries in Distribution Grids.....	494
Johanna PUCKER-SINGER, Ingrid KALTENEGGER, Jernej ZUPANČIČ, David Neil BIRD, Andrej GUBINA, Hannes SCHWAIGER	
9.4.6. Digitalisierung in der Batteriezellenproduktion.....	496
Duygu KAUS, Soumya SINGH, Johannes WANNER, Max WEEBER, Kai Peter BIRKE	

9.5. ENERGIESPEICHER (STREAM H5)	497
9.5.1. Auslegung von hybriden Energiespeichern.....	497
Alexander EMDE, Benedikt KRATZER, Alexander SAUER	
9.5.2. Ökonomische und ökologische Betrachtung eines mit einem Steinkohlekraftwerk gekoppelten Flüssigluftenergiespeicher	499
Julian RÖDER, Marc FIEBRANDT, Nico REDEMANN, Hermann-Josef WAGNER	
9.5.3. Hybrid Energy Storage System for Peak Shaving Application in Industries	501
Panagiotis MOURATIDIS, Maximilian SCHNEIDER, Stephan RINDERKNECHT	
9.5.4. Comparison of peak shaving and atypical grid usage application for energy storage systems in the german industrial sector.....	503
Fabian ZIMMERMANN, Dennis POTTMEIER, Alexander EMDE, Alexander SAUER	
9.5.5. Analyse internationaler Patentstrategien für Li-Ion batterien, biomasse und wasserstoff im kontext der deutschen Energiewende.....	505
Manuel BAUMANN, Tobias DOMINIK, Martina HAASE, Christina WULF, Philip EMMERICH, Christine RÖSCH, Petra ZAPP, Tobias NAEGLER, Marcel WEIL	
9.6. STROMSPEICHER (STREAM H6)	507
9.6.1. Energiespeicherbedarf für die Integration von erneuerbaren Energien ins Stromnetz.....	507
Patrik THIERER, Caroline WILLICH	
9.6.2. X-SmartWind: Entscheidungsunterstützung bei der Wahl von Speichertechnologien für Windparks	509
Lukas KROHN, Petrit VUTHI	
9.6.3. Analysis of large-scale energy storage options for the interconnected electricity system in the Indian subcontinent.....	511
Karthik Subramanya BHAT, Udo BACHHIESL	
9.6.4. Speichereinsatz versus Netzausbau – Methoden der Bürgerkommunikation am Beispiel des Projekts NEOS.....	513
Martin HEIN, Verena TÄUMER, Martina HOFMANN, Frank ULMER	
9.6.5. Multikriterielle Optimierung von Kinetischen Energiespeichern in Aussenläuferbauform.	515
Maximilian SCHNEIDER, Stephan RINDERKNECHT	
9.6.6. Bewertung verschiedener Regelungsansätze für Speichersysteme zur Verbesserung der Kurzzeit-Frequenzstabilität	517
Florian RAUSCHER, Julia SEIDEL, Björn Oliver WINTER, Bernd ENGEL	

1 PLENAR-SESSIONEN

1.1. ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT UND INDUSTRIE (PLENUM P1)

1.1.1. Anleitung zum Verfehlen der Klimaneutralität bis 2040

Stefan SCHLEICHER¹

Wie glaubwürdig sind Ansagen in der Politik? Ein in von der Ökonomie dafür vorgeschlagener Test basiert auf einer Wette. Wie ernst es die mit der Ansage verbundenen Personen meinen, kann an der Bereitschaft abgelesen werden, für die Erfüllung der Ansage eine hohe Wette einzugehen. Die Personen Kurz und Kogler könnten somit gefragt werden, was sie in 2040 bereit sind aus ihren persönlichen Mitteln in einer Wette zu zahlen, wenn bis dahin die im Regierungsprogramm propagierte Klimaneutralität nicht erreicht wird.

Klimaneutralität bis 2040 lautet das von den internationalen Medien mit besonderer Aufmerksamkeit wahrgenommene Ziel im Programm der neuen Bundesregierung. Diese Ansage ist gleichsam ein Echo auf eine im Dezember von der neuen Europäischen Kommission vorgeschlagene ähnliche Zielsetzung für die EU, allerdings für 2050. Von den Mitgliedsstaaten haben bisher nur Finnland und Schweden sich ein früheres Erreichen dieser Ziellinie verordnet. Der zusätzlich formulierte Anspruch, in Europa zu einem Vorreiter im Klimaschutz zu werden, stößt auf Skepsis, weil sich Österreich in einem Ranking der Mitgliedsstaaten unter jenen fünf Nachzüglern befindet, die gegenüber 1990 höhere Emissionen von Treibhausgasen ausweisen.

Nicht immer scheint verstanden zu werden, was mit Klimaneutralität bis 2040 wirklich gemeint ist, deshalb eine Erinnerung: innerhalb von nur zwei Jahrzehnten soll ein Gleichgewicht zwischen den Emissionen von Treibhausgasen aus Quellen (wie der Nutzung von fossiler Energie) und dem Abbau solcher Gase durch Senken (wie Böden, Wälder und Ozeane) hergestellt werden. Nicht allen Verhandlungspartnern des Regierungsprogramms ist vielleicht bewusst, was dieses Klimaziel wirklich bedeutet: ab sofort müssten Jahr für Jahr die Emissionen um gut fünf Prozent des jetzigen Volumens verringert werden; bis 2040 sollte es deshalb nicht nur keine Kohle oder Erdölprodukte in den Haushalten geben, auch Erdgas wäre nur mehr in Restmengen sichtbar. Zapfsäulen für Benzin und Diesel wären längst abgebaut. Wie die energie- und emissionsintensive Industrie bei Stahl, Zement und Chemiegrundstoffen, die für rund ein Drittel der jetzigen Emissionen verantwortlich sind, zurechtkommt, kann nur sehr vage argumentiert werden.

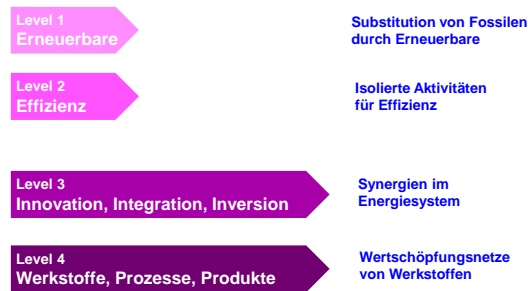
Ich stelle mich deshalb gerne zu einer Wette zur Verfügung, bei der ich an die Herren Kurz und Kogler bereit bin, einen namhaften Betrag zu zahlen, falls bis 2040 Klimaneutralität erreicht wird. Umgekehrt erwarte ich von dieser Wette bei Nichterreichung den gleichen Betrag von meinen Wettpartnern. Warum ich mir sicher bin, diese Wette zu gewinnen, möchte ich zumindest andeuten.

Behauptung 1: Die österreichische Politik und deren Stakeholder werden weiter an einem sehr naiven Verständnis des Energiesystems festhalten

Die nachfolgende Abbildung illustriert vier Schritte der Evolution im Verständnis von Energie-systemen. In Österreich dominiert weitgehend noch Level 1, die Substitution von Fossilen durch Erneuerbaren. Noch immer nachrangig ist die Erhöhung von singulären Effizienzpotentialen in Level 2, beispielsweise bei einzelnen Gebäuden oder Anlagen. Noch kaum angekommen ist jedoch Level 3, wo Synergien durch Integration aller Komponenten des Energie-systems entdeckt werden. Die große

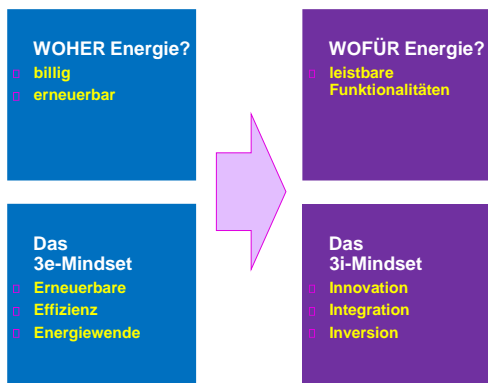
¹ Wegener Center for Climate and Global Change at the University of Graz, Brandhofgasse 5, A-8010 Graz, Austria, +43 (316) 380-7512, Stefan.Schleicher@uni-graz.at

Herausforderung für Klimaneutralität wird Level 4, wo es um ein Carbon-Management für alle stofflichen Nutzungen von Ressourcen geht.



Behauptung 2: Die österreichische Politik und deren Stakeholder werden nicht vom 3e-Mindset zum 3i-Mindset wechseln

Gemeint ist, illustriert durch die nachfolgende Abbildung, mit dem derzeit dominierenden 3e-Mindset die Fragestellung, woher Energie kommt, die billig und erneuerbar sein soll. Verbunden ist damit das Vokabular Erneuerbare, Effizienz und Energiewende, was für die meisten Diskussionen ausreichend erscheint.



Völlig anders argumentiert jedoch das 3i-Mindset, das zuallererst fragt, wofür eigentlich Energie gebraucht wird und damit die Funktionalitäten für thermische, mechanische und spezifisch elektrische Dienstleistungen meint, die wiederum leistbar sein sollen.

Das damit verbunden Vokabel Innovation betont das hohe Potential für die Erhöhung der Energieproduktivität auf allen Stufen der energetischen Wertschöpfungskette. Das Vokabel Integration macht aufmerksam auf die Potentiale für Synergien, wenn die Komponenten des Energiesystems verbunden werden. Am schwierigsten zu meistern ist allerdings das Vokabel Inversion, weil damit aufmerksam gemacht wird, dass unser Verständnis der Energiesystem quasi auf den Kopf zu stellen ist, nämlich die erste Frage immer die Verwendung und erst nachrangig die Bereitstellung von Energie sein soll.

1.1.2. Zukünftige Herausforderungen im Verteilernetzbetrieb

Robert SCHMARANZ¹, Leopold FIEDLER², Roland BERGMAYER³,
Michael HOCHWARTER⁴, Björn FRITTUM-LAFER⁵, Hannes BUZANICH⁶,
Walter SCHAFFER⁷, Christian AMMER⁸, Rainer SCHLÖGL⁹, Walter
VETR¹⁰

Kurzfassung: Die Herausforderungen für den Verteilernetzbetrieb haben sich durch die geänderten Rahmenbedingungen der letzten Jahre maßgeblich verändert. Die steigenden Erneuerbaren, die Schaffung von neuen, einheitlichen Regeln für alle Marktteilnehmer sowie die Erweiterungen der technischen Vorgaben stellen die Basis für den künftigen Betrieb von Verteilernetzen dar. Da die Verteilernetze als Drehscheibe zwischen der vorwiegend dezentralen Erzeugung und den Verbrauchern fungieren, sind zur Umsetzung dieser Vorgaben Weiterentwicklungen in der Netz- bzw. Systemführung erforderlich.

Keywords: #mission2030, Network Codes, Verteilernetzbetrieb, Versorgungssicherheit, Flexibilitäten, Systemdienstleistungen

Rahmenbedingungen

In der 2018 veröffentlichten #mission2030 der österreichischen Bundesregierung wird ein künftiges Energiesystem beschrieben, das sicher, nachhaltig, innovativ und wettbewerbsfähig zugleich sein soll. Ziele sind die Treibhausgasemissionen zu senken, Energie- und Ressourceneffizienz zu erhöhen, saubere Technologien zu forcieren und damit vor allem erneuerbare Energie verstärkt auszubauen.

Auf europäischer Ebene wurden Regeln für alle Marktteilnehmer geschaffen, um die Umsetzung des europäischen Binnenmarktes für Strom zu fördern. Die europäischen Network Codes [1] umfassen u.a. Richtlinien zur Sicherstellung der Netzbetriebssicherheit. Die Network Codes definieren dabei Mindeststandards für alle EU-Mitgliedsstaaten mit dem inhaltlichen Schwerpunkt auf der Übertragungsebene. Anzahl und Umfang dieser Dokumente, die Überschneidungen in den einzelnen Vorgaben sowie die Möglichkeit der nationalen Ausgestaltung erschweren die Umsetzung in den einzelnen Mitgliedsstaaten. Hinzu kommt, dass die zunehmende Bedeutung der Verteilungsebene kaum Eingang findet.

Systemstabilität

Um die Sicherheit und Qualität des elektrischen Systems gewährleisten zu können, ist die Erbringung der sogenannten Systemdienstleistungen von wesentlicher Bedeutung.

Die Frequenzhaltung liegt dabei in der Verantwortung der Regelzonenführer. Für diese Frequenzhaltung werden jedoch vermehrt Anlagen in den Verteilernetzen eingesetzt. Die Umsetzung der Letztmaßnahme im Störfall, der automatische Lastabwurf, ist praktisch ausschließlich Aufgabe des Verteilernetzbetreibers.

¹ KNG-Kärnten Netz GmbH, robert.schmaranz@kaerntennetz.at

² Netz Oberösterreich GmbH, leopold.fiedler@netzgmbh.at

³ Energienetze Steiermark GmbH, roland.bergmayer@e-steiermark.com

⁴ Wiener Netze GmbH, michael.hochwarter@wienernetze.at

⁵ Netz Niederösterreich GmbH, bjoern.frittum-lafer@netz-noe.at

⁶ Vorarlberger Energienetze GmbH, hannes.buzanich@vorarlbergnetz.at

⁷ Salzburg Netz GmbH, walter.schaffer@salzburgnetz.at

⁸ TINETZ-Stromnetz Tirol AG, christian.ammer@tinetz.at

⁹ Netz Burgenland GmbH, rainer.schloegl@netzburgenland.at

¹⁰ LINZ NETZ GmbH, w.vetr@linznetz.at

	Frequenz- haltung	Spannungs- haltung	Netzführung	Versorgungs- wiederaufbau
ÜNB	X	X	X	X*
VNB		X	X	X

X* verantwortlich für Gesamtkonzept

Abbildung 1: Verantwortungsmatrix für die Systemdienstleistungen [2]

Für Spannungshaltung, Netzführung und Versorgungswiederaufbau ist jeder Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber in seinem Wirkungsbereich selbst verantwortlich. Die Verantwortung für das Gesamtkonzept für den Netzwiederaufbau obliegt dem Übertragungsnetzbetreiber. Zu beachten ist bei allen Punkten die Beeinflussung der Verteilernetze durch Lastverteilung/Lastfluss bzw. Spannungs-/Blindleistungsmanagement im Übertragungsnetz.

Bei der Gestaltung von Richtlinien und Regeln, wie z.B. für den Informationsaustausch, ist zu beachten, dass sich die Verteilernetze von Verbrauchernetzen hin zur (regionalen) Drehscheibe zwischen Erzeugung und Verbrauch entwickeln, d.h. sich die Aufgabe der klassischen Netzführung hin zur Mitwirkung bei der Systemführung verändert. Diese Entwicklung muss insbesondere unter dem Aspekt der sukzessiven Abnahme an konventionellen Kraftwerken im Netz gesehen werden.

Schlussfolgerung

Im sich ändernden energiewirtschaftlichen Umfeld ist die gemeinsame Bearbeitung des Themas Versorgungssicherheit wesentlich, damit diese in Übertragungs- und Verteilernetzen bestmöglich gewährleistet ist.

Das Thema der Schnittstelle(n) zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern sowie hin zum Marktmodell ist auf technischer und organisatorischer Ebene gemeinsam an die neuen Rahmenbedingungen anzupassen. Dabei ist auf eine klare Aufgaben- und Verantwortungszuordnung zu achten, da nur dadurch die Systemsicherheit gewährleistet und die Bereitstellung von zusätzlichen Flexibilitäten im Verteilernetz ermöglicht werden kann.

Referenzen

- [1] European Commission: "Electricity network codes and guidelines" <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/wholesale-market/electricity-network-codes>, January 2020
- [2] U. Tauschek, M. Baumann, R. Bergmayer, G. Bitzan, L. Fiedler, M. Liesinger, M. Radauer, W. Schaffer, R. Schmaranz, K. Schüller, R. Stacher, K. Spiegl, W. Vetr: "Digitalisierung der Netzführung im Verteilernetz – Netzführung 2025", Österreichs Energie, März 2018, Wien

1.1.3. Sektorkopplung Power-to-Gas: Die Europäische Perspektive

Bernd KLÖCKL¹

Einführung

TenneT ist der erste grenzüberschreitende Strom-Übertragungsnetzbetreiber Europas und hat 2019 eine Studie zum Thema Sektorkopplung für Deutschland und die Niederlande veröffentlicht [1]. Darüber hinaus gründete TenneT ein Konsortium zum Bau eines künstlichen Windsammelknotens in der Nordsee [2], bei dessen Konzeption die Kopplung von Strom- und Gastransport eine Rolle spielen wird. Gleichzeitig wurde ein Pilotprojekt als Reallabor gestartet, das zum Ziel ab 2022 die Inbetriebnahme der leistungsstärksten Sektorkopplungsanlage der Welt zwischen Höchstspannungs- und Gastransportnetz in Niedersachsen hat [3]. In diesem Beitrag soll das Thema aus vielen Blickwinkeln der Innovationssteuerung eines Transportnetzbetreibers für Strom besprochen und deutlich gemacht werden, wie Power-to-Gas in Europa zu einem relevanten Baustein der Energiewende gemacht werden kann.

Gliederung des Beitrages

Folgende Aspekte des Themas Sektorkopplung sollen in dieser gesamthaften Betrachtung beleuchtet werden:

- 1) Zusammenhänge zwischen Clean Energy Package, Netzentwicklungsplänen und regulatorischen Rahmenbedingungen: Beschreibung der potentiellen Rolle von Sektorkopplungsanlagen Strom/Gas im derzeit in Kraft befindlichen Ordnungsrahmen und Erklärung der Spannungsfelder.
- 2) Energiewirtschaftliche Bedeutung der Kopplung Power-to-Gas im Gesamtsystem: Erklärung der Energiebilanzen und der potentiellen Rolle der Sektorkopplung für die Versorgungssicherheit am Beispiel des deutschen NEP
- 3) Netz- und energiewirtschaftliche Konzepte zur Nutzung der Sektorkopplung am Beispiel der Nordseeregion: Herausforderungen für die Nutzung der Off- und Onshore-Ressourcen der Nordsee und potentielle Rolle der Sektorkopplung bei der Entwicklung des North Sea Wind Power Hubs.
- 4) Praktische Herausforderungen der Netzplanung: Integration der Leistungsflussrechnungen Strom/Gas und Prinzipien der energie- und netzwirtschaftlichen Bewertung von Power-to-Gas-Anlagen.
- 5) Technische Randbedingungen und Entwicklungsfelder am Beispiel des geplanten Reallabors Element Eins: Erfahrungen aus der praktischen Auslegung einer großen Sektorkopplungsanlage.

Durch diese mehrdimensionale Betrachtung der Problemstellung wird gezeigt, wie wichtig und erfolgsentscheidend die interdisziplinäre Betrachtung des Themas sein wird.

Referenzen

- [1] TenneT and Gasunie (2019): Infrastructure Outlook 2050; online https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/Dutch/2019/Infrastructure_Outlook_2050_appendices_190214.pdf
- [2] Homepage des North Sea Wind Power Hub Konsortiums; online <https://northseawindpowerhub.eu/>
- [3] TenneT und Thyssengas: Homepage des Projekts Element Eins; online <https://www.element-eins.eu>

¹ Dipl.-Ing. Dr. Bernd Klöckl, Leiter Netzplanung, TenneT TSO GmbH, Bernecker Str. 70, Tel.: +49 151 44009833, Fax: +49 921 50740 4062, bernd.kloeckl@tennet.eu, www.tennet.eu

1.1.4. Die Vision der energieintensiven Industrie als wesentlicher Baustein zur Klimaneutralität in Europa

Roman STIFTNER

Die europäische Union hat sich im Zuge der Pariser Klimaschutzkonferenz im Dezember 2015 verpflichtet, gegenüber 1990 die Emissionen von Treibhausgasen um mindestens 40 % bis 2030 zu senken. Dazu wurde der Rahmen für die Klima- und Energiepolitik der EU mit umfassenden Zielvorgaben für den Zeitraum 2021 bis 2030 festgelegt. Zentrale Ziele für 2030 sind die Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 % (gegenüber 1990), Erhöhung des Anteils von Energie aus erneuerbaren Quellen auf mindestens 32 % und Steigerung der Energieeffizienz um mindestens 32,5 %.

Nur wenige Tage nach ihrem Amtsantritt präsentierte die neue EU-Kommissionspräsidentin von der Leyen im Herbst 2019 einen Fahrplan für mehr Nachhaltigkeit innerhalb der Europäischen Union. Zentrales Element des „EU-Green Deals“ ist das Ziel, dass Europa bis 2050 zum ersten klimaneutralen Kontinent werden soll. Im Zentrum eines umfassenden Maßnahmenpakets steht das ambitionierte Ziel, bis zum Jahr 2030 die Treibhausgasemissionen der EU um 50 bis 55 Prozent unter den Wert von 1990 statt der bislang angestrebten 40 Prozent zu senken.

Die Industrie in Österreich und Europa verursacht einen wesentlichen Anteil an den europäischen Treibhausgasemissionen und ist sich der Relevanz eines raschen Handelns bewusst. Am Beispiel der energieintensiven Stahl- und Nichteisenmetallindustrie wird gezeigt, wie mit Hilfe neuer innovativer Technologien der Weg in eine treibhausgasarme Zukunft führen kann.

In diesem Zusammenhang wird auch auf die Entwicklung auf dem Rohstoffsektor als Grundlage für alle industriellen Wertschöpfungsketten eingegangen. Gerade die großen Megatrends Dekarbonisierung und Digitalisierung erzeugen eine erhebliche zusätzliche Nachfrage nach Rohstoffen. Im Zuge der Dekarbonisierung wird der Bedarf an nachhaltig erzeugter elektrischer Energie stark zunehmen. Damit wird die Nachfrage nach den dafür erforderlichen Rohstoffen stark steigen, zusätzlich verstärkt durch die deutlich höhere Materialintensität gegenüber der fossilen Stromerzeugung. Trotz der Bemühungen, die Kreislaufwirtschaft zu verstärken, werden primäre mineralische Rohstoffe auch in Zukunft nötig sein. Die Sicherung des größtmöglichen Zugangs zu Rohstoffen ist daher von zentraler strategischer Bedeutung der EU.

Die Kernfragen auf dem Weg der Transformation hin zu einer treibhausgasfreien Gesellschaft in Österreich und Europa werden daher sein, ob die nötigen Break-Through Technologien für die treibhausgasarme industrielle Produktion zur Verfügung stehen werden, ob der stark ansteigende Mehrbedarf an Rohstoffen gedeckt werden kann und ob wir den enormen Bedarf an zusätzlicher erneuerbarer elektrischer Energie, die letztendlich fossile Stoffe ersetzt, zu wettbewerbsfähigen Kosten bereitstellen können.

Die EU hat einen Anteil von 9,3 % an den weltweiten Treibhausgasemissionen. Die Tendenz ist weiter sinkend. Selbst wenn die EU den ehrgeizigen Dekarbonisierungsplan umsetzt und bis 2050 treibhausgasneutral werden sollte, werden bis dahin die weltweiten Treibhausgasemissionen weiter ansteigen, wenn die großen Emittenten auf den anderen Kontinenten nicht weit über ihre bisherigen Verpflichtungen hinaus ihre Emissionen reduzieren. Der europäische „Green Deal“ kann also nur dann zum Erfolg werden, wenn es gelingt, durch die treibhausgasarme Wirtschaft und die treibhausgasarme Produktion Wettbewerbsvorteile zu generieren – dann können sich die treibhausgasarmen Technologien auch außerhalb der EU etablieren. Umso entscheidender ist es, die Rahmenbedingungen für die erfolgreiche Transformation der Industrie zu schaffen. Andernfalls verlieren wir Wohlstand und Beschäftigung und verursachen durch die Abwanderung der Industrie in Länder außerhalb der EU mit weniger ambitionierten Klimazielen einen Anstieg der weltweiten Treibhausgasemissionen.

1.1. ERNEUERBARE ENERGIEN (PLENUM P2)

1.1.1. Systemeffizienz der regenerativen Energieversorgung

Günther BRAUNER¹

Potenzialanalyse der regenerativen Energieversorgung in Österreich, Deutschland und EU-28

Die fossil orientierte Elektrizitätsversorgung war erzeugungsorientiert und die Erzeugungskapazitäten wurden entsprechend der Laststeigerung geplant und gebaut. Die zukünftige regenerative orientierte Energieversorgung ist von den wirtschaftlich und ökologisch realisierbaren Potenzialen abhängig. Der Bedarf muss daher an die realisierbaren Potenziale angepasst werden. In einer Metaanalyse wurden neuere Studien der regenerativen Potenziale für Österreich, Deutschland und die EU-28 analysiert. Dabei wurden die theoretischen Potenzialen nach wirtschaftlichen und ökologischen Kriterien reduziert, die sowohl allgemein leistbar als auch umweltverträglich realisierbar sind. Die Analyse ergibt, dass die realisierbaren Potenziale nur ungefähr dem doppelten heutigen Elektrizitätsbedarf entsprechen oder nur 40 Prozent des heutigen Endenergiebedarfs ausmachen. Tabelle 1 zeigt einen Vergleich der regenerativen Energieversorgung im Jahr 2016 und 2050.

TWh/a	Österreich		Deutschland		EU-28	
	2016	2050	2016	2050	2016	2050
Wasserkraft	39,3	42	20,6	22	340	500
Windenergie onshore	5,2	20	66,3	400	237	2.000
Windenergie offshore	-	-	12,3	200	47	700
Photovoltaik	0,5	30	38,1	250	102	1.500
Biomasse	2,5	20	50,8	60	169	300
Geothermie	0	0	0,16	20		60
Erneuerbare Elektrizität (EE)	47,5	112	188,2	952	895	5.060
Endelektrizitätsbedarf	68	140	611	1.200	3.070	6.200
% EE von Endelektrizitätsbedarf	70 %	80 %	31 %	79 %	29,2 %	82 %

Tabelle 1 Potenzial der Erneuerbaren Elektrizität bis 2050 [1]

Österreich hat Wasserkraftpotenziale [2], die insbesondere bedingt durch die europäische Wasserrahmenrichtlinie, nur begrenzt ausbaubar sind. In Österreich ist auch im Jahr 2050 die Wasserkraft die dominierende regenerative Erzeugungstechnologie. Für eine überwiegend regenerative Elektrizitätsversorgung muss die Windenergie auf 20 TWh/a ausgebaut werden und die Photovoltaik (PV) 30 TWh/a. Hierfür müssen etwa 90 % der Dachflächen mit gutem Solarpotenzial genutzt werden. Insgesamt kann Österreich damit im Jahr 2050 ein regeneratives Potenzial von 112 TWh/a erschließen, das dann 80 % des zukünftigen durch Effizienzmaßnahmen verminderten Bedarfs darstellt. Die Erzeugungslücke von 20 %, bedingt durch „Dunkelflauten“ muss durch effiziente Gaskraftwerke (GuD) gedeckt werden.

In Deutschland wird bis zum Jahr 2050 die Windenergie *onshore* und *offshore* die dominierende regenerative Erzeugung. Auch hier ist eine Erzeugungslücke von 21 % durch Gaskraftwerke zu schließen. In der EU-28 hat ebenfalls die Windenergie den größten Anteil. Die Potenziale von Wasserkraft und Photovoltaik sind ebenfalls signifikant.

Der Elektrizitätsbedarf in allen drei Regionen lag in den vergangenen Dekaden relativ konstant im Bereich von 20 bis 24 % des Endenergiebedarfs. Dies bedeutet, dass die Sektorenkopplung bisher kaum entwickelt ist. Denn hierbei müsste fossile Energie z.B. für den Individualverkehr durch elektrische Mobilität und Heizöl durch den Einsatz von elektrisch angetriebenen Wärmepumpen substituiert werden.

¹ Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
Gusshausstrasse 25/370-1, 1040 Wien, T.: 0043 1 58801 370101, F.: 0043 1 58801 370199
guenther.brauner@tuwien.ac.at

Zeitreihenanalyse der regenerativen Erzeugungspotenziale und der Last

Im Folgenden soll untersucht werden, welche Deckungsrate bei regenerativer Energieversorgung aus Photovoltaik und Windenergie möglich sind. Dazu wird eine Zeitreihenanalyse der regenerativen Erzeugung durchgeführt. Auch die Netzlast wird entsprechend der Lastprofile für den allgemeinen Endenergiebedarf (VDEW-Lastprofile) und der Elektromobilität [3] einer Zeitreihenanalyse unterzogen. Dabei wird als *worst case* angenommen, dass die Netzlast nicht entsprechend der regenerativen Erzeugungspotenziale zeitlich variabel ist sondern davon unabhängig entsprechend den Lastprofilen ist.

Die PV-Erzeugung wird auf die Spitzenlast (250 W pro 1 MWh/a Elektrizitätsbedarf) normiert. Ein Haushalt mit 4 MWh/a hat demnach eine Spitzenlast von 1 kW. In Abb. 1 zeigt die Zeitreihenanalyse, dass entsprechend der unterschiedlichen Erzeugungs- und Lastprofile bei der Energieversorgung bei 2 kW lokaler PV nur etwa 35 % (blau) genutzt werden können. Höhere Installationsleistungen (rot) führen zu einem Export in die Verteilungsnetze mit geringer Vergütung bzw. unwirtschaftlichem Netzausbau.

Durch Einsatz von dezentralen Batteriespeichern (Abb. 2) lässt sich bei einer Speicherkapazität von 3 Volllaststunden PV (6 kWh) die jährliche Lastdeckung auf 50 % verbessern. Höhere Speicherkapazitäten verbessernd die jährliche Deckungsrate kaum und sind daher unwirtschaftlich.

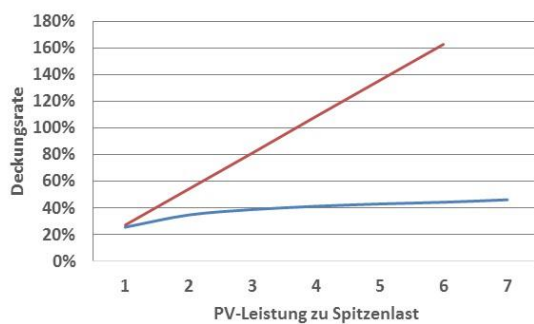


Abb. 1 Nutzbare PV-Erzeugung (blau) und (rot)PV-Erzeugung (rot) [1]

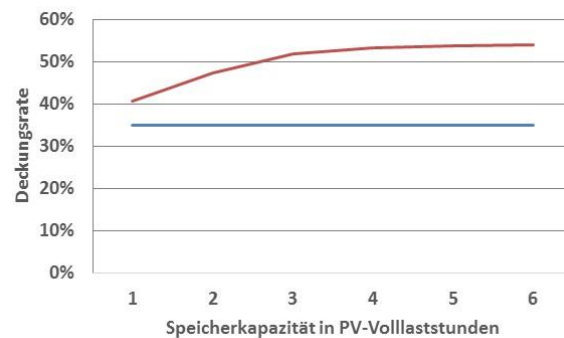


Abb. 2 Deckungsrate bei PV-Erzeugung mit und ohne (blau) lokalen Speicher [1]

Ursache hierfür ist, dass für eine höhere jährliche Deckungsrate PV-Energie vom Sommer in den Winter verlagert werden müsste. Derartige Langfristspeicher sind aber unwirtschaftlich.

Jahresenergieanteile	Jahresenergie	Jahresenergie	Jahresenergie
Windenergieanteil	75 %	100 %	100 %
PV-Anteil Energie	25 %	0 %	0 %
Erzeugung/Last (Jahresenergie)	130 %	130 %	130 %
Speicher in h der Wind- und PV-Leistung	1 h	1 h	0 h
Jahres-Deckungsrate	81,7 %	69,2	64,4 %

Tabelle 2 Optimaler Erzeugungsmix für eine hohe jährliche Deckungsrate [1]

Tabelle 2 zeigt die möglichen jährlichen Deckungsrate von Haushalten mit Elektromobilität durch Windenergie und Photovoltaik. Der optimale Erzeugungsmix besteht zu 75 % aus Windenergie und zu 25 % aus PV mit einer Übererzeugung von 130 % und mit Speicherung. Hier wird eine hohe Deckungsrate von 81,7 % erreicht. Wenn PV durch Windenergie ersetzt wird (mittlere Spalte) sinkt die Deckungsrate auf 69,2 %. Wenn weiterhin kein lokaler Speicher vorhanden ist auf 64,4 %.

Referenzen

- [1] Brauner, G.: Systemeffizienz bei regenerativer Stromerzeugung. Springer Verlag 2019.
- [2] Pöyry: VEÖ Wasserpotenzialstudie Österreich. Endbericht 2008.
- [3] Leitinger, C.: Netzintegration von solarer elektrischer Mobilität – Auswirkungen auf das elektrische Energiesystem. Dissertation, TU Wien 2011.

1.1.2. Motivations for and Implications of Capacity-constrained Onshore Renewable Power Generation Development

Valentin BERTSCH¹

Background & Motivation

It is generally accepted that greenhouse gas emissions need to be reduced globally in order to combat the effects of climate change and that the decarbonisation of the energy system is an important prerequisite in this context. Internationally, many countries plan to achieve decarbonisation by increasing energy efficiency and expanding renewable energy sources (RES), though these actions will involve significant investments in energy infrastructures. For example, Slednev et al. [1] quantify the large investment requirements for a range of different renewable electricity generation scenarios out to 2050 for Ireland to meet its long-term decarbonisation targets. While people are generally found to express acceptance of these investments on a broader level, policy makers and planners are frequently met with resistance from local residents to specific energy infrastructure development proposals. Indeed, some politicians and renewable energy technology (RET) developers argue that this local resistance can be explained by 'NIMBYism' ([2], [3], [4]) which suggests that people support such developments in general but object to them for selfish reasons when the planned developments affect their direct vicinity. This so-called NIMBY ('not in my backyard') explanation is, however, widely acknowledged in the literature as far too simplistic or invalid ([5], [6]). Nevertheless, many studies identify the distance between the particular energy infrastructures and a person's home as one of the key factors affecting the local acceptance of different energy technologies (e.g., [7], [8], [9]). This so-called 'proximity hypothesis' implies that people are more likely to oppose the energy technology, the closer it is located to their residence [10]. Increasing the setback distance between (renewable) energy infrastructure and people's homes, however, will constrain the space available for and may ultimately increase the costs of renewable power generation development.

Methodological Approach

We use a combination of different methods to analyse the effects of such a capacity-constrained renewable development regime. On the one hand, we employ an appropriately designed optimisation model, accounting for network effects, which are largely neglected in previous studies [11]. We use this model to compute the techno-economic effects (e.g., costs, grid congestions) by performing a medium- and long-term generation expansion planning exercise considering different renewable development cases, in which renewable power expansion is spatially constrained to certain degrees, under a range of demand, (storage) cost and policy scenarios. On the other hand, in order to explore the socio-economic effects and to understand what actually drives people's preferences for spatial proximity to different energy infrastructure technologies, we conduct an unprecedented survey on nationally representative samples of the population and analyse the stated preferences in a cross-country econometric analysis.

Results & Discussion

In relation to the techno-economic effects of capacity-constrained renewable power development, we find that the unconstrained portfolio is only marginally cheaper than the constrained one. However, there are substantial differences in the final generation expansion portfolios. The network reinforcement requirements are also greater under the unconstrained approach. Lower storage costs only slightly mitigate the costs of capacity constraints but significantly alter the spatial distribution of generation investments. The differential in costs between the unconstrained and constrained cases increases non-linearly with renewable generation targets. This is an important finding as it suggests that achieving very high renewable generation targets may be challenging, if not impossible, if setback distances are increased too much.

¹ Chair of Energy Systems and Energy Economics, Ruhr-Universität Bochum, Universitätsstr. 150, 44801 Bochum, Germany, Phone: +49-234-32-26357, valentin.bertsch@ee.rub.de, www.ee.rub.de

In relation to the socio-economic effects, we find that the survey respondents are indeed more accepting of (renewable) energy infrastructure developments as the setback distance increases. Moreover, based on the results it is evident that people's preferences for spatial proximity between various energy technologies and their homes are driven by some very influential factors, such as their tradeoffs between national energy policy preferences, their technology specific perceptions and to a lesser extent their socio-demographic characteristics.

Thus, policy makers may choose to trade achieving RES-E targets off against arriving at the least-cost scenario. If a constrained roll-out of renewables overcomes public opposition to the high levels of RES installations required to meet higher renewable integration targets, the increase in total costs may be acceptable, from a policy-maker's point of view. An appropriate assessment and monitoring of the expected cost (increase) is very important though given that increased energy prices for consumers may themselves prove a barrier to social acceptance.

Acknowledgements

The work presented here draws on a variety of research findings from different collaborations. In particular, I would like to thank Desta Fitiwi, Margeret Hall, Jason Harold, Marie Hyland, Muireann Lynch and Viktor Slednev.

References

- [1] Slednev, V., Bertsch, V., Ruppert, M., & Fichtner, W. (2018). Highly resolved optimal renewable allocation planning in power systems under consideration of dynamic grid topology. *Computers & Operations Research*, 96, 281-293.
- [2] Dear, M. (1992). Understanding and overcoming the NIMBY syndrome. *Journal of the American Planning Association*, 58(3), 288-300.
- [3] Wolsink, M. (1994). Entanglement of interests and motives: assumptions behind the NIMBY-theory on facility siting. *Urban studies*, 31(6), 851-866.
- [4] Burningham, K., Barnett, J., & Walker, G. (2015). An array of deficits: unpacking NIMBY discourses in wind energy developers' conceptualizations of their local opponents. *Society & Natural Resources*, 28(3), 246-260.
- [5] Wüstenhagen, R., Wolsink, M., & Bürer, M. J. (2007). Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. *Energy policy*, 35(5), 2683-2691.
- [6] Rand, J., & Hoen, B. (2017). Thirty years of North American wind energy acceptance research: What have we learned?. *Energy research & social science*, 29, 135-148.
- [7] Mueller, C. E., Keil, S. I., & Bauer, C. (2017). Effects of spatial proximity to proposed high-voltage transmission lines: Evidence from a natural experiment in Lower Saxony. *Energy Policy*, 111, 137-147.
- [8] Warren, C. R., Lumsden, C., O'Dowd, S., & Birnie, R. V. (2005). 'Green on green': public perceptions of wind power in Scotland and Ireland. *Journal of environmental planning and management*, 48(6), 853-875.
- [9] Van der Horst, D. (2007). NIMBY or not? Exploring the relevance of location and the politics of voiced opinions in renewable energy siting controversies. *Energy policy*, 35(5), 2705-2714.
- [10] Harold, J., Bertsch, V., Lawrence, T., & Hall, M. (2018). Drivers of people's preferences for spatial proximity to energy infrastructure technologies: a cross-country analysis. *ESRI Working Paper No. 583*.
- [11] Fitiwi, D., Lynch, M., & Bertsch, V. (2019) Capacity-constrained Renewable Power Generation Development in Light of Storage Cost Uncertainty. *ESRI Working Paper*.

1.1.3. Photovoltaik – Status Quo und neue Entwicklungen im Bereich der Solarzellenmaterialien

Gregor TRIMMEL¹

Einleitung

Photovoltaik (PV) hat sich in den letzten 20 Jahren aus einer teuren Nischentechnologie zu einer Mainstreamtechnologie entwickelt. Die Erwartungen, die man vor 20 Jahren in die Photovoltaik gesetzt hat, wurden bei weitem übertroffen und schon heute trägt PV mit einer geschätzten installierten Leistung von 505 GWp und einer erzeugten Energiemenge von ca. 640 TWh zu mehr als 2,4% des weltweiten jährlichen Strombedarfs bei.[1] Derzeitig sehen viele Analysten enorme Wachstumsraten, die auf mehreren Faktoren beruhen. Einerseits setzen derzeit viele Staaten zahlreiche Maßnahmen um den Klimawandel und die damit verbundene Erderwärmung zu begrenzen. Dazu zählen insbesondere eine Decarbonisierung der Elektrizitätsversorgung. Gleichzeitig werden die zunehmende E-Mobilität und der Einsatz von Wasserstoff als Energieträger dazu führen, dass insgesamt mehr nachhaltiger Strom benötigt wird. Andererseits ist die Stromerzeugung aus Photovoltaik schon heute in manchen sonnigen Ländern bereits die billigste Erzeugungsform.

Status-Quo

Parallel zu den kontinuierlich steigenden jährlichen Installationszahlen konnte auch die durchschnittliche Effizienz der verkauften Solarzellenmodule erhöht werden. Der heutige Markt wird dabei von den kristallinen Siliziumtechnologien beherrscht, doch auch hier konkurrieren mehrere verschiedene Siliziumtechnologien, deren Vor- und Nachteile kurz erklärt werden. Neue Trends versprechen hier noch deutliche Verbesserung im Wirkungsgrad in den nächsten Jahren und versprechen Solarzellenmodule mit durchschnittlichen Umwandlungseffizienzwerten von 20% und darüber. Daneben haben sich zwei Dünnschichttechnologien, Cadmiumtellurid und CIGS, ebenfalls Marktanteile gesichert.

Neue Technologien

Neben den oben erwähnten Halbleitern, gibt es in der Literatur eine Vielzahl an weiteren anorganischen und organischen Materialien und Materialkombinationen, die prinzipiell als Solarzelle verwendet werden könnten. Nur wenige davon sind bis jetzt über den Status der reinen Grundlagenforschung hinausgekommen und zählen zu den *emerging PV-technologies*. Darunter hat die Perowskitesolarzelle aufgrund der außergewöhnlichen Materialeigenschaften des Absorbers das Potential Photovoltaik noch deutlich kostengünstiger zu machen. Im Labor zeigen Perowskitesolarzellen bereits Effizienzwerte im Bereich der Siliziumsolarzellen. Da lösliche Bleiverbindungen eingesetzt werden, ist eine kommerzielle Umsetzung aber mit einem großen Fragezeichen versehen.

Im Schatten der Perowskite gelang den organischen Solarzellen durch die Entwicklung neuer Materialien ebenfalls ein großer Technologiesprung. Dabei besteht die „organische Solarzellentechnologie“ nicht aus einem definierten Material, sondern dank der vielseitigen organischen Chemie gibt es tausende bekannte Halbleiter, die derzeit untersucht werden. Es wird ein kurzer Überblick über die Erfolge und Herausforderungen dieser Technologie gegeben.

Weitere alternative Technologien werden kurz umrissen und die Vor- und Nachteile der Technologien aus heutiger Sicht betrachtet. Abschließend werden die Forschungsarbeiten am Institut im Bereich der PV-Materialforschung kurz vorgestellt.

Referenzen

- [1] The “Renewables 2019 Global Status Report” (REN21 Secretariat: Paris, France, 2019)

¹ Technische Universität Graz, ICTM- Institut für Chemische Technologie von Materialien, Stremayrgasse 9, 8010 Graz, +43 316 873 32300, gregor.trimmel@tugraz.at, www.tugraz.at/institute/ictm/research/trimmel-group/

1.1.4. Wasserkraft als Eckpfeiler der Energiezukunft

Gerald ZENZ¹, Wolfgang RICHTER, Shervin SHAHRIARI

Kurzfassung

Die Nutzung der Wasserkraft hat viele Vorteile und ist eine äußerst nachhaltige Form Sonnenenergie mit hoher Energiedichte zu nutzen, sodass Kraftwerksanlagen sehr kompakt errichtet werden können. Wasserkraft ist eine bewährte Technologie mit hoher Zuverlässigkeit, erlaubt eine effiziente Speicherung von Energie und kann dies andererseits unter geringen Betriebs- und Erhaltungskosten leisten. Die Wasserkraft ist auch eine „lokale“ Ressource von großer volkswirtschaftlicher Bedeutung und reduziert somit die Abhängigkeit von Energieimporten.

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 zusätzlich sehr oft auch noch Mehrzweckaufgaben, wie z.B.: Hochwasserschutz, Trinkwasserversorgung, Bewässerung, Schifffahrt und Tourismus.

Mit der weltweiten Diskussion über die Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemission ist direkt die Forderung zum nachhaltigen Wirtschaften gekoppelt; eine Kreislaufwirtschaft bei signifikanter Reduktion der thermischen Verwertung fossiler Rohstoffe – und damit Reduktion der CO₂ Emission - ist gefordert. Einen wesentlichen Beitrag dazu wird die nachhaltige Nutzung von Sonnenenergie leisten. Ein Eckpfeiler – wenn die topographisch- hydrologischen Verhältnisse gegeben sind - ist die Wasserkraft als 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. Dazu zählen die Verbesserung bestehender Anlagen sowie die optimierte Auslegung neuer Anlagen basierend auf langjähriger Erfahrung mit einer Reduktion des Materialeinsatzes, somit der „grauen Energie“. Darüber hinaus ist auch die objektivierte Darstellung der Verhältnismäßigkeit von Eingriffen in die Natur zu den Vor- und Nachteilen zusammen mit den externalisierten Auswirkungen (z.B.: Umweltbelastung getragen an anderer Stelle und Ausbeutung von „wirtschaftlichen“ Ressourcen in sich entwickelnden Ländern) ein wichtiges zu bearbeitendes Themengebiet.

Wasserkraft ist die wirtschaftliche Art Energie aus erneuerbarer Quelle zu nutzen, verbunden mit Nachhaltigkeit und einem positiven Beitrag für die subsidiäre Versorgungssicherheit. Allerdings erfordert der weitere Ausbau der Wasserkraft klare gesetzliche Vorgaben in Hinblick auf Finanzierung unter Berücksichtigung der „Fördersysteme“ 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. Die Wasserkraftnutzung erfährt einen sehr hohen Grad an Zustimmung aus der Bevölkerung – insbesondere der in unmittelbarer Nachbarschaft zu bestehenden Anlagen wohnenden. Diese Aspekte spielen eine große Rolle in industrialisierten Ländern und tragen zur ökologischen Aufwertung bei. Wasserkraft ist der Eckpfeiler der elektrischen Energiebereitstellung nicht nur in Österreich.

Referenzen

- [1] International Energy Agency; Hydropower; www.iea.org.
- [2] International Energy Agency; Key World Energy Statistics; Web Page <https://www.iea.org/data-and-statistics/> visited January 2020.
- [3] International Hydropower Association – Hydropower Status Report 2019.

¹ Graz University of Technology, Institute of Hydraulic Engineering and Water Resources Management, Stremayrgasse 10/II; www.hydro.tugraz.at

1.2. KLIMA, ELEKTRISCHE ENERGIE UND WASSERKRAFT (PLENUM P3)

1.2.1. Was braucht es um das Klima zu retten?

Renate CHRIST¹

Einleitung

Seit seiner Gründung im Jahr 1988 hat das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), auf deutsch auch „Weltklimarat“ genannt, in regelmäßigen Intervallen umfassende Sachstandsberichte und Sonderberichte über die Ursachen des Klimawandels, zu erwartende Auswirkungen und Maßnahmen zur Vermeidung und Anpassung herausgegeben. Diese Berichte, an denen tausende von Wissenschaftlern mitgearbeitet haben, bilden die wissenschaftliche Grundlage für internationale und nationale Klimapolitik. Der letzte umfassende Sachstandsbericht wurde 2014 fertiggestellt und hat maßgeblich zum Abschluss des Abkommens von Paris beigetragen. Seither wurden drei Sonderberichte verfasst. Wichtige Erkenntnisse werden im Folgenden zusammengefasst.

IPCC Sonderberichte 2018 und 2019

Globale Erwärmung von 1,5°C[1]

Dieser Bericht wurde im Auftrag der Klimarahmenkonvention erstellt, um Klarheit in Hinblick auf das Ziel des Abkommens von Paris zu erlangen, den Anstieg der durchschnittlichen Erdtemperatur deutlich unter 2°C über dem vorindustriellen Niveau zu halten und Anstrengungen zu unternehmen, die Erwärmung auf 1,5°C zu begrenzen, da dies die Risiken von Klimaänderungen verringern würde.

Die Ergebnisse sind eindeutig. Die zu erwartenden Risiken einer Erwärmung von 1,5°C sind deutlich geringer als bei einer Erwärmung von 2°C. Die Geschwindigkeit der Erwärmung und ob eine kurzfristige Überschreitung von 1,5°C, ein sogenanntes „Overshoot“, stattfindet, spielen eine wesentliche Rolle. Ernte-Einbußen, extreme Wetterereignisse und Gesundheitsrisiken sind geringer bei 1,5°C als bei 2°C. Besonders deutliche Unterschiede sind in Ökosystemen zu erwarten. Von 105.000 untersuchten Arten würden 6% der Insekten, 8% der Pflanzen und 4% der Wirbeltiere bei einer Erwärmung von 1,5°C über die Hälfte ihres Verbreitungsgebietes verlieren. Bei 2°C wären es 18% der Insekten, 16% der Pflanzen und 8% der Wirbeltiere.

Die zukünftige Erwärmung wird durch kumulative CO₂ Emissionen bestimmt. Beim derzeitigen Trend wird die Marke von 1,5°C Erwärmung zwischen 2030 und 2052 überschritten werden. Emissionspfade die die Erwärmung bis 2100 ohne oder mit nur geringem Overshoot auf 1,5°C begrenzen erfordern eine globale Emissionsreduktion von CO₂ von 45% im Jahr 2030 bezogen auf das Emissionsniveau von 2010 und erreichen Netto-Null CO₂ Emissionen im Jahr 2050. Für eine Temperaturbegrenzung von 2°C zeigen die meisten Modelle eine Reduktion der CO₂ Emissionen von 25% im Jahr 2030 und erreichen Netto-Null im Jahr 2070. In beiden Fällen wird von einer starken Reduktion von allen anderen Treibhausgasen (THG) ausgegangen.

Alle Pfade Richtung 1,5°C erfordern rasche und weitreichende Transformationen in den Bereichen Energie, Landnutzung, Urbanisierung, Infrastruktur und Industrie, in einem historisch noch nicht beobachteten Ausmaß. Die Modelle gehen auch von der Nutzung von verschiedenen Kohlendioxidentnahme Technologien (*Carbon Dioxide Removal*, CDR), vor allem Aufforstung und Bioenergie mit Kohlendioxidabscheidung und Speicherung (*Bioenergy with Carbon Capture and Storage*, BECCS), in einer Größenordnung von 100-1000 GtCO₂ im Verlauf des 21. Jahrhunderts aus, um die noch verbleibenden Emissionen auszugleichen. Andere potentielle Kohlendioxid Entnahme Maßnahmen sind Landrenaturierung, Kohlenstoff Sequestrierung in Böden, direkte CO₂ Abscheidung

¹ Renate Christ, ehemals UNEP/WMO IPCC, derzeit private Consultant, Sechsschimmelgasse 3/19 1090 Wien, +436649362991, rchrist8@gmail.com

aus der Luft und Speicherung (*Direct Air Carbon Capture and Storage, DACCS*) und Ozean-Alkalisierung. Die Maßnahmen unterscheiden sich stark in ihrer technologischen Reife und den Zielkonflikten. Insbesondere der erforderliche Flächenbedarf wurde daher im Sonderbericht Klimaänderung und Land im Detail beleuchtet.

Die zum Zeitpunkt der Berichterstellung bekannten Maßnahmen und Pläne der Vertragsstaaten zum Abkommen von Paris wurden in Hinblick auf das angestrebte Ziel analysiert. Die nationalen Minderungsziele würden im Jahr 2030 zu globalen THG Emissionen von 52-58 GtCO₂Äq/Jahr führen und damit zu einer Erwärmung von 3°C und darüber hinaus. Fast alle 1,5°C Pfade hingegen gehen von globalen Emissionen von weniger als 35 GtCO₂Äq/Jahr im Jahr 2030 aus. Selbst wenn nach 2030 sehr starke Emissionsminderungen erfolgen würden, wäre das 1,5°C Ziel nur mehr durch den großflächigen Einsatz von CDR erreichbar. Je geringer die Emissionen im Jahr 2030 umso leichter fällt eine Begrenzung des Temperaturanstiegs auf 1,5°C. Abschließend werden Fragen der Ethik und Ungleichheit und die Notwendigkeit Klimapolitik mit nachhaltiger Entwicklung in Einklang zu bringen behandelt.

Klimaänderung und Land [2]

Land ist sowohl THG Emissionsquelle als auch Senke und daher Teil des Problems und Teil der Lösung. Land- und Forstwirtschaft und andere Landnutzungen waren von 2007-2016 für 13% der CO₂, 44% der CH₄ und 82% der N₂O Emissionen verantwortlich und damit für 23% der Gesamt-THG-Emissionen (12.0+/-3.0 GtCO₂Äq/Jahr). Die natürliche Reaktion des Landes auf Umweltveränderungen führte in diesem Zeitraum zu einer CO₂ Senke von 11,2 GtCO₂/Jahr (entspricht 29% der gesamten CO₂ Emissionen). Allerdings ist die Dauerhaftigkeit dieser Senke angesichts der Klimaänderung ungewiss. Der Bericht analysiert Zusammenhänge zwischen klimabedingten Risiken, sozio-ökonomischen Entwicklungspfaden, wie Bevölkerungswachstum, Technologie und Konsumverhalten, und möglichen Zielkonflikten bei der Landnutzung. Besondere Beachtung wird dem Bereich BECCS und der gesamten Nahrungsmittelkette von Produktion, Ernährungsgewohnheiten bis zu Lebensmittelabfall geschenkt.

Der Ozean und die Kryosphäre in einem sich verändernden Klima [3]

Dieser Bericht analysiert in Detail die Rolle der Ozeane und der Kryosphäre für das globale Klima, Veränderungen in diesen Systemen und die Auswirkungen auf Ökosysteme und Bewohner und ergänzt damit die Aussagen der beiden anderen Berichte.

Referenzen

- [1] IPCC, 2018: Summary for Policymakers. In: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M.I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, and T. Waterfield (eds.)]. In Press.
- [2] IPCC, 2019: Summary for Policymakers. In: Climate Change and Land: an IPCC special report on climate change, desertification, land degradation, sustainable land management, food security, and greenhouse gas fluxes in terrestrial ecosystems [P.R. Shukla, J. Skea, E. Calvo Buendia, V. Masson-Delmotte, H.-O. Pörtner, D. C. Roberts, P. Zhai, R. Slade, S. Connors, R. van Diemen, M. Ferrat, E. Haughey, S. Luz, S. Neogi, M. Pathak, J. Petzold, J. Portugal Pereira, P. Vyas, E. Huntley, K. Kissick, M. Belkacemi, J. Malley, (eds.)]. In press.
- [3] IPCC, 2019: Summary for Policymakers. In: IPCC Special Report on the Ocean and Cryosphere in a Changing Climate [H.-O.Pörtner,D.C.Roberts,V.Masson-Delmotte,P.Zhai,M.Tignor,E.Poloczanska,K.Mintenbeck,A.Alegría,M.Nicolai, A. Okem, J. Petzold, B. Rama, N.M. Weyer (eds.)]. In press.

1.2.2. Österreichs Perspektive: Integration von Erneuerbaren und Versorgungssicherheit

Gerhard CHRISTINER¹, Michael WEIXELBRAUN²

Österreich braucht Strom

Das Energiesystem befindet sich inmitten eines Totalumbaus. 2030 sollen 100% des Strombedarfs aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt werden. Dies erfordert einen massiven Ausbau Erneuerbarer Energieträger, gleichzeitig muss in diesem Transformationsprozess die Versorgungssicherheit weiterhin auf dem gewohnt hohen Niveau verbleiben. Dies kann nur durch eine gesamthafte Planung in der Vorgehensweise, der Forcierung des Netzausbaus sowie durch die Implementierung weiterer Flexibilitätsoptionen gewährleistet werden.

Ausgangslage – aktuelle Situation

Bereits heute kommt dem Übertragungsnetz eine fundamentale Rolle zu. Durch die zentrale Lage in Europa ist Österreich besonders von den zunehmend volatilen Lastflussmustern betroffen. Zumeist importieren wir, an manchen Tagen exportieren wir Strom. Dem Übertragungsnetz kommt dabei eine zentrale Bedeutung zu. Um stets den europaweiten Ausgleich, zwischen Erzeugung und Verbrauch, gewährleisten zu können sowie für die Nutzung von überregionalen erneuerbaren Potentiale ist eine starke internationale Vernetzung essenziell. So wird bereits heute Windenergie aus Nord-Deutschland importiert sowie Windenergieüberschüsse im Ostens Österreichs zu den Lastzentren wie Wien oder zu den Pumpspeichern im Westen des Landes transportiert. Das Übertragungsnetz gleicht daher die räumliche Divergenz zwischen Lastzentren, Erzeugern und Speichern aus und ist heute noch immer die effektivste und günstigste Flexibilitätsoption.

Aufgrund des stetig steigenden Anteils von Erneuerbaren Energien konnte man in den letzten Jahren immer höhere Gradienten und Leistungsspitzen beobachten. Gleichzeitig stieg sukzessive das energetische Transportvolumen (+ rd. 26% in den letzten 9 Jahren³). Das Übertragungsnetz wird also zunehmend an seiner Belastungsgrenze betrieben. Die resultierenden Netzengpässe können nur mehr durch koordinierte Notmaßnahmen („Redispatch“) behoben werden. Der Bedarf solcher Notmaßnahmen hat sich in den letzten Jahren massiv erhöht, und im Jahr 2019 mit Kosten von 148 MioEUR ein neuerliches Rekordniveau erreicht. Kosten die durch einen entsprechenden Netzausbau vermeidbar wären und vom österreichischen Stromkunden zu tragen sind.

Ausblick 2030 – 100% Strom aus erneuerbaren Energien (bilanziell)?

Durch die sukzessive Erhöhung des Erneuerbaren-Anteils in Österreich, auf die geplanten 9 GW Windkraft und 12 GW Photovoltaik [1], werden herausfordernde Situationen, in einer noch nie dagewesenen Dimension, eintreten (z.B.: kurzfristige Überdeckungsspitzen von rd. 10 GW, Tag- Nacht-Ausgleich, weiterhin Unterdeckung im Winter sowie das Erfordernis saisonaler Verlagerung im TWh-Bereich).

Grundsätzlich gilt, je leistungsfähiger das Übertragungsnetz ist, desto umfangreicher ist der Ausgleich zwischen Erzeugung und Last möglich, was wiederum die Grundlage bildet um Erneuerbare erfolgreich in das Energiesystem zu integrieren.

Dennoch ist hervorzuheben, dass das Stromnetz alleine die regionale Ausgleichsfunktion zukünftig nicht mehr erfüllen kann. Daher müssen zunehmend neue Flexibilitätspotentiale, wie z. B. Batterien, Sektorkopplung (Power-to-X), unterstützt durch Digitalisierung erschlossen werden.

Die Frage nach einem „entweder oder“ stellt sich daher nicht: Netzausbau muss zunehmend durch andere Flexibilitätsoptionen ergänzt werden. Der erfolgreiche Umbau des Energiesystems, unter

¹ Austrian Power Grid, Wagramerstraße 19, 1220 Wien, gerhard.christiner@apg.at

² Austrian Power Grid, Wagramerstraße 19, 1220 Wien, michael.weixelbraun@apg.at

³ 2010: 37,2 TWh; 2019: 46,7 TWh

Aufrechterhaltung des gewohnt hohen Niveaus der Versorgungssicherheit, wird nur dann funktionieren, wenn ein ganzheitlicher Planungsansatz zur Anwendung kommt.

Referenzen

- [1] Haas, Resch, Burgholzer, Totschnig, Lettner, Auer, Geipel (2017): „Stromzukunft Österreich 2030 - Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien“, Technische Universität Wien, Wien

1.2.3. Die Transformation der Energiewirtschaft aus regulatorischer Sicht

Wolfgang URBANTSCHITSCH¹

Seit den ersten Liberalisierungsschritten im Jahr 1996 hat die Europäische Union daran gearbeitet, nationale Märkte zusammen zu schließen. Ziel dieser Aktivitäten war es, Wettbewerb zwischen großen Stromerzeugungsanlagen herzustellen, um der europäischen Wirtschaft aber auch den Konsumenten kostengünstige Energie zur Verfügung stellen zu können. Fast 25 Jahre später hat sich der Schwerpunkt politischer Vorgaben aber wesentlich geändert. Der vorgezeichnete Weg geht klar in Richtung erneuerbare und dezentrale Stromerzeugung.

Anders als konventionelle Stromerzeugung ist in einem System, das mehr als 50% der installierten Kapazität Wind- und Fotovoltaikanlagen enthält, die gesicherte Versorgung mit Strom schwieriger zu bewerkstelligen. Neben der Vorhaltung von abrufbaren Reservekapazitäten und der weiteren Integration des heimischen Systems mit dem Ausland steht auch die Steuerung der Nachfrage als Option offen.

Während aktuell ein großer Teil der Innovation eher im Kleinkundensektor (Haushalte und kleine Gewerbebetriebe) erfolgt, darf dennoch nicht außer Acht gelassen werden, dass etwa die bereits genutzte Flexibilität im Industriesektor durch Demand Response Angebote für Übertragungsnetzbetreiber weiter und wohl auch noch stärker als bisher vermarktet werden kann. So können und sollen künftig auch kleinere Industrieanlagen als Anbieter von Flexibilität auftreten. Alle Innovationen resultieren in einer erhöhten Komplexität des Systems.

Zentrale Rolle der Dienstleister

Neue aber auch kleine Marktteilnehmer sind darauf angewiesen, Teile der Geschäftsprozesse auszugliedern. Die Gründe liegen einerseits im fehlenden eigenen Wissen und auch darin, dass die Bündelung von Prozessen wie Rechnungslegung, der Betrieb eines Call-Centers oder die energiewirtschaftliche Datenverarbeitung für ein großes oder mehrere Unternehmen relativ günstiger durchgeführt werden kann als für ein kleines. Ein funktionierender Wettbewerb zwischen derartigen Dienstleistern stellt daher eine wesentliche Voraussetzung dar, damit die Transformation in Richtung neue, kleine Marktteilnehmer funktionieren kann. Regulatorisch darf es dabei nicht zu einer Aushöhlung des bestehenden Konsumentenschutzes kommen.

Transparenz der Vergleichsportale

Eine wesentliche und immer wichtiger werdende Dienstleistung besteht im Bereich der Kundenakquisition. Vergleichsportale spielen dabei eine immer größere Rolle.

Die E-Control selbst wird im Jahr 2020 eine Vergleichsmöglichkeit dynamischer Preismodelle implementieren.

Dezentraler Markteintritt

Bereits zum Zeitpunkt des Markteintritts haben die künftigen Marktteilnehmer vielfältige Herausforderungen zu bewältigen. Die E-Control betreibt deshalb schon seit vier Jahren die sogenannte Markteintrittsstelle, die in- und ausländischen Interessenten beratend hilft, die notwendigen Schritte zu absolvieren. Diese Stelle soll nun ausgebaut werden und auch die Beratung von „dezentralen Einheiten“ übernehmen.

Tarife neu als eine der Voraussetzungen

Die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen machen es auch nötig, die bestehende Netzentgeltstruktur anzupassen. Die E-Control hat bereits früh erkannt, dass sich das Energiesystem grundlegend ändern wird und hat deshalb bereits vor längerer Zeit einen Prozess zur Weiterentwicklung

¹ E-Control

der Netzentgeltstruktur gestartet. Die „Tarife 2.0“ enthalten Vorschläge zur Anpassung der bestehenden Systematik an das veränderte Stromsystem.

Rolle der Verteilnetzbetreiber

Verteilnetzbetreiber waren, sind und bleiben die zentrale Datendrehscheibe des Strommarktes. Gleichbehandlung aller sowie sicherer, verlässlicher und möglichst rascher Datenaustausch mit den Marktunternehmen ist absolute Voraussetzung, um neue Geschäftsmodelle erfolgreich umsetzen zu können. Viele der Geschäftsmodelle beruhen darauf, Mehrwert zu bieten. Netzbetreiber sind für die Energieverteilung und die Datenverteilung zuständig. Beides definiert ihre Qualität. Die Transformation macht die Datenverteilung immer wichtiger, denn nur so kann die für den Umbau des Energiesystems notwendige Flexibilität im Markt auch wirklich aktiviert werden. Zusätzlich ist zu bedenken, dass nur zeitnahe Daten den Lieferanten überhaupt noch ermöglichen, über den Großhandelsmarkt auf Ungleichgewichte in ihrer Bilanzgruppe zu reagieren.

Monitoring der Prozessgestaltung und Prozesseinhaltung

Die viel größere Anzahl an Marktteilnehmern macht eine weitestgehende Automatisierung aller Prozesse notwendig. An einer weiteren Verbesserung seitens der Branche wird bereits gearbeitet. Für die E-Control stellt dies angesichts der politischen Pläne eine Infrastrukturleistung dar, die für die kommende erneuerbare Stromzukunft ähnlich wichtig ist, wie die physische Verteilung elektrischer Energie.

1.2.4. Wasserkraft in der Schweiz – Trumpfkarte der Energiestrategie 2050

Michel PIOT¹

Einleitung

Am 21. Mai 2017 hat die Schweizer Bevölkerung dem neuen Energiegesetz mit 58 Prozent zugestimmt. Das auf Anfang 2018 in Kraft getretene Gesetz entspricht einem ersten Massnahmenpaket auf dem Weg zur Umsetzung der Ziele der Energiestrategie 2050. Es stipuliert den Verzicht auf neue Kernkraftwerke, den Ausbau erneuerbarer Energien als Ersatz für die dadurch mittelfristig wegfallende Produktion sowie bis ins Jahr 2035 eine Senkung des Stromverbrauchs pro Kopf um 13 Prozent gegenüber dem Jahr 2000. Um die Ziele für das Jahr 2050 zu erreichen, ist ein zweites Massnahmenpaket notwendig. Die Energiekommission des Nationalrates ist allerdings am 31. Januar 2017 nicht auf den Vorschlag des Bundesrates eingetreten, der die Einführung eines Klima- und Energielenkungssystems vorgesehen hätte. Und so ist trotz Annahme des Energiegesetzes durch das Volk unklar, wie die ambitionösen Zielsetzungen erreicht werden sollen.

Strom in der Schweiz

Mit einem Anteil von rund 60 Prozent stammt der Grossteil der Stromproduktion aus Wasserkraft, der Rest im Wesentlichen noch aus eigener Kernkraft mit zunehmenden Anteilen aus Photovoltaik, Wind und Biomasse. Die letzten Winterhalbjahre haben gezeigt, dass die Importabhängigkeit tendenziell zunimmt. Daran dürfte sich auch über die nächsten Jahre wenig ändern.

Am 20. Dezember 2019 wurde das Kernkraftwerk Mühleberg als erstes von fünf Schweizer Kernkraftwerken stillgelegt. Für den Ersatz der Produktion aus diesen Kraftwerken legt das Energiegesetz Richtwerte für den Ausbau der erneuerbaren Energien fest, so dass zumindest auf Jahresbasis eine ausgeglichene Bilanz der Schweiz angestrebt wird. Es zeigt sich aber bereits jetzt, dass nicht nur die Geothermie sondern auch Biomasse und Wind die Ziele kaum erreichen werden und Photovoltaik zur grossen Hoffnungsträgerin avanciert.

Wasserkraft in der Schweiz

Die Schweizer Wasserkraft liefert nicht nur den Grossteil der inländischen Stromproduktion, sondern sie vermag dank der grossen Speicherseen vor allem auch im Winter einen namhaften und bedarfsgerechten Beitrag zu leisten. Nachfolgend wird aufgezeigt, mit welchen vielfältigen Chancen und Risiken die Schweizer Wasserkraft in Bezug auf Umwelt und Gesellschaft, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit aktuell konfrontiert ist (Abbildung 1).

Wirtschaftliche Situation der Wasserkraft

Ertragsseitig haben sich die gehandelten Strompreise gegenüber dem Tief von 2016 zwar erholt, der Durchschnittspreis 2019 per Ende November liegt aber mit 4.5 Rp./kWh nur knapp 10 Prozent über dem Gesamtjahr 2016. Dieses Niveau reicht für einige bestehende Anlagen aus, die notwendigen Investitionen in Erneuerungen zu tätigen; Investitionen in Erweiterungen und Neubauten sind ohne Fördermassnahmen aber aktuell absehbar nicht wirtschaftlich.

Kostenseitig hat es die Schweizer Politik verpasst, beim Wasserzins als gewichtigster öffentlicher Abgabe eine marktkompatible Regelung zu definieren. Stattdessen bezahlen die Produzenten weiterhin einen gewinn- und marktpreisunabhängigen fixen Beitrag in der Höhe von durchschnittlich 1.6 Rp./kWh.

¹ Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband, Rütistrasse 3a, 5401 Baden, +41 56 222 50 69, michel.piot@swv.ch, www.swv.ch

Umwelt und Wasserkraft

Mit dem Gewässerschutzgesetz wurden die Grundlagen geschaffen, um die Nachhaltigkeit der Wasserkraft weiter zu verbessern. Diese Verbesserung geht aber einher mit einer erheblichen Minderproduktion aufgrund der vorgeschriebenen erhöhten Restwassermengen. Daneben sind die Themen Sanierung Fischgängigkeit, Schwall/Sunk und Geschiebetransport relevant, die ebenfalls zu Minderproduktion führen können.

Im Weiteren zeigt eine neue Untersuchung, dass die Speicherkraftwerke in den Alpen als Folge der Gletscherschmelze aktuell vom Klimawandel profitieren. Dieser Trend wird sich allerdings ändern und gegen Ende des Jahrhunderts zu einer zusätzlichen Minderproduktion führen. Gleichzeitig bieten die natürlichen Mulden der Gletscherrückzugsgebiete oftmals geeignete Standorte für neue Speicherseen.



Abbildung 1: Wasserkraft im Kontext des Zieldreiecks der Schweizer Energiepolitik.

Versorgungssicherheit und Wasserkraft

Die Wasserkraft bleibt mit ihrer gut vorhersagbaren Produktion in den grossen Flussläufen, den saisonalen Umlagerungskapazitäten dank der grossen Speicherseen und der hohen Flexibilität dank zweier neuer grosser Pumpspeicherkraftwerke die Schlüsseltechnologie für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Dabei darf aber nicht vergessen gehen, dass alleine der Qualitätserhalt mit erheblichen Investitionen verbunden ist, die auf jährlich knapp CHF 0.5 Mrd. geschätzt werden.

Ausblick

In den Jahren 2035–2050 laufen die Konzessionen grosser Wasserkraftwerke aus. Diese Kraftwerke können dann vom Gemeinwesen entweder übernommen oder rekonzessioniert werden. Da viele Kantone noch keine Heimfallstrategie definiert haben, sind die heutigen Eigentümer mit Investitionen sehr zurückhaltend.

Mit der losgetretenen Klimabewegung sollten der Wasserkraft als klimaschonendster Stromquelle zwar gute Zeiten bevorstehen. Allerdings zeigt sich, dass alleine mit der Definition von Richtwerten und dem Unterzeichnen von Abkommen noch nichts gewonnen ist. Für die Wasserkraft entscheidend ist letztlich, ob ihre positiven Beiträge und Eigenschaften mit marktlichen Instrumenten honoriert werden. Zudem sind regulatorische Rahmenbedingungen zu schaffen, die es einem Unternehmen unter Berücksichtigung von Risikoaspekten erlauben, in langlebige Infrastruktur zu investieren, denn diese wird in Zukunft einen hohen Nutzen für die Volkswirtschaft stiften, ist gleichzeitig aber kurz- und mittelfristig erheblichen Risiken ausgesetzt.

1.3. ENERGY TRANSITION, SPEICHER UND ELEKTROMOBILITÄT (PLENUM P4)

1.3.1. Energy Transitions: What We Have Learned from the Past to Create a Bright Future

Manfred WEISSENBACHER¹

Introduction

An energy transition is a process and a time period during which one dominant energy regime is being replaced by another. We have observed various energy transitions in the past, with certain features being shared among all of them at least to some extent. Although the current, or pending, energy transition towards truly dominating renewable energy shares appears to be fundamentally different, clues from past transitions will allow us to set up a framework that will facilitate such transition.

Energy Eras of the Past

In order to study energy transitions we first need to identify and define the energy eras or ages that have preceded and succeeded past energy transitions [1].

The Foraging Age

From the human standpoint the energy baseline is defined by the Foraging Age, during which bands of humans were hunting and gathering, and eventually widened their energy spectrum by commanding open fire. This era was characterized by low, or lack of, professional specialization, lack of excess energy, and low or negligible population growth resulting from high birth rates combined with high death rates.

The Agricultural Age

The Agricultural Age was a long and complex era, defined by the ability of humans to direct sunlight towards the growth of nutritional energy rather than looking for food in wide landscapes the way nature happens to provide it. The resulting excess nutritional energy allowed for professional specialization and led to stratified societies. For millennia, slaves represented the lowest end of such societies. They often made up for large shares of society, and the principal pair of fuel and prime mover in this era remained grain and human workers, though beasts of burden were variously introduced and provided for increased power output. At the higher end of society more hands were freed from physical work, and knowledge accumulated at ever faster rates, especially when declining death rates led to strong population growth and more humans being around to think. In the energy arena, the positive feedback cycles led to tools and equipment augmenting muscle power and, eventually, to the introduction of wind and water power as well as the use of biomass for industrial purposes. However, these applications of non-nutritional renewable energy remained niche applications of sorts and did not lead straight into a new Energy Age. Wind power became critical for mobility at sea only and, just like water power, limited to specific regions when it came to stationary productive applications. Meanwhile, industrial biomass remained subjected to natural growth rates, with charcoal use for ironmaking often resulting in critical deforestation. When the use of peat, arguably not a renewable resource, gained prominence in regions that happened to be endowed with it, productivity and wealth increased in these regions, while peat did not extend a military advantage as its flame was not hot enough for ironmaking.

The Coal Age

The Coal Age is defined by the utilization of large amounts of coal, a resource of stored energy that is quite widely distributed over the globe, and quite easily accessible. The principal prime mover to utilize coal was the steam engine, which was initially used for stationary work, but soon also revolutionized mobility both on land (steam trains) and the sea (steam ships). The use of coal released human energy consumption from the limitations imposed by the given intensity of incoming solar radiation and thus the rate of biomass growth, the hydro cycle and the heating of the atmosphere for wind generation. What is more, coal products could be

¹ University of Malta, Msida, MSD 2080, Malta, E-mail: manfred.weissenbacher@um.edu.mt

used to make hard metal in large quantities and to mass produce pharmaceuticals, dyes, and other useful chemicals. The Coal Age eventually featured the introduction of two new prime movers, the water turbine, which was an improvement over the water wheel, and the steam turbine, which was sort of a crossover between the steam engine and the water turbine. Both provided high rotary power and were used for electricity generation, while steam turbines were also used to build the fastest boats. The Coal Age witnessed an acceleration of the effects observed in the Agricultural Age in terms of increased life expectancy, population growth and knowledge generation, but coal did not work well for individual land transport and for work on the fields. The horse populations thus peaked in various countries towards the end of the Coal Age and claimed a share of the agricultural output.

The Oil Age

The Oil Age took full advantage of the availability of liquid fuels derived from crude oil. Comparatively light internal combustion engines allowed for the construction of cars, tractors and airplanes, but trains and ships soon employed them, too. Oil thus became the most critical fuel in terms of mobility, and it transformed the physical world by serving as the raw material for plastics, next to pharmaceuticals and a range of new synthetic chemicals. Agricultural output, the human population, and knowledge accumulation soared to unprecedented levels. Gas turbines featuring continuous combustion entered the scene providing for jet propulsion and efficient power generation, where natural gas was introduced, while coal remained important. Oil was used for electricity generation, too, besides serving for domestic and industrial heating purposes. Oil thus reached the highest share among all available fuels.

What Do We Know About Past Energy Transitions?

Various aspects of past energy transitions can be observed. One is that they are notoriously slow, as new technology emerges rather than being the result of strokes of genius. Foraging societies in a very long process began protecting and manipulating their target species in nature before turning into farmers, and inefficient steam engines did nothing but pumping water at mines for nearly a century before turning into a universally useful prime mover. Also, transitions create winners and losers, with those losing out in the transitions fighting it as long as possible. Foraging societies were expelled or enslaved by expanding farming societies, landowners lost out against industrialists, resisting farm and cottage workers eventually turned into factory workers, and the British Red Flag Act requiring a man with a red flag to walk at least 60 yards ahead of each self-propelled vehicle was eventually abolished. Notably, the transitions of the past always involved a major technological advance over the previous energy era, with the new energy technology serving various purposes and sectors.

Is a New Transition on Its Way?

The current energy transition towards renewable energy is fundamentally different, as it is driven by environmental and security of supply concerns. As a matter of fact, it is questionable to speak about an energy transition just yet, as renewable energy shares remain low on a global scale, and as the larger shares remain restricted to electricity generation only. Critically, the introduction of intermittent renewables regimes as such can hardly be considered an advance over conventional on-demand regimes from the technological standpoint. It can thus not be expected that a top-down, externally imposed energy transition will develop the same dynamics as the previous, self-motivated transitions. Policies such as incentivizing renewable energy use through guaranteed feed-in tariffs have distorted markets to require further interventions, which will only be fruitful in triggering a real transition if they lead towards technology that is at least as advanced as previous technology, while being environmentally more sound. Meanwhile, this planned transition will create losers just like the previous transitions, with resistance from the coal districts being well on its way. On the other hand, the grassroots climate action movement will provide support, and introducing the right policies and setting up the right frameworks might transform the current attempts into a true, self-propelled energy transition.

References

- [1] M. Weissenbacher, Sources of Power- How Energy Forges Human History. Volume 1: Before Oil: the Ages of Foraging, Agriculture, and Coal. Volume 2: The Oil Age and Beyond. Santa Barbara/Denver/Oxford: Praeger, 2009.

1.3.2. Klimaneutralität 2040 - Österreich als Vorreiter im Klimaschutz

Bettina BERGAUER¹

Paris-Pfad einschlagen

Die Österreichische Bundesregierung hat sich in ihrem Regierungsprogramm 2020-2024 [1] ambitionierte Ziele gesetzt. Auf wissenschaftsbasierter Klimapolitik soll ein Paris-kompatibles CO₂-Budget mit entsprechenden Reduktionspfaden zur Klimaneutralität bis 2040 führen. Dazu bedarf es einer Zusammenarbeit zwischen Bund, Ländern und Gemeinden. Bund und Länder verständigen sich auf abgestimmte, mittel- und langfristig ausgerichtete, planbare und gesicherte, sowie hinreichend dotierte Klima- und Energieförderungen. Ein verpflichtender Klimacheck soll für neue und bestehende Gesetze eingeführt werden.

Die klimaschädlichen Treibhausgasemissionen kommen vor allem aus dem Bereich Energie, das ist Wärme, elektrische Energie und Mobilität. Maßnahmen sollen daher in den folgenden Bereichen getroffen werden:

Wärme

Der Wärmebedarf in Gebäuden kann durch hohe Wärmedämmung deutlich reduziert werden. Die Sanierungsrate für Gebäude soll durch eine Förderoffensive in Richtung 3% pro Jahr angehoben werden. Dabei sollen auch die Sanierungsqualität erhöht und Null-Emissionsgebäude zum Standard gemacht werden.

Zur Erreichung der Klimaschutzziele Österreichs muss bis 2040 auf die Verbrennung von Heizöl, Kohle und fossilem Gas für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser weitestgehend verzichtet werden. Im Neubau sollen ab 2025 keine Gaskessel-Neuanschlüsse mehr zulässig sein. Bessere Raumplanung und die Förderung von erneuerbaren Großanlagen und Geothermie in Fernwärmenetzen, sollen gemeinsam mit Biomasse, Umgebungswärme und direkter Solarwärmennutzung die Wärmeversorgung der Zukunft gewährleisten.

Elektrische Energie

Bis 2030 soll die Versorgung mit elektrischer Energie zu 100% aus erneuerbaren Energiequellen (national, bilanziell) erfolgen. Dies bedeutet einen zusätzlichen Ausbau um einen Jahresertrag von 27 TWh. Die Erzeugung elektrischer Energie aus Photovoltaik soll in den nächsten zehn Jahren um 11 TWh erhöht werden. Bei Wind beträgt das Ausbauziel 10 TWh, bei Wasserkraft 5 TWh und bei Biomasse 1 TWh. Dafür ist ein Unterstützungsvolumen von bis zu einer Milliarde Euro pro Jahr vorgesehen, das aus einem Mix von Investitionsförderungen und Marktprämien bestehen soll. Eine Million Dächer sollen mit Photovoltaikanlagen ausgestattet werden. Verbesserte rechtliche Rahmenbedingungen für Erneuerbare Energiegemeinschaften, sollen eine verstärkte dezentrale Energieversorgung erleichtern.

Mobilität

Um im Verkehrssektor die notwendige Trendwende zur Verringerung der CO₂-Emissionen zu erreichen, werden Maßnahmen entwickelt, um Verkehr zu vermeiden, zu verlagern und zu verbessern. Dabei soll der Anteil des Fuß- und Radverkehrs sowie des Öffentlichen Verkehrs und Shared Mobility deutlich steigen. Der Radverkehrsanteil soll bis 2025 von derzeit 7% auf 13% erhöht werden und bei allen Infrastrukturinvestitionen und bei der Raumplanung mitgedacht werden.

Ein ganztägiges, stündliches Angebot an öffentlichen Verkehrsmitteln soll auch im ländlichen Raum sichergestellt werden. Das 1-2-3 Österreich-Ticket soll als kostengünstige Alternative zum motorisierten Individualverkehr angeboten werden. Um 1 Euro pro Tag soll es in einem Bundesland gelten, um 2 Euro pro Tag in zwei Bundesländern und um 3 Euro pro Tag das ganze Bundesgebiet abdecken.

¹ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 1010 Wien, Stubenbastei 5, +43171100611328, bettina.bergauer@bmk.gv.at, www.bmk.gv.at

Neben der Ausweitung des Angebots von Nachtzügen und Autoreisezügen, sollen durch Verbesserung der Schieneninfrastruktur die schienengebundenen Verkehrsmittel als Rückgrat für den öffentlichen Verkehr gestärkt werden. Besonderes Augenmerk wird auch auf nachfrageorientierte Mobilitätsangebote für „die letzte Meile“ gesetzt.

Eine "Öffi-Milliarde" für den Nahverkehr soll die Verbesserung des Öffentlichen Verkehrs in den Ballungsräumen vorantreiben.

Zur Erreichung der Klimaziele ist auch die Dekarbonisierung des Busverkehrs geplant. Es sind finanzielle Förderungen angedacht, um die Mehrkosten für die Elektrifizierung von Busflotten und für die Umsetzung der Clean Vehicles Directive abzudecken. Ein Phase-Out-Pfad für Diesel soll festgelegt werden. Weiters soll in die Forschung und Entwicklung für den Ausbau der e-Mobilität und synthetischer Kraftstoffe für Straße, Luftfahrt und Schifffahrt investiert werden.

Horizontale Maßnahmen

- Green Finance Agenda

Die notwendigen Investitionen für ein CO₂-neutrales Österreich können nicht alleine mit Öffentlichen Budgetmitteln erreicht werden. Eine Green Finance Agenda wird erarbeitet, die große Banken und Versicherungen sowie private Investoren zu nachhaltigen Investitionen motivieren soll. Ziel ist es, bestehende Finanzströme von fossilen Energiequellen weg zu Investitionen in erneuerbare Energie- und Verkehrssysteme umzulenken. Dazu sollen geeignete Rahmenbedingungen geschaffen werden. Geprüft wird eine Bürger-Stiftung Klimaschutz, die Bürger-Anleihen vergeben soll. Die Bundesregierung bekennt sich zur Auflage von Green Bonds und wird eine KEST-Befreiung für ökologische/ethische Investitionen ausarbeiten.

- Vorbildwirkung der öffentlichen Hand

Eine wesentliche Rolle wird auch die Vorbildwirkung der öffentlichen Hand spielen. Verbindliche Klimaschutz-Richtlinien mit Leitlinien für ökologisch vorbildhafte Sanierung und Niedrigstenergiehaus-Standard inklusive verpflichtender PV-Anlage werden eingeführt. 100% Umweltzeichen-zertifizierter Ökostrom und Veranstaltungen, die die Mindestanforderungen für Green Events erfüllen, werden obligatorisch, ebenso wie Klimaschutzvorgaben für Dienstreisen. Eine nachhaltige und innovationsfreundliche Beschaffung wird zum Standard. Dazu ist das Bestbieterprinzip um verbindliche ökologische Kriterien für die angebotenen Produkte und Dienstleistungen zu erweitern.

- Technologieoffensive, Digitalisierung und Innovation

Die Transformation in eine CO₂-freie, auf Kreislaufwirtschaft basierende, Zukunft steht noch am Anfang. Die Vorteile der Digitalisierung müssen genutzt werden. Durch gesamthafte Betrachtung der Systeme für Wärme, Strom und Mobilität (Sektorkopplung) und einer Energieforschungsoffensive mit den Schwerpunkten Smart Grids, neue Speichertechnologien, Wasserstoff und Demand Side Management soll Österreich zum Vorreiter für ein dekarbonisiertes Energie- und Mobilitätssystem werden.

Referenzen

- [1] Regierungsprogramm 2020 – 2024, „Aus Verantwortung für Österreich“, https://www.wienerzeitung.at/_em_daten/_wzo/2020/01/02/200102-1510_regierungsprogramm_2020_gesamt.pdf (Aufgerufen 29.1.2020).

1.3.3. Entwicklungsgeschichte der Li-Ionenbatterie – von 1970 bis heute

Martin WILKENING¹

In diesem Jahr wurde der Chemienobelpreis dreigeteilt und an die Forscher J. Goodenough, M. Whittingham und A. Yoshino verliehen. Sie erhalten den Preis für ihre ersten Experimente, die zur Entwicklung von kommerziellen Li-Ionenbatterien geführt haben. In den 70er Jahren herrscht Ölkrise und einige Industrieunternehmen haben Interesse an der Entwicklung von neuen Energiespeichern.

M. Stanley Whittingham, arbeitet zu dieser Zeit für die Exxon Research & Engineering Company und untersucht die elektrochemische Interkalation von Li-Ionen in das schichtstrukturierte Übergangsmetallsulfid TiS_2 zu untersuchen. Die hohe Reversibilität der Reaktion unter Erhalt der rigiden Wirtsstruktur des Schichtmaterials TiS_2 markiert aus heutiger Sicht die Evolutionsgeschichte der uns bekannten Li-Ionenbatterie in ihren vielfältigen Erscheinungsformen.

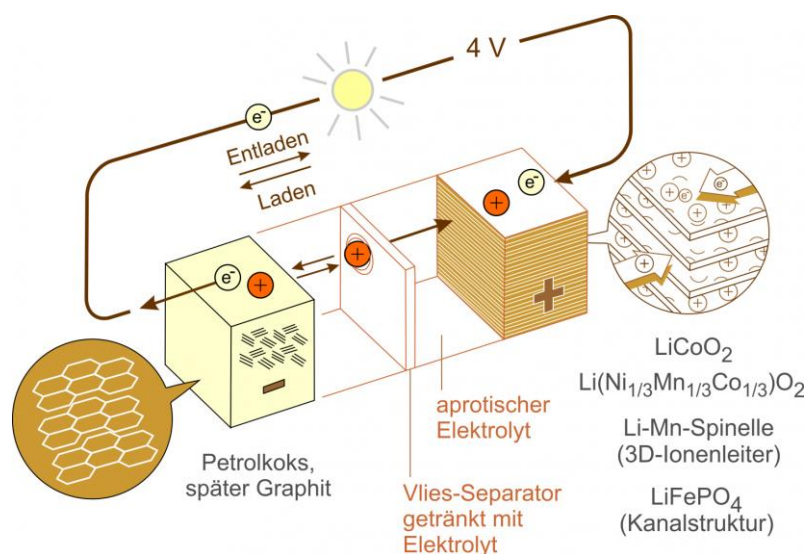


Abbildung 1: Aufbau einer Lithium-Ionenbatterie mit schichtstrukturierten Insertionsmaterialien als Anoden- und Kathodenmaterial. Abbildung adaptiert nach J. Jarnestad, Königlich Schwedische Akademie der Wissenschaften

Die anfangs geringe Entladespannung von nur 2 V wird auf fast 4 V erhöht, wenn Li_xTiS_2 durch das Cobaltoxid Li_xCoO_2 aus John B. Goodenoughs Arbeitsgruppe ersetzt wird. Elektrochemische Instabilitäten und insbesondere die Bildung von metallischen Li-Dendriten bereiten aber große Probleme. Erst der richtige Mix aus aprotischen, flüssigen Elektrolyten mit geeigneten Leitsalzen und lässt Graphit zum heutigen Anodenmaterial aufsteigen. An dieser industriellen Entwicklung hat Akira Yoshino einen wesentlichen Anteil. Heute spielen Fragen nach Energiebilanzen, dem CO₂-Fußabdruck einer Batterie und z.B. der Verfügbarkeit der nötigen Rohstoffe (Co, Ni, Li) zentrale Rollen bei der Gestaltung von Energiespeichern. Fieberhaft wird daran gearbeitet, die Elemente Co und Ni aus zu verdrängen, da ihre Beschaffung nicht immer unter einwandfreien Bedingungen abläuft. Goodenoughs LiFePO_4 mag dazu beitragen, auch diese Wende einzuleiten.

Aktuelle Trends verlangen nach höherer Reichweite und Sicherheit. Keramische Batterien mit hochleistungsfähigen festen Elektrolyten sollen in den kommenden Jahren dafür sorgen, dass diese Ziele erreicht werden. Materialentwicklungen und das Studium von Grenzflächenprozessen sind dabei der Schlüssel zum Erfolg

¹ Institut für Chemische Technologie von Materialien, Technische Universität Graz, Stremayrgasse 9, 8010 Graz, www.ictm.tugraz.at

1.3.4. Beitrag der E-Mobilität zur Energiewende im Verkehrssystem

Heimo AICHMAIER¹

Vortragsinhalt

Gehen Sie mit auf die spannende Reise der E-Mobilität und ihre unglaubliche Innovationskraft für Industrie, Wirtschaft und der Gründer-Szene. Tauchen Sie ein in das Spannungsfeld zwischen politischen Zielsetzungen, wirtschaftlichen Roadmaps und technischen Innovationen. Allen Mythen und Vorurteilen gegenüber der E-Mobilität zum Trotz – E-Mobilität wird kommen und das Straßenbild 2030 markant prägen: denn E-Mobilität ist die Energiewende im Straßenverkehr; In der Logistik, weil die EU ab 2030 CO₂-neutralen Lieferverkehr für urbane Zentren vorgibt; am Land, weil Mobilitätsformen wie E-Carsharing und intermodale Verkehrssysteme an Fahrt aufnehmen werden und in Städten, weil Smart Cities in jeglicher Hinsicht erstrebenswert sind. Lassen Sie sich inspirieren und eruiieren Sie, wo es für Sie Anknüpfungspunkte zur Mobilität der Zukunft gibt.

Vorurteile, Ziele und Herausforderungen zur Emissionsreduktion im Verkehr

Von fünf Millionen Fahrzeugen auf Österreichs Straßen fahren aktuell erst rund 40.000 elektrisch aufladbar. Dabei müsste der Einsatz von Elektrofahrzeugen massiv gesteigert werden, wenn Österreich CO₂-Strafzahlungen in der Höhe von etwa zwei Milliarden Euro bis 2030 vermeiden möchte. Rund 160.000 Autos mit alternativem Antrieb müssten dafür pro Jahr auf Österreichs Straßen - und das ist nur mit einer Mischung aus rein batterieelektrischen, Plug-in-Hybrid elektrischen oder Brennstoffzellen-elektrischen Fahrzeugen möglich. Über 70 Modelle an Steckerfahrzeugen stehen in Österreich heute schon zur Auswahl, und dies wird sich bis 2025 mehr als verdoppeln. Mit rund 6.800 öffentlich zugänglichen Ladepunkten und realen elektrischen Reichweiten bis zu 500 km gehört die Reichweitenangst der Vergangenheit an. Der jährliche Gesamtenergiebedarf würde lediglich um 1,8 Prozent oder 1,3 Terawattstunden steigen, wenn 500.000 aller PKW in Österreich elektrisch fahren. Dennoch halten sich Mythen und Vorurteile in den Köpfen der Menschen, oftmals zu unrecht.

Metaanalysen von LCA-Studien zur Klimabilanz von Elektrofahrzeugen zeigen eindeutig dass in allen untersuchten Fällen das Elektroauto über den gesamten Lebensweg einen Klimavorteil gegenüber dem Verbrenner hat. Der Klimavorteil des Elektroautos wächst, wenn der Ausbau der Erneuerbaren im Rahmen der Energiewende forciert wird; denn die Antriebsenergie ist die wichtigste Einflussgröße auf die Klimabilanz. ***Die Klimabilanz verbessert sich damit für alle Nutzer fortlaufend, die Zeit spielt also für das Elektroauto sofern die Energiewende konsequent umgesetzt wird.***

Faktor Mensch bei der Nutzung von E-Fahrzeugen

Lange Nichtnutzungszeiten von konventionellen Fahrzeugen, sind in aller Munde, oftmals wird auch über Stehzeuge gesprochen. Ebenso hartnäckig hält sich der Mythos nicht ausreichend starker Stromnetze in Österreich, die einen flächendeckenden Ausbau aufgrund scheinbar extremer Netzleistungsnachfrage durch E-Autos bedürfen sollen, auch wenn aktuelle Netzbelastungen so gut wie nie von E-Autos herrühren. Die technische Zueinanderstellung beider Stellgrößen zeigen jedoch sehr klar, dass nicht nur der Teufel im Detail steckt sondern auch im Großteil der Fälle auch die Lösung. Wir zeigen an einigen Beispielen wie Ladetechnik und Verwendungsmuster gut und richtig kombiniert die E-Mobilität im Alltag sogar mehr positive Effekte bringen als Negative.

¹ Smart Mobility Power, Mariahilfer Strasse 103/4/66, +436648304307, heimo.aichmaier@smartmobilitypower.com, www.smartmobilitypower.com

2 STREAM A: ENERGIESYSTEM UND KLIMA

2.1. KLIMA UND ENERGIE (STREAM A1)

2.1.1. Limelight at Last? 200 Years of Climate Change Science and a Heating Debate

Manfred WEISSENBACHER¹

Emerging Climate Science

We are well on the way towards a remarkable anniversary. In just four years, in 2024, it will be exactly 200 years since French mathematician and physicist Jean-Baptiste Joseph Fourier in 1824 published his article "Remarques Générales sur les Températures du globe terrestre et des espaces planétaires" in *Annales de Chimie et de Physique*. This might be considered the starting point of modern atmospheric climate science, as Fourier described a mechanism that we today call the greenhouse effect, after his calculations showed that according to the amount of incoming solar radiation, Earth in the absence of such effect would be a lot cooler. Not too much later Irish scientist John Tyndall, who received his education at Philipps-Universität Marburg and as an enthusiastic alpinist was eager to explain glaciation, in 1859 conducted careful laboratory experiments measuring the absorption of infrared radiation by carbon dioxide and water vapor. Tyndall thus showed that water is the most important greenhouse gas in the Earth's atmosphere and that carbon dioxide, despite its much lower concentration, plays a critical role as well. Notably, Tyndall suggested that a decrease in the greenhouse effect of carbon dioxide might be the cause of the ice ages. During the following years and decades the understanding of matter improved and Ludwig Boltzmann explained the relationship between particle movement and temperature, advancing the branch of thermodynamics within physics. Boltzmann attracted the likes of Walther Nernst and Svante Arrhenius to visit him in Graz, where he held a professorship, and Arrhenius, a chemist, eventually attempted to quantify the effect of an increased concentration of carbon dioxide in the atmosphere. This was now relevant as the Coal Age was in full swing and scientists started to wonder if burning ever increasing amounts of coal would alter the climate. Arrhenius in 1896 estimated that a doubling of the carbon dioxide concentration in the atmosphere would increase the global average temperature by 5 to 6 C, but ten years later, in 1906, he had revised this figure down to 4 C - which is fully in line with our current understanding - in a remarkable publication called "Worlds in the Making" in English translation.

Positive and Negative Views

"Worlds in the Making" was directed at a general audience and reflected a positive attitude towards climate change as caused by anthropogenic carbon dioxide emissions. Arrhenius suggested that such emissions might be effective enough to prevent the world from entering a new ice age, and that a warmer Earth would be needed to feed the rapidly increasing population. This attitude in turn persisted for much of the twentieth century, and even then-young Swedish meteorologist Bert Bolin still in the 1970ies tentatively suggested that industrial carbon dioxide emissions might help humanity by delaying the end of the current interglacial period [1].

However, there were also critical voices. Most prominently, Austrian Hans Suess and American Roger Revelle working at the Scripps Institute of Oceanography in California in 1957 pointed out that the connection between carbon dioxide and the climate suggests that we are carrying out a large-scale geophysical experiment. That same year they started routine measurements of atmospheric carbon dioxide at the observatory on Mauna Loa, Hawaii, a site isolated enough to avoid interference of local carbon dioxide emissions with the measurements. After just a few years, these measurements clearly demonstrated a gradual increase of carbon dioxide present in the atmosphere. Still, hardly any action to protect the climate was taken by governments, in part because global average temperatures remained

¹ University of Malta, Msida, MSD 2080, Malta, E-mail: manfred.weissenbacher@um.edu.mt

quite stable during the third quarter of the twentieth century despite unprecedented carbon dioxide emissions. Momentum was gained when scientists restored a full record of the planet's environmental temperature and atmospheric composition for the past 200,000 years by drilling ice cores out of the polar ice caps in the mid-1980ies. It showed that atmospheric carbon dioxide concentrations and temperatures had moved up and done in concert during this entire period, and in 1988 the United Nations' Intergovernmental Panel on Climate Change was established with Bert Bolin serving as the founding chairman. Just four years later, in 1992, the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), an international environmental treaty aiming to "stabilize greenhouse gas concentrations in the atmosphere at a level that would prevent dangerous anthropogenic interference with the climate system" was opened for signature, entering into force in 1994 after a sufficient number of countries had ratified it.

Still No Serious Action?

Given the wide support formally confirmed by numerous governments, it seems a bit surprising that anthropogenic carbon dioxide emissions are still so high. Less developed countries felt they had a right to catch up without strongly limiting their emissions, and climate concern appeared to be modest in developed countries. The initial effect of the ice core results somewhat faded away, as it became clear that correlation doesn't mean causation. The ice age cycles are presumably caused by cyclical changes in the Earth's orbit according to the Milankovitch theory, and the changing atmospheric carbon dioxide concentration of the past hence to be the result rather than the cause of changing temperatures. What is more, global average temperatures remained quite stable for twenty years following the twentieth century peak year in 1998. Natural records showed that this global temperature level was similar in the Middle Ages despite carbon dioxide concentrations then being much lower, and the best available climate models had assumed that current temperatures would be substantially higher given current carbon dioxide levels. Nevertheless, we know quite well how carbon dioxide acts in the atmosphere and the Suess-Revelle warning that we should not carry out an uncontrolled experiment on our own habitat is more valid than ever. It is therefore to be welcomed that the current grassroots climate action movement carried by young parts of the population is pulling the climate change issue further into the limelight.

References

- [1] M. Weissenbacher, The Problem of Climate Change. Chapter 36 in: M. Weissenbacher, Sources of Power- How Energy Forges Human History. Volume 2: The Oil Age and Beyond. Santa Barbara/Denver/Oxford: Praeger, 2009.

2.1.2. The Proposed National Emissions Trading System in Germany - Discussion of Implications for the Heating Sector

Sibylle BRAUNGARDT¹, Veit BÜRGER², Johannes HARTWIG³

Introduction

The heating and cooling sector is responsible for around half of the EU's energy demand and its decarbonisation is a key element for meeting the EU's energy and climate targets. Due to the sector's complexity with its variety of energy sources, technologies and actors, policy efforts for achieving substantial emissions reductions have shown limited success so far.

The German government has recently decided to implement a national emissions trading scheme (ETS) covering the transport and the building sectors as a key instrument to help reach its climate targets [1]. The scheme is foreseen to start with a fixed price of 25 EUR per allowance (t CO₂-eq) in 2021, subsequently increasing to 55 EUR in 2025. In 2026 the auctions will start with a price corridor between 55 and 65 EUR.

The implementation of the German national ETS is planned with an upstream approach, i.e. the participants of the auctions are not the end-users themselves, but the suppliers of the fuels. To our knowledge, the proposed national ETS in Germany is the only scheme that relies exclusively on an upstream approach.

In view of the novelty of the approach, we analyse the experiences from ETSs covering the heating sector in jurisdictions across the globe and estimate the direct and indirect effects that can be expected from an upstream ETS for the heating sector. Furthermore, we address the challenge of intra-yearly fluctuations of heating demand due to temperature differences (warm/cold winters) on the ETS for the heating sector.

Methodological approach and data

To estimate the direct and indirect effects on the reduction of GHG emissions, we conduct a screening of all ETSs that are currently implemented in order to identify the ones covering the heating sector. For the ETSs that have been identified, a detailed literature analysis is conducted focusing on the impacts and challenges.

We estimate the impact of yearly temperature fluctuations on the ETS proposed in Germany by comparing the total emissions covered in the system with the yearly fluctuations: The yearly fluctuations of emissions are calculated based on the fluctuations of final energy demand for heating between 2008 and 2017 [2] as compared to the average over the ten-year period.

Results

The analysis of the current emissions trading systems implemented (Table 1) shows that buildings are covered in 10 of the 27 schemes. Among these 10 schemes, only four cover the building sector upstream (California, New Zealand, Nova Scotia, Quebec), while the remaining ones take a downstream approach, limited to larger commercial buildings.

All of the four schemes covering the building sector upstream furthermore include the power sector, industry and transport and thus cover a larger share of the total emissions in the respective jurisdictions. Due to the wider coverage including the power and industry sector, unlike the system proposed in Germany, the schemes include obliged parties that can directly implement measures to reduce emissions.

¹ Oeko-Institut e.V., Merzhauser Strasse 173, D-79100 Freiburg, Germany, s.braungardt@oeko.de, www.oeko.de

² Oeko-Institut e.V., Merzhauser Strasse 173, D-79100 Freiburg, Germany, v.buerger@oeko.de, www.oeko.de

³ Universidad de Talca. Facultad de Economía y Negocios. Avenida Lircay S/N. Talca, Chile johannes.hartwig@utalca.cl

In all of the four schemes, the main effect of the ETS on the heating sector is based on the price signal induced through the carbon pricing schemes, while the cap does not directly influence the emissions. This is partly due to the fact that a maximum price is set and certificates are introduced in the market as the maximum price is reached.

As a result of the limited sectoral coverage of the German ETS, the emissions from the buildings sector take a considerably larger share and yearly fluctuations due to temperature differences may have an important impact on the availability of certificates. The average fluctuations are estimated to 7 Mt of CO₂-eq, accounting for about than half of the annual emissions reduction foreseen in the ETS.

Table 1: Overview of ETS implemented in 2019 and sectors covered¹.

	Power	Industry	Transport	Buildings	Others*
Alberta CCIR	■	■			
Australia ERF Safeguard M.	■	■			
BC GGIRCA	■	■			
Beijing pilot ETS	■	■		■	
California CaT	■	■		■	
Canada federal OBPS	■	■	■		
Chongqing pilot ETS	■	■			
EU ETS					■
Fujian pilot ETS	■	■			
Guangdong pilot ETS	■	■			
Hubei pilot ETS	■	■			
Kazakhstan ETS				■	
Korea ETS				■	■
Massachusetts ETS	■	■			
New Zealand ETS	■	■	■	■	■
Newfoundland and Labrador PSS	■	■	■		
Nova Scotia CaT	■	■		■	
Quebec CaT	■	■		■	
RGGI	■	■			
Saitama ETS	■	■		■	
Saskatchewan OBPS	■	■			
Shanghai pilot ETS	■	■		■	■
Shenzhen pilot ETS	■	■	■	■	
Switzerland ETS	■	■	■		
Tianjin pilot ETS	■	■			
Tokyo CaT	■	■		■	
Washington CAR	■	■			

* including domestic aviation, waste, forestry

References

- [1] Bundesregierung 2019: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/nationaler-emissionshandel-1684508>
- [2] BMWi 2019: Zweiter Fortschrittsbericht zur Energiewende. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschrittsbericht-monitoring-energiewende-kurzfassung.pdf?__blob=publicationFile&v=18.

¹ Data sources: <https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/>, International Carbon Action Partnership

2.1.3. Klimaveränderungen und deren Einfluss auf Stromerzeugungskosten

Charlotte NEWIADOMSKY¹, Andreas SEELIGER²

Inhalt

Der Klimawandel ist in aller Munde, sei es durch anhaltende Dürreperioden, eingeschleppte Schädlinge oder weltweit durchgeführten Proteste oder Aktionen.

In den vergangenen Jahren beschäftigten sich vermehrt Nachrichtenbeiträge mit Problemen der Wasserversorgung während Dürren und den daraus resultierenden Auswirkungen für verschiedene industrielle Zweige, zu denen auch die Energiewirtschaft zählt. Das Jahr 2018 ist vielen in besonderer Erinnerung geblieben, denn in mehreren europäischen Ländern kam es zu Problemen bei der sicheren Energie- und Wasserversorgung, so dass z.B. die Anlieferung verschiedener Rohstoffe (Kohle, Öl, Benzin etc.) oder die Kühlung konventioneller Kraftwerke beeinträchtigt wurden. Demnach wirkt sich die Wasserverfügbarkeit bereits heute auf die Energiesicherheit in Teilen Europas aus.

Eine Auswahl an Methoden zum Umgang mit derartigen Problemen werden in diesem Beitrag näher beleuchtet, indem z.B. die Kosten für die Verlagerung von Primärenergieträgern von einem Verkehrsträger auf einen anderen miteinander verglichen werden.

Methodik

In einem ersten Schritt werden die Kosten für die Kohleanlieferung mit unterschiedlichen Transportmodi für alle noch in Betrieb befindlichen Steinkohlekraftwerke in Deutschland mit Hilfe einer umfangreichen Literaturrecherche ermittelt. Die Basis der Berechnungen ist angelehnt an [1].

Im Anschluss werden die zusätzlichen Kosten nach [2], [3] und [4] ermittelt, die theoretisch für die Kraftwerkskühlung anfallen, wenn während Niedrigwasser bzw. Dürre das Steinkohlekraftwerk weiter betrieben werden soll.

Ergebnisse

Die Ergebnisse lassen auf einen starken Einfluss der Klimaveränderungen auf die Stromerzeugungskosten, speziell bei Steinkohlekraftwerken, erkennen.

Sollte ein Transport der Steinkohle zum Kraftwerk nur noch schwer mit einem Standard-Binnenschiff möglich sein, ist eine Verlagerung auf mehrere kleinere Binnenschiffe oder auf Güterzüge denkbar. Zwar liegen in den meisten Fällen die Kosten für beide Alternativen höher als bei der Standardanlieferung, aber sie wären miteinander konkurrenzfähig.

Anders sieht es aus, wenn die Binnenschifffahrt nicht mehr möglich wäre. Durch die erhöhte Nachfrage aller Industriezweige, die die Binnenschifffahrt für den Transport nutzen, können sich innerhalb kurzer Zeit starke Preisanstiege entwickeln. Theoretisch wäre eine Anlieferung per LKW dann zwar denkbar, die logistische Umsetzung aber fraglich (die Ladung eines einzelnen Binnenschiffs entspricht ca. 200 LKW-Ladungen).

¹ Hochschule Niederrhein/ SWK E² - Institut für Energietechnik und Energiemanagement, Reinartzstr. 49, 47805 Krefeld, Telefonnr.: +49 (0)2151 822 4756, charlotte.newiadomsky@hs-niederrhein.de, <https://www.hs-niederrhein.de/swk-e2/>

² Hochschule Niederrhein/ SWK E² - Institut für Energietechnik und Energiemanagement, Reinartzstr. 49, 47805 Krefeld, Telefonnr.: +49 (0)2151 822 6664, andreas.seeliger@hs-niederrhein.de, <https://www.hs-niederrhein.de/swk-e2/>

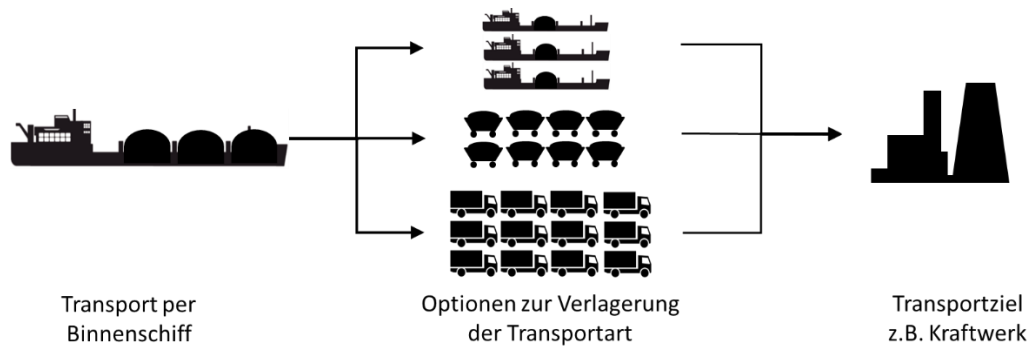


Abbildung 1: Verlagerungsoptionen der Transportmodi während niedriger Flusspegel.

In Hinblick auf die zusätzlich anfallenden Kosten für die Kraftwerkskühlung bei Dürre kann festgehalten werden, dass je nach eingesetzter Kühltechnik die Kosten um bis zu 1,53 ct/kWh steigen, während die Effizienz der Energieumwandlung im Kraftwerk sinkt.

Referenzen

- [1] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (Ed.), Entwicklung eines Modells zur Berechnung von modalen Verlagerungen im Güterverkehr für die Ableitung konsistenter Bewertungsansätze für die Bundesverkehrswegeplanung. Endbericht, BVU Beratergruppe Verkehr + Umwelt GmbH, TNS Infratest GmbH, Karlsruher Institut für Technologie, Freiburg, München, Karlsruhe, Germany, 2016
- [2] Colman, Jesse, The Effect Of Ambient Air And Water Temperature On Power Plant Efficiency, Master Project Report, Duke University, Durham, USA, 2013
- [3] Leuschner, Udo, Kondensation erhöht den Wirkungsgrad – wozu Kühltürme dienen, <http://www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB105-05.htm> (Aufgerufen 01. Dezember 2019).
- [4] Wissel, S.; Fahl, U.; Blesl, M.; Voß, A., Erzeugungskosten zur Bereitstellung elektrischer Energie von Kraftwerksoptionen in 2015, Nr. 8, University of Stuttgart – Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy, Stuttgart, Germany, 2010

2.1.4. Methodische Ansätze zur CO₂-Bewertung von Elektromobilität und sonstigen Sektorenkopplungstechnologien

Robert HINTERBERGER¹, Johannes HINRICHSEN², Stefanie DEDEYNE²

Inhalt

Die Vorteile von Elektromobilität in Hinblick auf die klima- und umweltpolitischen Ziele sind nur dann erschließbar, wenn tatsächlich regenerativer EE-Strom und nicht größtenteils fossil erzeugter Graustrom zum Laden der Fahrzeuge verwendet wird.

Naturgemäß kann die CO₂-Wirkung von neuen Betriebs- und Regelstrategien bezüglich der Elektroladeinfrastruktur oder sonstigen Sektorenkopplungstechnologien nicht auf Basis von Jahresmittelwerten bestimmt werden. Dafür ist vielmehr eine stundenscharfe Betrachtung der jeweils entstehenden CO₂-Emissionen erforderlich.

Bei Elektromobilität ist des Weiteren zu berücksichtigen, dass es sich hierbei um zusätzliche Verbraucher im nationalen bzw. europäischen Stromsystem handelt. Daher ist es nicht sachgerecht, für die Bestimmung der mit der zusätzlichen Stromerzeugung verbundenen CO₂-Emissionen den Deutschland-Mix der Stromerzeugung anzusetzen. Vielmehr muss jenes Kraftwerk (bzw. jener Kraftwerkstyp) im deutschen bzw. europäischen Stromsystem identifiziert werden, welches bei zusätzlichem Stromverbrauch gemäß der Kostenkurve als nächstes in Betrieb gehen würde. Dieses Kraftwerk (Grenzkraftwerk) ist nicht nur preissetzend für die Preisbildung an der Strombörse, sondern entscheidend für die mit den zusätzlichen Stromverbräuchen verbundenen CO₂-Emissionen.

Abhängig vom Kraftwerkstyp, dem eingesetzten Brennstoff und jeweiligen Kraftwerkswirkungsgrad ergeben sich unterschiedliche spezifische Emissionsfaktoren, die für die Berechnung der mit zusätzlichen Stromverbräuchen verbundenen CO₂-Emissionen zu berücksichtigen sind.

Methodik

Zur Analyse der mit dem Laden von Elektrofahrzeugen verbundenen zusätzlichen CO₂-Emissionen wurde folgender methodischer Ansatz gewählt und Arbeitsschritte durchgeführt:

- Erstellung eines vereinfachten Fundamentalmodells, mit dem die Stromerzeugung in Deutschland und die spezifischen CO₂-Emissionen des jeweils zuletzt eingesetzten Kraftwerkstyps abgebildet werden können
- Ermittlung einer stündlich aufgelösten Zeitreihe der spezifischen CO₂-Emissionen von zusätzlichen Stromverbrauchern für ein Referenzjahr
- Festlegung von sechs möglichen Zukunftsszenarien ((a) Windkraftausbau (+50%), (b) Photovoltaikausbau (+50%), (c) Kernkraftausstieg, (d) Teilausstieg Braunkohle (-50%), (e) Komplettausstieg Braunkohle, (f) Kombination der Szenarien (a), (b), (c), (e)) und Ermittlung von entsprechenden Zeitreihen der spezifischen CO₂-Emissionen für diese Zukunftsszenarien
- Analyse unterschiedlicher Ladekonzepte und Betriebsstrategien für Ladesäulen in Hinblick auf ihre CO₂-Wirksamkeit (erste Zwischenergebnisse)
- Ergänzende Analysen zur CO₂-Wirksamkeit von Redispatchmaßnahmen

Ergebnisse

Eine Auswertung und Analyse der errechneten Zeitreihen zeigt, dass die CO₂-Emissionen in einer Grenzkraftwerksbetrachtung im Referenzjahr (typ. Jahr auf Grundlage der Stromverbräuche und EE-Einspeisung im Jahr 2017) im Jahresschnitt um ca. 60% höher sind als jene unter Zugrundlegung des nationalen Strommixes.

¹ NEW ENERGY Capital Invest GmbH, A-1100 Wien, Wiedner Gürtel 13, Turm 24, Tel: +43 1 33 23 560-3060, Email: Robert.Hinterberger@energyinvest.at, Internet: www.energyinvest.at

² BTB Blockheizkraftwerks- Träger- und Betreibergesellschaft mbH Berlin, D-10589 Berlin, Gaußstraße 11, Tel: +49 30 34 99 07 – 22, Email: Johannes.Hinrichsen@btb-berlin.de, Internet: www.btb-berlin.de

Bezüglich der unterschiedlichen Zukunftsszenarien ist zunächst überraschend, dass bei höheren Anteilen von erneuerbarer Stromerzeugung, d.h. in den Zukunftsszenarien (a) und (b), zwar die CO₂-Emissionen des Strommixes insgesamt sinken, während der jährliche Durchschnitt der Emissionen des jeweiligen Grenzkraftwerks jedoch ansteigt. Die Ursache dafür liegt in der niedrigeren Residuallast bei steigenden EE-Anteilen.

Im Gegensatz dazu führt der Ausstieg aus der Kernkraft zwar zu einer starken Erhöhung der CO₂-Emissionen im Strommix. Zugleich verringern sich jedoch im Schnitt die CO₂-Emissionen des jeweiligen Grenzkraftwerkes (im Vergleich zum Referenzfall). Der Ausstieg bzw. die Reduktion der Kohleverstromung bewirken einen merkbaren Rückgang der mittleren spezifischen CO₂-Emissionen, sowohl in der Grenzkraftwerks- wie der Durchschnittsbetrachtung.

Bemerkenswert ist zudem, dass die durchschnittlichen CO₂-Emissionen in keinem einzigen der betrachteten Zukunftsszenarien um deutlich mehr als 20% sinken würden. So kompensieren sich die Effekte von Kernkraft- und Braunkohleausstieg sowie des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung zu einem großen Teil gegenseitig.

Bezüglich des Ladesäulenbetriebs zeigt sich unter den getroffenen Annahmen, dass die Strombezugskosten durch eine entsprechende Steuerung des Ladevorganges zwar merkbar reduziert werden können. Zugleich steigen jedoch die spezifischen CO₂-Emissionen in der Grenzkraftwerksbetrachtung an. Kostenoptimierung und Minimierung der CO₂-Emissionen würden in einem klassischen Zielkonflikt zueinander stehen. Der weitere Fall des netzoptimierten Ladens führt zu Strombezugskosten und spezifischen CO₂-Emissionen, die zwischen den beiden zuvor betrachteten Fällen liegen.

Der Grund dafür liegt daran, dass bei einer kostenoptimierten Betriebsweise der Ladesäulen die Ladevorgänge in Tagesstunden mit niedrigeren Strompreisen verlagert werden. In diesen kostengünstigen Stunden sind vielfach Braunkohlekraftwerke preissetzend, was zu einer Erhöhung der spezifischen CO₂-Emissionen führt. Umgekehrt wird eine Ladung der Fahrzeuge in den Stunden mit hohen Strompreisen vermieden. In diesen Stunden sind hingegen zumeist erdgasbetriebene Spitzenlastkraftwerke mit merkbar geringeren CO₂-Emissionen preissetzend.

Die ergänzende Untersuchung von Redispatchmaßnahmen legt den Schluss nahe, dass es sich bei diesen zumeist um kosteneffiziente Maßnahmen zur CO₂-Reduktion handelt und diese als Vorgriff des geplanten Ausstiegs aus der Braunkohleverstromung gesehen werden können.

Danksagung

Die ggst. Arbeiten wurden im Rahmen des Forschungsprojektes „FlexNET4E-Mobility“ durchgeführt, welches durch das Programm „Erneuerbar mobil“ des deutschen Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit gefördert wird.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Erneuerbar
mobil

2.1.5. Biomass-based Control of the CO₂ Concentration in the Atmosphere

Josef SPITZER¹

Introduction

Biomass offers two options for controlling the CO₂ concentration in the atmosphere: Storage of solar energy to substitute for fossil energy („bioenergy“) and absorption of atmospheric CO₂ combined with a permanent storage (“negative emission technologies, NET”). The bioenergy option has been investigated in detail by research and industry over the past 40 years. A number of applications have reached commercial status. The success of this option depends on three inherent properties of the biomass feedstock: time constants of growth and decay processes (time delay), energy yield per unit of carbon (carbon intensity) and secondary effects (upstream processes, land use change). The goal of the NET option is a reduction of the atmospheric CO₂ concentration after a zero CO₂ emissions status has been reached with a complete replacement of fossil energy systems by renewable energy systems. NET have to fulfil three conditions: existing carbon fluxes and stores in the biosphere are not affected by the operation of NET (additionality); carbon sequestered by NET has to be registered and allocated to NET operators (carbon credit registration); NET carbon registered in the credit system has to be prevented from re-entering the atmosphere (permanent storage). Besides the techno-economic questions, the success of biomass-based control of the CO₂ concentration in the atmosphere strongly depends on the time required for the options to be in place and to effectively contribute to reaching the emissions reduction goals, e.g. “2030” and “2050”.

Bioenergy substituting for fossil energy

A model describing the time dependent carbon flows to and from the atmosphere has been developed allowing the quantification of the carbon emissions reduction achieved by a bioenergy system replacing a fossil reference system. As an indicator the time dependent parameter “carbon neutrality” (CN) is used. CN is defined as the difference between accumulated carbon emissions of the fossil reference system (if it would not have been replaced) and the bioenergy system divided by the carbon emissions of the fossil reference system [1]. CN typically varies between 0 (no reduction) and 1 (full reduction). The model results show a time delay in the emissions reduction, resulting from the time dependency of re-growth (feedstock: purpose-grown biomass) and avoided decay (feedstock: by-product biomass) processes. They also show that the extent of emissions reduction achieved depends on technology related parameters in feedstock preparation (upstream emissions, U) and combustion (carbon efficiency, CE). Example calculations show that bioenergy plants using forest based material have time delays of up to several decades while bioenergy plants using annual or short rotation crops and some biogenic waste fractions have time delays of a few years: **Figure 1** shows CN based on the accumulated avoided fossil carbon (coal) emissions C_{ref} and the net accumulated biomass carbon (logging residues) emissions C_{bio} . CN reaches 0.8 after 45 years and is leveling off after 80 years at CN around 0.9. The typical development of CN (negative values at $t = 0$ and staying below 1.0 beyond $t = 100$ years) results from the fact that CE of coal generally is higher than that of logging residues and U of logging residues is higher than U of coal. **Figure 2** shows CN for different CE values of fossil fuels being replaced by logging residues. **Figure 3** shows for replacing coal the effect of the re-growth period length (feedstock: purpose-grown biomass): Agricultural crops (1 year), energy crops (15 yrs) and trees (70 yrs). **Figure 4** shows for replacing coal the effect of decay period length (feedstock: by-product biomass): Residues from the agro-food and pulp&paper production (1 year); wood harvesting (7 yrs), sawmill and manufacturing (20 yrs), out-of-use wood products and demolition wood (70 yrs).

Most carbon emissions reduction strategies specify reduction goals (amount, target date; e.g. the “1.5/2°C goal” by 2050). The results of the examples show that some bioenergy plants put in operation during the past decades or planned for the future may not provide the expected contribution to meeting CO₂ emissions reduction goals.

¹ Graz University of Technology – Institute of Innovation and Industrial Management, josef.spitzer@live.at

Biomass-based negative emission technologies (NET)

The three conditions for the success of biomass-based NET (additionality, carbon credit registration, permanent storage) can only be met in biomass plantations managed like forests for wood production (production forests) as illustrated in two examples.

Example 1: An increase of production forests (current carbon store approx. 160 GtC on 2240 Mha, derived from [2]) by 10% would reduce the carbon pool in the atmosphere (approx. 800 GtC) by 2%. This reduction would correspond to a reduction of the CO₂ concentration in the atmosphere (currently around 410 ppm) by approx. 8 ppm. Establishing such a system depends on the availability of the corresponding land area and an increased demand for log wood. Besides the economic barriers and the time needed for establishing and operating the additional production forest, the requirement of permanently maintaining the additional production forest will make it difficult to implement this example.

Example 2: Forest plantations outside production forests have similar requirements regarding establishing and accounting; the difference lies in the treatment of mature trees. The requirement of permanent storage would be fulfilled by harvesting and burying mature trees [3] which will make it difficult to implement this example as well.

Conclusions

Both options for a biomass-based control of the CO₂ concentration in the atmosphere (bioenergy and negative emission technologies, NET) have limited benefits due to the time dependence of biomass growth and decay. For most of the biomass types it will take several decades from the start of projects to reaching their planned effectiveness. In addition the NET option depends on the implementation of permanent storage capacities. This means that for projects to be started during the next few years, it cannot be expected that the CO₂ sequestration goal aimed at will actually be reached at the point in time considered necessary, e.g. around 2050.

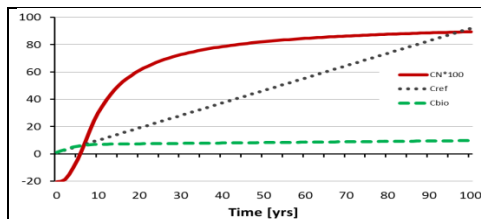


Figure 1: Functions for the definition of CN

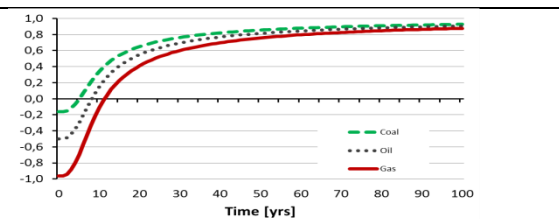


Figure 2: CN for different fossil CE values

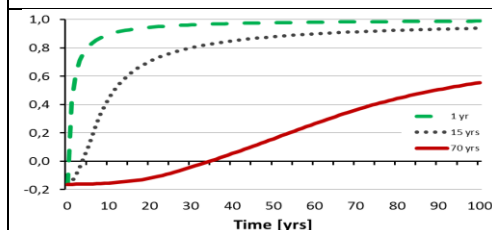


Figure 3: CN for different re-growth periods

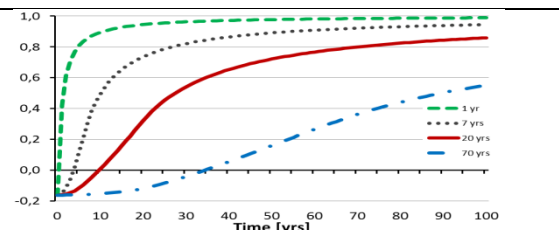


Figure 4: CN for different decay periods

References

- [1] Schlamadinger et al. 1995: B. Schlamadinger, J. Spitzer, G. H. Kohlmaier, W. Lüdeke; Carbon Balance of Bioenergy from Logging Residues; Biomass and Bioenergy, Vol. 8, no. 4, 1995
- [2] Pan et al. 2011: Pan, Y.; Birdsey, R. A.; Fang, J.; Houghton, R.; Kauppi, P. E.; Kurz, W. A.; Phillips, O. L.; Shvidenko, A.; Lewis, S. L.; Canadell, J. G.; Ciais, P.; Jackson, R. B.; Pacala, S. W.; McGuire, A. D.; Piao, S.; Rautiainen, A.; Sitch, S.; Hayes, D. 2011. A large and persistent carbon sink in the world's forests. Science. 333: 988-993, 2011
- [3] Scholz and Hasse 2008: Scholz, F., Hasse, U.; Permanent wood sequestration: The solution to the carbon dioxide problem; ChemSusChem 1/5: pages 381-384, 2008

2.1.6. Black Carbon als Indikator für Feinstaubquellen

Jeannine SCHIEDER^{1(*)}, Christof SUMEREDER¹, Ulrike ZANKEL-
PICHLER¹, Florian ZEFFERER¹

BB-Clean

Biomasse in Form von Pellets, Hackschnitzel oder Scheitholz deckt einen großen Teil des Wärmebedarfs im ländlichen alpinen Raum ab. Dies ist eine wichtige Ressource zur Energiebereitstellung für die Raumheizung oder Warmwasseraufbereitung. Die Verbrennung von Biomasse hat den Nachteil, dass in geringen Mengen Schadstoffe und damit auch Feinstaub, entstehen. Es gibt diverse Quellenanalysen [1] für den urbanen Bereich, für den ruralen, wo die Luftqualität an sich deutlich besser ist, jedoch noch unzureichende Erkenntnisse. Aus diesem Grund haben sich in dem Interreg Forschungsprojekt **BB-Clean** [2] Partner aus Slowenien, Italien, Frankreich, Deutschland und Österreich zusammengeschlossen, um gemeinsam an der **Entwicklung transnationaler Strategien für eine nachhaltige Nutzung von Biomasse für die Hausheizung** zu arbeiten.

BC-Monitoring

In Rahmen dieses Projekts wurde vom Studiengang Energie-, Verkehrs- und Umweltmanagement in Thörl ein Black Carbon Monitor angeschafft. Durch eine spektrale Transmissionsmessung können in diesem Messgerät unterschiedliche Feinstaubarten gemessen und zwischen Partikeln aus der Biomasseverbrennung und jenen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffen unterschieden werden. Das Resultat lässt einen Schluss auf die Feinstaubemission durch Biomasseheizungen (Holz, Pellets) und fossile Brennstoffe (Verbrennungskraftmaschinen, Straßenverkehr) zu [3]. Dieser Black Carbon Monitor ist seit April in Thörl installiert und liefert differenzierbare Feinstaubwerte von der Luftqualität. Die jeweiligen Messergebnisse können online unter <https://tinyurl.com/y57xtvs5> abgerufen werden.

Mobile Feinstaubmessung

Im Rahmen einer Awareness Rising Campaign werden die mobilen Feistaubensoren eingesetzt, die eine Aufnahme eines lokalen Feistaubprofils mittels Hand-App ermöglichen. Die Ergebnisse werde in einer digitalen Landkarte oder als Zeitverlauf dargestellt.

Interreg
Alpine Space



FH JOANNEUM
University of Applied Sciences

Referenzen

- [1] Buxbaum et al: „Analyse der Feinstaubbelastung“, Report 0646, Umweltbundesamt, 2018
- [2] <https://www.alpine-space.eu/projects/bb-clean/en/home>
- [3] <http://tinyurl.com/y2erbrdb>

¹ FH Joanneum – University of Applied Sciences, Institut Energie-, Verkehrs- und Umweltmanagement, Werk-VI-Straße 46, 8605 Kapfenberg, AUSTRIA, 0316/5453-6359, christof.sumereder@fh-joanneum.at, <https://www.fh-joanneum.at/>

2.2. SOZIALE ASPEKTE KLIMANEUTRALITÄT (STREAM A2)

2.2.1. Klimafreundliche Lebensstile - Erste Schritte am steinigen Weg zur Klimaneutralität

Gerfried JUNGMEIER¹

Ausgangslage

Das Klimaschutzabkommen von Paris kann nur erreicht werden, wenn unsere Lebensstile in den nächsten 30 Jahren wesentlich klimafreundlicher werden. Ab 2050 muss die Klimaneutralität erreicht werden, wobei Klimaneutralität bedeutet, dass im gesamten Lebenszyklus von Produkten und Dienstleistungen

- keine Treibhausgas-Emissionen (z.B. CO₂, CH₄, N₂O, SF₆, FCKW, etc.) mehr anfallen;
- oder die noch anfallenden Treibhausgas-Emissionen durch Aktivitäten/Maßnahmen in anderen Bereichen/Produkten dauerhaft und nachweislich kompensiert werden
- und dabei auch der zeitliche Verlauf der Treibhausgas-Emissionen berücksichtigt wird – „Gleichzeitigkeit“

Einerseits müssen Technologien für zukunftsfähige Energiesysteme 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 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 Aufgabenstellung ist es nun, ausgehend von den aktuellen Treibhausgas-Emissionen unterschiedlicher Lebensstile Strategien und Möglichkeiten sowie notwendige Randbedingungen zu analysieren, um klimaneutrale Lebensstile zu entwickeln.

Zielsetzung

Ausgehend von den aktuellen Entwicklungen der konsumbezogenen Treibhausgas-Emissionen von unterschiedlichen Lebensstilen, die zwischen 1 – 100 t CO₂-Äq/a liegen können, werden Ansätze und Maßnahmen entwickelt, um die Treibhausgas-Emissionen signifikant zu reduzieren. Ausgehend von Beispielen für klimaneutrale Produkte und Dienstleistungen, die heute schon angeboten werden, werden die Möglichkeiten klimaneutraler Lebensstile untersucht und hinsichtlich deren Umsetzbarkeit bewertet. Insbesondere wird bei der Bewertung darauf Bedacht genommen, dass tatsächlich und nicht nur rechnerisch die Treibhausgas-Emissionen in die Atmosphäre verringert werden.

Methode

Ausgehend von einer Systematik für 6 unterschiedliche Energie-Lebensstile in Europa, die auf Basis von 18.000 Befragungen auch quantitativ beschrieben wurden, werden unterschiedliche klimafreundliche Lebensstile abgeleitet. Es geht vor allem darum, die Treibhausgas-Emissionen in den Bedürfnisfeldern Wohnen, Mobilität, Konsum, Freizeit und Information anhand der wesentlichen Parameter und Einflussfaktoren zu beschreiben. Parallel dazu werden Produkte und Dienstleistungen hinsichtlich ihrer Treibhausgas-Emissionen im Lebenszyklus bewertet und Randbedingungen zur Erreichung der Klimaneutralität aufgezeigt. Mit einigen steirischen und österreichischen Unternehmen wurde die Klimaneutralität und deren derzeitigen Grenzen erarbeitet und auf die unterschiedlichen klimafreundlichen Lebensstile zur Treibhausgas-Reduktion übertragen.

¹ JOANNEUM RESEARCH – LIFE, Waagner-Biro-Str. 100, 8020 Graz; gerfried.jungmeier@joanneum.at; www.joanneum.at/life

Ergebnisse

Der Weg zur Erreichung der Klimaneutralität von Produkten, Dienstleistungen und Lebensstilen umfasst dabei folgende Maßnahmenbereiche

- Erhöhung der Energieeffizienz: z.B. neue Geräte und Anlagen, Reduktion Nutzenergiebedarf
- Ersatz fossiler Energie durch erneuerbare Energie
- Dauerhafte CO₂-Speicherung: CCS – Carbon Capture and Storage von CO₂ aus Verbrennung von fossilen/biogenen Brennstoffen, Biobrennstoffe können dann auch negative CO₂-Emissionen haben sowie zusätzliche und dauerhafte C-Speicherung in Biomasse, Boden, biogenen Produkten (z.B. Holz-produkte): Aufforstung, C-Aufbau im Boden
- Qualitative und quantitative Veränderung der Nachfragesituationen in allen Lebensbereichen

In der Analyse zeigt sich, dass einige heute als „klimaneutral“ bezeichnete Produkte und Dienstleistungen nicht klimaneutral sind, sondern lediglich weniger Treibhausgas-Emissionen verursachen als Referenzprodukte, die oftmals in der Realität gar nicht zur Anwendung kommen (würden).

Die Herausforderung besteht nun dahingehend, zum einen ein System echter Klimaneutralität zu definieren und zu etablieren, wie auch zum anderen Maßnahmen umzusetzen, um schrittweise die Treibhausgas-Emissionen von Lebensstilen dauerhaft zu reduzieren.

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 nutzen.

Dabei muss weiterhin die Charakterisierung, Entwicklung und Verwirklichung von „Low-Carbon Lifestyles“ mit dem Fokus mit den vier zentralen Fragen stehen:

- 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, Werthaltungen
- Warum? – Analyse von Verhaltensweisen und Gründen für Konsumententscheidungen

2.2.2. Greenhouse Gas Accounting of Graz University of Technology

Stephan MAIER, Alexander PASSER^(*), Marco SCHERZ, Endrit HOXHA, Anatole Bao Dung TRUONG NHU, Barbara TRUGER, Dominik MAIERHOFER, Günter GETZINGER, Helmuth KREINER

Introduction

The implementation of international climate goals needs clearly-defined climate strategies on a national level. Academic institutions take an integral and responsible part to support these climate strategies in the pioneering quest for ideal measure settings in front of the climate change challenges [1]. Being the first academic institution in Austria which voluntarily implemented a certified energy management system (EnMS) following the EN ISO 50001 standards in the year 2016, TU Graz is also member of Austrian Universities in the Alliance of Sustainable Universities in Austria (ANU), a voluntary cooperative work platform that promotes sustainability issues [2].

Amongst other actions, the ANU working group for “CO₂-e neutral universities” initiated an accounting of greenhouse gas emissions (GHG) to monitor the impact of universities on the environment. For this purpose, a tool named “ClimCalc” was developed which allows universities to calculate their GHGs [3].

In the paper, the TU Graz GHG emissions in 2017 will be presented in detail. This accounting serves the university to identify the main in-house GHG emitters and define goals and priorities to reduce them.

Methodology

The accounting includes all parts of TU Graz campus, including embodied impacts of buildings, operational energy, mobility and food. The accounting is based on the inventory data of the year 2017. The evaluation is carried by the ClimCalc_edu tool, which is based on the emission data of the Austrian Environmental Agency [4]. For 2017 they were calculated with the current UBA emission factors for the year 2017 (UBA Air Pollutant Inventory OLI 2016, [5]). The life cycle accounting (LCA) for buildings was carried out following the European standard EN15978 [6]. The environmental impacts are estimated on the case of the EBS building (Energy Based Systems) as proxy to estimate yearly GHG-emissions. The functional unit is 1 m² net floor area per year, the reference study period is 50 years, and the indicators assessed are the global warming potential (GWP) [7] and primary energy demand [8].

Results

The results of the GHG accounting 2017 show total emissions of about 21,800 (excluding buildings) or 27,000 t CO₂-e (CO₂-equivalents) for the year 2017. The results can be seen in Figure 1.

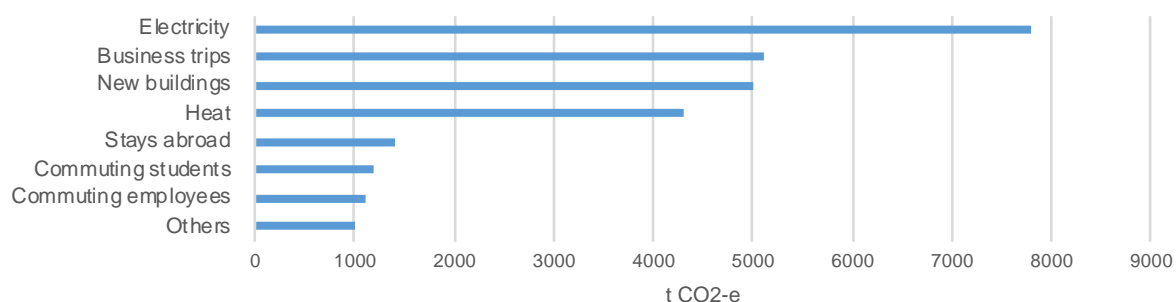


Figure 1: TU Graz's GHG accounting for 2017

The categories with the biggest GHG impacts are electricity incl. heat pumps (29%), business trips (19%), the construction of new buildings (19%), and heat (mainly district heating, 19%).

Discussion and Conclusion

The GHG accounting of TU Graz helps to identify hot spots and potentials for the reduction of GHG emissions. TU Graz plans to reduce emissions firstly by the decarbonization of the used electricity mix,

which is the biggest GHG contributor. In the current accounting, the large share of GHG results is based on the provided dataset of Austria's electricity mix to allow comparability with other Austrian universities. The reduction of electricity impacts can be done by choosing a different electricity mix and providing a part of the electricity through photovoltaics. A change to UZ46 certified electricity [9], which guarantees sustainable electricity supply in Austria, can drastically reduce the GHG emissions of electricity by 89%.

The second largest contributor to GHG emissions is business trips, which often include air travels. To reduce the impact of business trips, a comprehensive strategy will have to be developed by TU Graz.

The construction of new buildings has surprisingly high impact on GHG emissions. Due to the high demand for new buildings, i.e. 75,000 m² until 2030, overall emissions of 75,000 t CO₂-e need to be addressed. Measures to reduce the embodied impacts of buildings are therefore crucial to reducing the university's GHG emissions. One proposed measure is the implementation of LCA in early planning stages of new buildings to optimize and reduce the GHG emissions.

Heating, which currently is the fourth largest contributor to emissions, is mainly based on district heating. TU Graz does not have the means to directly influence its impacts, since the district heating is managed by the service providers Energie Graz and Energie Steiermark. At present, about 25% renewable energy sources are used for the provision of district heating. Therefore, the university's strategy is to provide heat by geothermal heating and heat pumps instead of district heating in new buildings. The shift from district heating to heat pumps using electricity further increases the relevance of the electricity decarbonization.

The sustainability board of TU Graz is currently supporting the strategy development in order to achieve climate neutrality as early as possible and the authors thank them for their support.

References

- [1] uniko-Manifest für Nachhaltigkeit:
https://uniko.ac.at/modules/download.php?key=22809_DE_O&f=1&jt=7906&cs=77DD
- [2] Alliance of Sustainable Universities in Austria, <http://nachhaltigeuniversitaeten.at>, Download at 22nd January 2020.
- [3] ClimCalc, greenhouse gas accounting tool for universities, <http://climcalc.boku.ac.at/>, 2019.
- [4] UBA, Austria's Informativ Inventory Report (IIR), Umweltbundesamt Österreich, 2019.
- [5] OLI 2016, <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0566.pdf>
- [6] EN 15978, Sustainability of construction works - Accounting of environmental performance of buildings - Calculation method, ÖNORM EN 15978, 1-65.
- [7] IPCC, 2013: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Accounting Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 1535 pp.
- [8] Frischknecht, R., Jungbluth, N., Althaus, H.J., Doka, G., Dones, R., Hirschler, R., Hellweg, S., Humbert, S., Margni, M., Nemecek, T., Spielmann, M., 2007. Implementation of life cycle impact accounting methods: data v2.0. Ecoinvent report no. 3. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, Switzerland.
- [9] Raneburger, J., & Peter, A. (2018). Richtlinie UZ46 - Grüner Strom (certified electricity for green electricity). Retrieved from <https://www.umweltzeichen.at/cms/de/produkte/gruene-energie/content.html>.

2.2.3. Mitarbeiterinitiative wesentlich für Erfolg von Energieeffizienz-Maßnahmen

Diana WANG¹, Stefan M. BÜTTNER²

Fragestellung

Die Initiierung von Energieeffizienz-Maßnahmen in Industrieunternehmen kann sowohl aus unterschiedlichen Abteilungen als auch Ebenen des Unternehmens kommen. Ob die Gruppe der Initiatoren bzw. der Entscheider einen Einfluss auf den Erfolg der Maßnahme hat und wenn ja welcher Zusammenhang existiert, wurde in einer Umfrage im Rahmen der Erhebung des Energieeffizienz-Index der deutschen Industrie untersucht.

Methodik

Die Erhebung erfolgte in Kombination von telefon- und online-gestützter Fragebögen, die an produzierende Unternehmen in Deutschland gerichtet war. Zur Beantwortung der Fragestellung wurden in einer ersten Frage die Gruppen identifiziert, welche Energieeffizienz-Maßnahmen überhaupt anstoßen (Frage 1: Welche Stelle in Ihrem Unternehmen stößt überwiegend Energieeffizienz-Maßnahmen an?). In einer weiteren Frage wurde nach der Entscheidungskompetenz im Unternehmen gefragt (Frage 2: Welche Stelle in Ihrem Unternehmen entscheidet über Durchführung von Energieeffizienz-Maßnahmen). Schließlich wurde in einer dritten Frage nach dem Erfolg der durchgeführten Energieeffizienz-Maßnahme gefragt (Frage 3: Das Ergebnis der von meinem Unternehmen zuletzt durchgeführten Energieeffizienz-Maßnahmen ist ... mit den Antwortoptionen besser als gedacht / wie kalkuliert / schlechter als gedacht aus technischen Gründen / schlechter als gedacht aus Nutzungs-/Bedienungsgründen / nicht bekannt, da nicht überprüft / Haben keine Maßnahmen implementiert).

Ergebnisse

Die nachfolgenden Ergebnisse sind Auswertungsergebnisse der Sonderfragen aus der Umfrage der Erhebung 2. Halbjahr 2016 des „Energieeffizienz-Index der deutschen Industrie“.

Neben der Geschäftsführung stoßen verschiedene Gruppen Energieeffizienz-Maßnahmen an

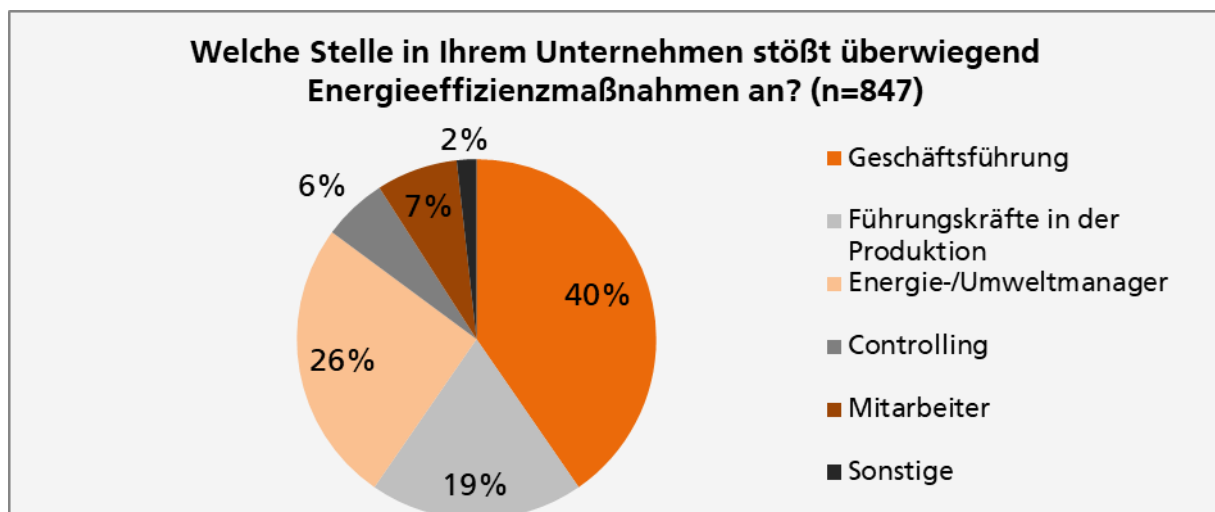


Abbildung 1: Umfrageergebnis der Teilnehmer aus der deutschen Industrie zur Frage 1 [1]

¹ Institut für Energieeffizienz EEP, Universität Stuttgart, Nobelstr. 12, 70569 Stuttgart, +49 (0)711 970-3839, diana.wang@eep.uni-stuttgart.de, www.eep.uni-stuttgart.de

² Institut für Energieeffizienz EEP, Universität Stuttgart, Nobelstr. 12, 70569 Stuttgart, +49 (0)711 970-1156, stefan.buettner@eep.uni-stuttgart.de, www.eep.uni-stuttgart.de

Die Entscheidung liegt vorwiegend bei der Geschäftsführung

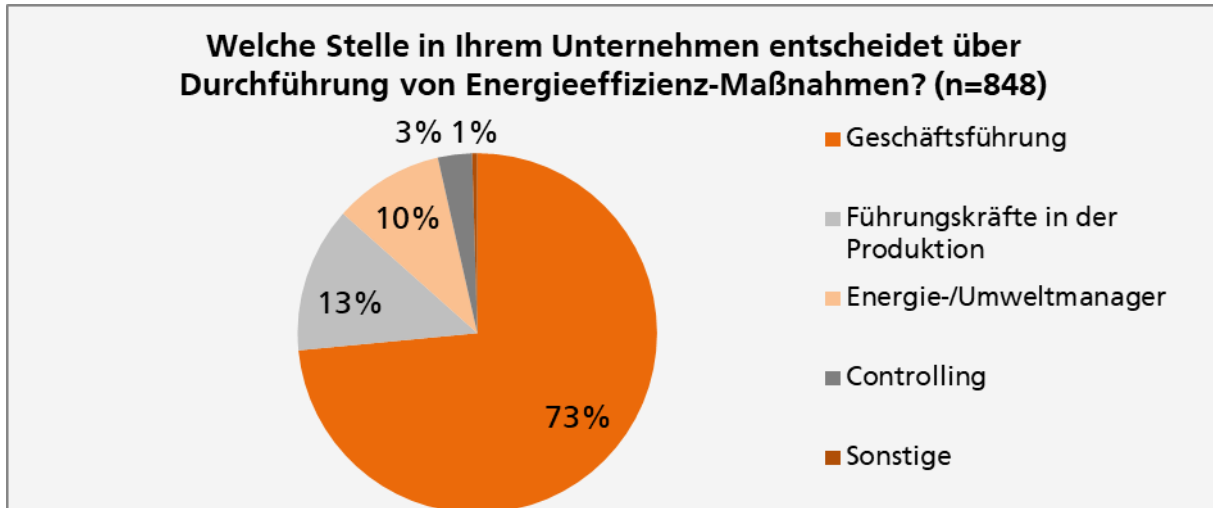


Abbildung 2: Umfrageergebnis der Teilnehmer aus der deutschen Industrie zur Frage 2 [1]

Die meisten erfolgreichsten Energieeffizienz-Maßnahmen wurden von Mitarbeitern angestoßen

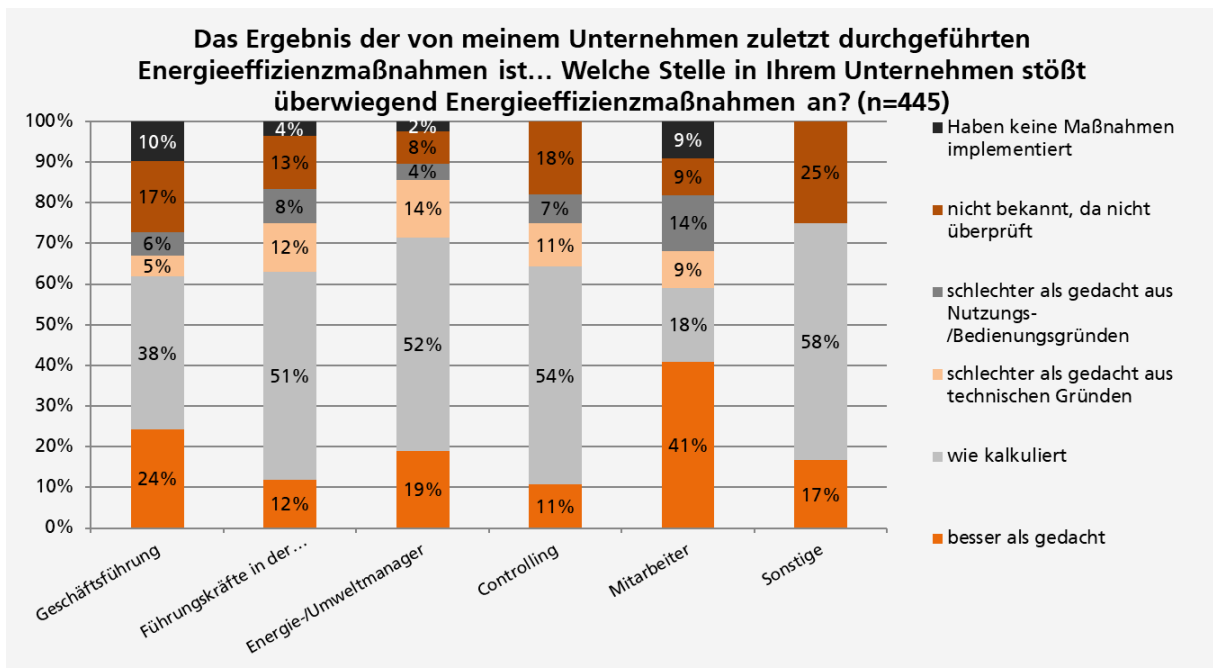


Abbildung 3: Umfrageergebnis der Teilnehmer aus der deutschen Industrie zur Frage 3 [1]

In Unternehmen, bei denen von Mitarbeitern initiierte Energieeffizienz-Maßnahmen umgesetzt wurden, ist das Ergebnis jener Maßnahmen circa doppelt so häufig mit „besser als gedacht“ beantwortet worden als bei allen anderen Gruppen.

Referenzen

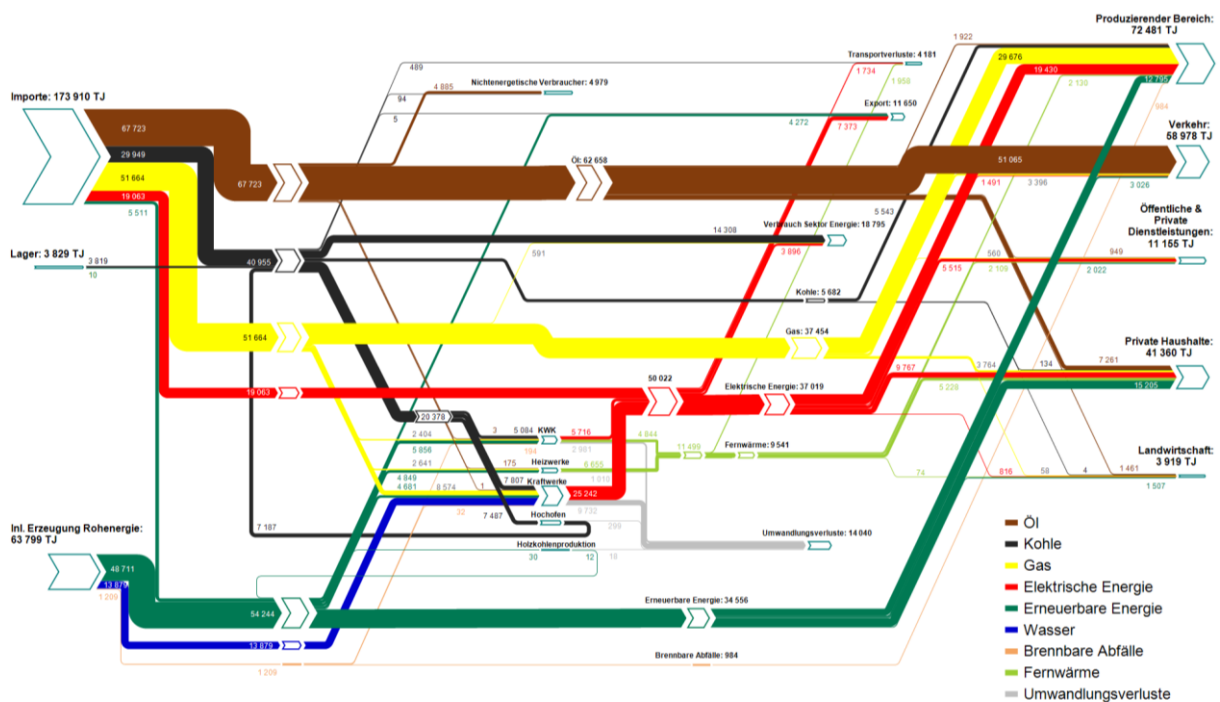
- [1] Der Energieeffizienz-Index der deutschen Industrie: Erhebung 2. Halbjahr 2016.

2.2.4. Die Klima- und Energiestrategie der Steiermark 2030

Udo BACHHIESL¹, Dieter PREIß², Robert GAUGL¹

Aufgrund der zentralen globalen ökologischen und energiewirtschaftlichen Herausforderungen sind auch einzelne Bundesländer aufgefordert, entsprechende Zukunftsstrategien für den Klimaschutz- und die Fortentwicklung der Energiewirtschaft 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. Mit der Klima- und Energiestrategie Steiermark 2030 [3] wurde eine zentrale Strategie für die Zukunftsgestaltung der steiermärkischen Energiewirtschaft unter klimapolitischen Gesichtspunkten geschaffen.

Um die energiewirtschaftlichen Entwicklungen in der Steiermark auch im Zeitverlauf entsprechend mitverfolgen zu können, werden jährliche Energieberichte mit umfangreichen energiewirtschaftlich relevanten Auswertungen erstellt. Im Rahmen dieses Beitrages wird die energiewirtschaftliche Ausgangslage im Überblick dargestellt und in weiterer Folge auf die aktuelle Klima- und Energiestrategie 2030 eingegangen. Die nachfolgende Abbildung zeigt das aktuelle Energieflussbild der Steiermark und gibt einen ersten Einblick in die energiewirtschaftliche Ausgangslage.



ENERGIEEINSATZ: 241.538 TJ ►

► ENERGETISCHER ENDVERBRAUCH: 187.893 TJ

Anmerkungen: - Angaben in Terajoule
- Maximale Liniendicke beträgt 10px
- Quelle: Statistik Austria, Energiebilanz Steiermark 2018

Erstellt vom Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der Technischen Universität Graz im Auftrag des Landes Steiermark



Abbildung 1: Energieflussbild des Landes Steiermark 2018 [4] [5]

Die Steiermark hat im Jahr 2015 den Prozess zur Erstellung einer integrierten Klima- und Energiestrategie – im Hinblick auf neue internationale und EU-weite Klimaschutz- und Energie-

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation/Technische Universität Graz, Inffeldgasse 18 8010 Graz, +43 316 873 7903, +43 316 873 107903, bachhiesl@tugraz.at, www.IEE.TUGraz.at

² Amt der Steiermärkischen Landesregierung / A 15 - Fachabteilung Energie und Wohnbau Referat Energietechnik und Klimaschutz, Landhausgasse 7 8010 Graz, +43 (316) 877-4351, dieter.preiss@stmk.gv.at, www.technik.steiermark.at

anforderungen – gestartet. Die Erarbeitung dieser Strategie erfolgte im Auftrag des Landtages und unter konsequenter Einbindung der betroffenen Abteilungen des Amtes der Steiermärkischen Landesregierung, über 300 ausgewählter Stakeholder der Steiermark und Fokusgruppen aus dem schulischen Bereich.

Die steirische Formel 36/30/40 für eine aktive Klima- und Energiepolitik in der Steiermark umfasst vier konkrete Ziele bis zum Jahr 2030:

- die Senkung der Treibhausgasemissionen um 36 %
- die Steigerung der Energieeffizienz um 30 %
- die Anhebung des Anteils Erneuerbarer auf 40 %
- leistbare Energie und Versorgungssicherheit

Die Klima- und Energiestrategie Steiermark 2030

Wir tun's für unsere Zukunft - innovativ, nachhaltig, sozial ausgewogen

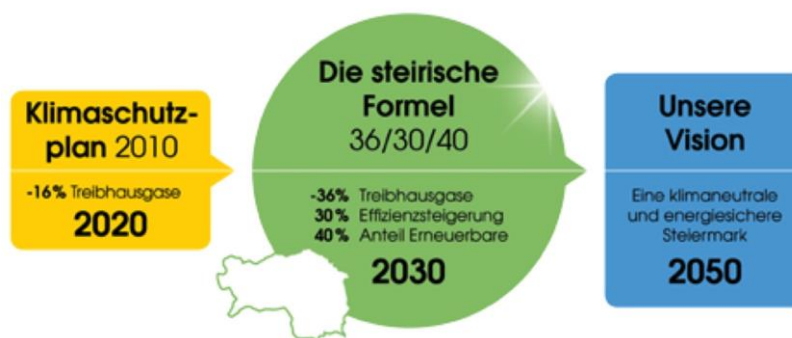


Abbildung 2: Visualisierung der Kernaussagen der Klima- und Energiestrategie der Steiermark 2030 [3]

Im Rahmen der Klima- und Energiestrategie Steiermark 2030 wurde von der Steiermärkischen Landesregierung und dem Landtag im Herbst 2019 ein dreijähriger ressort- und abteilungsübergreifender Aktionsplan beschlossen. Insgesamt sollen 109 konkrete Klima- und Energiemaßnahmen in der ersten dreijährigen Aktionsperiode 2019-2021 in die Umsetzung gebracht werden. In der aktuellen Programmperiode des nun vorliegenden Aktionsplans werden konkrete Schritte gesetzt, um das Land Steiermark als Vorzeigeregion für Energie zu etablieren, die Energieeffizienz an erste Stelle zu stellen, den Ausbau der erneuerbaren Energie voranzutreiben und durch enge Kooperationen mit Gemeinden die Bevölkerung noch stärker bei der Umsetzung von Klima- und Energiemaßnahmen zu unterstützen. Nach Ablauf der Periode sollen bis 2030 aufbauend drei weitere Aktionspläne inkl. Monitoringsystem folgen.

Die neue Landesregierung hat sich im Koalitionsabkommen „Weiss-Grün“ zu diesen Klimaschutz- und Energiezielsetzungen bekannt und möchte zusätzlich auf Regierungsebene ein Klimakabinett etablieren, das Klimaschutzthemen ressortübergreifend koordiniert und zusammenführt. Ein direkter Austausch mit Expertinnen und Experten soll dabei gewährleistet werden.

Die aktuellsten Daten zeigen, dass für die Zukunft ein hoher Handlungsbedarf gegeben ist, wenn die Steiermark ihren Beitrag zu den internationalen Vereinbarungen leisten will.

Referenzen

- [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 2018“, Graz, 2019
- [5] Statistik Austria: „Bundesländer-Energiebilanzen 2018 – Steiermark 1988-2018“, Wien, 2019

2.3. ERNEUERBARE IN ÖSTERREICH (STREAM A3)

2.3.1. 100 % erneuerbare Energie für Österreich – Ist das Möglich?

Wolfgang SANZ¹, Philipp MANDL^{1(*)}

Inhalt

Im Übereinkommen von Paris hat sich die Staatengemeinschaft geeinigt, dass die globale Erderwärmung auf maximal 2° gegenüber den vorindustriellen Werten begrenzt werden soll. Dazu soll sobald als möglich mit der Reduktion der globalen Emissionen begonnen werden und ab Mitte des 21. Jahrhunderts (2050) sollen keine Treibhausgase mehr emittiert werden.

Die EU hat sich bis 2030 dazu das Ziel gesetzt, den Ausstoß von Treibhausgasen um mindestens 40 Prozent gegenüber 1990 zu senken. In Österreich wird der Nationale Energie- und Klimaplan verhandelt, der Einsparungen im Gebäudesektor, Transformation der Verkehrssysteme sowie eine Dekarbonisierung in Gewerbe und Landwirtschaft als Ziel hat. Der Anteil der erneuerbaren Energie am gesamten Endenergieverbrauch soll auf 46 bis 50 Prozent steigen. Dazu wurden 3 Szenarien untersucht:

1. Der gesamte fossile Energieverbrauch wird durch Strom aus Windkraft und/oder Photovoltaik ersetzt, wobei die optimistische Annahme getroffen wurde, dass das Stromangebot sofort genutzt werden kann, sodass keine Speicherung notwendig ist.
2. Im zweiten, pessimistischen Szenario dient Wasserstoff als Energiespeicher. Der Verkehr wird zu 100% mit Wasserstoff betrieben, Wärme wird zu 50% durch die Verbrennung von Wasserstoff bereitgestellt und Strom wird zur Hälfte in Wasserstoffkraftwerken erzeugt, um Angebot und Bedarf in Einklang zu bringen.
3. Im dritten, optimistischen Szenario wird der Verkehr zu 20% mit Wasserstoff betrieben, der Rest erfolgt direkt über Strom aus erneuerbarer Energie. Wärme wird zu 20% durch die Verbrennung von Wasserstoff bereitgestellt und Strom muss nur zu 10% in Wasserstoffkraftwerken erzeugt werden, um Spitzen im Strombedarf auszugleichen.

Vorgangsweise

Ausgehend vom Primärenergieverbrauch Österreichs im Jahre 2014 wurde ermittelt, dass der fossile Anteil in der Stromerzeugung, im Verkehr und in der Wärmebereitstellung 680 PJ beträgt. Damit konnte abgeschätzt werden, wie viele Windturbinen und/oder Photovoltaikanlagen für die einzelnen Szenarien benötigt werden. Dies erlaubt auch eine Abschätzung des Flächenbedarfs sowie der zu erwartenden Investitionskosten.

Ergebnisse

Die wichtigsten Ergebnisse werden für die einzelnen Szenarien im Folgenden beschrieben.

Szenario 1:

19 400 Windturbinen mit einer Leistung von 3.4 MW wären notwendig, um den gesamten fossilen Energieverbrauch zu ersetzen, was im günstigsten Fall einem Flächenbedarf von 7240 km² entspräche. Dieselbe Strommenge mit Photovoltaik erzeugt, würde 127 GW_{peak} installierte Leistung bzw. eine Fläche von 742 km² benötigen. Abb. 1 zeigt den Flächenbedarf, wenn auf 50% des Ackerlandes Windturbinen aufgestellt würden (wobei Ackerbau weiterhin möglich wäre), und der Rest durch Photovoltaikanlagen hergestellt würde, wobei der Flächenbedarf der potentiell verwendbaren Dachfläche gegenübergestellt wird.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Thermische Turbomaschinen und Maschinendynamik, Inffeldgasse 25/A, 8010 Graz, Tel.: +43 (0)316 873-7226, ttm@tugraz.at, www.ttm.tugraz.at

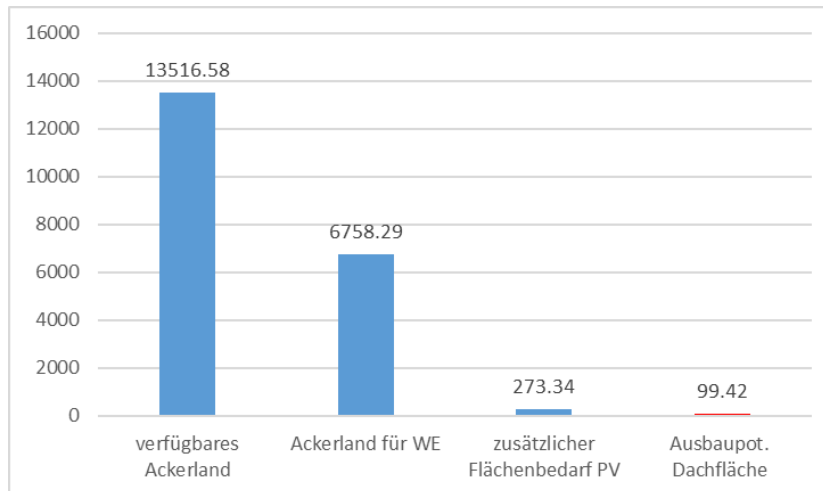


Abb. 1: Flächenbedarf in km² bei einer kombinierten Stromerzeugung aus Wind und Sonne

Pessimistisches Szenario 2:

Der Wirkungsgrad bei der Wasserstoffherzeugung aus Strom wurde mit 75 % angesetzt, wobei die Verdichtung zur Lagerung berücksichtigt wurde. Aufgrund der Umwandlungsverluste ergibt sich ein Bedarf von 37 400 Windturbinen oder 245 GW_{peak} installierter Photovoltaikleistung, und damit nahezu der doppelte Bedarf im Vergleich zu Szenario 1.

Optimistisches Szenario 3:

Unter der Annahme eines deutlich geringeren Speicherbedarfs in Form von Wasserstoff werden 23 400 Windturbinen oder 154 GW_{peak} installierter Photovoltaikleistung benötigt. Der dafür notwendige Flächenbedarf ist in Abb. 2 dargestellt, wobei der Parameter n ein Maß für Turbinenabstand und damit für den Flächenbedarf darstellt. Während Windturbinen noch eine Nutzung des Landes erlauben, ist dies bei Photovoltaik kaum möglich.

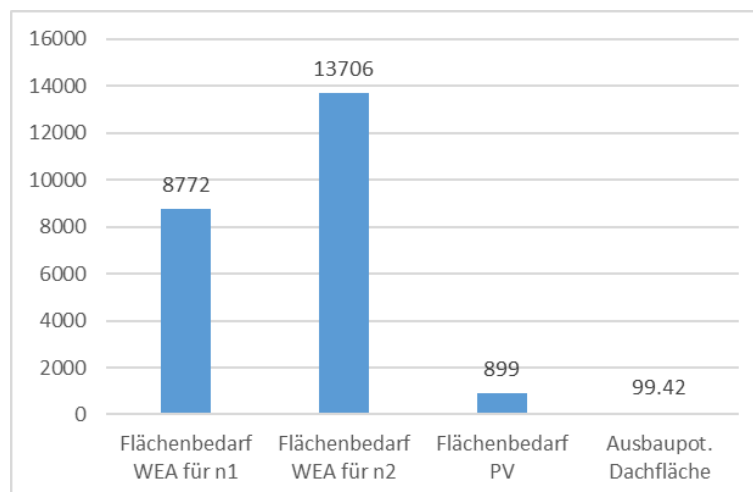


Abb. 2: Flächenbedarf in km² für Energieversorgung nur durch Wind oder Sonne im optimistischen Szenario 3.

Schlussfolgerung

Diese sehr grobe Abschätzung zeigt, dass eine vollständige Abdeckung des Energiebedarfs Österreichs nur mit sehr großem Aufwand möglich ist, wobei die Einsparungen durch neue Technologien aber nicht berücksichtigt wurden. Da dies bis 2050 sehr schwierig umzusetzen ist, sollten auch andere Technologien, wie Carbon Capture and Storage (CCS) als Übergangstechnologie in Betracht gezogen werden.

2.3.2. Erneuerbare in Österreich – die Marktdiffusion im Lichte der Klima- und Energieziele

Peter BIERMAYR¹, Kurt LEONHARTSBERGER² Christa DISSAUER; Manuela EBERL, Monika ENIGL, Hubert FECHNER, Lukas FISCHER, Bernhard FÜRNSINN, Stefan MOIDL, Christoph SCHMIDL, Christoph STRASSER, Werner WEISS, Patrik WONISCH, Elisabeth WOPIENKA

Kurzfassung

Unabhängig davon, ob das nationale 34% Erneuerbare-Ziel für das Jahr 2020 nun knapp verfehlt oder knapp erreicht wird, kann die Marktdiffusion der Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energie in Österreich seit der Finanz- und Wirtschaftskrise 2008 wohl kaum als Erfolgsgeschichte gesehen werden. Obwohl Österreich bezüglich des Anteils erneuerbarer Energie im nationalen Energiemix innerhalb der EU 28 Länder nach Schweden, Finnland und Lettland zurzeit den viertbesten Platz belegt, zeigt der Trend der letzten Jahre hierzulande eine Stagnation des Anteils Erneuerbarer, siehe *Abbildung 1*. Noch bemerkenswerter wirkt dieser Umstand, wenn berücksichtigt wird, dass Österreich innerhalb der EU 28 Länder den höchsten Anteil Erneuerbarer im nationalen Strommix hat. Im Lichte der für das Jahr 2030 avisierten Ziele von 45% bis 50% Erneuerbarer im nationalen Energiemix wird deutlich, dass hierfür ein Bündel von tiefgehenden Maßnahmen auf unterschiedlichsten Ebenen erforderlich sein wird.

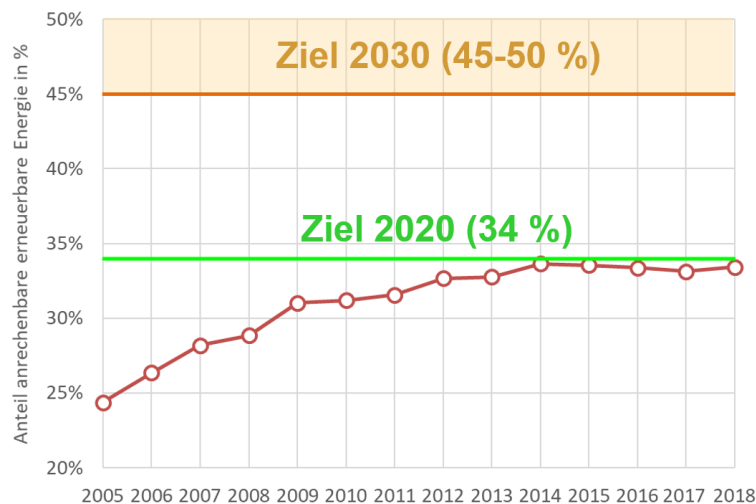


Abbildung 1: Anteil anrechenbarer erneuerbarer Energie in Österreich von 2005 bis 2018. Datenquelle: Statistik Austria (2019).

Die Hintergründe der Entwicklung der letzten Jahre sind vielgestaltig und vernetzt. Als Basis für eine diffusionstheoretische Analyse nach Rogers [1] sind detaillierte Daten über die historische Entwicklung des Marktes sowie das technische und ökonomische Lernen von insgesamt 9 für Österreich relevanten Technologiegruppen erforderlich. Dies sind die Biomassetechnologien (fest, flüssig und gasförmig), die Photovoltaik, die Solarthermie, die tiefe Geothermie, die Wasserkraft, die Wärmepumpen und die Windkraft. Entsprechende Daten wurden von Faninger [2] seit den 1970er Jahren sowie von Biermayr et al. [3] und Biermayr [4] seit dem Jahr 2007 im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie, sowie des Bundesministeriums für Nachhaltigkeit und Tourismus erhoben, dokumentiert, analysiert und publiziert. Auf Basis der zur Verfügung stehenden konsistenten Zeitreihen können Wechselwirkungen der Marktdiffusion mit exogenen Einflussfaktoren wie dem Ölpreis, der allgemeinen Wirtschaftsentwicklung oder der Witterung, aber auch mit Wechselwirkungen zwischen den Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energie sowohl auf quantitativer als auch auf qualitativer

¹ ENFOS e.U., Winzendorferstraße 305, A-2724 Maiersdorf, peter.biermayr@enfos.at, www.enfos.at

² TECHNIKUM WIEN GmbH, Höchstädtplatz 6, A-1200 Wien, leonhart@technikum-wien.at, www.technikum-wien.at/

Ebene diskutiert werden. Die technologiespezifische Entwicklung der letzten Jahre ist in *Abbildung 2* skizziert.

Trend jährlicher Zubau	14/15	15/16	16/17	17/18
Biomassebrennstoffe	↗	↗	↗	↘
Biomassekessel u. -öfen	↘	↘	→	↘
Biotreibstoffe	↗	↘	↘	→
Biogas	↘	↘	↘	(0)
Geothermie	0	0	0	0
Photovoltaik	↘	→	↗	↘
Solarthermie	↘	↘	↘	↘
Wärmepumpen	↗	→	↗	↗
Wasserkraft	→	↗	↘	→
Windkraft	↘	↘	↘	↗

Abbildung 2: Übersicht über die Marktdiffusion der Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energie in Österreich von 2014 bis 2018. Datenquellen: Biermayr et al. [3] und Biermayr [4].

Die Ergebnisse der Analysen und die Schlussfolgerungen aus den Analysen können in folgenden Punkten zusammengefasst werden:

- Die aktuelle Marktentwicklung der Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energie in Österreich ist zur Erreichung der nationalen Ziele 2030/2050 nicht ausreichend.
- Innovationen im Energie- und Umweltbereich sind von enormer strategischer Bedeutung. Technische Inventionen können jedoch aufgrund der langen Diffusionszeitkonstanten von Energietechnologien bis 2030/2050 nur geringe Beiträge zur Zielerreichung leisten.
- Zur Zielerreichung ist deshalb eine starke Diffusion der heute verfügbaren und etablierten Technologien erforderlich.
- Für eine starke Diffusion müssen Investoren einen großen relativen Vorteil zum Status quo sehen, was unter den gegenwärtigen Randbedingungen vielerorts schwierig ist.
- Die "InnovatorInnen" wurden in der Vergangenheit bereits bedient. Die Attribute der neuen Kunden aus den Gruppen der "Frühen Anwender" bzw. der "Frühen Mehrheit" sind eine große Herausforderung.
- Die "low hanging fruits" im Sinne der Potenzial-Kostenkurven sind in vielen Bereichen bereits geerntet.
- In Zeiten billiger fossiler Energie und fehlender Internalisierung externer Kosten kommen Erneuerbare nicht "von selbst", d.h. ein höherer Anteil Erneuerbarer ist nicht gratis.
- Ein Systemwechsel erfordert deshalb den Einsatz normativer, anreizorientierter und informatorischer Instrumente in einem budgetneutralen Mix in einem völlig neuartigen Umfang.

Referenzen

- [1] Rogers Everett M. (2003) "Diffusion of Innovations" Free Press, ISBN-13: 978-0-7432-2209-9
- [2] Faninger Gerhard (2007) "Erneuerbare Energie in Österreich – Marktentwicklung 2006" sowie ältere Arbeiten, im Auftrag des BMVIT, Berichte aus Energie- und Umweltforschung 11/2007.
- [3] Biermayr P., C. Dißauer, M. Eberl, M. Enigl, H. Fechner, L. Fischer, B. Fürnsinn, K. Leonhartsberger, S. Moidl, C. Schmidl, C. Strasser, W. Weiss, P. Wonisch, E. Wopienka (2019) "Innovative Energietechnologien in Österreich – Marktentwicklung 2018" sowie ältere Arbeiten, im Auftrag des BMVIT, Berichte aus Energie- und Umweltforschung 20/2019.
- [4] Biermayr P. (2019) "Erneuerbare Energie in Zahlen 2018" sowie ältere Arbeiten, im Auftrag des BMNT

2.3.3. 100 % Erneuerbare Energie für Österreichs Industrie Teil 1 – Alternative Energieträger und Prozesse

Sophie KNÖTTNER¹, Roman GEYER¹, Christian DIENDORFER¹, Gerwin DREXLER-SCHMID¹

Motivation und Ziel

Der Ausbau bzw. die Optimierung der Energieinfrastruktur in Österreich ist eine unabdingbare Voraussetzung zur Erreichung der Klima- und Energieziele, aber auch zur Erhaltung der Versorgungssicherheit. Die Energiewende wirft Fragen auf, wie vor allem die Industrie durch erneuerbare Energien versorgt werden kann. Aktuell liegt der Erneuerbaren-Anteil für die gesamte Industrie bei 45 % bezogen auf den Endenergieverbrauch [1]. Ein Energieträgerwechsel mit starkem Fokus auf elektrische Energie in der Industrie stellt auch Anforderungen an die existierende Energieinfrastruktur. Dazu zählen neben Erzeugungs- und Netzausbau auch Speichersysteme für entsprechende Flexibilitätsbereitstellung. Die hier präsentierten Ergebnisse wurden im Rahmen der Studie *IndustRiES* erarbeitet, welche vom Klima- und Energiefonds beauftragt war. Hier wird eine Perspektive beschrieben, wie die Energieversorgung der österreichischen Industrie vollständig durch erneuerbare Energien bereitgestellt werden kann.

Methoden – Szenarien Entwicklung

Für den Umstieg auf eine dekarbonisierte Energieversorgung der Prozesse wurden anhand der ermittelten Datengrundlage die drei Szenarien Basis, Effizienz und Umbruch definiert. Bei der Szenarientwicklung wurden insbesondere die jeweiligen Prozessanforderungen, Nutzkategorien sowie mögliche Technologieoptionen berücksichtigt. Ebenso wurde auf die Potenziale der erneuerbaren Energien und mögliche und sinnvolle Einsatzgebiete eingegangen. Die drei Szenarien stellen unterschiedlich ambitionierte Zielerreichungen dar, wobei das Umbruch-Szenario auch die Umstellung des Sektors Eisen- und Stahlerzeugung auf Direktreduktion mit Wasserstoff beinhaltet.

Ergebnisse

Die hier präsentierten Ergebnisse beinhalten die Beschreibung der drei betrachteten Szenarien: Basis, Effizienz und Umbruch. Insbesondere wird hier auf die Umstellung von Prozessen auf alternative Energieträger beziehungsweise neue Technologien eingegangen. Die Szenarien weisen eine Bandbreite des Endenergieverbrauchs von 82 (Effizienz) bis 108 TWh (Umbruch) auf (vgl. 94 TWh im Jahr 2017). Dabei zeigt sich eine zunehmende Verschiebung hin zu elektrischer Energie, vor allem im Umbruch-Szenario. Im Basis- und Effizienz-Szenario spielen auch die biogenen Brenn- und Treibstoffe eine wichtige Rolle, ihr Anteil ist etwa doppelt so hoch im Vergleich zum Status quo. Mit zunehmendem Einsatz von Wärmepumpen gewinnt auch der Energieträger Umgebungswärme, beispielsweise aus industrieller (Hochtemperatur-)Abwärme, Solarthermie, Geothermie, o.ä., an Stellenwert. Die Ergebnisse zeigen weiters, dass mit den in Österreich zur Verfügung stehenden Potenzialen an erneuerbaren Energien in allen Szenarien der industrielle Endenergieverbrauch bilanziell gedeckt werden kann [2].

¹ AIT – Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 4 1210 Wien, Tel.: +43 664 6207866, Fax.: +43 50550-6679, gerwin.drexler-schmid@ait.ac.at, www.ait.ac.at

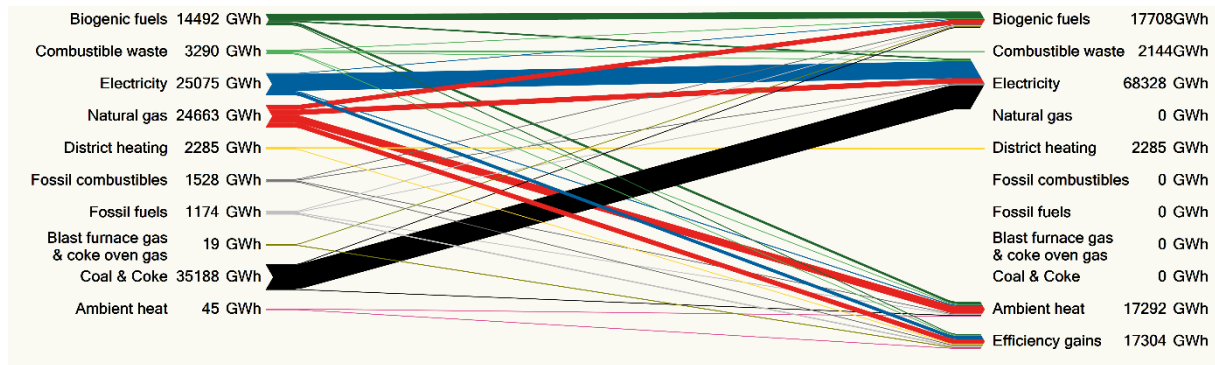


Abbildung 1: Wechsel von fossilen Energieträgern auf erneuerbare Energieträger der österreichischen Industrie [2]

Referenzen

- [1] STATISTIK AUSTRIA, „Gesamtenergiebilanz Österreich 1970 bis 2017,“ 2018. [Online].
- [2] R. Geyer, S. Knöttner, C. Diendorfer und G. Drexler-Schmid, „IndustRiES - Energieinfrastruktur für 100 % Erneuerbare Energie in der Industrie,“ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Wien, 2019

2.3.4. 100 % Erneuerbare Energie für Österreichs Industrie Teil 2 – Infrastrukturanforderungen und Energiebedarfe

Roman GEYER¹, Sophie KNÖTTNER¹, Christian DIENDORFER¹, Gerwin DREXLER-SCHMID¹

Motivation und Ziel

Eine verlässliche und umweltfreundliche Bereitstellung von Energie zu leistbaren Preisen und ihr effizienter Einsatz bilden die Grundlage einer modernen Standortpolitik. Ausbau und Optimierung der Energieinfrastruktur sind zur Erreichung der Klima- und Energieziele, aber auch zur Erhaltung der Versorgungssicherheit unbedingt notwendig. Die #mission2030 wirft Fragen auf, wie vor allem die österreichische Industrie durch erneuerbare Energien versorgt werden kann. Mit 94 TWh bzw. 30 % des österreichischen Endenergieverbrauchs ist die Industrie neben dem Verkehr ein wesentlicher Energienachfrager. Insbesondere die energieintensive Industrie, die in Österreich einen Anteil von 61 % am Endenergieverbrauch des produzierenden Bereichs ausmacht, beeinflusst den Verbrauch erheblich. Aktuell liegt der Erneuerbaren-Anteil des gesamten österreichischen Industriesektors bei 45 % bezogen auf den Endenergieverbrauch [1]. Ein Energieträger-Switch in der österreichischen Industrie stellt auch andere Anforderungen an die existierende Energieinfrastruktur. Dazu zählen neben Erzeugungs- und Netzausbau auch Speichersysteme für entsprechende Flexibilitätsbereitstellung.

Methodik – Szenarien Entwicklung

Anhand von drei Szenarien werden Perspektiven aufgezeigt, wie die österreichische Industrie vollständig durch erneuerbare Energien versorgt werden kann und was es dazu bedarf. Basierend auf Prozess- und Technologieanalysen sowie Experteninputs wurden die drei Szenarien *Basis*, *Effizienz* und *Umbruch* entwickelt. Bei der Szenarienentwicklung wurden insbesondere die jeweiligen Prozessanforderungen, Nutzkategorien sowie mögliche Technologieoptionen berücksichtigt. Ebenso wurde auf verfügbare Erneuerbaren-Potenziale und mögliche und sinnvolle Einsatzgebiete eingegangen. Die drei Szenarien stellen unterschiedlich ambitionierte Zielerreichungen dar, wobei das Umbruch-Szenario auch die Verfahrensumstellung des Sektors Eisen- und Stahlerzeugung auf Direktreduktion mit Wasserstoff beinhaltet.

Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen, dass mit den in Österreich zur Verfügung stehenden Potenzialen an erneuerbaren Energien in allen Szenarien der industrielle Endenergieverbrauch bilanziell gedeckt werden kann. Zur Bewertung der jeweiligen Leistungsbedarfe wurden entsprechende Erzeugungs- und Lastprofile herangezogen. Die räumliche Auflösung ist durch die zur Verfügung stehende Datenbasis auf Bundeslandebene definiert. Durch die stündliche Granularität ist es möglich, Erzeugung und Nachfrage detailliert miteinander zu vergleichen. Dadurch können Aussagen über minimale und maximale Leistungsbedarfe sowie Unter- und Überdeckungen und in weiterer Folge zu möglichen Speicher- bzw. Importbedarfen getätigt werden. Beispielsweise ergibt sich für elektrische Energie, je nach Szenario, eine Unterdeckung zwischen 1,9 (*Effizienz*) und 7,1 TWh (*Umbruch*) (vgl. Abbildung 1). Dieser Bedarf kann also nicht direkt mit den vorhandenen Erneuerbaren-Potenzialen gedeckt werden. Außerdem erhöht sich die berechnete Höchstlast der Industrie im Umbruch-Szenario mit 14,6 GW um mehr als das Doppelte gegenüber dem Status quo (6,3 GW). Im Vergleich dazu lag die Höchstlast im öffentlichen Stromnetz in Österreich im Jänner 2017 bei 10,6 GW [2]. Daraus resultiert, dass die berechnete Höchstlast der Industrie im Umbruch-Szenario um 38 % höher ist als die derzeitige Höchstlast im öffentlichen Stromnetz (siehe Abbildung 2). Die stärksten Strombedarfsänderungen ergeben sich für die Bundesländer Oberösterreich und Steiermark, bedingt durch die Umstellung des Hochofenprozesses auf Direktreduktion mit Wasserstoff in der Eisen- und Stahlerzeugung. Vor allem in Oberösterreich macht sich diese Umstellung deutlich bemerkbar. So steigt der elektrische

¹ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2 | 1210 Vienna | Austria, +43 50550-6350, roman.geyer@ait.ac.at, www.ait.ac.at

Dieses Projekt wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert.



Energiebedarf deutlich von 9,1 TWh (Status quo 2017) auf 37,2 TWh (Umbruch) an. Die ermittelte Höchstlast steigt um das Vierfache von 1.934 MW auf 7.697 MW an. Die auftretende Höchstlast an elektrischer Energie in Oberösterreich, speziell im Raum Linz, beträgt somit etwas mehr als die Hälfte der berechneten gesamten industriellen Höchstlast [3].

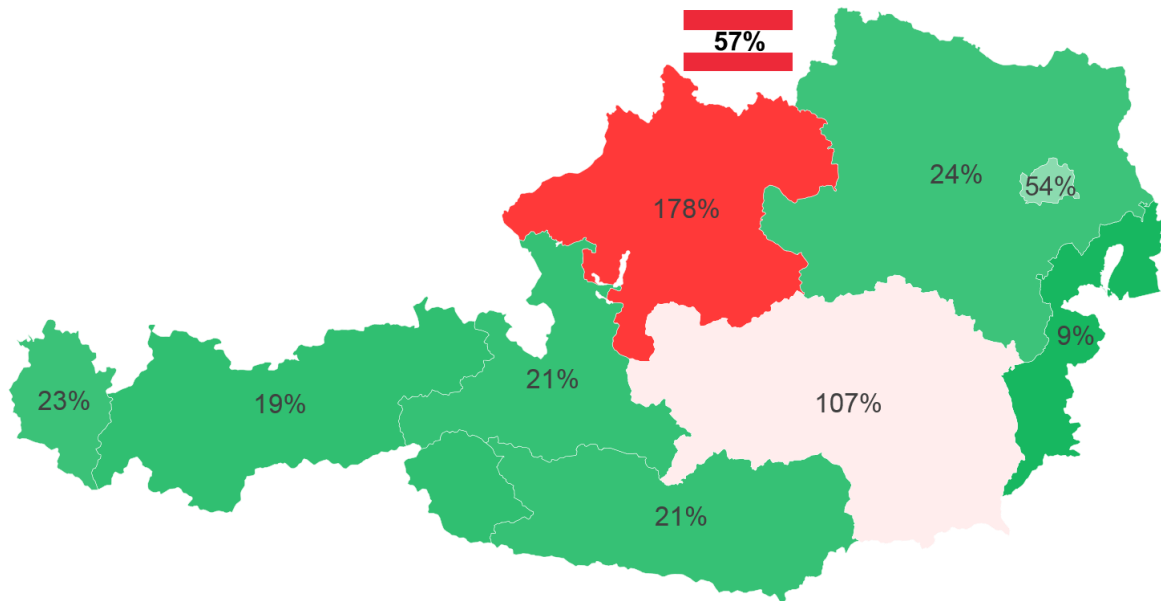


Abbildung 1: Deckung der elektrischen Energie – benötigtes Potenzial erneuerbarer Energie im Umbruch-Szenario [3]

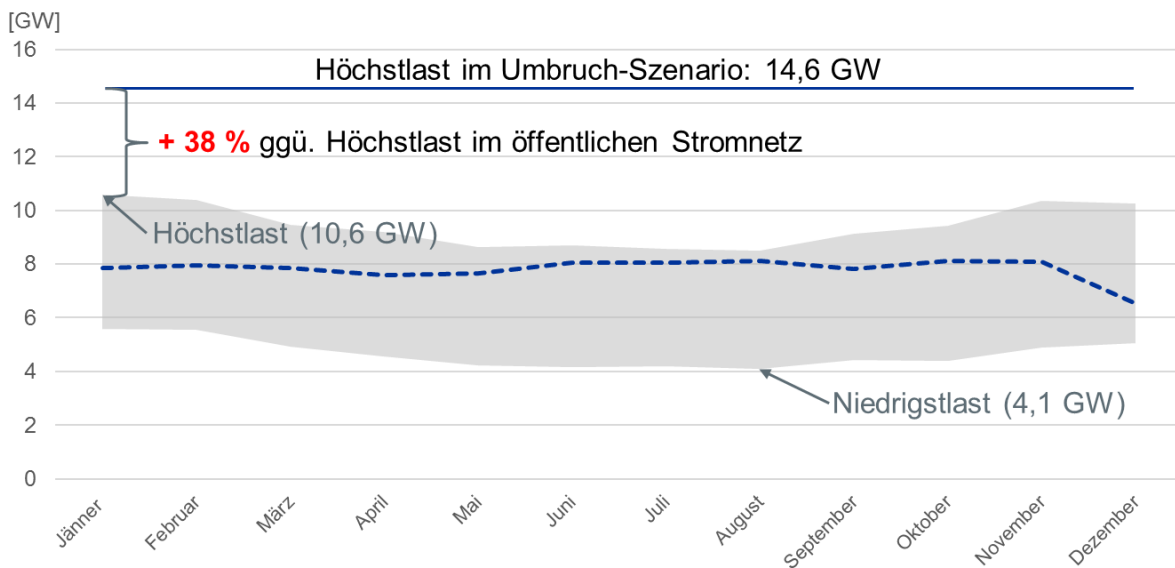


Abbildung 2: Vergleich der Lastgänge im öffentlichen Stromnetz (2017) und im Umbruch-Szenario [3]

Referenzen

- [1] STATISTIK AUSTRIA, „Gesamtenergiebilanz Österreich 1970 bis 2017,“ 2018. [Online].
- [2] E-Control, „Bestandsstatistik - Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft,“ August 2018. [Online].
- [3] R. Geyer, S. Knöttner, C. Diendorfer und G. Drexler-Schmid, „IndustRIES - Energieinfrastruktur für 100 % Erneuerbare Energie in der Industrie,“ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Wien, 2019

2.3.5. Überlegungen zur Frage, welcher Anteil erneuerbarer Energie 2050 in Österreich lokal aufgebracht werden muss

Simon SCHNEIDER¹, Thomas ZELGER², Lisa KLAUDA³

Inhalt

Dieser Beitrag stellt die Überlegungen und Ergebnisse vor, die in den letzten drei Jahren im Rahmen des Forschungsprojekts „Way2Smart“ in Kollaboration mit der *Stadt Wien Stiftungsprofessur für energieeffiziente und nutzerInnenfreundliche Gebäude und Quartiere* und dem *Stadt Wien Kompetenzteam für lebenswerte Plusenergiequartiere* an der FH Technikum Wien erarbeitet wurden.

Ziel ist die Schaffung einer nachvollziehbaren Grundlage für belastbare Richt- und Zielwerte für die Energiebilanz von Gebäuden, Quartieren und kleinen Städten. Im Zentrum der Betrachtung steht dabei folgende Frage: **Ausgehend von einem hundertprozentig erneuerbaren Österreich im Jahr 2050, welcher Anteil des Energiebedarfs muss dann lokal am Gebäude gedeckt werden (können)?**

Die Antwort darauf soll helfen, die Planung von Gebäuden, Quartieren, Stadtteilen und Städten nicht nur an maximaler Effizienz auszurichten, sondern auch eine Vorstellung von Planungsanforderungen zu geben, deren flächendeckende Erfüllung für die Erreichung der Klimaziele von Paris notwendig und ausreichend wären.

Methodik

Bestehende Erneuerbare Energie Szenarien für Österreich 2050 wurden hinsichtlich ihres Grads der Erneuerbarkeit und technischer Machbarkeit aus heutiger Sicht analysiert und von einer weiteren Betrachtung ausgeschlossen, falls ein Restanteil fossiler Energieträger angenommen wurde oder nicht alle Sektoren betrachtet wurden. Ein resultierendes Szenario wurde auf Basis von (Streicher, 2011) durch Ergänzung aktuellerer Mobilitätsprognosen des (UBA, 2017) gebildet. Die Erzeugungsanlagen wurden in zentrale und dezentrale Anlagen unterschieden und wie in Abbildung 1 und Abbildung 2 dargestellt zur Deckung von energieintensiven Bedarfsträgern Industrie und ÖV durch Zentrale Anlagen einerseits sowie Alltagsmobilität und Gebäude-Energiedienstleistungen durch dezentrale Anlagen andererseits herangezogen.

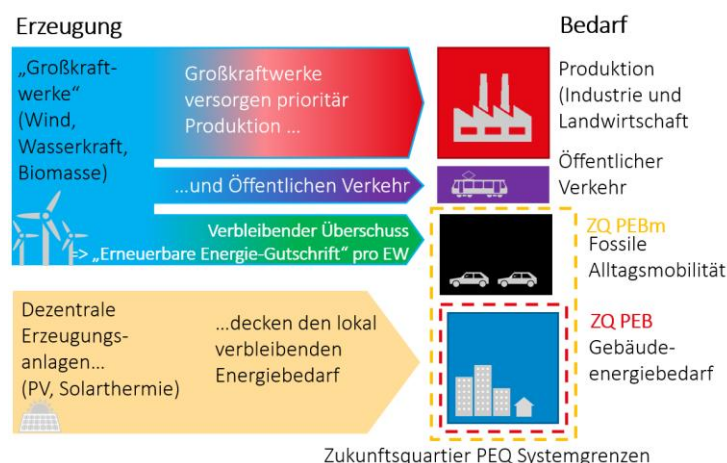


Abbildung 1: Bilanzielle Zuordnung zentraler (blau) und lokalen/dezentraler (orange) Erzeugungsanlagen

¹ FH Technikum Wien, Giefinggasse 6 1210 Wien, +43 1 333 40 77-6530, simon.schneider@technikum-wien.at, www.technikum-wien.at

² FH Technikum Wien, Giefinggasse 6 1210 Wien, +43 1 333 40 77-572, thomas.zelger@technikum-wien.at, www.technikum-wien.at

³ FH Technikum Wien, Giefinggasse 6 1210 Wien, lisa.klauda@technikum-wien.at, www.technikum-wien.at

Ergebnisse

Die wesentlichen Ergebnisse dieses Papers sind das synthetisierte EE-Szenario Österreichs 2050, die Zuordnungsregeln der Erzeugung zu den Bedarfen nach dem Subsidiaritätsprinzip, die eine Teilung des Bilanzraums in einen zentralen und einen dezentralen Bereich ermöglichen und die Quantifizierung des resultierenden bilanziellen Überschusses des zentralen Bereichs. Gemeinsam mit Annahmen zum dezentralen Energieverbrauch von Gebäuden und zur Alltagsmobilität 2050 ermöglicht das in weiterer Folge eine Aussage darüber, wieviel dezentrale EE in Form von PV bezogen auf den Quadratmeter Bauland oder den Quadratmeter Bruttogrundfläche benötigt werden: Die Zuordnung von Zentralen Erzeugungsanlagen zu „zentralen“ Verbrauchern führt in Österreich zu einem bilanziellen Überschuss, der für die restlichen Energiedienstleistungen, die individuelle Alltagsmobilität und Energiedienstleistungen von Gebäuden selbst, genutzt werden kann und in Abbildung 2 als „EE Gutschrift pro Person“ in Cyan dargestellt ist. Erfolgt die Aufteilung dieses Bilanzüberschusses aliquot für alle Österreicherinnen und Österreicher, so ergibt sich für diese sogenannte „Erneuerbare-Energie-Gutschrift pro Person“ eine Endenergie von ca. 1080 kWh/Pers.a¹.

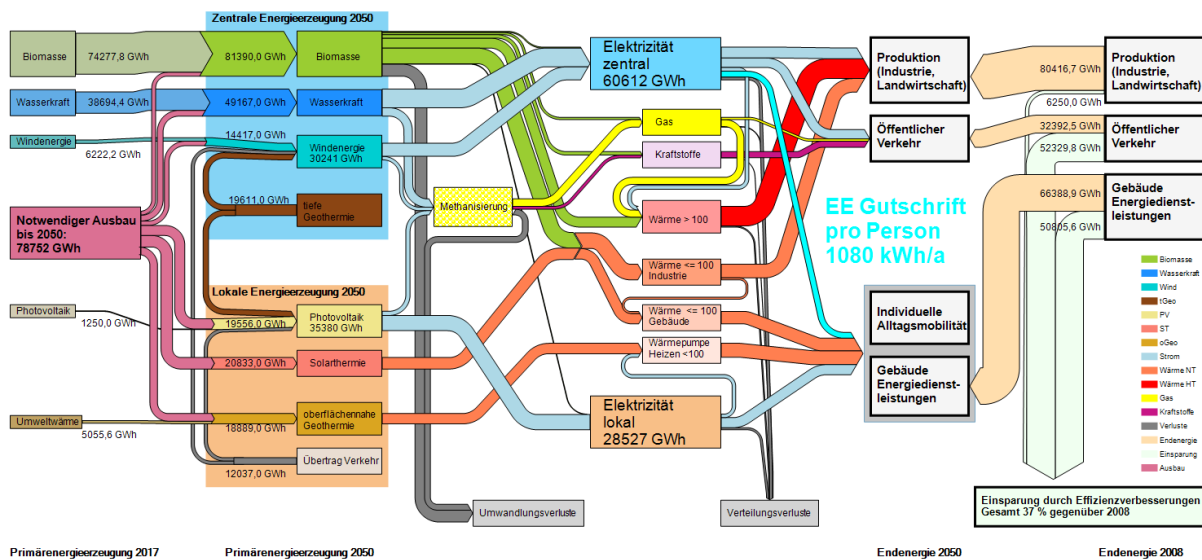


Abbildung 2: Energiebilanz Erneuerbares Österreich 2050, aufgeteilt nach zentralen (blau) und lokalen/dezentralen (orange) Erzeugungsanlagen. Es ergibt sich ein zentraler Überschuss von 1080 kWh/a pro Person (cyan), der die lokale Deckung von Alltagsmobilität und Gebäude-Energiedienstleistungen entlastet.

Die vorgestellten Ergebnisse dienen im Smart City Demoprojekt Way2Smart dazu, energetische Stadtscenarien mit Zielwerten für die erneuerbare Erzeugung, der effektiv nötigen PV Fläche und des Verteilungsschlüssels PV/BGF (~0,32 m²PV/m²BGF) bzw. PV/bebaute Fläche (0,6 m²PV/m²beb.Fl.) oder PV/Grundstücksfläche (0,16 m²PV/m²GF) zu errechnen². Im Rahmen des Stadt-der-Zukunft Forschungsprojekts Zukunftsquartier fließt der bilanzielle Überschuss zentraler EE-Anlagen in die Definition von Primärenergie- und THG-Zielwerten zukunftsfähiger „Plusenergiequartiere“ ein: Gemeinsam mit einem Ausgleichsfaktor für Flächeneffizienz und der Anrechnung netzdienlicher Energieflexibilität lässt sich der notwendige Zielwert für die Primärenergiebilanz (PEB) von Gebäuden und Quartieren inklusive Alltagsmobilität in Abhängigkeit der Geschoßflächenzahl (GFZ) mit

$$PEB(GFZ) > \left(\frac{25}{GFZ} - 25 \right) - 1080 \frac{kWh}{a \text{ Pers.}} * \frac{\text{Personen im Quartier}}{BGF} \left[\frac{kWh}{m^2_{BGF} a} \right] \text{ abschätzen}^3.$$

¹ Bevölkerungsprognose gemäß Statistik Austria:

http://www.statistik.at/web_de/statistiken/menschen_und_gesellschaft/bevoelkerung/027288.html [Zugriff: 1.12.2019]

² Endbericht derzeit in Arbeit, liegt im Frühjahr 2020 vor. Die Umsetzung des Forschungsprojekts way2smart in Korneuburg wird ermöglicht durch Forschungsförderungsmittel aus der Smartcity-Initiative des Österr. Klima- und Energiefonds und der Österr. Forschungsförderungsgesellschaft (FFG). Klimafondsnummer: KR14SC5F12360. Im Internet: <https://www.way2smart.at/das-forschungsprojekt> [Zugriff: 1.12.2019]

³ Endbericht derzeit in Arbeit, liegt im Frühjahr 2020 vor. Im Internet <https://projekte.ffg.at/projekt/3039699> [Zugriff: 1.12.2019]

2.4. ENERGIESYSTEMENTWICKLUNG (STREAM A4)

2.4.1. Auswirkungen gesellschaftlicher Entwicklungen auf die Transformation des deutschen Energiesystems

Julian BRANDES¹, Philip STERCHELE¹, Judith HEILIG¹, Daniel WREDE¹,
Christoph KOST¹, Thomas SCHLEGL¹, Hans-Martin HENNING¹

Inhalt

Im Jahr 2019 hat Deutschland das Klimaschutzprogramm 2030 verabschiedet um zu gewährleisten, dass die im Pariser Abkommen aus dem Jahr 2015 festgelegten Ziele eingehalten werden (Bundesregierung 2019). Das Klimaschutzprogramm sieht unter anderem einen Ausbau von Wind- und Sonnenenergie, eine Förderung der Elektromobilität sowie alternativer Heizungstechnologien vor. Weiterhin beruht dieses Klimaschutzprogramm für das Jahr 2030 auf dem Ziel im Jahr 2050 nahezu Treibhausgasneutralität zu erreichen. Als Entscheidungshilfe für die Festlegung klimapolitischer Ziele können Energiesystemmodelle eine hilfreiche Stütze sein. Eine Vielzahl der bisher gerechneten Szenarien für den Umbau des deutschen Energiesystems haben jedoch lediglich eine Reduzierung der Treibhausgase um 85 % vorgesehen (Palzer 2016; Benjamin Pfluger 2017; Gils, Sterchele, Janßen 2017). Im Vergleich zu einer Reduzierung um 95 % stellt dies einen Unterschied von etwa 100 Mio.tCO₂/a dar. Daher sollen im Nachfolgenden insgesamt vier Transformationspfade für das deutsche Energiesystem untersucht werden, die eine Reduzierung der Treibhausgase um 95 % berücksichtigen. Die Energiewende ist jedoch kein rein technisches Problem, vielmehr hat auch das Verhalten der Bevölkerung einen starken Einfluss auf den Umbau des Energiesystems. Hierfür werden Erkenntnisse aus der Akzeptanzforschung und dem Nutzerverhalten in die Konstruktion der Szenarien mit einbezogen (Carina Zell-Ziegler, Dr. Hannah Förster 2018). Es sollen die Auswirkungen gesellschaftlicher Entwicklungen, wie beispielsweise Akzeptanzprobleme oder stärkere gesellschaftliche Klimaschutzbemühungen auf die Transformation des Energiesystems im Fokus stehen. Zusätzlich erfolgt in diesem Rahmen ein Abgleich, sowie eine Einordnung ausgewählter, im Klimaschutzplan 2030 festgelegter Ziele, um zu untersuchen, ob diese mit einer integrierten Betrachtung aller Sektoren des Energiesystems stimmig sind.

Methodik

Berechnet werden die Szenarien mit dem Modell „*Regeneratives Energien Modell*“ REMod (Palzer 2016; Sterchele 2019), welches die Sektoren Strom, Wärme, Industrie und Verkehr in einer integrierten Betrachtung jährlich bis zum Jahr 2050 nach Kosten optimiert und CO₂-Emissionen nach vorgegebenen Randbedingungen reduziert. Hierzu sind fünf historische Wetterjahre für die Berechnung der Heizlast sowie die Stromerzeugung aus Erneuerbarer Energien hinterlegt, wobei die Energiebilanz auf stündlicher Basis erfüllt werden muss.

Insgesamt werden vier unterschiedliche Szenarien untersucht, nämlich Referenz, Suffizienz, Beharrung und Akzeptanz. Ausgehend von einem Referenzszenario wird so beispielsweise untersucht, welchen Einfluss eine eingeschränkte Akzeptanz von großen Infrastrukturmaßnahmen wie Windenergieanlagen oder Oberleitungen für elektrisch betriebene LKWs auf den weiteren Umbau des Energiesystems hat. In einem weiteren Szenario wird untersucht, wie eine Minderung der CO₂-Emission bei einer Beharrung der Bevölkerung auf konventionelle Technologien, wie Verbrennungsmotoren oder Gas- und Ölkesseln, erreicht werden kann. Im vierten Szenario wird angenommen, dass durch einen allgemeinen Rückgang in Fahrleistung, Konsum und Wohnfläche die Endenergienachfrage zurückgeht.

¹ Fraunhofer ISE, Heidenhofstr. 2 79110 Freiburg i. Br., Tel.: 0761 4588-2279, julian.brandes@ise.fraunhofer.de, <http://www.ise.fraunhofer.de>

Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen zunächst über alle Szenarien hinweg eine steigende Elektrifizierung, d.h. eine Zunahme von strombasierten Technologien wie beispielsweise batterieelektrischen Fahrzeugen oder Wärmepumpen in den Verbrauchssektoren für Prozesswärme, Verkehr sowie für die Raumwärme- und Trinkwarmwassererzeugung.

So findet die Elektrifizierung im **Gebäudebereich** in allen Szenarien bereits in frühen Jahren statt, da hier eine Umstellung von konventionellen Heizungstechnologien auf Wärmepumpen erfolgt. Lediglich im Szenario „Beharrung“ findet eine Umstellung nur bedingt statt, da hier die Verwendung von konventionellen Öl- und Gaskesseln vorgegeben wurde. Ebenso findet durch den zunehmenden Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen eine zunehmende Elektrifizierung des **Verkehrssektors** statt. Lediglich im Szenario „Suffizienz“ wird im Jahr 2035 auf Grund einer angenommenen reduzierten Fahrleistung eine Elektrifizierung von lediglich 10 % erreicht. Zuletzt findet ebenso eine stetige Elektrifizierung der **Prozesswärmebereitstellung** statt. Diese wird im Szenario „Beharrung“ am intensivsten durchgeführt, da hier die Sektoren Wärme und Verkehr aufgrund der Randbedingungen stark eingeschränkt sind.

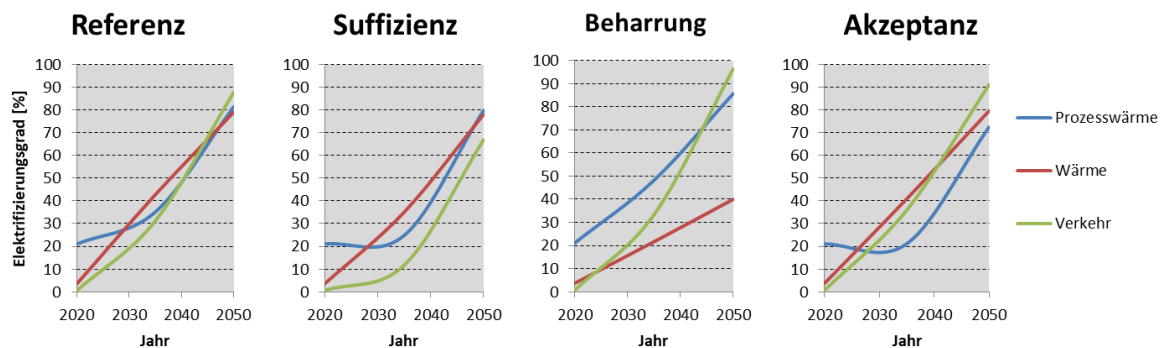


Abbildung 1: Elektrifizierungsgrad der betrachteten Szenarien von 2020 bis 2050 für die Sektoren Prozesswärme, Wärme sowie Verkehr in [%]

Im Referenzszenario wird für die Stromnachfrage auf Grund der zunehmenden Elektrifizierung eine Strommenge von 1400 TWh_{el} benötigt, was die zwei- bis dreifache Menge der heutigen Stromnachfrage bedeutet (hier ist auch Strom für PTX-Anwendungen beinhaltet). Um diese Strommenge im Jahr 2050 bereitstellen zu können, ist laut Modellergebnissen ein Anstieg der installierten Leistungen der Stromerzeugung aus Wind und Sonne bis bereits 2030 auf 313 GW_{el} notwendig. Die Bundesregierung sieht im Klimaschutzplan 2030 einen Ausbau von Wind und Sonnenenergie auf insgesamt 190 GW_{el} vor. Die gezeigten Modellergebnisse weisen somit auch hier darauf hin, dass die geplanten Zwischenziele der Bundesregierung für ein Erreichen der Klimaziele nicht ambitioniert genug sind. Im Jahr 2050 zeigen die Modellergebnisse installierte Leistungen der Onshore Windenergie von 200 GW_{el}, Offshore Windenergie 61 GW_{el} und der PV von 425 GW_{el}.

Referenzen

- [1] Benjamin Pfluger, Bernd Tersteegen (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland.
- [2] Bundesregierung (2019): Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Berlin.
- [3] Carina Zell-Ziegler, Dr. Hannah Förster (2018): Mit Suffizienz mehr Klimaschutz modellieren. Relevanz von Suffizienz in der Modellierung, Übersicht über die aktuelle Modellierungspraxis und Ableitung methodischer Empfehlungen. Berlin.
- [4] Gils, Sterchele, Janßen (2017): Modellexperimente und -vergleiche zur Simulation von Wegen zu einer vollständigen regenerativen Energieversorgung.
- [5] Palzer, Andreas (2016): Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor. (genehmigte) Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe. Online verfügbar unter <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-408742.html>.
- [6] Sterchele, Philip (2019): Analysis of Technology Options to Balance Power Generation from Variable Renewable Energy. Case Study for the German Energy System with the Sector Coupling Model REMod. 1. Auflage. Düren: Shaker (Schriftenreihe der Reiner Lemoine-Stiftung).

2.4.2. Untersuchung von Einflussfaktoren auf die Entwicklung der Stromversorgung in Deutschland – eine kritische Analyse von Energieprognosen

Viktoria STEINBERGER¹, Sophia JÖRG¹, Manfred WIRSUM¹

Inhalt

Im Rahmen der notwendigen globalen Reduktion von Treibhausgasemissionen stellt die Dekarbonisierung der nationalen Energieversorgungssysteme eine der zentralen Herausforderungen dar. Bei der Gestaltung dieser Transitionsprozesse dienen szenariobasierte Energieprognosen als Entscheidungsgrundlage für Akteure aus Politik, Wirtschaft und Wissenschaft. Ein Vergleich von historischen Szenarien und der tatsächlich eingetretenen Entwicklung zeigt jedoch signifikante Diskrepanzen auf (siehe Abbildung 1).

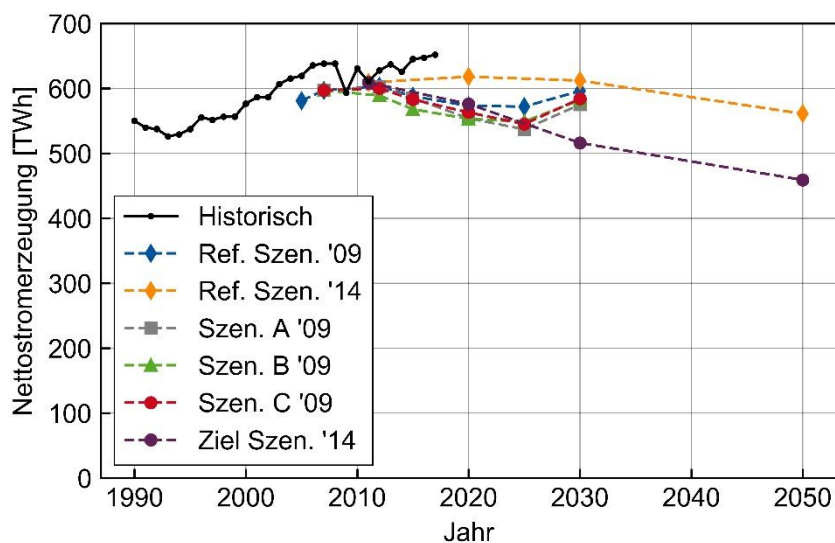


Abbildung 1: Historische und prognostizierte Nettostromerzeugung in Deutschland in den Jahren 1990-2050

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung werden diese Diskrepanzen exemplarisch hinsichtlich der Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland analysiert. In Bezug auf den historischen Verlauf und ausgewählte Prognosen aus den Jahren 2009 und 2014 werden zu diesem Zweck gesellschaftliche, technologische, wirtschaftliche und politische Einflussfaktoren identifiziert [1, 2]. Die darauf aufbauende Analyse der anteiligen Stromerzeugung nach Primärenergieträgern zeigt die maßgeblichen Einflüsse auf die historische Entwicklung und im Vergleich deren Abbildung in der Modellierung der Szenarien.

Methodik

Die Einflussfaktoren und ihre Bedeutung für die Entwicklung des deutschen Stromerzeugungssystems werden in mehreren Analyseschritten untersucht. Anhand eines metatheoretischen Systemmodells werden zunächst die übergeordneten Einflussfaktoren bestimmt (siehe Abbildung 2). Dabei wird zwischen quantifizierten und nicht quantifizierten Faktoren unterschieden.

¹ Institut für Kraftwerkstechnik, Dampf- und Gasturbinen, RWTH Aachen University, Mathieustr. 9, 52074 Aachen, Tel.: +49 241 80 25451, Fax: +49 241 80 92312, office@ikdg.rwth-aachen.de, www.ikdg.rwth-aachen.de

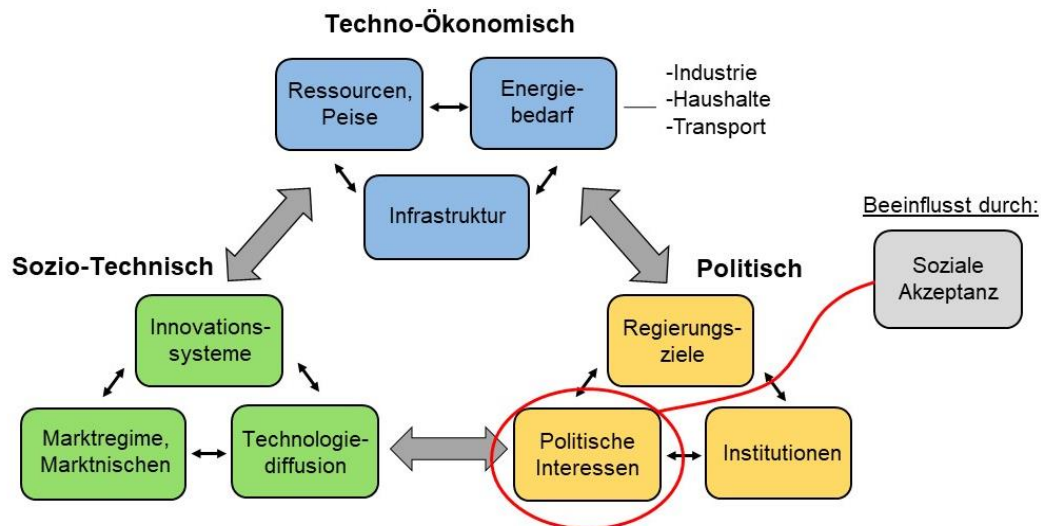


Abbildung 2: Metatheoretisches Systemmodell des deutschen Energiesystems nach Cherp et al. [3]

Die quantifizierten Faktoren werden in einer statistischen Analyse untersucht. Hierbei wird die Pearson-Korrelation zwischen der Entwicklung der Einflussfaktoren und der Entwicklung der unterschiedlichen Primärenergieanteile an der Stromerzeugung ausgewertet. Die Relevanz der Einflussfaktoren, die eine statistisch signifikante Korrelation aufweisen, wird mittels einer Dominanzanalyse bestimmt. Neben der statistischen Untersuchung erfolgt eine Auswertung der Auswirkungen der nicht-quantifizierten Einflussfaktoren auf die historische Entwicklung des deutschen Stromerzeugungssystems.

Ergebnisse

Obwohl die den analysierten Energieprognosen zugrundeliegende Modellierung durch die stetige Weiterentwicklung der Methoden an Genauigkeit gewonnen hat, kann die Entwicklung vieler Einflussfaktoren noch nicht ausreichend abgebildet werden. So übersteigt der tatsächliche Strombedarf im Jahr 2017 die im Rahmen des Zielszenarios angestrebte Nettostromerzeugung in Deutschland um 11 % [2, 4].

Die statische Analyse zeigt, dass die Stromerzeugung aus Kohle sowie die Nutzung von Kernkraft und erneuerbaren Energien in Deutschland maßgeblich durch politische Vorgaben beeinflusst werden. Die Nutzung von Gas zur Stromerzeugung ist hingegen vorrangig abhängig von wirtschaftlichen Faktoren gefolgt vom Verbrauch privater Haushalte und des Dienstleistungssektors. Diese Zusammenhänge werden in den untersuchten Energieprognosen gut abgebildet.

Politische Regulierungen haben in der historischen Betrachtung die signifikanteste unvorhergesehene Einflussnahme auf die Zusammensetzung des Stromerzeugungsmarktes. Daraus resultieren besonders mittelfristig Abweichungen zwischen Energieprognosen und der tatsächlichen Entwicklung. Diese Unvorhersehbarkeit stellt für die Verwendung von Energieszenarien als Entscheidungsgrundlage für Wirtschaft und Politik eine weitere Herausforderung dar.

Referenzen

- [1] U. Fahl et al., „Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030: Energieprognose 2009,“ ZEW Gutachten/ Forschungsberichte, 2010.
- [2] M. Schlesinger, D. Lindenberger, und C. Lutz. „Entwicklung der Energiemärkte –Energierferenzprognose,“ Projekt Nr. 57/12. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Basel/ Köln/ Osnabrück: ewi/ gws/ prognos, 2014.
- [3] Cherp, et al. "Integrating techno-economic, socio-technical and political perspectives on national energy transitions: A meta-theoretical framework," Energy Research & Social Science, Vol. 37, S.175-190, 2018.
- [4] Eurostat, „Energy datasheets: EU28 countries,“ Update: 13.03.2019, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <http://data.europa.eu/euodp/en/data/dataset/information-on-energy-markets-in-eu-countries-with-national-energy-profiles>. Abgerufen am: 18.05.2019.

2.4.3. An Assessment of 100% Renewables in Electricity and Heat in Aran Islands by 2030

Demet SUNA¹, Nicolás PARDO GARCÍA², Gerhard TOTSCHNIG³

Motivation and core objectives

Decarbonisation of geographical islands are gaining more attention within the European climate and energy targets. The islands are either depended on mainland through grid or they face high dependency on fossil fuels. In this respect the Project React [1] focuses on the achievement of island energy independency by joining renewable energy sources (RES) and storages, a demand response platform and promote user engagement in a local energy community for the three pilot and five follower islands. This paper presents a long-term techno-economic assessment of covering of 100% of total electricity and heat demand from RES by 2030 for the Irish Aran Islands. The main goal is to find suitable renewable energy mix for the year 2030 by considering local circumstances.

Methodology

The Aran Islands are a group of three limestone islands with around 1,226 inhabitants, located in Galway Bay. Currently generation from RES is very limited accounting only few PV and heat pumps installations. The target of 100% energy autonomy for the islands means an ambitious uptake of RES. We assumed for the energy autonomy, electricity generation from local renewables shall cover 100% of total electricity and heat consumption and partially the transport energy demand in an annual balance.

The future demand projections for electricity, heat and fossil fuel for road transport are estimated up to 2030. In 2017, the electricity demand is accounted about 2,993 MWh. The total annual electricity demand is assumed to be at 4,712 MWh by 2030, including 1,585 MWh demanded by the heat pumps and 104 MWh by electric vehicles (7% of total vehicle stock).

For the assessment the open source energy system modelling tool Balmorel [2] has been used. Balmorel is optimizing the generation investments in different scenarios that minimizes the total investment and operational costs of the energy systems. It considers the balance of supply and demand of electricity and heat reserve power demand, possible investment in new generation and transmission capacity, power plant and transmission line capacity restrictions and efficiencies. For this work, the model has been calibrated to and adapted for the electricity and heat system for Aran Islands. Furthermore, following assumptions have been made based on local conditions.

- **Electricity exchange** has been included between Aran islands and the mainland by considering 3 MW connection (assumed also as maximal transmission limit) and 7% transmission losses [3] Exchange occurs price dependently based on the electricity day-ahead prices for Ireland in 2030. It is assumed that the prices in Ireland will be about 10 % higher in 2030 [4] in comparison to 2016 level [5].
- **PV and batteries installation:** It is assumed that Aran island will have at least 300 kWh batteries (30 houses each with a 10 kWh capacity) and 120 kW_p building integrated PV (30 houses each with an 2 kW_p capacity) in 2030, based on the activities ongoing for the use of these technologies.
- **Wind turbine installation:** The possibility to install on-shore wind turbines was included following existing local plans.

¹ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2 1210 Vienna/Austria, T: +43 664 2351944, F: +43 50550-6390, E-Mail: demet.suna@ait.ac.at, W: www.ait.ac.at

² AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2 1210 Vienna/Austria, T: +43 664 2102415, F: +43 50550-6390, E-Mail: Nicolas.Pardo-Garcia@ait.ac.at, W: www.ait.ac.at

³ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2 1210 Vienna/Austria, T: +43 664 88335436, F: +43 50550-6390, E-Mail: gerhard.totschnig@ait.ac.at, W: www.ait.ac.at

Results and Conclusions

The results of the model-based analysis show that a wind turbine of 2.2 MW, with an average yearly electricity generation at 6,562 MWh, may cover 100% of the domestic electricity demand. This includes also the demand driven by the presumed heat pumps that, in turn, meets 100% of the domestic heat demand. The generation surplus from wind power can then be exported and, in the hours, when local generation lies below local demand, import from the mainland seems to be necessary flexibility option as a backup.

Table 1 shows the electricity generation and consumption categories by 2030. With this result we can claim that a full decarbonisation of the Aran Islands by 2030 can be achieved for the electricity sector, and, additionally, also for the heat sector (by using electric heat pumps). Furthermore, Aran islands will act as a net exporter thanks to a 2,010 MWh surplus in electricity supply. If a wind turbine with about 2.2 MW rated capacity is installed, this surplus may also cover the overall local passenger transport demand.

Table 1: Electricity generation and consumption in 2030

Generation technologies	Generation (in MWh)	Consumption categories	Consumption (in MWh)
Wind	6,552	Load	4712
Solar PV	102	From Heat Pump	1,585
Battery	69	From Battery	83
Import	1,306	Export	3,317
Total	8,029	Total	8,029

Besides pre-given battery installation there is no additional battery capacity required according to modelling results. In modelling their operation appears sensitive to price signals in the overall electricity market but is hardly driven by system needs from a local perspective. This argument holds also for solar PV which is modelled at 0.12 MWp pre-given capacity. Today small-scale battery systems applied at end user level cannot benefit from price fluctuations at the wholesale market since end users generally face flat tariffs for their consumed or produced electricity. Thus, in order to be able to operate these systems in an economic manner (as modelled) a change in end user tariff design appears necessary, so that end users have the possibility to react to price signals also in reality.

Acknowledgement: The project REACT has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement N° 824395.

Referenzen

- [1] „REACT 2020 – Renewable Energy for Self-Sustainable Island Communities, <https://react2020.eu/>
- [2] H. Ravn, „The Balmorel Model Structure“, Version 3.03, Juni 2016.
- [3] SEAI, „All Electric Aran Islands Concept. A Design for a Wind and Ocean powered system supplying electricity, Heat and Transport, 2015“, SEAI – Sustainable Energy Authority of Island, 2015.
- [4] P. Capros u. a., „Technology pathways in decarbonisation scenarios“, European Commission, Directorate-General for Energy, Contract no. ENER/C2/2016-489/SI2.742171., S. 62, 2018.
- [5] „European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.emissions-euets.com/internal-electricity-market-glossary/894-european-network-of-transmission-system-operators-for-electricity-entso-e>. [zugegriffen: 15-Nov-2019].

2.4.4. DESIGNETZ – Die Blaupause für die Energiewende

Maria TROCKEL¹, Sahra VENNEMANN²

Die Energiewelt der Zukunft

Die Energiewende stellt eine große Herausforderung für die Energieversorgung dar. Wegen der steigenden Anforderungen an eine weiterhin sichere und wirtschaftliche Versorgung sind daher neue Lösungen erforderlich. Millionen von regenerativen Kleinerzeugern werden im Laufe der Zeit die heutigen Großkraftwerke substituieren. Dabei sind die individuellen technischen Funktionen der Kleinanlagen und deren geografischen Lagen von entscheidender Bedeutung. Um diese Herausforderungen zu meistern, müssen viele Einzellösungen zu einem Gesamtsystem vereinigt werden.

Das Förderprojekt DESIGNETZ befasst sich im Rahmen des Programms "Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende" (SINTEG) mit dieser Thematik. Es widmet sich u.a. der Frage, wie ein gesamtwirtschaftliches Optimum für den Umbau des Energiesystems, weg von Großkraftwerken und hin zu Millionen von dezentralen, regenerativen Erzeugungsanlagen, aussehen könnte. Wie muss die Integration der dezentralen flexiblen Anlagen sowie der Ausbau der Energie- und Digitalnetze gestaltet werden, um ein wirtschaftliches und sicheres Gesamtenergiesystem auch in Zukunft zu gewährleisten?

Das Konsortium aus 47 Partnern baut und integriert hierfür 30 hochkomplexe und innovative technische Systeme in einem realen Labor in einem Zeitraum von vier Jahren (2017 - 2020). Geografisch erstreckt sich DESIGNETZ dabei über die drei Bundesländer Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Saarland. Diese veranschaulichen alle großen energiepolitischen Herausforderungen, die im Rahmen der Energiewende zu berücksichtigen sind. Die Mischung aus dünn besiedelten Regionen, Metropolen und Industriezentren (Lastzentren) ist typisch für Deutschland. Die Kombination der drei Bundesländer bildet somit eine ideale Modellregion, dessen zu erwartenden Ergebnisse auf nahezu alle Bundesländer in Deutschland übertragen werden können.

Methodisches Vorgehen

Im Projekt wird das breite Portfolio aus 30 heterogenen technischen und marktfähigen Lösungen in verschiedenen Netzgebieten und Spannungsebenen im laufenden Betrieb implementiert, analysiert und bewertet. Viele Einzellösungen aus teilweise bestehenden, teilweise noch zu entwickelnden innovativen Energieprojekten werden zu einem intelligenten Gesamtsystem für das Stromnetz der Zukunft zusammengefasst. Diese Teilprojekte von DESIGNETZ repräsentieren dabei unterschiedliche Lösungsstrategien und adressieren die Bereiche Energiemarkt/-handel, intelligenter Netzbetrieb sowie Informations- und Kommunikationstechnologie. Jedes der Teilprojekte stellt eine individuelle Lösung im lokalen Kontext und der entsprechenden Versorgungsaufgabe dar. Dabei werden verschiedene Bereiche der Netz-, System- und marktfähigen Flexibilitätsversorgung berücksichtigt. Es werden innovative Grid-Assets, verschiedene PtX-Systeme, Speicher-Lösungen und IKT-Infrastrukturen in unterschiedlichen Dimensionen und Anwendungsbereichen vom Haushalt bis hin zur Industrie untersucht.

Um die Flexibilitäten zu extrahieren und optimal einzusetzen, werden alle Daten und Fahrpläne der Teilprojekte in einer kaskadierten Architektur aggregiert und weiterverarbeitet. Das Energy Gateway ist die zentrale Datendrehscheibe innerhalb von DESIGNETZ, die die Teilprojekte mit dem System-Cockpit verbindet und einen sicheren Datentransport sowie eine kaskadierte Zuordnung und Nutzung von Flexibilitätsoptionen auf drei verschiedenen Ebenen der lokalen, regionalen und zentralen Knotenpunkte auf der Grundlage des Subsidiaritätsprinzips gewährleistet (Abbildung 1).

¹ innogy SE, Sparte Netz & Infrastruktur, Neue Technologien, Kruppstr. 5, 45128 Essen, Tel.: +49 (0) 201 12-48855, maria.trockel@innogy.com, www.innogy.com

² innogy SE, Sparte Netz & Infrastruktur, Neue Technologien, Kruppstr. 5, 45128 Essen, Tel.: +49 (0) 201 12-48468, sahra.vennemann@innogy.com, www.innogy.com

Das System-Cockpit ist ein virtuelles Labor, das die bestehende Flexibilität von den realen Teilprojekten in die Energiewelt von 2035 extrapoliert, simuliert und diese system-, markt- oder netzdienlich einsetzt. Dies geschieht auf Basis des vorher ausgearbeiteten Flexibilitätspotenzials der verschiedenen Technologien und auf der Grundlage von Potenzialkarten, Wetter- und realen Demonstrationsdaten. Ausgehend von den Ergebnissen und Erkenntnissen aus dem Live-Betrieb können Empfehlungen zum effizienten Einsatz von Flexibilitäten formuliert werden.

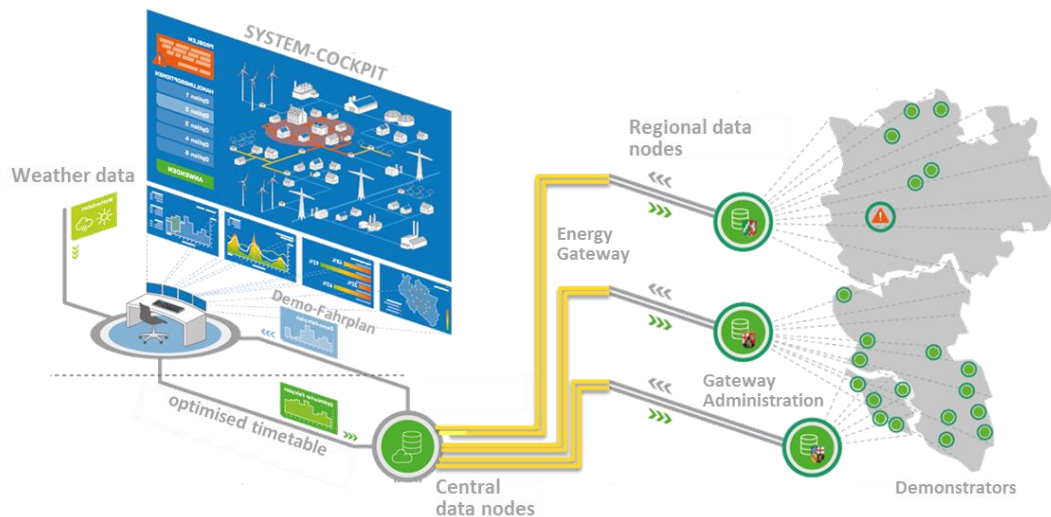


Abbildung 1: Das Zusammenspiel vom System-Cockpit und Energy Gateway im Designnetz

Zusätzlich macht DESIGNETZ die Energiewende für alle interessierten Bürger zu einem echten Erlebnis. Entlang einer "Route der Energie" können sie die Elemente für das Stromnetz der Zukunft vor Ort besichtigen und interaktiv erleben. Darüber hinaus bindet DESIGNETZ ausgewählte Kunden in die Konzepte der einzelnen Anlagen ein und setzt damit die Idee des "Prosumers" um. Neben den im Projekt entwickelten technischen Lösungen ermittelt unsere Akzeptanzrecherche die Meinungen der angeschlossenen Kunden und der beteiligten Partner zu den gewünschten Gesamtenergiesystemen und zur individuellen Rolle des Kunden oder Anlagenbetreibers.

Ergebnisse

Durch die entwickelten netzdienlichen Innovationen kann die Versorgungssicherheit und -qualität auch zukünftig auf heutigem Niveau gesichert werden. Das enge Zusammenspiel aus Netz und Markt bildet die Voraussetzung, die künftigen Bedürfnisse von Industrie- und Privatkunden nachhaltig erfüllen zu können. Damit zählt DESIGNETZ in höchstem Maße auf das Ziel eines zukunftsorientierten und volkswirtschaftlich sinnvollen Energiesystems der Zukunft ein, die elektrische Energie dort zu erzeugen, wo sie auch verbraucht wird.

DESIGNETZ beantwortet zudem die Frage, wie Datenaustausch ermöglicht und zugleich Datenschutz gesichert werden kann. Um ein derart kaskadiertes Energiesystem auf lokaler, regionaler und überregionaler Ebene betrieblich und marktlich treiben zu können, ist ein hohes Maß an digitaler Durchdringung von einzelnen Netzebenen, bis hin zum Prosumer erforderlich. DESIGNETZ entwickelt ein Modell als digitale Agenda für ein sicheres und zuverlässiges digitales System. DESIGNETZ vernetzt Prosumer und Netz im Rahmen marktlicher Anforderungen. Darüber hinaus schafft das Projekt in einem stark regulierten Rahmen Freiräume für Innovationen. Durch die Stärkung des Verteilnetzes werden zudem Anreize für Investitionen in smarte und digitale Infrastruktur geschaffen.

Aus den Ergebnissen der Teilprojekte und der Vernetzung dieser werden zukünftige Geschäftsmodelle und Marktrollen sowie mögliche Anforderungen an den regulatorischen Rahmen abgeleitet. Insgesamt liefert DESIGNETZ so die Blaupause für ein funktionsfähiges, sicheres und effizientes Gesamtenergiesystem der Zukunft auf Basis von hohen Anteilen erneuerbarer Energien.

2.4.5. A methodology of technological transformation to CO₂ free industry

Maedeh RAHNAMA MOBARAKEH¹, Thomas KIENBERGER²

The energy-intensive industrial sectors account for one-third of global energy demand and more than 30% of total greenhouse gas emissions in the world. In Austria, the industry sector consumes about 126 TWh of primary energy representing 34% of total primary energy consumption [1] and emits approximately 17 Mt greenhouse gas (GHG) corresponding to 21% of total national emissions. About 70% of this primary energy is consumed in the energy-intensive industrial sub-sectors: iron & steel, cement, pulp & paper, aluminium and chemical & petrochemical industries [1]. These industries are also responsible for around 70% of sectoral CO₂ emission [2].

According to the Paris agreement, Austrian industry intends to reduce GHG emissions by 80-90% by 2050 compared to 1990 levels. For this reason, the industry needs to create an infrastructure that will have a vital impact on CO₂ emission abatement.

The current work is a part of the NEFI (new energy for industry) project. One of the goal of NEFI is providing an integrated concept for the deep decarbonisation of the Austrian industry energy system driven by a transformation of the Austrian industry toward a sustainable, efficient and low-carbon economic sector.

The aim of this paper is to describe a framework for the development of scenarios for industrial decarbonisation (see Figure 1). Each scenario consists of different technology options that may be implemented over time. This study provides a comprehensive overview of a range of technologies that the industrial sub-sectors can deploy over the coming decades.

This work looked at the technologies in two main groups: Best Available Technologies (BATs) and Innovative Technologies (ITs). However, energy-intensive industries have the technical potential to reduce their current total energy consumption and CO₂ emissions and improve their energy efficiency through the use of Best Available Techniques (BATs), but BATs are not sufficient to achieve deep decarbonisation by 2050, so a comprehensive innovative technology with low CO₂ emissions should be taken into account.

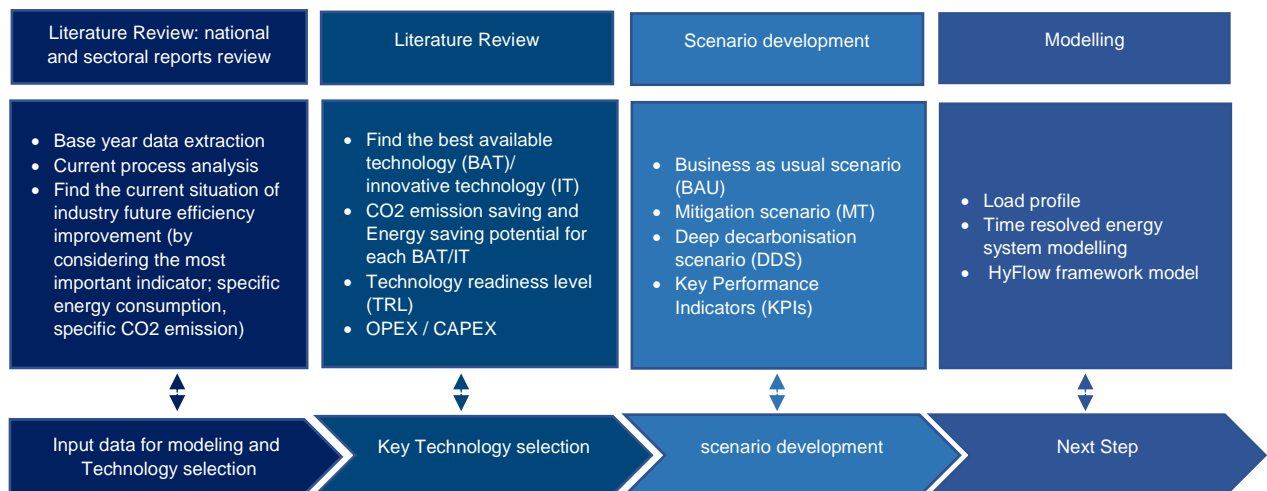


Figure 1: scenario development framework for industrial decarbonisation.

The visioning and technology selection will start with the evaluation of recent development state of Austrian industry and it is completed by monitoring the two important key performance indicators (KPIs): specific energy consumption and specific CO₂ emission of Austrian industrial sub-sectors.

¹ Chair of Energy network technology/Montanuniversitaet Leoben/ Franz-Josef-Str.18 A-8700 Leoben, +43 3842 402 5411, maedeh.rahnama-mobarakeh@unileoben.ac.at, evt.unileoben.ac.at

² Chair of Energy network technology/Montanuniversitaet Leoben/ Franz-Josef-Str.18 A-8700 Leoben, +43 3842 402 5400, thomas.kienberger@unileoben.ac.at, evt.unileoben.ac.at, nefi.at

The selected technologies can reduce CO₂ emissions and energy consumption in the industrial sub-sectors in a range of 5% to 95% compared to the current level, although the deployment of some key technologies requires changes in the subsector infrastructure, hence the investment cost as well as government policies must be considered.

In conclusion, three alternative techno- economic development scenarios are constructed based on the key technologies (figure 2). The business as usual (BAU) scenario, referring to the currently enacted energy policies and describes a development path without significant future changes, the mitigation scenario (MTG) builds on currently feasible reduction measures (technological and structural) to reduce CO₂ emissions in the industrial sector and the deep decarbonisation scenario (DDCS) represents the development path for a deep decarbonisation of the industrial energy system, characterized by innovative CO₂ reduction technologies such as those developed previously.

The decarbonisation scenario analysis illustrates of how sectors can decarbonise from the base year to 2050.

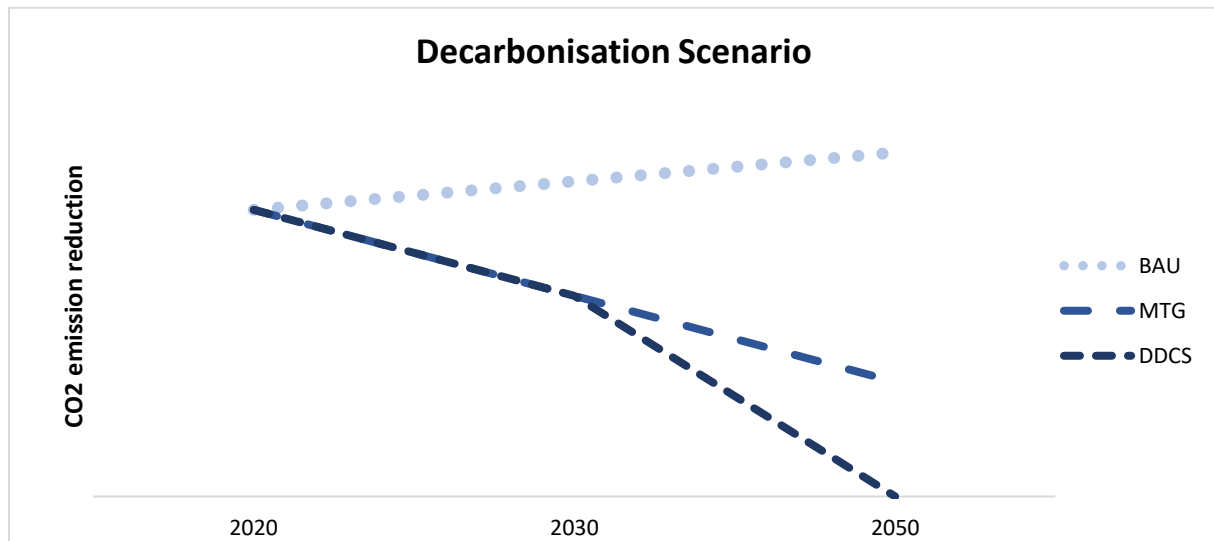


Figure 2: CO₂ emission mitigation through the development scenarios to 2050

Referenzen

- [1] Ch. Sejkora, T. Kianberger, S. Moser, S. Goers, K. Bruyn, H. Steinmüller, R. Hofmann, S. Panuschka, M. Haider, A. Werner, Ch. Brunner, J. Fluch, A. Grubbauer, "Renewables-4Industry Abstimmung des Energiebedarfs von industriellen Anlagen und der Energie-versorgung aus fluktuierenden Erneuerbaren" F&E-Dienstleistung für den Klima- und Energiefonds, Endberichtsteil 2/3, FFG-Nr. 858974, Jänner, 2018
- [2] M. Anderl, A. Friedrich, S. Haider, M. Kriech, Ch. Lampert, L. Moosmann, K. Pazdernik, G. Pfaff, M. Pinterits, S. Poupa, M. Purzner, C. Schmid, G. Schmidt, B. Schodl, G. Stranner, E. Schwaiger, B. Schwarzl, M. Titz, P. Weiss, A. Zechmeister, "AUSTRIA'S NATIONAL INVENTORY REPORT 2017", REP-0608, 2017

2.5. REGIONALE ENERGIEASPEKTE (STREAM A6)

2.5.1. Untersuchung von Erfordernissen und Auswirkungen einer Erneuerbaren Stromversorgung in Österreich bis 2030

Gustav RESCH¹, Franziska SCHÖNIGER², Gerhard TOTSCHNIG³, Demet SUNA⁴ Jasper GEIPEL⁵, Lukas LIEBMANN⁶

Inhalt

Die österreichische Bundesregierung postulierte im Juni 2018 in der Endfassung der Klima- und Energiestrategie [1] ein ambitioniertes Ziel hinsichtlich des heimischen Ausbaus erneuerbarer Energien (EE): Man hat sich zum Ziel gesetzt, dass bis zum Jahr 2030 Strom in dem Ausmaß erzeugt wird, dass der nationale Gesamtstromverbrauch zu 100 % (national bilanziell) aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt ist.

In diesem Beitrag wird ein Blick auf die direkten ökonomischen Folgen des anvisierten Wandels in Österreichs Stromerzeugung, welche künftig fast ausschließlich auf erneuerbaren Energien basieren soll, geworfen, begleitet von technischen Aspekten im Einklang hiermit. Konkret wird zum einen eine umfassende wirtschaftliche Neubewertung des Ausbaus der erneuerbaren Stromversorgung in Österreich bis 2030 und der entsprechenden Investitions- und Unterstützungsaufwendungen vorgestellt. Neben den wirtschaftlichen Auswirkungen beleuchten wir auch die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit, die mit der stark forcierten Verwendung erneuerbarer Energien einhergehen, insbesondere aufgrund des massiven Ausbaus der volatilen Stromerzeugung aus variablen erneuerbaren Energien wie Wind-, Solar- und Laufwasserkraft.

All dies geschah im Rahmen von zwei von Österreichs Energie in Auftrag gegebenen Studien, welche die Umsetzung der nationalen integrierten Klima- und Energiestrategie der Bundesregierung (#mission2030) und die Ausarbeitung des Aktionsplans für Energieversorgungssicherheit unterstützen sollen. Einerseits konzentriert sich die von der TU Wien durchgeführte Studie „Mission#Impact - Ökonomische Neubewertung des Ausbaus und des resultierenden Investitions- und Förderbedarfs erneuerbarer Energien in Österreich“ [2] auf wirtschaftliche Auswirkungen und politische Bedürfnisse. Ergänzend dazu bietet die Studie „Versorgungssicherheit und Flexibilität bei 100% erneuerbarem Strom in Österreich“ [3] des AIT / TU Wien einen ersten umfassenden Überblick über die hiermit im Einklang stehende erforderliche Systemflexibilität des österreichischen Stromsystems. Beide Studien konzentrieren sich auf das Jahr 2030, erlauben jedoch auch einen Ausblick darüber hinaus (bis 2050).

Methodik

In beiden Studien wurden umfassende modellbasierte Bewertungen des Elektrizitätssektors in Österreich und seinen Nachbarn durchgeführt. Die technoökonomischen Analysen basieren dabei auf einer transparenten Darstellung der Ergebnisse sowie der zugrunde liegenden Annahmen. Die Quellen der Modellannahmen sind thematisch relevante Vorstudien der OE sowie bestehende Datenbanken der TU Wien und des AIT - insbesondere zu den Kosten und den dynamisch verfügbaren Einsatzpotentialen erneuerbarer Energien in Österreich. Einzelne Elemente, wie die detaillierte Ausgestaltung der Förderpolitik für erneuerbare Energien, wurden speziell für diese Studien angepasst.

Die durchgeführten quantitativen Analysen basieren auf der Verwendung zweier von der TU Wien entwickelter komplementärer Energiesystemmodelle: HiREPS, einem Simulations- und

¹ TU Wien, Energy Economics Group, 1040 Wien, Gusshausstrasse 25/370-3, Tel. +43-1-58801-370354, resch@eeg.tuwien.ac.at.

² TU Wien, schoeniger@eeg.tuwien.ac.at

³ AIT, Gerhard.Totschnig@ait.ac.at

⁴ AIT, Demet.Suna@ait.ac.at

⁵ TU Wien, geipel@eeg.tuwien.ac.at

⁶ TU Wien, liebmanna@eeg.tuwien.ac.at

Optimierungsmodell für Stromversorgungssysteme, mit dem aufgrund der hohen zeitlichen Auflösung das Wechselspiel zwischen Angebot, Nachfrage und Speichereinsatz im Detail untersucht werden kann, sowie Green-X, mittels dessen die erforderlichen Marktanzreize, der Finanzierungs- und Unterstützungsbedarf erneuerbare Energien aufgezeigt werden können.

Ergebnisse

Hinsichtlich der Ergebnisse wird nachfolgend beispielhaft der Förderbedarf erneuerbarer Energien betrachtet. Wie in Abbildung 1 dargestellt, besteht hier eine klare Abhängigkeit von der generellen Strompreisentwicklung am gesamteuropäischen Markt. Der analysierte Förderbedarf zeigt hierbei den aus Konsumentensicht relevanten Unterstützungsbedarf für Erneuerbare-Anlagen, also im Falle der (im Regelfall) betrachteten Förderung mittels gleitender Markt-prämien die Differenz zwischen dem (wettbewerblich bestimmten) anzulegendem Preis und dem Marktwert des eingespeisten Stroms.

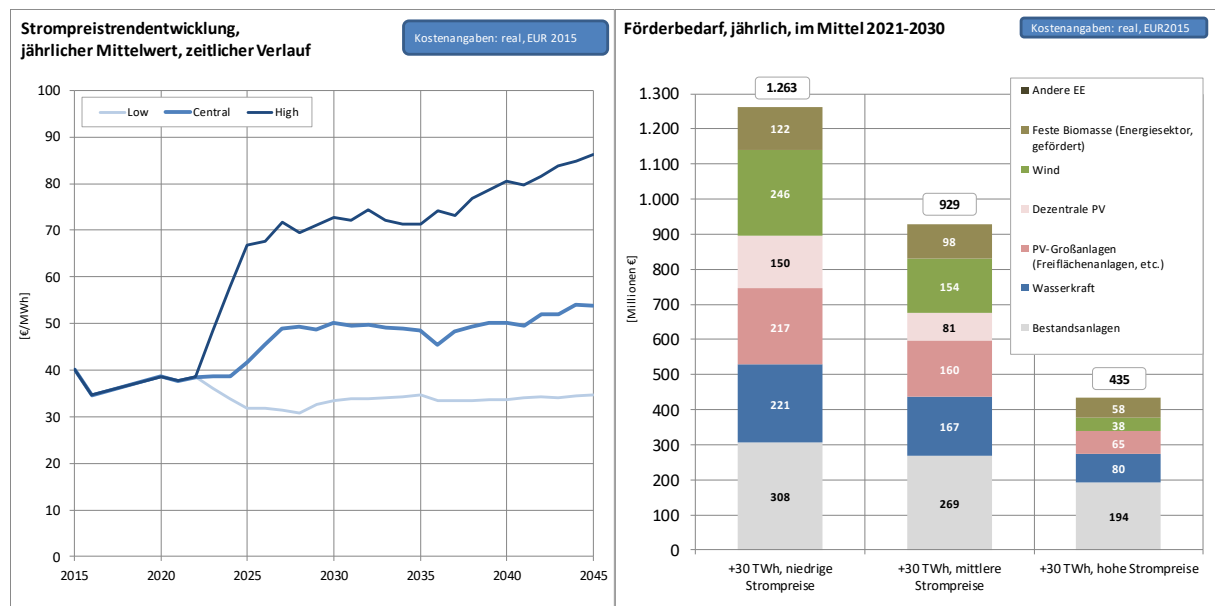


Abbildung 1: Strompreistrendszenerien (links) und Aufschlüsselung des resultierenden Förderbedarfs für Strom aus EE-Anlagen nach Errichtungsperiode und Technologie gemäß den entwickelten OE Kernszenarien (niedriger, mittlerer und hoher Strompreise) im Mittel der Jahre 2021 bis 2030 (rechts) (Quellen: OE Expertenbeirat (2018) (siehe [2]) (links) und Green-X (rechts))

Abschließend ist festzuhalten, dass das #mission2030 Ziel hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien zwar als äußerst ambitioniert, aber dennoch als umsetzbar zu klassifizieren wäre. Massive Investitionen in Erneuerbaren-Technologien wären die Folge und selbst bei einem nur moderaten Anstieg der Strompreise bliebe die aus Konsumentensicht relevante Förderkostenbelastung im Rahmen des politisch und wohl auch gesellschaftlich Akzeptablen. Rasches politisches Handeln ist erforderlich, um den ambitionierten Pfad zeitgerecht zu beschreiten und somit die vorgesehenen Erzeugungszuwächse sowohl in den Anfangsjahren nach 2020 als auch in späterer Folge zur Verfügung stehen.

Referenzen

- [1] Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, Juni 2018, #mission2030 - siehe www.mission2030.bmnt.gv.at
- [2] Resch G., L. Liebmann, F. Schöniger (2019): Mission#Impact - Ökonomische Neubewertung des Ausbaus und des resultierenden Investitions- und Förderbedarfs erneuerbarer Energien in Österreich (in German). Eine Studie der TU Wien, im Auftrag von Oesterreichs Energie. Wien, 2019.
- [3] Suna Demet, G. Totschnig, C. Messner, H. Aghaie, J. Kathan, W. Friedl, G. Resch, F. Schöniger (2019): #MissionFlex – Versorgungssicherheit und Flexibilität 2030 (in German). Eine Studie von AIT und TU Wien, im Auftrag von Oesterreichs Energie. Wien, 2019.

2.5.2. Scale up-Mehrwert für EndkundInnen durch Umsetzung von nachhaltigen Energieservices!

Christian PANZER¹, Christian KURZ¹, François LAURENT^{1(*)}, Susanne SUPPER¹, Raphaela REINFELD¹, Mathias SCHAFFER¹, Klaus Stricker¹, Georg LETTNER², Christian FINK³

Inhalt

Mit dem European Green Deal [1] setzt die Europäische Staatengemeinschaft eine Priorität auf das Erreichen von Klimaneutralität, was auch großes Gewicht im Regierungsprogramm der aktuellen österreichischen Bundesregierung gefunden hat [2]. Eine besonders große Herausforderung für dieses ehrgeizige Ziel ist die Entwicklung und marktnahe Erprobung von integrierten Energiesystemen, wodurch der Brückenschlag von der Forschung zur wirtschaftlichen Umsetzung beschleunigt wird.

Die Vorzeigeregion „Green Energy Lab“ ist eine von drei Modellregionen der FTI-Initiative „Vorzeigeregion Energie“ des Klima- und Energiefonds⁴. Sie hat sich zum Ziel gesetzt, durch eine Innovationsplattform aus vernetzten Projekten mit klar definierten, skalierbaren Musterlösungen die Energiewende für EndkundInnen in der Region Wien, Niederösterreich, Burgenland und Steiermark und darüber hinaus möglichst rasch erlebbar zu machen.

Ein besonderer Erfolgsfaktor ist das Einbinden aller Akteure, die im Innovationsprozess eine zentrale Rolle spielen: Energieversorgungsunternehmen (EVU), Technologieunternehmen, Forschungsinstitutionen und Landes- und Gemeindeverwaltungen. Derzeit sind bereits über 200 Institutionen im Green Energy Lab aktiv, und es werden stetig mehr.

Der bestehende Projektcluster umfasst rd. 15 Projekte mit einem Volumen von rd. 45 Mio. Euro. Themenschwerpunkte sind Wärmeanwendungen der Zukunft, Speichersysteme und Flexibilisierungsoptionen [3], Energiegemeinschaften und kundennahe Services sowie Integration der Mobilität in modernen Energiesystemen.

Methodik

Durch eine Verlagerung des Fokus vom Einzelprojekt hin zu vernetzten (u.U. auch Projekt übergreifenden) Musterlösungen wurde es möglich, vermehrt Synergien zwischen Einzelprojekten zu heben. Musterlösungen sind dabei abgrenzbare, selbständig vermarktbar Innovationen, die einfach skalierbar und übertragbar sind. Eine offene, zentrale Datenplattform ist ein wesentliches Verbindungselement zwischen Projekten.

Bei der Auswahl neuer und dem Monitoring bestehender Projekte liegt ein Hauptaugenmerk auf der möglichst frühzeitigen und tiefgehenden Einbindung von EndkundInnen. Das Green Energy Lab unterstützt durch eine gut abgestimmte und laufend adaptierte Palette von Services alle Projektpartner in allen Phasen der Projektlaufzeit. Dabei folgt die Methodik dem Open Innovation Ansatz.

Durch die Einbindung von u.a. EVUs wird ein breiter Zugang zum Markt sichergestellt. Für 2020 ist auch ein sogenannter „End-User Call“ vorgesehen, bei welchem Ideen und Problemstellungen aus der breiten Öffentlichkeit, unter Zuhilfenahme von Open Innovation Methoden, zu konkreten Projekten

¹ Christian Panzer, Christian Kurz, François Laurent, Susanne Supper, Raphaela Reinfeld, Mathias Schaffer, Klaus Stricker, Forschungsinitiative Green Energy Lab, QBC4 – Am Belvedere 4, 1100 Wien, +43 664 25 24 653, welcome@greenenergylab.at, <https://greenenergylab.at/>

² Georg Lettner, Technische Universität Wien, Karlsplatz 13, 1040 Wien, 0158801370376, lettner@eeg.tuwien.ac.at, <https://www.tuwien.at/>

³ Christian Fink, AEE – Institut für Nachhaltige Technologien, Feldgasse 19, A-8200 Gleisdorf, 0043-3112-5886-0, c.fink@aee.at, <https://www.aee-intec.at/>

⁴ Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert.



entwickelt werden (Siehe Abbildung 1). Alle Projektideen werden durch eine Steering Group bewertet und, bei positivem Ergebnis, in den Projektcluster integriert.

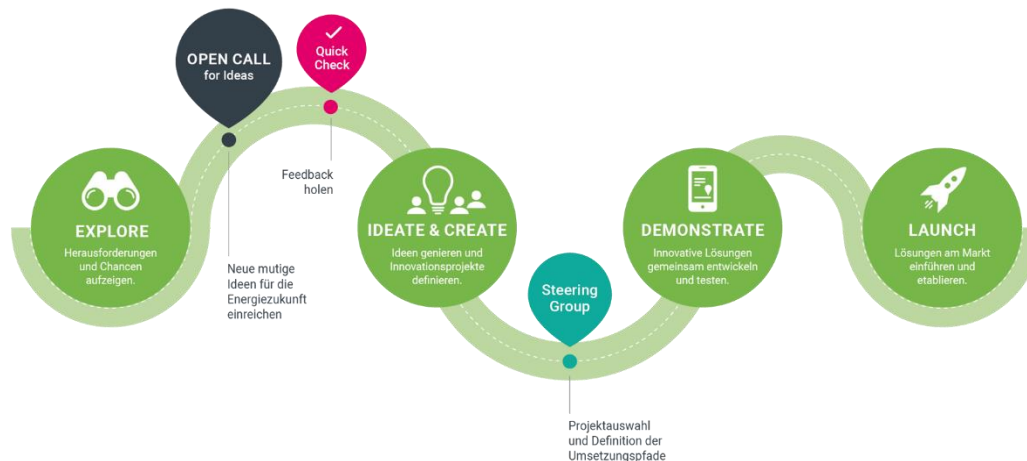


Abbildung 1: Open Innovation Prozess

Ergebnisse:

Nach rd. 18 Monaten Laufzeit liegen erste Ergebnisse vor. Auf Ebene der Vorzeigeregion hat sich die Anzahl der Partner von anfänglich rd. 90 auf über 200 gesteigert. Die Anzahl der Projekte im Projektcluster beträgt derzeit insgesamt 15 Projekte, darunter auch 5, die nicht aus Mitteln der Vorzeigeregion gespeist werden. Damit ist klar dokumentiert, dass Projekte im Beitritt zum Cluster einen Mehrwert sehen, der zu einer wechselseitigen Win-win-Situation führt. In den nächsten 6 Monaten erwarten wir rd. 25 neue Projekte, sodass der Projektcluster auf ca. 40 Projekte mit einem Volumen von ca. 80 Mio. Euro anwachsen wird.

Auf Ebene der Einzelprojekte konnten trotz der vergleichsweise oft noch kurzen Projektlaufzeiten beachtliche Fortschritte erzielt werden. So zeigt z.B. das Leitprojekt ThermaFLEX durch seine Demoanlagen konkrete Anwendungen von Maßnahmen zur Erhöhung der Systemflexibilität im Fernwärmesektor. Im Projekt Blockchain Grid konnten schon EndnutzerInnen der Gemeinde Heimschuh erste Erfahrungen als Prosumer in einer Blockchain-basierten Stromverteilung mit integriertem Stromspeicher sammeln. Ergebnisse und Daten aus den Projekten werden, wo möglich und sinnvoll, gesammelt und in die Open Data Platform des Green Energy Labs eingespeist, wo sie allen Projekten zur Verfügung stehen.

Referenzen

- [1] European Commission, "COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS", European Commission, https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication_en.pdf (Aufgerufen 14 Januar 2020).
- [2] Die neue Volkspartei ; Die Grünen – Die Grüne Alternative, „Aus Verantwortung für Österreich, Regierungsprogramm 2020-2024“, gruene.at, <https://gruene.at/themen/demokratie-verfassung/regierungsuereinkommen-tuerkis-gruen/regierungsuereinkommen-kurzfassung.pdf> (Aufgerufen 14 Januar 2020).
- [3] Green Tech Cluster und Green Energy Lab, „Elektrische Energiespeicher. Neue Geschäftsmodelle als Schlüssel zu nachhaltigen Energiesystemen“, Graz, Juni 2019.

2.5.3. Wie die Transformation einer Volkswirtschaft auf eine weitestgehend CO₂-neutrale Struktur gelingen kann: die Wasserstoff-Vorzeigeregion stellt sich vor

Marie HOLZLEITNER¹, Martina AMMER-GRAUSGRUBER¹, Horst STEINMÜLLER¹

Eine ökologisch nachhaltige sichere Energieversorgung, die ökonomisch gangbar und sozial verträglich ist, genießt in der europäischen Politik einen hohen Stellenwert. Aus verschiedenen energetischen, sozialen, ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten muss es zu einer Umstellung der europäischen Energieversorgung kommen. Die Nutzung von Wasserstoff auf Basis erneuerbarer elektrischer Energie (direkt oder als synthetisches Methan bzw. als alternative Kohlenwasserstoffe aus Wasserstoff) hat eine Reihe von Vorteilen, die diesen Umstellungsprozess maßgeblich fördert und simultan dazu wichtige Probleme des Ausbaus erneuerbarer Energieträger lösen kann. Wasserstoff aus erneuerbaren Ressourcen kann als eine Schlüsselkomponente für den Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung zur Erreichung der Klimaziele und zur Verringerung der Abhängigkeit fossiler Energien definiert werden. Der erneuerbare Wasserstoff und die daraus produzierten erneuerbaren Kohlenwasserstoffe wie Methan können in allen Energiesegmente genutzt werden. Die Vorzeigeregion WIVA P&G zeigt, dass Österreich eine perfekt geeignete Region für den Umstieg auf ein System mit grünem Wasserstoff ist, welcher wiederum einen fundamentalen Baustein für den Transformationsprozess des Energiesystems darstellt.

Die Vorzeigeregion vereint die Erfahrungen aus mehr als 30 abgeschlossenen und laufenden Projekten, wobei ein eigener Innovationsprozess die Integration weiterer Projekte ermöglicht. WIVA P&G verfolgt das Ziel, die Umstellung der österreichischen Wirtschaft auf eine weitgehend CO₂-neutrale Struktur mit der Produktion und Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff als wichtigen Kernbestandteil in den folgenden Segmenten nachzuweisen:

(1) Grüne Mobilität, (2) Grüne Industrie, (3) Grüne Energie

Im Rahmen dieser Segmente demonstriert WIVA P&G die Umstellung der österreichischen Volkswirtschaft auf eine weitestgehend CO₂-neutrale Struktur durch die Transformation auf ein stark wasserstoffbasiertes Energiesystem. Zahlreiche ökologische und ökonomische Gründe, wie z.B. die Notwendigkeit von Langzeitenergiespeichern, alternative Energietransportlösungen und Dekarbonisierung sprechen für den Einsatz von Wasserstoff.

In einer Vielzahl an Anwendungsfeldern und -prozessen werden die Möglichkeiten für dessen Herstellung und Speicherung, die chemische Umsetzung zu Methan und anderen Kohlenwasserstoffen, sowie die jeweilige Verbrennung und Rückverstromung analysiert, realisiert, weiterentwickelt und demonstriert. Dadurch wird die gesamte Wertschöpfungskette in der Vorzeigeregion dargestellt und beforscht.

WIVA P&G verfolgt das Ziel eines wasserstoffbasierten Energiesystems mit den erneuerbaren Quellen Wasser, Wind und um damit alle Wirtschaftsbereiche versorgen zu können (siehe Vision, Abbildung 1).

¹ WIVA P&G, Altenberger Straße 69, 4040 Linz, +43 732 2468 5675, office@wiva.at, www.wiva.at

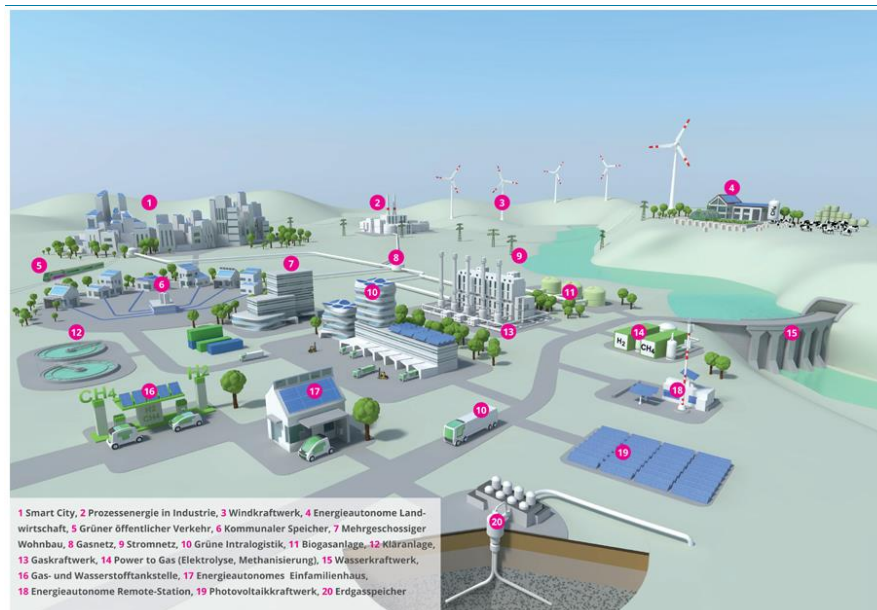


Abbildung 1: Wasserstoff- und auf grünem Gas basierende Energieinfrastruktur im Energiesystem der Zukunft

Der Forschungsverein WIVA P&G koordiniert und realisiert die Vorzeigeregion mit einer österreichweiten und somit überregionalen und international sichtbaren Struktur. Innerhalb der Vorzeigeregion laufen bereits die folgenden fünf Projekte:

- • Renewable Gasfield (2018/12-2021/11)
- • H2Pioneer (2018/07-2021/06)
- • UpHy (2018/05-2022/05)
- • HyTechbasis (2019/04-2022/03)
- • HyTruck (2018/07-2021/06)

Geleitet wird die Vorzeigeregion Vorzeigeregion Power&Gas (WIVA P&G) vom gleichnamigen Verein, in dem derzeit die Forschungspartner Energieinstitut an der JKU Linz, HyCentA Research GmbH, K1-Met GmbH, FEN Research GmbH sowie die Wirtschaftspartner AVL List GmbH, Energie AG OÖ, Energie Steiermark Technik GmbH, EVN AG, Fronius International GmbH, OMV Refining & Marketing GmbH, RAG Austria AG, Verbund Solutions GmbH, voestalpine Stahl GmbH und die Wiener Stadtwerke Holding AG als Mitglieder fungieren.

Ausgehend von bereits erzielten Erfolgen haben österreichische Unternehmen ein großes Potenzial innovative Technologien zu entwickeln. Ein starker Heimmarkt, in dem Innovationen erstmals realisiert und international sichtbar werden, ist ein entscheidender Faktor für den zukünftigen Erfolg österreichischer Unternehmen am Weltmarkt. Der Klima- und Energiefonds unterstützt die heimische Wirtschaft beim weiteren Ausbau ihrer Spitzenposition und stärkt den Industriestandort in einer dekarbonisierten Welt.

WIVA P&G ist eine von drei vom österreichischen Klima- und Energiefonds geförderten Energie-Vorzeigeregionen. Die Regionen haben Pioniercharakter für die Transformation des Energiesystems und widmen sich den zentralen Herausforderungen der Energiewende: Sektorkopplung und Flexibilisierung, Digitalisierung sowie Geschäftsprozesse und -modelle. Von Seiten des Klima- und Energiefonds sollen pro Vorzeigeregion bis 2025 rund 40 Millionen EURO in herzeigbare Umsetzungsprojekte in Österreich fließen. Das Interesse der österreichischen Akteure ist hoch, wie die knapp 30 Interessensbekundungen in der ersten Phase der zweiten Ausschreibungsrunde belegen.

2.5.4. Dekarbonisierung der Industrie – Chancen durch technologischen Wandel

Wolfgang HRIBERNIK¹, Roman GEYER¹, Bernhard GAHLEITNER¹

Herausforderungen für die Industrie

In Österreich macht der Endenergieverbrauch des produzierenden Bereichs mit 94 TWh rund 30 % des Gesamtendenergieverbrauchs aus [1]. Davon werden 61 % in der energieintensiven Industrie verbraucht, zu der Eisen- und Stahlproduktion, die mineralverarbeitende Industrie, die chemische Industrie sowie die Papier- und Zellstoffindustrie gehören. Eine verlässliche und umweltfreundliche Bereitstellung von Energie zu leistbaren Preisen und ihr effizienter Einsatz bilden die Grundlage einer modernen Standortpolitik. Entsprechender Ausbau und Optimierung der Energieinfrastruktur sind dafür unbedingt notwendig. Schon heute ist Österreich „Front Runner“ bei Energietechnologien und die Industrie gehört zu den effizientesten weltweit. Eine schrittweise Anpassung der Energieinfrastruktur ist unerlässlich, um die Klima- und Energieziele bis 2030 und eine vollständige Dekarbonisierung zu erreichen [2].

Vorzeigeregion NEFI – New Energy for Industry

Um diese Ziele zu erreichen, sind Innovationen „Made in Austria“ notwendig, um den steigenden Anteil von erneuerbaren Energien in das industrielle Energiesystem einbinden zu können. Dabei ist die Vorzeigeregion *NEFI – New Energy for Industry* (www.nefi.at), gefördert vom Klima- und Energiefonds, ein Schlüsselvorhaben für die Dekarbonisierung des produzierenden Bereichs in Österreich. NEFI hat sich zum Ziel gesetzt, die CO₂-Emissionen des industriellen Energiesystems deutlich zu reduzieren und gleichzeitig die Wettbewerbsfähigkeit zu steigern [3].

Szenarien & Transformationspfade

Um Transformationspfade des industriellen Energiesystems bis 2050 modellieren zu können, werden im Rahmen von NEFI drei technologiebasierte Szenarien für die Dekarbonisierung der österreichischen Industrie entwickelt und durch einen partizipativen Prozess unterstützt. Die drei technologiebasierten Szenarien umfassen [3]:

- Das **Business-as-Usual-Szenario** (BAU) dient der Fortschreibung der derzeitigen Trends unter Einsatz der aktuell verfügbaren Technologien und der sich bereits in der Implementierung befindlichen Maßnahmen. Die Analyse globaler, europäischer und nationaler Studien bildet die Grundlage für die Bewertung der in den einzelnen industriellen Subsektoren verwendeten Technologien. Das BAU-Szenario wird anhand der identifizierten Technologien und zeitliche Entwicklung ihrer techno-ökonomischen Treiber gebildet.
- Die Entwicklung des **Mitigation-Szenarios** (MGS) erfolgt anhand der #Mission 2030 der österreichischen Klima- und Energiestrategie sowie die geltenden EU-Ziele. Die dabei auftretenden Trends werden bis 2050 fortgeschrieben. „Best available technologies“ (BAT) sowie „Breakthrough-Technologien“ (BTT) mit kurz- bis mittelfristigem Umsetzungshorizont werden im Rahmen dieses Szenarios als Grundlage für die Modellierung herangezogen.
- Im Rahmen des **Deep-Decarbonization-Szenarios** (DCS) wird eine Backcasting-Methode ausgehend vom Jahr 2050 durchgeführt. Dabei gilt es zu ermitteln welche Technologien und Trends Einsatz finden müssen, um die NEFI-Ziele zu erreichen. Breakthrough-Technologien mit signifikanten Reduktionspotentialen hinsichtlich CO₂-Emissionen und Energiebedarfe sind hier zu berücksichtigen.

¹ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Center for Energy, Giefinggasse 6, 1210 Wien, www.ait.ac.at

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert.



Modellierung der Energiebedarfe und technologische Treiber

Die Bewertung des Potenzials für die Integration erneuerbarer Energien sowie deren möglicher Einsatz erfolgt auf Ebene der 13 statistisch erfassten Industriesektoren und deren Nutzkategorien. Die sektorspezifischen Energiebedarfe werden anhand der definierten Szenarien mit Hilfe des Bottom-up-Modells MAED berechnet [4]. Darin werden mögliche zukünftige Trends und erwartete Veränderungen im Energiebedarf abgebildet. Ebenso berücksichtigt werden alternative sozioökonomische und technologische Entwicklungen sowie verschiedene industrielle Prozesse und Produktionstätigkeiten, die für die Herstellung von Sachgütern benötigt werden. Wesentliche Treiber dabei sind (siehe Abbildung 1):

- Effizienzsteigerungen,
- Umstieg auf erneuerbare Energien und
- Elektrifizierung.

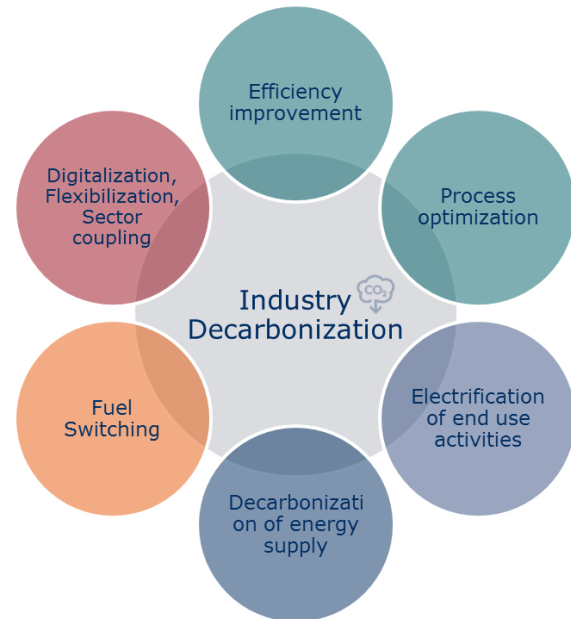


Abbildung 1: Treiber der industriellen Dekarbonisierung [5]

Modellierung und Bewertung der infrastrukturellen Anforderungen

Ein Energieträger-Switch in der österreichischen Industrie bedeutet auch eine Veränderung in den Anforderungen an die existierende Energieinfrastruktur. Dazu zählen neben Erzeugungs- und Netzausbau auch Speichersysteme für entsprechende Flexibilitätsbereitstellung. Zur Analyse des damit verbundenen Infrastrukturbedarfs werden netzbasierte Multi-Energiesystemmodelle eingesetzt. Dies geschieht durch einen zeitaufgelösten zellularen Ansatz, um Angebot und Nachfrage auf regionaler Ebene zu modellieren. Die Zellen orientieren sich anhand der definierten europäischen NUTS-3-Regionen unter besonderer Berücksichtigung von Orten mit hohen industriellen Anforderungen. In den Modellen werden multizelluläre Prozesse (inter- und intrazelluläre Lastflüsse) ebenso wie Sektorkopplung (Wechselwirkung des Stromsektors mit Wärme, Gas, Verkehr und Industrie) und Multi-Energieträgersysteme (Zusammenspiel von Strom, Wärme, Kälte sowie Brenn-, Kraft- und Treibstoffen auf verschiedenen Ebenen) berücksichtigt. Anhand der Modellergebnisse können Empfehlungen zur Infrastrukturentwicklung identifiziert und mögliche Korridore, Schwerpunkte und Verschiebungen aufgezeigt werden, die sich durch die drei technologiebasierten Szenarien ergeben.

Referenzen

- [1] STATISTIK AUSTRIA, „Gesamtenergiebilanz Österreich 1970 bis 2017 (Detailinformation),“ 2018. [Online]. Available: http://statistik.gv.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html.
- [2] R. Geyer, S. Knöttner, C. Diendorfer und G. Drexler-Schmid, „IndustRIES - Energieinfrastruktur für 100 % Erneuerbare Energie in der Industrie,“ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Wien, 2019.
- [3] NEFI, „NEFI - New Energy for Industry,“ © 2017-2020. [Online]. Available: <https://www.nefi.at/>.
- [4] AEA, „Model for Analysis of Energy Demand (MAED-2),“ International Atomic Energy Agency, Vienna, 2006.
- [5] W. Hribernik, T. Kienberger, R. Geyer und A. Hainoun, „NEFI – Vorstellung Szenarientwicklung bei OÖ Energiesparverband,“ NEFI - New Energy for Industry, Linz, 07.01.2020.

2.5.5. Die Energie Steiermark Heute und Morgen. Wie sich die Transformation der Energiewirtschaft in der Praxis Auswirkt.

Martin GRAF

Die Energiewelt von morgen – ein Blick in den Maschinenraum

Der mit der Energiewende eingeleitete großflächige Umbau des etablierten Energiesystems, welcher als wesentliche und vorrangige Ziele die Reduktion der Treibhausgasemissionen, die Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energieträger (EE) und die Steigerung der Energieeffizienz verfolgt, stellt das bewährte thermo-hydraulische und zentralistische System der Energieerzeugung, des -transports und der -verteilung vor vielseitige neue Herausforderungen. Veränderte Anforderungen und Gebrauchsmuster, insbesondere im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung (Strom-, Fernwärme-, Erdgasnetze), verlangen nach einer sektorübergreifenden Optimierung physischer Netzinfrastruktur um legitimen Ansprüchen an Kosten- und Energieeffizienz, Sozialverträglichkeit, Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit gerecht zu werden.

Die Transformation des heimischen Energiesystems führt sohin zu technisch hochkomplexen Herausforderungen und eröffnet gleichwohl neuartige Chancen und Wachstumsmöglichkeiten. Insbesondere in einer Region wie der Steiermark, in welcher Technologie, Forschung und Innovation, traditionell ein hoher Stellenwert zukommt, bietet eine zukunfts- und innovationsorientierte Konzeption und eine kosteneffiziente und maßvolle Umsetzung der Energiewende mannigfaltige Möglichkeiten.

Der Energie Steiermark kommt als steirischer Leitbetrieb und führender Marktteilnehmer in der Region eine zentrale Rolle bei der forcierten Umsetzung von kosteneffizienten, technologieneutralen und intelligenten Energielösungen in der Praxis zu, mit welchen die ambitionierten Zielsetzungen auf globaler, europäischer, österreichischer und steirischer Ebene unterstützt werden sollen.

Während die Politik und der Gesetzgeber die notwendigen Rahmenbedingungen wie beispielsweise zügige Genehmigungsverfahren für Infrastrukturprojekte und Planungssicherheit für Investoren gewährleisten müssen, bedarf es den lokalen, in der Region verankerten Akteuren und Unternehmen um die Transformation der Energiewende voranzutreiben, technologische Lösungen in der Praxis mit Partnern branchenübergreifend auszutesten und Kundinnen und Kunden mit innovativen Lösungen von neuen Zugängen und Verbrauchsverhalten zu überzeugen.

Eine bereits vorhandene und bewährte Energieinfrastruktur (bspw. Elektrizitäts- und Erdgasnetz oder unterirdische Gasspeicher) sollten dabei für die Integration von neuen und innovativen Technologien (bspw. Power-to-X-Technologien) ebenso genutzt werden wie die Möglichkeiten einer sektorübergreifenden Optimierung physischer Netz-, Kommunikations- und Informationsinfrastruktur.

Der Energie Steiermark als maßgeblicher regionaler Akteur kommt bei der umsichtigen Umsetzung der Energiewende in der Region eine ebenso verantwortungsvolle wie auch notwendige Rolle zu. Welche Ansätze, Zugänge, Erfahrungen und Erfolgserlebnisse hierzu in der Praxis angewandt werden bzw. gemacht wurden und wie eine Neupositionierung vor dem Hintergrund der Energietransformation aussehen kann, erfahren Sie in diesem Vortrag.

3 STREAM B: ERNEUERBARE UND WASSERSTOFF

3.1. ERNEUERBARE ALLGEMEIN (STREAM B1)

3.1.1. Die Integration erneuerbaren Stroms in einem vollständig defossilisiertem Energiesystem

**Philip STERCHELE¹, Julian BRANDES¹, Judith HEILIG¹, Daniel WREDE¹,
Christoph KOST¹, Thomas SCHLEGL¹, Hans-Martin HENNING¹**

Inhalt

In ihrer Strategie zum Klimaschutz hat sich die Bundesregierung dazu verpflichtet die Treibhausgasemissionen drastisch zu reduzieren [1], [2]. Damit verbunden ist ein fortschreitender Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien (fEE), d.h. vor allem von Wind- und Photovoltaikanlagen. Dieser Ausbau ist nur dann sinnvoll, wenn die dargebotsabhängige Stromerzeugung der fEE sowohl im Stromsektor als auch im Verkehrssektor und für die Bereitstellung von Raum- und Prozesswärme effektiv genutzt wird. Um die Last mit der Erzeugung in Einklang zu bringen und damit eine sinnvolle Integration erneuerbaren Stroms zu gewährleisten, muss das Energiesystem flexibler werden. [3]

In dieser Arbeit wird basierend auf einer Modellierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems untersucht, welche Optionen dafür aus kostenoptimaler Sicht eine Rolle spielen. Die systemischen Effekte einer netzdienlichen Fahrzeugbeladung und -entladung werden dabei näher beleuchtet. Die Analyse berücksichtigt verschiedene meteorologische Bedingungen um der Unsicherheit der Wetterdaten Rechnung zu tragen.

Methodik

Die grundlegende Funktionsweise des eingesetzten Energiesystemmodells (REMod) basiert auf einer kostenbasierten Strukturoptimierung eines deutschen Energieversorgungssystems, dessen energiebedingte CO₂-Emissionen einen vorgegebenen Zielwert bzw. Zielpfad nicht überschreiten [3-5]. Ziel der Optimierung ist es, kostenminimal alle relevanten Erzeuger, Wandler und Verbraucher so zu dimensionieren, dass in jeder Stunde die Energiebilanz des Gesamtsystems erfüllt ist. Das Modell basiert auf einem integrativen Ansatz, wodurch die Sektoren des Energiesystems (Strom, Verkehr, Raumwärme und Prozesswärme) gleichzeitig optimiert werden. Dies ermöglicht unter anderem die Analyse von Rückkopplungseffekten zwischen den Technologien im gesamten Energiesystem.

Um die Einspeisung, Speicherung und Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien in den Sektoren adäquat abzubilden werden Energieflüsse im Modell über den gesamten Betrachtungszeitraum, d.h. von heute bis 2050, in einer stündlichen Auflösung abgebildet. Dabei wird der Betrieb der Technologien im Stromsystem maßgeblich von der residualen Last beeinflusst. Diese ist in jedem Zeitschritt definiert als die auftretende Stromlast abzüglich der Einspeisung nicht-regelbarer Energiewandler. Letztere umfassen neben Wind- und Photovoltaikanlagen, unter anderem auch die Atomkraftwerke sowie die Mindestlastleistung weiterer konventioneller Kraftwerke.

Diese Modellstruktur ermöglicht die Untersuchung der Flexibilitätsoptionen im Energiesystem, d.h. der Fähigkeit des Systems auf Schwankungen der residualen Last zu reagieren. Neben heute schon eingesetzten Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise Pumpspeicherkraftwerke und andere Stromspeicher, sind im Modell auch alternative, zukunftsweisende Optionen hinterlegt. Dazu zählen die Bereitstellung strombasierter Kraftstoffe (Power-to-Gas und Power-to-Fuel), sowie die Wandlung von Strom in Wärme (Power-to-Heat mit thermischen Speichern), oder die netzdienliche Be- und Entladung

¹ Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE, Heidenhofstraße 2, 79114 Freiburg im Breisgau
Tel: +49(0)761/4588-5589, philip.sterchele@ise.fraunhofer.de, <http://www.ise.fraunhofer.de>

von Fahrzeugbatterien im motorisierten Individualverkehr. Bei letzterer Option spielt neben techno-ökonomischen Daten auch das Nutzerverhalten eine wesentliche Rolle. Diesem Thema wird im Modell durch die Parametrierung stündlich aufgelöster Fahrprofile, dem Anteil an Nutzern welche einer netzdienlichen Be- oder Entladung zustimmen und der zulässigen Entladetiefe der Fahrzeugbatterie Rechnung getragen.

Die Rolle verschiedener Flexibilitätsoptionen wird nachfolgend für ein zukünftiges deutsches Energiesystem präsentiert, in dem die energiebedingten CO₂-Emissionen in 2050 vollständig reduziert werden.

Ergebnisse

Ziel dieser Arbeit ist es die Rolle unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen zur Integration von fEE in einem zukünftigen, vollständig defossilisierten deutschen Energiesystem zu untersuchen. Der Beitrag netzdienlichen be- und entladener Elektrofahrzeuge zum Ausgleich der residualen Last wird über zwei Sensitivitätsanalysen näher beleuchtet.

Die Ergebnisse zeigen, dass unter den getroffenen Annahmen eine vollständige Defossilisierung des Energiesystems bis 2050 nur unter einem starken Zubau an Wind- und Photovoltaikanlagen zu gewährleisten ist (5 bis 6 Fache der heute installierten Leistung). Dies führt zu stärkeren Schwankungen der residualen Last und damit zu einer höheren Notwendigkeit von Flexibilitätsoptionen. Eine Technologieoption ist die Strombereitstellung durch konventionelle Kraftwerke. Während diese über den Betrachtungszeitraum von heute bis 2050 graduell abnimmt, steigt die installierte Leistung des Kraftwerksparks, insbesondere von hochflexiblen Gasturbinen, an. Damit soll der Strombedarf in Zeiten geringer fEE Einspeisung gedeckt werden können. Dieses Ergebnis lässt zwei Schlüsse zu: Erstens, dass die Volllaststunden konventioneller Stromwandler weiterhin sinken und somit – aus heutiger Sicht – zunehmend unwirtschaftlich werden, zweitens, dass deren Energieverbrauch zunehmend über CO₂-neutrale Kraftstoffe erfolgen muss. Dies erfolgt den Ergebnissen zufolge größtenteils durch den Import sowie der inländischen Bereitstellung von strombasierten Kraftstoffen, d.h. durch Power-to-X Anlagen. Neben der Verwendung von Strom zu Zeiten hoher fEE-Einspeisung liegt ein weiterer Vorteil von synthetischen Kraftstoffen in der Integration erneuerbaren Stroms in anderen Sektoren. Dies zeigt sich in den Modellergebnissen vor allem in Bereichen der Industrie und des Verkehrs (beispielsweise im Flugverkehr), wo eine vollständige Technologische Umstellung aus prozessspezifischen und ökonomischen Gründen nur schwer zu vollziehen ist.

Zuletzt wird anhand einer Sensitivitätsanalyse die Wechselwirkung zwischen dem Ausbau an stationären Strom-Kurzzeitspeichern und der Marktdurchdringung batterieelektrischer Fahrzeuge dargestellt. Im Ergebnis zeigt sich, dass bei Berücksichtigung von netzdienlichem Be- und Entladen (Grid-to-Vehicle und Vehicle-to-Grid) der Fahrzeuge beider Speichertechnologien sich ergänzen. Zudem kann dadurch der Ausbau anderer Flexibilitätsoptionen reduziert werden

Referenzen

- [1] BMWi, B. M.U. (2010): Energiekonzept. für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. München.
- [2] Die Bundesregierung (Hg.) (2019): Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzprogramm-2030-1673578>.
- [3] Sterchele, Philip (2019): Analysis of Technology Options to Balance Power Generation from Variable Renewable Energy. Case Study for the German Energy System with the Sector Coupling Model REMod. 1. Auflage. Düren: Shaker (Schriftenreihe der Reiner Lemoine-Stiftung).
- [4] Henning, H.-M.; Palzer, Andreas: Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Freiburg.
- [5] Palzer, Andreas (2016): Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor. (genehmigte) Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe. Online verfügbar unter <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-408742.html>.

3.1.2. Einbindung erneuerbarer Energie in ein integriertes stahlwerk

Ana Roza MEDVED¹, Markus LEHNER¹

Problemstellung und Motivation

Um die Pariser Klimaziele und die darin festgelegte Reduktion an Treibhausgasemissionen zu erreichen, ist es notwendig vor allem im Sektor „Energie und Industrie“ erneuerbare Energien zu integrieren. Beispielsweise ist die Stahlindustrie mit $\approx 15\%$ eine der größten Treibhausgasemittenten in Österreich [1]. Da die konventionelle Stahlproduktion über eine integrierte Hüttenwerks-Route hochentwickelt ist, sind weitere Optimierungen der bestehenden Betriebsparameter um eine höhere THG-Emissionsminderung zu erzielen kaum möglich. Eine Einbindung von erneuerbaren Energien über die Power-to-Gas Technologie stellt eine Möglichkeit für weitere Energieeffizienzsteigerung dar.

Inhalt

Die Nutzung von CO, CO₂ und H₂-haltigen Kuppelgasen aus dem integrierten Hüttenwerk ist eine Option um die CO₂-Emissionen zu reduzieren. Vor allem das im Hochofen bei der Roheisenherstellung entstehende Gichtgas (22 Vol-% CO₂, 26 Vol-% CO, 6 Vol-% H₂ und 46 Vol-% N₂) sowie das Tiegelgas aus dem Stahlwerk (20 Vol-% CO₂, 52 Vol-% CO und 28 Vol-% N₂) [2] enthalten großes Potential für die Einbindung einer Power-to-Gas Anlage.

Im Rahmen des Projektes „RenewableSteelGases“ wurden verschiedene Szenarien für die Einbindung einer Power-to-Gas Anlage sowie einer zusätzlichen Zweibettwirbelschicht-Biomassevergasung im integrierten Hüttenwerk erarbeitet. Das Konzept beruht auf der Wasserstoffherzeugung mittels Wasserelektrolyse aus erneuerbarer Energie und dem biogenen H₂ aus der Biomassevergasung. Der gewonnene Wasserstoff wird nachfolgend für die katalytische Methanisierung der Kuppelgase und dem biogenen CO₂ aus der Biomassevergasung genutzt. Das daraus gewonnene synthetische Erdgas (Schwachgas) kann entweder hüttenwerksintern verwendet oder mit einer der Methanisierung vor- oder nachgeschalteten N₂-Abtrennung ins Erdgasnetz eingespeist werden. Das Nutzungspotenzial des Nebenproduktes O₂ aus der Elektrolyse, welches im Hüttenwerk intern oder für die Biomassevergasung verwendet werden kann, wurde ebenfalls untersucht.

Drei Szenarien werden vorgestellt, wovon eines das Extremwert-Szenario mit einer angenommenen maximalen Nutzung aller kohlenstoffhaltigen Komponenten aus den Kuppelgasen ist. Durch die großen verfügbaren Mengen an CO_x ist es denkbar, dass entweder der gesamte Erdgasbedarf des Hüttenwerkes oder einen Teil der verwendeten PCI-Kohle abgedeckt werden kann. Die beiden realistischen Anwendungsfälle sind mit einer 100 MW Biomassevergasung begrenzt.

Die verschiedenen festgelegten Szenarien und Synergien zwischen Gasströmen dienen als Basis für weitere Simulationen und experimentelle Untersuchungen. Mit einer Laboranlage zur chemischen Methanisierung wurde der Einfluss der Gaszusammensetzung experimentell untersucht, vor allem der Einfluss von Stickstoff. Die gewonnenen Versuchsergebnisse wurden für die simulative Untersuchung miteinbezogen um die Reduktion der CO₂-Emissionen und die Steigerung der Energieeffizienz in der Produktion im Vergleich zur Herstellung im Stahlwerksprozess zu bewerten.

Hinweis

Das Forschungsprojekt „RenewableSteelGases“ wurde in Zusammenarbeit von Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes; Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften und dem Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz gemeinsam mit den Industriepartnern K1-MET GmbH, voestalpine Stahl GmbH und voestalpine Stahl Donawitz GmbH durchgeführt und im Rahmen des Energieforschungsprogramms 2016 vom Klima- und Energiefonds gefördert.

¹ Lehrstuhl für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes, Montanuniversität Leoben; Franz-Josef-Straße 18, A-8700 Leoben; Tel: +43 (0)3842 402 5007; Fax: +43 (0)3842 402 5002; E-Mail: ana.medved@unileoben.ac.at, Web: <http://vtiu.unileoben.ac.at/>

Referenzen

- [1] Umweltbundesamt, Klimaschutzbericht 2018, Wien 2018
- [2] Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Iron and Steel Production, Industrial Emissions Directive 2010/75/EU Integrated Pollution Prevention and Control, 2013

3.1.3. Quantitative Analyse der Grenzflüsse unter dem Einfluss erneuerbarer Erzeugung

Stefan KITZLER¹, Tautvilas JANUSAUSKAS¹, Philip RODEMEYER¹

Inhalt

Die sich unter dem Einfluss der Energiewende stark verändernde Situation der Energiewirtschaft wollen wir im Hinblick auf die Dynamik zwischen erneuerbarer Erzeugung und Grenzflüsse benachbarter Länder quantitativ untersuchen.

Motivation

Die EU-Ziele der Europäische Kommission für 2030 wurden mit dem „Green Deal“ der neuen Kommissionspräsidentin Ursula Von der Leyen für den Anteil der erneuerbaren Energie am Gesamtenergiebedarf von etwa 30% auf mindestens 50% angehoben. [1] In Österreich wurde ein konkretes Ziel im Hinblick auf den Stromverbrauch formuliert. So ist in der Klima- und Umweltstrategie das Ziel gesteckt bis zum Jahr 2030 100% (national bilanziell) des nationalen Gesamtstromverbrauchs mit erneuerbaren Energiequellen zu decken. [2] Dieser angekündigte Umstieg der Stromversorgung von fossilen Energieträgern zu erneuerbaren Technologien bringt einige Herausforderungen mit sich. Mit der Änderung des Stromportfolios der Zukunft, verändert sich auch die Situation für den Strommarkt und die Netze. So werden etwa wetter- und klimabedingte Einflüsse mit der Stromproduktion aus Wind und Photovoltaik über nationale Grenzen hinwegübertragen. Denn in einem europaweiten Stromnetz, mit fortlaufendem Ausbau europäischer Marktoperationen, kann ein lokales Phänomen weit über die Ländergrenzen hinauswirken und zu einer veränderten Situation in den Nachbarstaaten führen.

Mit dieser quantitativen Untersuchung wollen wir einen Beitrag zum Verständnis der Dynamik zwischen der erneuerbaren Stromerzeugung und den Grenzflüssen zwischen den Ländern leisten.

Methodik

Zur Untersuchung der Einflüsse erneuerbarer Erzeugung auf die Grenzflüsse zwischen den Ländern wurde die Wind- und Photovoltaik-Produktion als wetterbedingt fluktuierende Energiequellen herangezogen. Die normierte Produktion wird in Szenarien eingeteilt. Abhängig vom Szenario, und damit der relativen Höhe der jährlichen Maximalerzeugung pro Land, werden die Grenzflüsse statistisch ausgewertet und Veränderungen untersucht.

Datenbasis

Die Datenbasis für diese Untersuchung bietet die ENTSO-E Transparency Plattform [3], hier vor allem die Grenzflüsse zwischen den Ländern, sowie erzeugten und verbrauchten Energiemengen. Die Daten beginnen mit Anfang Jänner 2017, enden mit Ende Oktober 2019 und werden in stündlicher Taktung vereinheitlicht. Mit der Aufgliederung nach Produktionstyp lässt sich der Einfluss der Stromerzeugung durch Wind und Photovoltaik auf die Grenzflüsse untersuchen.

Ergebnisse

Besonderer Fokus liegt auf der Mitteleuropäischen Region und im Speziellen auf Österreichers Nachbarländern und deren wechselseitige Beeinflussung. Wir betrachten die zeitliche Veränderung, auch im Hinblick auf die Preiszonentrennung zwischen Deutschland und Österreich im Jahr 2018 und deren Implikationen.

In Abbildung 1 wird am Beispiel der deutschen Wind- und Photovoltaik Stromproduktion der Grenzfluss von Deutschland nach Österreich dargestellt. In der linken Spalte der Abbildung sind Histogramme der Produktion dargestellt. Deutlich erkennbar ist eine Häufung beim Anteil von weniger als 50% Erzeugung.

¹ APCS Power Clearing and Settlement AG, Palais Liechtenstein, Alserbachstraße 14-16 1090 Wien, {+43 1 9074 612 236 | +43 1 319 07 01 62 | +43 1 9074 612 67}, {stefan.kitzler@apcs.at | tautvilas.janusauskas@cismo.at | philip.rodemeyer@apcs.at}, <https://www.apcs.at>

Für die weitere Auswertung wird die Produktion an dieser Grenze in zwei Szenarien aufgeteilt. In der rechten Spalte sind daraus die Häufigkeiten der normierten Grenzflüsse von Deutschland dargestellt, bezogen auf den maximalen Fluss. Blau eingefärbt ist jener Anteil über 50% der erneuerbaren Wind- und Photovoltaik Erzeugung, rot jener darunter.

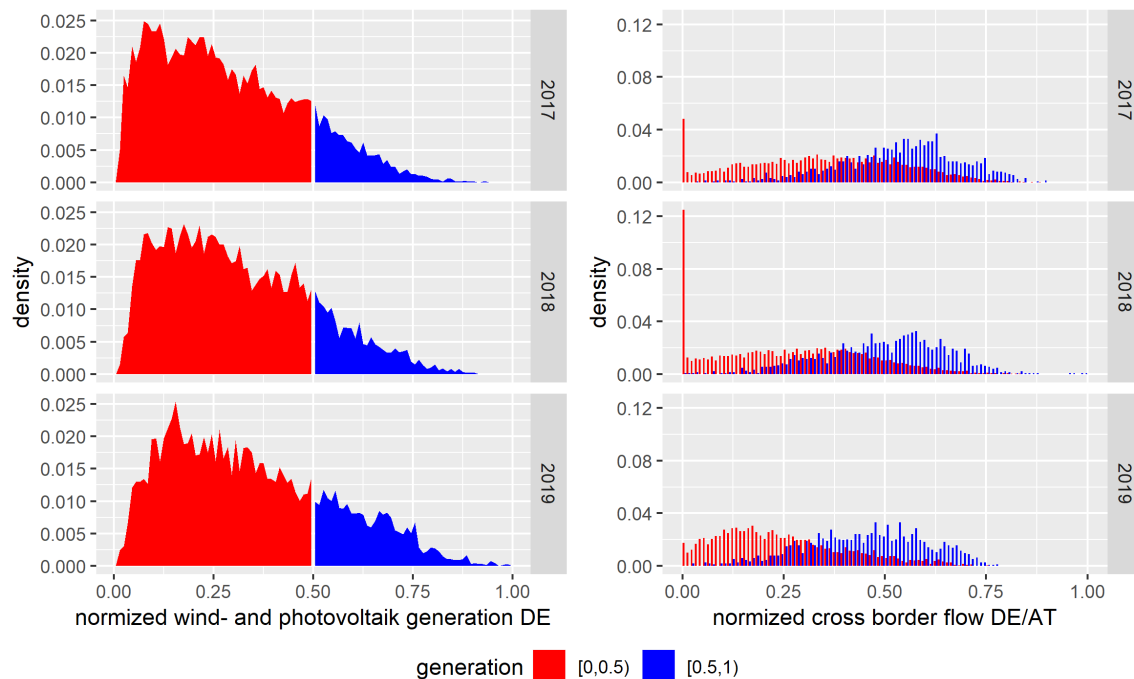


Abbildung 1: Empirische Verteilung erneuerbarer Erzeugung DE und Grenzflüsse DE/AT

Aus der Verschiebung der blauen gegenüber der roten Verteilung lässt sich empirisch feststellen, dass bei höheren deutschen Wind- und Photovoltaik-Produktionen im Schnitt auch höhere Grenzflüsse von Deutschland nach Österreich vorkommen.

Referenzen

- [1] Europäische Kommission, „Der europäische Grüne Deal“, https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication_en.pdf (Aufgerufen 13.12.2019)
- [2] Bundesministerien für Nachhaltigkeit und Tourismus sowie Bundesministerien für Verkehr, Innovation und Technologie, „#mission2030. Die österreichische Klima- und Energiestrategie.“, <https://mission2030.info/wp-content/uploads/2018/10/Klima-Energiestrategie.pdf> (Aufgerufen 13.12.2019)
- [3] ENTSO-E Transparency Plattform, <https://transparency.entsoe.eu/> (Aufgerufen 13.12.2019)

3.1.4. Erneuerbare Energien und das Speicherdilemma

Werner SCHLEMMER¹, Stefan SPIRK¹

Der stetig wachsende Anteil von erneuerbaren Energien an der Gesamtenergieproduktion stellt das Netz vor besondere Herausforderungen und gefährdet mittelfristig die sichere Versorgung mit elektrischer Energie. Die Probleme bestehen darin, dass die Energieproduktion aus Wind und Sonne starken Schwanken unterliegt und – besonders in Deutschland – die Endverbraucher räumlich weit entfernt von der Produktion lokalisiert sind, wodurch das Netz stark strapaziert wird. Zur Stabilisierung des Netzes werden Speichersysteme benötigt, die diese Variationen in der Energieproduktion und im Verbrauch abfangen. Das Hauptproblem hierbei ist, dass die meisten der Speichertechnologien wiederum auf fossilen Brennstoffe (Kohle, Gas) oder Kernkraft beruhen.

In diesem Beitrag zeigen wir verschiedene Lösungswege aus diesem Dilemma auf, wobei der Fokus auf nachhaltigen Redox-Flow Batterien (RFB) liegt. RFBs werden als vielversprechende Kandidaten zur Lösung des Speicherproblems gesehen, da sie einerseits skalierbar sind (bis zu 1 GWh) und deshalb als Puffersysteme sehr gut geeignet sind. Nichtsdestotrotz gibt es auch bei den momentan verwendeten RFBs das Problem, dass nicht-erneuerbare, teils toxische Metalle (v.a. Vanadium) verwendet werden, die weiters in Europa in großen Mengen nicht verfügbar sind. Wir zeigen Ansätze wie man aus Abfallströmen der Zellstoffindustrie zu Elektrolyten für RFBs gelangen kann, wobei insbesondere das Lignin hier im Vordergrund steht. Lignin entsteht bei der Papierherstellung in großen Mengen (ca. 80 Mio. Tonnen/Jahr) und wird momentan hauptsächlich einer thermischen Verwertung zugeführt. Wir veredeln das Lignin mit simplen Methoden und setzen die daraus gewonnenen Elektrolyte in RFBs ein. Zur Zeit arbeiten wir an der Hochskalierung des Ansatzes.

¹ Institut für Papier-, Zellstoff- und Fasertechnologie, TU Graz, Inffeldgasse 23, A-8010 Graz.

3.1.5. Menschliches Wissen und Künstliche Intelligenz in einem Prognosemodell für Erneuerbare Energien

Alexander WALLIS¹, Alfons HABER², Sascha HAUKE³

Einleitung

Ein aktives Mitwirken an den Klimazielen ist ein wichtiger Beitrag, es geht darum, hier mit dem Tun die erforderlichen Schritte zu setzen. So baut das „*Clean Energy for all Europeans Package*“ der Europäischen Kommission auf einen unverzüglichen Ausbau von erneuerbaren Energiequellen [1]. Die Rahmenbedingungen in Deutschland und auch in Europa führen zu einem Paradigmenwechsel in der Integration von Erzeugungs- und Speicheranlagen in das Stromnetz. Die Aggregation und Steuerung der jeweiligen Teilnehmer führt zu einem Komplexitätsanstieg innerhalb des Netzes, den es über Expertenwissen, sprich menschlicher Intelligenz zu lösen gilt. Verschiedene Ansätze befassen sich mit strenger Überwachung und schneller Steuerung, um einen stabilen Betrieb zu gewährleisten [2]. Insbesondere die Integration von unterschiedlichen erneuerbaren, volatilen Energiequellen baut auf eine solide Produktionsvorhersage, um die einhergehenden Fluktuationen zu bewältigen. Auf Basis einer soliden Vorhersage können im Folgenden z.B. Betriebsstrategien für ein Heimspeichersystem anhand dynamischer Randbedingungen optimiert werden [3]. Im Rahmen dieser Arbeit wird ein datengetriebener Ansatz mit Hilfe von Methoden des *maschinellen Lernens*, einem Teilgebiet der *Künstlichen Intelligenz* (KI), für die Vorhersage des Stromverbrauchs einer Forschungseinrichtung sowohl vorgestellt als auch untersucht und anschließend mit state-of-the-art Methoden verglichen.

Methodik

Bisherige Forschungsarbeiten im Bereich Verbrauchsvorhersage können grob in die folgenden zwei Kategorien unterteilt werden: *konventionelle Methoden* und auf *Künstliche Intelligenz basierende Methoden* (KI) [4]. Zudem erfolgt eine weitere Aufteilung in Abhängigkeit des Vorhersagehorizonts. Das Ziel dieser Arbeit ist es, eine Vorhersage für den nächsten Tag zu treffen (engl. *day-ahead forecast*), die mit dem Begriff *short-term load forecasting* (STLF) beschrieben werden. Während die bisherigen konventionellen Methoden in der Regel mit punktuellen Referenzwerten oder mit Hilfe von Standard Nutzer- und Lastprofilen arbeiten, bauen KI-Methoden auf bestehende bzw. eigens aufgezeichnete Daten, um präziser individuelles Verhalten und plötzliche Schwankungen abzubilden.

Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Prognosemodelle basieren auf umfassenden und detaillierten Datensätzen von sowohl Stromverbrauch als auch Erzeugung durch erneuerbaren Energiequellen. Hierzu können auf Messdaten mit einem Aufzeichnungsintervall von sekundengenauen Werten für Erzeugungsanlagen, z.B. PV-Anlagen, mit zugehörigen Verbrauchsdaten über einen Zeitraum von zwei Jahren zurückgegriffen werden. Diese Messdaten wurde am *Technologiezentrum Energie* (TZE) in Ruhstorf an der Rott, eine Forschungseinrichtung der Hochschule Landshut, aufgezeichnet und für anschließende Auswertungen zur Verfügung gestellt.

Die relevanten Daten für das Prognosemodell umfassen somit insbesondere:

- Leistungsdaten von PV-Anlagen (Sekunden- und Minutendaten)
- Leistungsdaten von Verbrauchern (Sekunden- und Minutendaten)
- Energieflussrichtungen
- Leistungsfaktoren

¹ Hochschule Landshut, Am Lurzenhof 1, D-84036 Landshut, Tel. +49 (0)871 506 690, alexander.wallis@haw-landshut.de, www.haw-landshut.de

² Hochschule Landshut, Am Lurzenhof 1, D-84036 Landshut, Tel. +49 (0)871 506 230, alfons.haber@haw-landshut.de, www.haw-landshut.de

³ Hochschule Landshut, Am Lurzenhof 1, D-84036 Landshut, Tel. +49 (0)871 506 778, sascha.hauke@haw-landshut.de, www.haw-landshut.de

Diese historischen Daten gilt es einer Aufbereitung und Bereinigung von fehlerhaften und fehlenden Daten zu unterziehen, um so relevante Eingangsdaten zu generieren. Im Anschluss werden diese vorverarbeiteten Daten, unter Berücksichtigung tages- und wochenzeitlichen Änderungen, einer statistischen Analyse unterzogen. Hieraus sollen mögliche Korrelationen für die Vorhersagewerte über längere Zeiträume, für einen und mehrere Tage, analysiert werden. Anhand der statistischen Analyse der Eingangsdaten werden mit Verfahren des *überwachten Lernens* Modelle zur Vorhersage des Stromverbrauchs entwickelt. Dabei steht in dieser Arbeit ein Vorhersagehorizont von einem Tag im Vordergrund. Über statistische Abgleiche mit dem entwickelten Modell wird eine Möglichkeit der Prognose untersucht und mit den Werten vom Folgetag (t+1) tageszeitlich (über ein Lastprofil und Erzeugungsprofil unter Berücksichtigung der Wochentage) gegenübergestellt. Auf Basis dieser Werte wird ebenfalls eine Form der künstlichen Intelligenz zum Lernen der Prognose erstellt.

Neben den zuvor erwähnten Leistungsdaten werden zudem lokale Wetterdaten über eine hauseigene Wetterstation aufgezeichnet, die ebenfalls für die Entwicklung der Prognosemodelle berücksichtigt werden. Diese externen Daten spiegeln ebenfalls eine gewisse Form von Expertenwissen wider, wie etwa kalendarische Faktoren, z.B. Ferien, Feiertage, Vorlesungszeiten oder im Vorhinein angekündigte Events, das nur durch menschliches Hinzutun von zusätzliche Informationen Verfügbar ist. Über diese zusätzliche Datenbasis lassen sich in einer abschließenden Auswertung der Vorhersagegenauigkeit Rückschlüsse auf einflussreiche Faktoren ziehen, die in weiterführenden Arbeiten Ansatzpunkte für eine Verbesserung der Prognosegüte berücksichtigt werden können.

Ergebnisse

Die Prognosen der unterschiedlichen Vorhersagehorizonte (z.B. Werktags und komplette Woche) erfolgen auf Basis von Metriken der statistischen Vergleichswerte. Somit können Vergleichsmodelle von prognostizierten Werten mit tatsächlichen Werten der Erzeugung und des Verbrauchs, bezogen auf einen Netzknoten, gegenübergestellt und bewertet werden. Die Güte des Prognosemodells mit den beschriebenen Annahmen und Eingangsgrößen wird dargestellt. Anhand dieser Gegenüberstellung werden Rückschlüsse auf relevante Faktoren getroffen, welche die Genauigkeit weiter verbessern können. Des Weiteren wird gezeigt, ob und in welchen Fällen konventionelle Methoden präzisere Ergebnisse liefern als Methoden des maschinellen Lernens. Alle diese Abwägungen basieren auf einheitlichen statistischen Metriken, um eine Vergleichbarkeit zu gewährleisten. Abschließend werden Potentiale für weiterführende Arbeiten aufgezeigt.

Referenzen

- [1] European Commission, „Clean energy for all Europeans“, 2019.
- [2] S. Kakran und S. Chanana, „Smart operations of smart grids integrated with distributed generation: A review“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 524-535, Januar 2018.
- [3] O. Greil, J. Kainz, M. Kain und A. Haber, „Optimierungsmodell für unterschiedliche Lade- und Entladestrategien von PV-Speichersystemen“, 11. *Internationale Energiewirtschaftstagung*, Wien, 2019.
- [4] M. Raza und A. Khosravi, „A review on artificial intelligence based load demand forecasting techniques for smart grid and buildings“, *Renewable and Sustainable Energy*, pp. 1352-1372, 2015.

3.1.6. Partizipativer Gaming-Ansatz zur Standortplanung erneuerbarer Energieträger

Lilia SCHMALZL¹, Patrick SCHERHAUFER², Thomas SCHAUPPENLEHNER³, Christian MIKOVITS⁴, Nina HAMPL¹, Robert SPOSATO¹

Inhalt

Der Ausbau des Anteils erneuerbarer Energieträger zur Produktion von elektrischer Energie ist ein wesentlicher Bestandteil zur Erreichung der Nachhaltigen Entwicklungsziele (SDGs) der UN, als auch des Renewable Energy Action Plan der Europäischen Union. Studien zur nachhaltigen Energiezukunft Österreichs (vgl. Capros et al., 2016; Krutzler et al., 2016; Totschnig et al., 2013) bestätigen die Notwendigkeit des Ausbaus von Photovoltaik und Windenergie, um eine bilanzielle Energieautarkie mit erneuerbaren Energieträgern in Österreich zu erreichen. Mit der #mission2030 setzt sich Österreich das Ziel bis zum Jahr 2030 den Gesamtstromverbrauch national bilanziell aus erneuerbaren Energiequellen im Inland zu decken. Dieses Ziel berücksichtigt bereits die erwartete Zunahme des Stromverbrauchs (BMNT, 2018). In Kärnten soll bereits im Jahr 2025 die Unabhängigkeit von fossilen und atomaren Energieträgern im Bereich Strom und Wärme gewährleistet werden (Land Kärnten, 2018). Dies soll, so der Energiemasterplan Kärnten (eMap 2025), durch den Ausbau von Wind- und Sonnenenergie erreicht werden. Auch die Steiermark setzt in ihrer Klima- und Energiestrategie auf den massiven Ausbau von Photovoltaik und Windkraft (Land Steiermark, 2017), Oberösterreich baut in seiner Energiestrategie ebenfalls auf die „Integration von PV und Windkraftanlagen“ zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energieträger am Stromverbrauch (Land Oberösterreich, 2017). In Niederösterreich sollen bis 2030 2.000 GWh Strom aus Photovoltaik und 7.000 GWh aus Windkraft erzeugt werden (Land Niederösterreich, 2019). Strom aus Sonne und Wind zur Erreichung der Klimaziele sind in den Klima- und Energiestrategien der Bundesländer hoch im Kurs.

In der Forschung wurde bisher der Schwerpunkt meist auf die technologische und ökonomische Umsetzbarkeit für diese Zielvorstellungen gelegt – soziale Aspekte und Akzeptanzfragen fehlen in diesen Arbeiten aber häufig. Der hier vorgestellte Ansatz bietet nun eine Methode, die durch umfassende Visualisierungstechniken und Gaming-Ansätze Interessierten und EntscheidungsträgerInnen einen Zugang zu einem partizipativen Planungsprozess im Kontext des Ausbaus erneuerbarer Energieträger ermöglicht.

Methodik

Ein moderierter Workshop in Form eines partizipativen Planungslabors wird in drei Tourismusregionen in Österreich durchgeführt. Es werden getrennt voneinander SchülerInnen (im Alter von 13-15 Jahren) sowie lokale EntscheidungsträgerInnen (z. B. BürgermeisterInnen, VertreterInnen von Vereinen, Hoteliers und TourismusmanagerInnen, UnternehmerInnen) in Kleingruppen (10-15 Personen) angeleitet, Szenarien zum Ausbau erneuerbarer Energieträger (PV und Windkraftanlagen) für 2030 zu entwickeln. Die TeilnehmerInnen werden dabei durch ein innovatives digitales Spiel unterstützt, bei dem Spielsteine genutzt werden, um auf einer, auf einen Tisch projizierten Karte, potenzielle Standorte für PV- und Windkraftanlagen festzulegen. Die Karte wird interaktiv über QGIS als Bildstream zur Verfügung gestellt und enthält Informationen zu Orientierung und Navigation, aber auch zu Eignungs- und Ausschlussflächen für die Installation von PV und Windkraftanlagen und ebenso zur erreichten

¹ Alpen Adria Universität Klagenfurt, Abteilung für Nachhaltiges Energiemanagement, Institut für Produktions-, Energie- und Umweltmanagement, Universitätsstraße 65-67, 9020 Klagenfurt, 0463 2700 4086, lilia.schmalzl@aau.at, <https://www.aau.at/oeo/nachhaltiges-energiemanagement/>, (a)Nachwuchsautorin

² BOKU Wien, Institut für Wald-, Umwelt- und Ressourcenpolitik, Feistmantelstraße 4, 1180 Wien, 01 47654 73211, patrick.scherhauffer@boku.ac.at

³ BOKU Wien, Institut für Landschaftsentwicklung, Erholungs- und Naturschutzplanung, Peter Jordan-Str. 82, 1190 Wien, 01 47654 85316, thomas.schauppenlehner@boku.ac.at

⁴ BOKU Wien, Institut für Nachhaltige Wirtschaftsentwicklung, Feistmantelstraße 4, 1180 Wien, 01 47654 73119

Energiegewinnung. Die SpielerInnen erhalten somit nach dem Setzen eines Spielsteins ein unmittelbares Feedback hinsichtlich der generellen Eignung sowie zum techno-ökonomischen Potenzial. Die Erkennung von Lage, Form und Farbe der Spielsteine erfolgt mittels automatisierter Bilderkennung durch Machine Learning (Bradski 2000, Bradski & Kaehler, 2008). Die Daten werden in ein PostGIS Datenbank übertragen und können während des Spiels in einer interaktiven 3D-Umgebung mithilfe einer VR Brille (Oculus Rift) betrachtet werden. Als 3D Engine kommt Godot (Linietsky et al., 2019) zum Einsatz, die 3D Umgebungen werden ausschließlich aus freien Geodaten generiert (Schauppenlehner et al., 2019). Die jeweiligen Betrachtungsstandorte können mit einem „Teleport“-Spielstein direkt in der Karte ausgewählt werden. Von einem Standort aus kann jeweils ein vollsphärisches 360° Panorama betrachtet werden, um insbesondere mögliche Auswirkungen auf das Landschaftsbild zu beurteilen und zu diskutieren.

Ergebnisse

Der hier vorgestellte spielerische Planungsprozess, welche dank modernster Visualisierungstechnik dem Betrachter ein Gefühl für die optischen Auswirkungen von geplanten Eingriffen in die Landschaft vermittelt, kann als Prototyp für zukünftige partizipative Entscheidungsfindungen auf regionaler Ebene dienen. Die Notwendigkeit und das Ausmaß des Ausbaus von Windkraftanlagen und Photovoltaik, um die Klimaziele der österreichischen Bundesregierung zu erreichen, konnten durch die Visualisierung und durch das Spiel greifbar und vorstellbar gemacht werden.

Im Rahmen der ersten moderierten Workshops zeigte sich, dass auch EntscheidungsträgerInnen, die gegenüber dem Ausbau von erneuerbaren Energieträgern sehr ablehnende Positionen vertreten, mithilfe des Spiels zu einem konstruktiven Diskurs gebracht werden.

Eine erste bemerkenswerte Beobachtung war, dass einige EntscheidungsträgerInnen keine Planungsentscheidungen in Regionen treffen wollten, in denen sie nicht ortsansässig sind, dem oft angenommenen Floriani-Prinzips entgegenlaufend. Ebenso konnte aber eine Tendenz verstärkter Ablehnung bei unmittelbar den Wohnort umgebenden Landschaften festgestellt werden, der entgegen ursprünglicher Erwartungen auch deutlich bei SchülerInnen vorhanden war.

Ansatzweise zeigte sich eine höhere Planungsbereitschaft für Windkraftanlagen in Regionen, wo diese schon vorhanden waren, wie dies auch schon quantitativ für Österreich nachgewiesen werden konnte (vgl. Hampl & Sposato, 2019).

Referenzen

- [1] BMNT, Hrsg. (2018). #mission2030. Die österreichische Klima- und Energiestrategie. Wien.
- [2] Bradski, G., 2000. The OpenCv library. Dr Dobb's J. Software Tools 25, 120–125.
- [3] Bradski, G., Kaehler, A., 2008. Learning OpenCV: Computer Vision with the OpenCV Library, 1. Ausgabe, O'Reilly & Associates, Beijing.
- [4] Capros, P., Vita, A. De, Tasios, N., Siskos, P., Kannavou, M., Petropoulos, A., ... Nakos, C. (2016). EU Reference Scenario 2016: Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050. European Commission. URL <http://doi.org/10.2833/001137> (Zugriff: 31.10.2019).
- [5] Hampl, N., & Sposato, R. (2019). Erneuerbare Energien in Österreich 2018. Wien. URL <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/at/Documents/energy-resources/at-studie-erneuerbare-energie-2019.pdf> (Zugriff: 29.10.2019).
- [6] Krutzler, T., Wiesenberger, H., Heller, C., Gössl, M., Stranner, G., Storch, A., ... Schindler, I. (2016). Szenario erneuerbare Energie 2030 und 2050. Wien.
- [7] Land Kärnten (2018). Klimastrategie Kärnten. (Entwurf. Stand: 01.2018). Klagenfurt.
- [8] Land Steiermark (2017). Klima- und Energiestrategie Steiermark 2030. Graz.
- [9] Land Oberösterreich (2017). Energie Leitregion OÖ 2050. Die Energiestrategie Oberösterreichs. Energiebeauftragter des Landes Oberösterreich Dr. Gerhard Dell. Linz.
- [10] Land Niederösterreich (2019). NÖ Klima- und Energiefahrplan 2020 bis 2030. St. Pölten.
- [11] Linietsky, J., Manzur, A., Godot Community, 2019. Godot Docs – 3.1 branch – Godot Engine latest documentation. Godot Docs. URL <https://docs.godotengine.org/en/3.1/index.html> (Zugriff 21.10.2019).
- [12] Schauppenlehner, T., Lux, K., Graf, C., 2019. Effiziente großflächige interaktive Landschaftsvisualisierungen im Kontext des Ausbaus erneuerbarer Energie – das Potenzial freier Geodaten für die Entwicklung interaktiver 3D-Visualisierungen. AGIT – Journal für Angewandte Geoinformatik 5, 172–182.
- [13] Totschnig, G., Kann, A., Truhetz, H., Pflieger, M., Ottendörfer, W., & Gerd, S. (2013). AutRES100 – Hochauflösende Modellierung des Stromsystems bei hohem erneuerbarem Anteil – Richtung 100% Erneuerbare in Österreich (Endbericht- Neue Energien 2020).

3.2. PHOTOVOLTAIK I (STREAM B2)

3.2.1. Auswirkungen der Standard-Kennlinie für $\cos \varphi(P)$ nach VDE-AR-N 4105 für Verteilnetze mit hoher Dichte an PV-Anlagen

Andreas HEIER¹

Inhalt

Die Erhöhung der Aufnahmefähigkeit von Photovoltaikstrom in Verteilnetzen wurde bereits hinreichend untersucht [1]. Dabei wurde eine bis zu 48% höhere Einspeiseleistung durch Aufnahme induktiver Blindleistung von Wechselrichtern prognostiziert. Dieser Umstand führte vorher bereits auch durch andere Arbeiten (etwa [2]) zur Wegbereitung einer überarbeiteten Einspeiserichtlinie in Niederspannung, der VDE-AR-N 4105, dessen Erstausgabe im August 2011 veröffentlicht wurde und nun in der Ausgabe vom November 2018 aktuell anzuwenden ist.

In beiden Versionen der VDE-AR-N 4105 befindet sich eine Standard-Kennlinie für $\cos \varphi(P)$ (Bild 6 alt und Bild 9 neu) und kommt somit auch weiterhin im Regelfall für die Blindleistungsbereitstellung der Wechselrichter zur Anwendung. In mehreren untersuchten Netzen regionaler Verteilnetzbetreiber (etwa der Stadtwerke Landshut, Dingolfing, Kelheim, Neustadt a. d. Donau, Pfarrkirchen oder der ÜZW Energie AG) konnte ein Zusammenhang zwischen Wirk- und Blindleistungsverhalten im Netz, sowie der Standard-Kennlinie hergestellt werden. Das in diesen Netzen vorherrschende Blindleistungsverhalten bezogen auf die Wirkleistung ist zum einen analog und zum anderen von hoher Durchdringung mit PV-Anlagen geprägt. Seit dem Zeitpunkt, in der die Kennlinie zur Anwendung kommt, erfolgte ein Zubau in Höhe von etwa 50% des gesamten Anlagenbestandes.

In der aktuell gültigen VDE-AR-N 4105 sind nunmehr mehrere Optionen für Blindleistungsbereitstellung angegeben innerhalb dessen eine Anlage betrieben werden kann. Hier eröffnen sich Möglichkeiten sinnvoll Blindleistungsmanagement zu betreiben.

Die Auswirkungen der Standard-Kennlinie auf das Blindleistungsverhalten im Netz wurden untersucht und dazu eine exemplarische Mittelfrist-Prognose des Blindleistungsverhaltens im Netz erstellt. Es wird die aktuelle Thematik zum Austausch von Blindleistung zwischen dem vorgelagerten und dem nachgelagerten Netzbetreiber in Verbindung mit den Auswirkungen der Standard-Kennlinie diskutiert und Lösungswege aufgezeigt, die es gilt weiter zu vertiefen und zu untersuchen.

Die untersuchten Netze sind stellvertretend für eine breite Masse an regionalen Verteilnetzen in Süddeutschland, vor allem dem südlichen Bayern, zu sehen. Daher sind die Ergebnisse auch von grundsätzlicher Bedeutung.

Methodik

Zunächst sind für diese Art von Netzen die Entstehung und die Auswirkung von Blindleistung untersucht worden, dann das Verhalten. Das Blindleistungsverhalten in diesen Netzen wird maßgeblich durch die dominierende Erzeugung von Photovoltaikanlagen bestimmt und damit haben diese charakteristischen Eigenschaften, die beschrieben wurden.

In der Prognose wurde die Entwicklung der Photovoltaikanlagen in einem mittelfristigen Horizont von etwa 10 Jahren betrachtet und daraus Schlussfolgerungen gezogen.

Aus dem Gesamtbild heraus können so für diese Art von Netzen allgemeine charakteristische Eigenschaften und Lösungsoptionen abgeleitet werden.

¹ Stadtwerke Pfarrkirchen, Äußere Simbacher Str. 7, 84347 Pfarrkirchen, Tel.: +49 8561 970-201, Fax: +49 8561 970-220, andreas.heier@swpan.de, www.swpan.de

Ergebnisse

Verkabelungsgrad des Mittelspannungsnetzes, die zunehmend leistungselektronischen Verbraucher, sowie der immer weiter fortschreitenden Energieeinsparung bestimmt wird.

In diesen Netzen ergibt sich sozusagen ein typischer PV-Fingerabdruck. Der PV-Fingerabdruck charakterisiert sich z. B. durch einhergehendes kapazitives Verhalten bei Schwachlast bzw. hoher Erzeugungsleistung im Netz. Darüber hinaus lässt sich bereits qualitativ die Standard-Kennlinie im Netz bei Blindleistung beobachten.

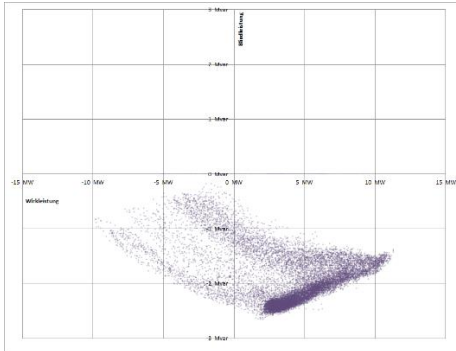


Abbildung 1: Blindleistungsverhalten eines Netzes mit PV-Fingerabdruck

Wegen der hohen Durchdringung mit Photovoltaikanlagen bietet es sich an, die ohnehin zahlreich im Netz vorhandenen Wechselrichter bei der Blindleistungsbereitstellung zu beteiligen. Dazu wurde eine hierfür anwendbare Kennlinie erarbeitet, die die aktuellen und zukünftigen Anforderungen im Netz berücksichtigt.

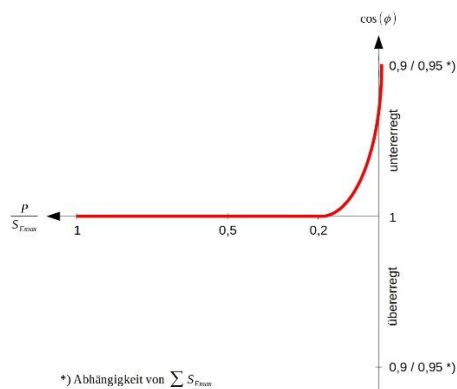


Abbildung 2: Beispiel für eine Kennlinie für Erzeugungsanlagen in Netzen mit hoher Durchdringung von PV

Referenzen

- [1] Georg Kerber, "Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilsnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen", Dissertation TU München 2011
- [2] Witzmann, R.; Kerber, G.; "Empfehlung zur Richtlinie zum Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz"; Report / Forschungsbericht; FG Elektrische Energieversorgungsnetze/VBEW 2009

3.2.2. Spannungsqualität vor dem Hintergrund des Anstiegs an Photovoltaik, Elektrofahrzeugen, PV-Batteriespeichersystemen und Power-to-Heat

Cornelius BIEDERMANN^{1(*)}, Gian-Luca DI MODICA¹, Joachim PRZIBYLLA², Mateo Lippich GOLOBART², Dominik WILLENBERG³, Dirk LEHMANN⁴, Bernd ENGEL¹, Rolf WITZMANN²

Projektbeschreibung

Die Einhaltung der Grenzwerte für die Spannungsqualitätsmerkmale entsprechend DIN EN 50160 ist von besonderer Bedeutung für die Aufrechterhaltung der Netzstabilität [1]. Vor diesem Hintergrund befasst sich das Projekt U-Quality mit den Merkmalen *Spannungsgrenzen*, *schnellen Spannungsänderungen*, *Unsymmetrie* und *Oberschwingungen* im Niederspannungsnetz bei zunehmendem Anstieg an Elektrofahrzeugen, Photovoltaik-Anlagen, Batteriespeichersystemen und Power-to-Heat-Anlagen.

Motivation und Ziele

Die Anzahl umrichtergekoppelter Erzeugungsanlagen und Verbraucher in den Niederspannungsnetzen steigt stetig. Diese können die Spannungsqualität im Netz negativ beeinflussen. Im Gegensatz dazu existieren immer mehr stöempfindliche Geräte mit reduziertem Signalpegel, welche in ihrer Funktion durch unzureichende Spannungsqualität beeinträchtigt werden [2]. In Untersuchungen wurden bereits überschwingungsbedingte Messfehler von Smart Metern dargestellt [3].

An dieser Stelle setzt das Projekt U-Quality an, welches für die Niederspannung die Auswirkungen und die Betriebsweise der stetig steigenden umrichtergekoppelten Verbraucher und Erzeuger auf die Spannungsqualität untersucht. Darüber hinaus werden die Verfahren, Technologien und Komponenten derart angepasst und weiterentwickelt, dass sie die Spannungsqualität nicht nur hinsichtlich der statischen Spannungshaltung, sondern u. a. auch hinsichtlich Unsymmetrie, Flicker und Oberschwingungen verbessern. Dabei werden Handlungsempfehlungen für Verteilnetzbetreiber und Hersteller erarbeitet und aus den gewonnenen Erkenntnissen Überarbeitungsvorschläge für Normen, Anwendungsregeln und Prüfvorschriften abgeleitet. Die Ergebnisse helfen Verteilnetzbetreibern bei der technisch-optimalen und kostengünstigen Netzintegration zukünftiger Erzeuger und Verbraucher.

Vorgehensweise

Im Projekt ist ein mehrstufiges Vorgehen mit Feldtests, Laborversuchen und Simulationen geplant. Um die Bewertung von realistischen Szenarien zu fördern, wird eine initiale Messkampagne zur Erfassung der Ist-Situation stattfinden. Als nächster Schritt wird eine Vermessung der Photovoltaik, Heimspeichersysteme, Elektromobilität und Power-to-Heat-Anwendungen hinsichtlich der Spannungsqualitätsmerkmale vorgenommen. Die daraus gewonnenen Messdaten dienen als Eingangsgrößen für verschiedene Simulationen (Flicker-, Oberschwingungs-, Unsymmetrie-Simulation). Beispielsweise werden Musternetze der Niederspannung auf Vier-Leiter-Modelle und um Muster-Gebäudeinstallationen erweitert. Diese Simulationen sollen in unterschiedlich ausgeprägter Dimensionierung zukünftige Netzszenarien nachbilden. Hierbei sollen Störaussendungen der Geräte in der Niederspannungsebene, wie auch für die Haushaltsebene simuliert werden. Aus diesen Simulationen lassen sich Rückschlüsse auf zukünftig mögliche Spannungsqualitätswerte und -probleme schließen. Zudem werden Lösungen untersucht, wie die Auswirkungen auf die Spannungsqualität wirksam, energieeffizient und kostengünstig beherrscht werden können.

¹ TU Braunschweig / Institut für Hochspannungstechnik und elektrische Energieanlagen – elenia, <https://www.tu-braunschweig.de/elenia>

² TU München (TUM) / Professur Elektrische Energieversorgungsnetze, <https://www.hsa.ei.tum.de/>

³ RWTH Aachen University / Institut für Hochspannungstechnik, <https://www.ifht.rwth-aachen.de/>

⁴ Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., <https://www.fgh-ma.de/de/>

Untersuchungen der Spannungsqualität

- 1) Im Rahmen des Projekts werden aktuell mehrere Untersuchungen bezüglich Spannungsqualität durchgeführt. Diese Untersuchungen lieferten bereits erste Ergebnisse, welche aus Labortests, intensiven Planungsarbeiten mit Verteilnetzbetreibern und Diskussionen mit assoziierten Industrieprojektpartnern bestehen.

Stand der Untersuchungen

Die folgenden Arbeitspunkte werden aktuell durchgeführt:

- Erstellen von phasengenauen Simulationsnetzen auf Haushaltsebene
- Simulative Untersuchung der Spannungsqualität von Niederspannungsnetzen
- Aufbau einer breiten Datenbasis durch Vermessung von Komponenten bzgl. der Spannungsqualität
- Entwicklung von Durchdringungsszenarien auf Basis einer Analyse erwarteter Durchdringungsgrade neuartiger Geräte und Verbraucher sowie PV-Anlagen in Niederspannungsnetzen
- Feldmessung in Netzen mit hohem Anteil an Photovoltaik, Elektrofahrzeugen, PV-Batteriespeichersystemen und Power-to-Heat-Anwendungen

Bisherige Ergebnisse

Erste Untersuchungen in Kooperation mit Netzbetreibern zeigten, dass die betrachteten Spannungsqualitätsmerkmale bezüglich eines stabilen Netzbetriebs berücksichtigt werden müssen, weil die Reduzierung der Spannungsqualität im Niederspannungsnetz zu Ausfällen und Störungen führen kann. Vor diesem Hintergrund werden auch Messdaten der Verteilnetzbetreiber ausgewertet, die von diesen bereits in vorigen Netzmessungen aufgenommen wurden.

Bisher wurden zwei Simulationsansätze erstellt. Da keine gesammelte Datenquelle zu Elektroinstallationen in Gebäuden vorliegt, wurden beispielhafte Gebäudenetze basierend auf persönlichen Erfahrungen tätiger Elektriker und bestehenden Planungsleitfäden erstellt. Ältere Elektroinstallationen weichen dabei hinsichtlich verschiedener Aspekte von dem derzeitigen Standard ab und wurden daher gesondert berücksichtigt. Zusätzlich wurden auf Basis der Feldtestnetze Simulationsmodelle erstellt. Entsprechende Netze wurden in einer Simulationsumgebung nachgebildet und Simulationen zu schnellen Spannungsänderungen durchgeführt, die noch nicht verifiziert und ausgewertet sind.

Weiterhin wurde in Laborversuchen betrachtet, wie sich schnelle Spannungsänderungen auf die Q(U)-Regelung von einem Wechselrichter auswirkt. Hierfür wurden mit einem Netzsimulator Spannungssprünge erzeugt und die Auswirkungen auf die Regelung messtechnisch aufgenommen.

Gefördert durch:



Referenzen

- [1] EN 50160:2010, Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks.
- [2] D. Blume, J. Schlabbach, T. Stephanblome (1999), Spannungsqualität in elektrischen Netzen: Ursachen, Messung, Bewertung von Netzurückwirkungen und Verbesserung der Spannungsqualität, VDE Verlag, ISBN: 3-8007-2265-8.
- [3] F. Leferink, C. Keyer und A. Melentjev, Static Energy Meter Errors Caused by Conducted Electromagnetic Interference, IEEE Electromagnetic Compatibility Magazine – Volume 5 – Quarter 4, 2016

3.2.3. Techno-ökonomischer Benchmark von Flüssigluft-energiespeichern und Lithium-Ionen Batterien in Verbindung mit Photovoltaik am Standort Andasol 3

Marc FIEBRANDT¹, Julian RÖDER¹, Hermann-Josef WAGNER¹

Motivation

Der steigende Anteil erneuerbarer Energien führt zu einem erhöhten Bedarf an flexiblen und regelbaren Stromerzeugungstechnologien. Wetterabhängige Erzeugungstechnologien verursachen steilere und fluktuierende Residuallasten, sodass konventionell gefeuerte Kraftwerke an technischen und ökonomischen Grenzen operieren müssen, um die Stabilität des Energiesystems zu gewährleisten. Um den Leistungsbereich von konventionellen Erzeugungsanlagen zu erhöhen und die Einspeisung von erneuerbaren, fluktuierenden Erzeugungsanlagen zu verstetigen, können Energiespeicher (ESS) in den Anlagenbetrieb integriert werden. Dabei stellt die Verwendung eines adiabaten Flüssigluftenergiespeichers (Adiabatic Liquid Air Energy Storage – A-LAES) eine großskalige Einsatzoption dar.

Fragestellung

Die fortlaufende Integration weiterer Kapazitäten von fluktuierenden erneuerbaren Energien in die globalen Energiemärkte erfordert Einsatzoptionen, die nicht nur zentral, sondern auch dezentral die Flexibilität und Stabilität des Energiesystems erhöhen. Die zeitliche Verschiebung von überschüssiger elektrischer Energie am Ort der Erzeugung mittels Energiespeicher ermöglicht aus volkswirtschaftlicher Sicht eine Kostenreduktion für das Energiesystem durch eine Minderung von energetischen Ausgleichsmaßnahmen im Verbundnetz. Demnach erscheint eine von der Speicherkapazität abhängige verstetigte Fahrweise der Anlagenkombination aus fluktuierend einspeisender erneuerbarer Erzeugung und elektrischem Energiespeicher als zielführend. Dabei erfordert diese Flexibilitätsoption großtechnische Tagesspeicher ohne Standortrestriktionen, um diverse fluktuierende Erzeugungsanlagen durch einen standortnahen Einsatz bedienen zu können. Zwei Technologien, die diese Anforderungen erfüllen sind der neuartige A-LAES sowie die aktuell international im Fokus stehenden Lithium-Ionen Batteriespeicher (BESS). Um deren technische und wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit in Verbindung mit der Photovoltaik (PV) bewerten zu können, wird als vergleichbares System ein am Markt integriertes solarthermisches Kraftwerk (CSP) mit thermischen Speicher (TES) gewählt. Aufgrund der verfügbaren Informationen und Kennzahlen, dient der spanische CSP Standort Andasol 3 als Vergleich. Demnach gilt es zu beantworten, ob die Kombinationen aus PV und A-LAES sowie PV und BESS gegenüber den bereits in Betrieb befindlichen CSP und TES Systemen technologisch und ökonomisch konkurrenzfähig sind.

Methodik

Der kombinierte Betrieb von PV und ESS wird in einer jährlichen, stündlich aufgelösten Betriebssimulation dargestellt. Diesbezüglich wird ein am Lehrstuhl Energiesysteme und Energiewirtschaft der Ruhr-Universität Bochum entwickeltes Simulationstool verwendet, das eine Modellierung anhand der vorgegebenen Rahmenbedingungen und Kennzahlen des CSP Andasol 3 zulässt und eine Berechnung der jährlichen Fahrweise der Systeme ermöglicht. Die stündlich aufgelösten PV-Modulleistungen für ein einachsig nachgeführtes System berechnen sich unter Einfluss der am Standort vorliegenden Einstrahlungs-, Umgebungstemperatur- und Windgeschwindigkeitswerte. In Abhängigkeit der Ausgabeparameter des PV-Modells erfolgt die Simulation des A-LAES sowie des BESS. Die relevanten Parameter sind dabei die durch das PV-System nach (AC, A-LAES) bzw. vor (DC, BESS) dem Inverter stündlich zur Verfügung stehende Leistung sowie die definierte, netzgebundene Nennleistung der Anlagenkombination. Mittels eines leistungsgebundenen Parameters kann Einfluss genommen werden auf die zur Verfügung stehende Überschussleistung des PV-Systems, die nicht in das Stromnetz eingespeist wird. Stattdessen wird diese genutzt, um den ESS zu beladen. Der Parameter definiert demzufolge den Last- punkt des PV-Systems, ab dem jede wetter- und strahlungsabhängige Leistungssteigerung dem Speicher zur Verfügung gestellt wird. Ist eine definierte Leistung des PV-Systems unterschritten, so wird die Differenz zur netzgebundenen Nennleistung der Anlagenkombination in Abhängigkeit des Beladungszustands des ESS ausgeglichen. Anhand der Simulation und der durch die im Verbundvorhaben Kryolens generierten Investitionen und

¹ Ruhr-Universität Bochum, Lehrstuhl Energiesysteme und Energiewirtschaft, Universitätsstraße 150, 44801 Bochum, Tel.: +49 (0)234/32-26378, fiebrandt@ee.rub.de, www.ee.rub.de

Betriebskosten, werden neben den Stromgestehungskosten (LCOE) weitere Kennzahlen zur techno-ökonomischen Bewertung der Anlagenkombinationen generiert.

Ergebnisse und Ausblick

Mittels der Informationen über den CSP und TES Standort Andasol 3, ergeben sich für die Anlagenkombinationen eine netzgebundene Nennleistung von 50 MW sowie eine Speicherkapazität von 7,5 Stunden. Weiterhin verfügt der A-LAES über eine Einspeicherleistung von circa 99 MW (AC), einer Ausspeicherleistung von 50 MW und einem Anlagenwirkungsgrad von ungefähr 50 %. Dabei kann die Einspeicherung auf bis zu vier Verflüssigungsstränge verteilt werden, um das Teillastverhalten zu verbessern. Demgegenüber wird der BESS mit circa 55 MW (DC) gespeist, sodass die Leistung bei Entladung nach Berücksichtigung von Batterie- und Inverterwirkungsgrad ebenfalls 50 MW (AC) beträgt. In Kombination mit den definierten Energiespeichersystemen erfolgt die Auslegung der erforderlichen PV-Peakleistung und den daraus resultierenden Investitionen und Betriebskosten iterativ anhand der erwarteten jährlichen Nettostromerzeugung des CSP und TES Systems von 175.000 MWh/a.

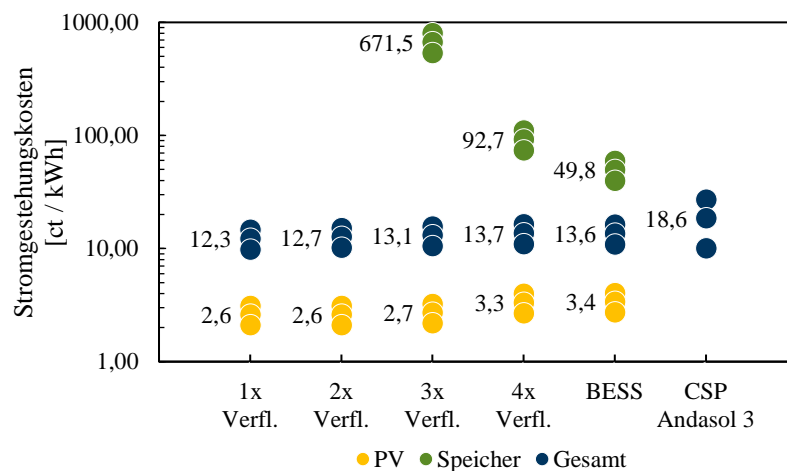


Abbildung 1: Stromgestehungskosten der betrachteten Energieerzeugungsanlagen in Kombination mit Energiespeichern bei einer erwarteten Nettostromerzeugung von 175.000 MWh/a am Standort Andasol 3 in Spanien

jährlichen ein und ausgespeicherten Energiemengen überlegen. Auch wenn die gesamt betrachteten LCOE beider Anlagenkombinationen identisch sind (vgl. 4x Verfl. und BESS) und sich im unteren Viertel der angenommenen LCOE für CSP und TES befinden, stellt der A-LAES aufgrund des schlechteren Teillastverhaltens nur die Hälfte der Energiemengen durch Speicherzyklen bereit, die BESS und TES realisieren können. Dabei resultieren die identischen gesamt LCOE aus einer größeren Netzeinspeisung durch PV, sodass die höheren LCOS der A-LAES durch das PV-System kompensiert werden und eine geringere zeitliche Energieverschiebung stattfindet.

Für weitere Analysen gilt es die Sinnhaftigkeit der geforderten Anwendungsfälle für die betrachteten Speichersysteme zu prüfen und inwiefern Anlagenvorteile ausgenutzt werden. Demnach ist es undynamischen Speichersystemen tendenziell möglich kostengünstiger größere Energiemengen zeitlich zu verschieben, sofern eine stark fluktuierende Einspeicherleistung aufgrund von Lastglättungen nicht bedient werden muss. Somit sind PV-Speicherkombinationen mit BESS und geringen Kapazitäten für Lastglättungen sowie A-LAES mit größeren Kapazitäten zur zeitlichen Verschiebung denkbar.

Danksagung

Die vorgestellten Ergebnisse wurden im Rahmen des Verbundvorhabens Kryolens ‚Kryogene Luftspeicherung‘ erarbeitet, das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Förderkennzeichen 03ET7068F unterstützt wird.

Die anhand der Simulation ermittelten LCOE der Anlagenkombinationen (inkl. eines Unsicherheitsbereichs von $\pm 20\%$ der Investitionen) lassen eine Konkurrenzfähigkeit gegenüber den am Markt in Betrieb befindlichen CSP und TES Systemen schlussfolgern (vgl. Abb. 1). Dabei ist zu berücksichtigen, dass die LCOE der Andasol 3 Anlage nicht exakt bekannt sind und zwischen einem relativ unpräzisen Bereich von 10,12 und 27,10 ct/kWh liegen. Die Kombination aus PV und BESS erscheint dem A-LAES im Hinblick auf die speicherbezogene LCOE (LCOS) aufgrund der

3.2.4. Graue Energie und Flächenverbrauch von PV Anlagen und anderen erneuerbaren/fossilen Energiequellen

Manuela FRANZ¹, Michael NARODOSLAWSKY²

Inhalt

Seit dem Jahr 2010 hat sich die Gesamtnennleistung der global installierten Photovoltaikanlagen etwa verzehnfacht [1]. Auf EU-Ebene wurde im selben Zeitraum die vierfache Nennleistung neu installiert [2]. Ebenfalls in der EU haben sich die installierte Nennleistung von Windkraftanlagen und die produzierte elektrische Energie von Biogasanlagen im gleichen Zeitraum etwa verdoppelt [2]. Der Maßstab für die Nachhaltigkeit der Erzeugung elektrischer Energie ist derzeit fast ausschließlich mit der Reduktion von Treibhausgasemissionen verknüpft. Es zeigt sich jedoch, dass im Zuge der Technologieentwicklung im elektrotechnischen Bereich im Allgemeinen und insbesondere der Entwicklung nachhaltiger Energiesysteme, zukünftig eine Vielzahl an neuen ökologischen Herausforderungen entstehen [3]. Dies betrifft unter anderem, neben dem veränderten Bedarf sowohl an erneuerbaren Ressourcen als auch nicht erneuerbaren Ressourcen wie Lithium oder seltene Erden, neuartige Abfallströme und eine signifikante Zunahme des direkten Landverbrauchs.

Die Erzeugung elektrischer Energie auf Basis erneuerbarer Quellen ist direkt verbunden mit einer dauerhaften Flächenbesetzung während der Betriebsphase, welche der Gebrauchsphase in einer Ökobilanz entspricht. Dies ist unmittelbar ersichtlich am Beispiel von sogenannten Energiepflanzen, Freiflächen-Photovoltaikanlagen oder Speicherkraftwerken. Die Vervielfachung der installierten Leistung von erneuerbaren Energiesystemen während der letzten Dekade stellt nur einen Anfang des zu erwartenden zukünftigen Ausbaus dar. Durch die geplante Elektrifizierung der Mobilität, den zunehmenden Einsatz von Wärmepumpen und paralleler globaler Digitalisierung aller Lebens- und Industriebereiche wird sich der elektrische Energiebedarf in der EU bis 2050 um (niedrig) prognostizierte 25 % erhöhen. Gleichzeitig soll die fossile Energieerzeugung auf erneuerbare Energiequellen umgestellt werden, was eine Verdreifachung der erneuerbaren Energiequellen bedeutet [4]. Damit einhergehend wird proportional dazu auch der Flächenbedarf steigen, welcher in zunehmender und kritischer Konkurrenz mit der Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln, Industrierohstoffen und der Erhaltung von natürlichen Habitaten steht.

Ziel dieser Arbeit ist ein Vergleich der Umweltauswirkungen der wichtigsten fossilen und erneuerbaren Energiequellen per produzierter kWh für die Midpoint-Wirkungskategorien *Carbon Footprint* bzw. *Global warming potential* und *Agricultural land occupation* sowie den hochaggregierten *Sustainable Process Index SPI* [5].

Methodik

Die standardisierte Ökobilanzierung ist ein etabliertes und global angewandtes Werkzeug, um die Umweltauswirkungen anthropogener Aktivitäten zu quantifizieren und darzustellen. Die dazugehörigen Basisdaten für die Erstellung einer Sachbilanz werden u.a. von der ecoinvent-Datenbank zur Verfügung gestellt, welche für den elektrotechnischen Bereich und den Energiesektor umfassende Sachbilanzdaten enthält [6].

Im Sektor der Photovoltaikanlagen wird der Anteil der "Grauen Energie", d.h. der Herstellungenergie per produzierter kWh, in Abhängigkeit des Herstellungslandes verglichen und die Auswirkungen von unterschiedlichen Herstellungs- und Betriebsarten diskutiert. In einem folgenden Gesamtvergleich wird der *Carbon Footprint* dem *SPI* für alle wesentlichen erneuerbaren und fossilen Energiequellen per kWh für den EU-Durchschnitt sowie für Österreich gegenübergestellt und analysiert. Als Datengrundlage werden die Versionen Ecoinvent 2.2 und 3.4 verwendet.

¹ Technische Universität Wien, Institut für Sensor- und Aktuatorssysteme, Gußhausstraße 27-29/E366, 1040 Wien, Tel. +43-1-58801-36621, manuela.franz@tuwien.ac.at, <https://www.isas.tuwien.ac.at/>

² Technische Universität Graz, Institut für Prozess- und Partikeltechnik, Inffeldgasse 13/III, 8010 Graz, narodoslawsky@tugraz.at, <https://www.tugraz.at/institute/ippt/home/>

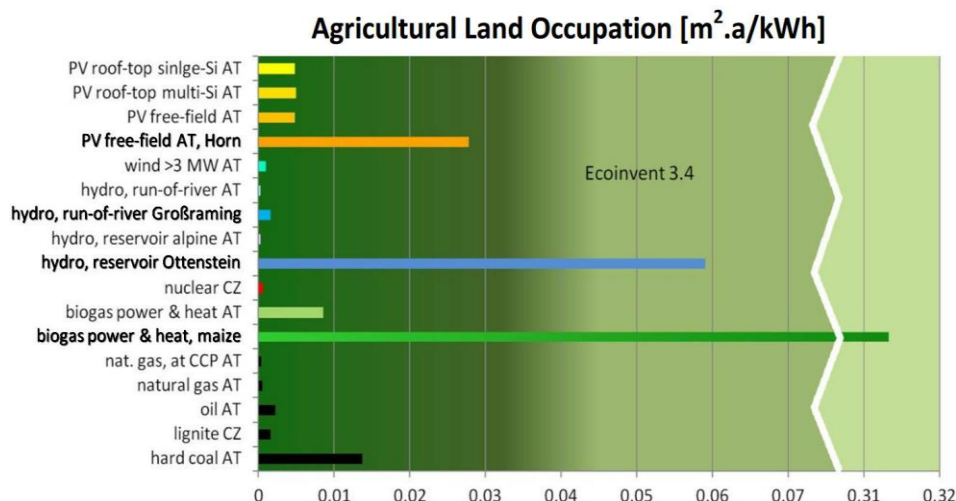
Für eine zukünftige Abschätzung des direkten Landverbrauchs erneuerbarer Energiequellen werden die Sachbilanzdaten der Wirkungskategorie *Agricultural land occupation* für alle Österreich zugeordneten Energiequellen kritisch analysiert und Neuberechnungen für Photovoltaikanlagen, Windkraftanlagen, Laufkraft- und Speicherkraftwerke sowie Biogasanlagen durchgeführt und verglichen. Datengrundlage hierfür ist Ecoinvent 3.4.

Ergebnisse

Der Vergleich des *Carbon Footprint* zeigt erwartungsgemäß, dass alle fossilen Energiequellen ein weitaus größeres CO₂-Äquivalent per kWh zeigen als erneuerbare Quellen. Allerdings gibt es erhebliche Unterschiede bei den absoluten Werten zwischen den Berechnungen auf Basis Ecoinvent 2.2 und 3.4 sowie zwischen den einzelnen Energiequellen im Europäischen Mittel und Österreich. Bei Ökobilanz-Vergleichsstudien mit historischen Daten muss deshalb sehr genau auf die jeweiligen Datengrundlagen geachtet werden, um falsche Schlussfolgerungen hinsichtlich vermeintlicher Emissionsveränderungen, die eventuell nur auf anderen Berechnungsmodellen basieren, zu vermeiden.

Die Ergebnisse der ganzheitlichen hochaggregierten Bewertungsmethode *SPI* zeigen, dass Braunkohle, gefolgt von Kernkraft und Steinkohle, einen deutlichen Umwelt-Hot-Spot im Gegensatz anderer fossiler Quellen aufweisen. Im Bereich erneuerbarer Energiequellen zeigen PV-Technologie und Biogasanlagen signifikant höhere Werte als Wind- und Wasserkraft.

Eine genaue Analyse der Sachbilanzdaten von Ecoinvent 3.4 zeigt, dass der direkte Landverbrauch in der Betriebsphase aller Kraftwerkstypen nicht berücksichtigt wird. Die ermittelten Ergebnisse beziehen



sich ausschließlich auf Rohstoffabbau, Anlagengerrichtung und energetischen Eigenverbrauch im Betrieb. Im Fall der Biogasanlage wird als Energierohstoff nur Bioabfall und Klärschlamm berücksichtigt. Der neu ermittelte Landverbrauch erneuerbarer Energiequellen zeigt die Dringlichkeit einer umfassenden Neubewertung auf.

Abbildung 1: Direkter Landverbrauch gemäß Ecoinvent 3.4 und Neuberechnungen des Flächenbedarfs (fett).

Referenzen

- [1] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE with support of PSE GmbH (2019). "Photovoltaics Report," Freiburg, 14 November 2019. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf> (24.11.2019).
- [2] EurObserver (2019). Photovoltaic Barometer 2011/2019, Wind Energy Barometer 2011/2019, Biogas Barometer 2012/2017. <https://www.eurobsv-er.org/> (24.11.2019).
- [3] Franz, Manuela (2019). Environmental Assessment of New Electrical and Electronic Appliances and Energy Supply Systems. Dissertation, TU Wien, 2019.
- [4] Mantzos, L.; Wiesenthal, T.; Neuwahl, F.; Rózsai, M. (2019). The POTEnCIA Central scenario: An EU energy outlook to 2050. EUR 29881 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2019, ISBN 978-92-76-12010-0, doi:10.2760/32835, JRC118353, S. 28.
- [5] Narodslawsky M.; Krotscheck C.; (1995). The sustainable process index (SPI): Evaluating processes according to environmental compatibility; J. of Hazardous Materials, 1995, 41 (2+3), 383-397. Siehe auch: <http://spionweb.tugraz.at/> (24.11.2019).
- [6] Ecoinvent (2019). <http://www.ecoinvent.org/> (24.11.2019).

3.2.5. Konzepte zur autarken Stromversorgung für Campingplätze im Saisonbetrieb

Jonas KORNHUBER¹, Udo BACHHIESL¹

Allgemeines und Ausgangslage

Die Transformation der Energieversorgung von einem zentralen Erzeugungssystem mit wenigen großen Energieerzeugern auf Basis fossiler Energieträger und Kernenergie zu einem dezentralen System mit vielen kleinen, untereinander vernetzten Erzeugern auf Basis erneuerbarer Energie (EE), ist bereits seit Jahren Konsens in Politik und Wirtschaft. Wie allgemein bekannt, steht der Kohleausstieg für Deutschland fest, wenn auch erst bis zum Jahr 2038 und auch der Ausstieg aus der Kernenergie ist bereits seit einigen Jahren für das Jahr 2022 vereinbart.

Neben der Endlichkeit fossiler Ressourcen spielt heute vor allem die Vermeidung und Verminderung von Umweltschäden eine wesentliche Rolle als treibende Kraft für den Umstieg auf EE. Im Zentrum der Problematik steht dabei, die aus der CO₂-Emission resultierende Erderwärmung. Wird der Ausstoß von CO₂ nicht reduziert, gehen RCP (Representative Concentration Pathways) Szenarien bereits von einer globalen Erwärmung bis zu etwa 4°C bis zum Jahre 2100 aus (IPCC, 2013, S. 1054).

Betrachtet man Norddeutschland, so tragen erneuerbare Energien bereits einen großen Teil zur elektrischen Energieversorgung bei. Laut eines Berichtes des Schleswig-Holsteinischen Energiewendeministeriums, produzieren Wind und Biomasse mit 22 TWh/a bereits 150 % des jährlichen Strombedarfs von Schleswig-Holstein. Selbiger Bericht beziffert jedoch auch, dass in Schleswig-Holstein allein im Jahr 2018 ca. 2.860 GWh aus Windenergie abgestellt und somit nicht produziert wurden, da die Netze den Strom nicht aufnehmen und übertragen konnten (Ministerium für Energiewende, 2019). Daraus wird deutlich, dass es beim Ausbau der erneuerbaren Energie nicht bloß mit der Errichtung weiterer Kraftwerke getan ist.

Im Fokus dieser Forschungsarbeit steht der in Dahme an der Ostsee gelegene Campingplatz Stieglitz. Es wird untersucht, wie die Erzeugung von erneuerbarem Strom, dazu passenden Speichertechnologien, Energieeffizienzmaßnahmen und der ganzheitlichen Betrachtung aller Energieverbraucher (Strom, Wärme, Mobilität) zu einer nachhaltigen und wirtschaftlichen Energieversorgung beitragen.

Folgende Fragestellungen wurden in der durchgeführten Arbeit erörtert:

- 1) Welcher Autarkiegrad lässt sich mit den aktuellen Rahmenbedingungen am Campingplatz Stieglitz unter technischen und ökonomischen Gesichtspunkten erreichen?
- 2) Bietet der Saisonbetrieb des Campingplatzes einen Vorteil gegenüber einem ganzjährigen Betrieb? Wie autark wäre selbiges Konzept für einen normalen Haushalt?
- 3) Käme ein komplett autarkes System für den Campingplatz Stieglitz in Betracht und welcher Mehraufwand würde dabei entstehen?
- 4) Welche Standortfaktoren beeinflussen die autarke Energieversorgung positiv und gibt es europäische Länder mit günstigen Voraussetzungen hierfür?

Methodische Vorgangsweise

Zunächst werden die technischen Möglichkeiten zur Stromerzeugung und -speicherung erörtert, wobei der Fokus auf aktuelle am Markt verfügbare Technologien gelegt wurde. Im Anschluss daran wurden mögliche relevante Energieeffizienzmaßnahmen erläutert.

Im weiteren Verlauf wird der Campingplatz Stieglitz hinsichtlich der vorhandenen Objekte und Infrastruktur näher beschrieben, wobei auch auf die Rahmenbedingungen vor Ort eingegangen wurde (z.B. Analyse der Klimadaten). Daran an, schließt sich die Energie Bedarfsanalyse. Dazu wird ein Lastprofil des Campingplatzes aus 2018 untersucht, da der Verbrauch Rückschlüsse auf den Gesamtverbrauch sowie die zeitliche Verteilung gibt. Außerdem werden örtliche Gegebenheiten, welche

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation/Technische Universität Graz, Inffeldgasse 18 8010 Graz, +43 316 873 7903, +43 316 873 107903, bachhiesl@tugraz.at, www.IEE.TUGraz.at

sich auf die Nutzung erneuerbarer Energie auswirken, dargelegt. Unter Berücksichtigung der Aspekte, welche in der Beschreibung des Campingplatzes erläutert wurden, wird im Anschluss eine begründete Vorauswahl geeigneter Technologien getroffen.

Um ökonomische Aspekte zu beachten, werden die aktuell zu erwartenden Kosten für die Installation und den Betrieb erneuerbarer Energieanlagen evaluiert. Aktuell zu erwartende staatliche Förderungen werden ebenfalls geprüft. In einem Modell werden alle vorhandenen Daten zusammengefügt und auf Stundenbasis analysiert. Die Erzeugung basiert dabei auf den Klimadaten, ist jedoch in ihrer Kapazität variabel und um die zeitliche Übereinstimmung anzupassen, wird ein Speicher in das Modell integriert. Ziel des Modells ist es, die nötige Erzeugungs- und Speicherkapazität zu berechnen. Das Modell berücksichtigt dabei die anfallenden Kosten und gibt diese in einer Annuität an. Anhand der berechneten Daten ergeben sich Werte für den Autarkiegrad sowie den Eigenverbrauchsanteil. Mit dem Modell werden verschiedene Szenarien erstellt sowie diskutiert und es werden Handlungsempfehlungen zur Umsetzung erarbeitet.



Abbildung 2: Lageplan des untersuchten Campingplatzes

Ergebnisse und Fazit

Basierend auf einer Analyse der verfügbaren Technologien und der Rahmenbedingungen des betrachteten Objektes konnte eine Vorauswahl für Erzeugungs- und Speichertechnologien für den Campingplatz Stieglitz getroffen werden. Nach Evaluierung der Kosten für Photovoltaik und Li-Ionen Akkumulatoren konnte mithilfe eines entwickelten Modells gezeigt werden, dass sich durch Stromerzeugung aus Photovoltaik in Kombination mit einem Speichersystem ein signifikanter Teil des Strombedarfs decken lässt. Es konnte aufgezeigt werden, dass Autarkiegrade von über 90 % über eine Laufzeit von 20 Jahren tragfähig und sogar kostengünstiger als netzbezogener Strom ist. Je nach zur Verfügung stehender Fläche lassen sich wirtschaftliche Konzepte an dem untersuchten Campingplatz realisieren. Jedoch nimmt der Autarkiegrad mit kleiner werdenden Flächen sukzessive ab. Werden nur die Dächer der Mobilheime für die Installation von PV verwendet, ließe sich bereits ein Autarkiegrad von 71 % ökonomisch erreichen. Dass sich der saisonale Betrieb signifikant besser zur Eigenversorgung mit PV-Strom erweist (ein um bis zu 17 % höherer Autarkiegrad gegenüber einem ganzjähriger Betrieb), konnte ebenfalls dargelegt werden. Die Frage nach einer komplett autarken Lösung konnte hingegen in dieser Untersuchung für den Campingplatz als ökonomisch nicht tragbar deklariert werden. Die saisonale Diskrepanz von Erzeugung und Verbrauch erfordert Speicherkapazitäten, welche sich selbst unter Idealbedingungen nicht durch aktuelle Akkutechnologie wirtschaftlich realisieren lassen. Bei der Frage der Übertragbarkeit auf andere Standorte konnte anhand eines Beispiels dargelegt werden, dass sich das Konzept im Süden Europas deutlich besser umsetzen ließe. Neben dem Strompreis spielt vor allem die höhere Sonneneinstrahlung eine zentrale Rolle, welche bei gleicher Erzeugungskapazität knapp 80 % mehr Stromertrag generiert. Somit stellt das Konzept besonders für strahlungsreiche Regionen eine wirtschaftliche Alternative zur konventionellen Stromversorgung dar.

3.3. PHOTOVOLTAIK II (STREAM B3)

3.3.1. Gefährdet ein zu starker politischer fokus auf den Photovoltaik-Ausbau die systemstabilität?

Daniel WIBMER¹

Einleitung

In den letzten Monaten mehrte sich der Widerstand beim Windkraftausbau an Land, insbesondere in Deutschland wo die Windanlagen in manchen Regionen bereits das Landschaftsbild dominieren. Solch eine Entwicklung war zwar absehbar, wurde in den Klimazielen der europäischen Regierungen bisher jedoch nicht adäquat berücksichtigt. Eine Absenkung der Wind-Ausbau-Ziele an Land erscheint gemäß Interpretation der aktuellen Pressmeldungen die logische Konsequenz. Politisch wird man versuchen dies durch eine Erhöhung des Photovoltaik-Ausbau-Ziels zu kompensieren. In diesem Beitrag möchten wir die Konsequenzen einer Verlagerung des Erneuerbaren-Ausbau Richtung Photovoltaik (PV) verdeutlichen.

Politischer Fokus liegt meist auf bilanziellen Betrachtungen und Jahreswerten

Im politischen Diskurs liegt der Fokus für gewöhnlich auf Jahreswerten. Eine Vereinfachung die eine Festlegung von quantitativen Zielen erleichtert, jedoch entscheidende Aspekte vernachlässigt bzw. ausblendet. Auf Jahresbasis erscheinen die Ziele für den Erneuerbaren Ausbau oft plausibel, im Detail, bei Betrachtung der monatlichen und stündlichen Werten, werden jedoch schnell einige Schwierigkeiten offenkundig.

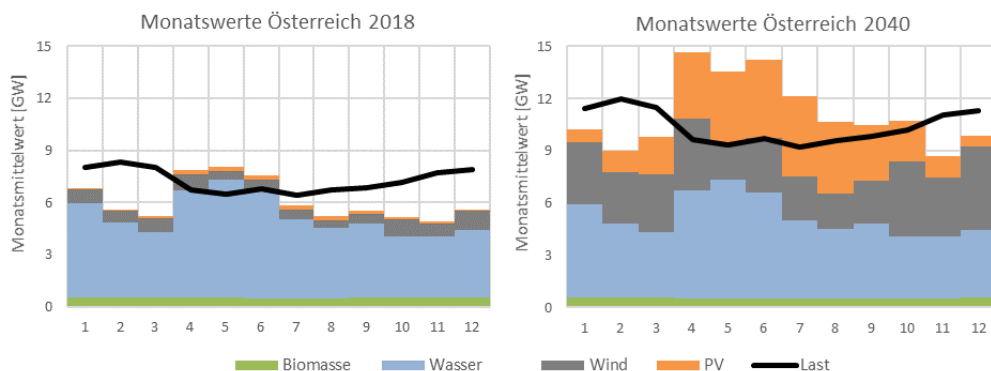


Abbildung 1: Monatswerte für Österreich in 2018 und 2040 basierend auf Daten der ENTSO-E Transparency, skaliert um Werte für Wind und PV des TYNDP 2020, Szenario National Trends.

Im Vergleich zum Jahr 2018 wird es in 2040 deutlich größere Mengen an Erzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) geben, die aufgrund des PV-Ausbaus jedoch hauptsächlich im Sommer anfallen, wo bereits in 2018 im Monatsdurchschnitt eine gute Versorgung gegeben ist. Abbildung 1 zeigt vereinfacht die Werte der ENTSO-E Transparency für 2018 mit hochskalierten Werten für Wind und PV anhand der installierten Leistungen laut Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2020, Szenario National Trends. Es wird ersichtlich, dass bereits auf Monatsbasis starke EE-Überschüsse im Frühjahr/Sommer bestehen werden. Eine Zunahme des Stromverbrauchs (Last), wie vom TYNDP 2020 unterstellt, dämpft zwar die Überschüsse im Frühjahr/Sommer erhöht auf der anderen Seite jedoch auch die „Winterlücke“, also die Fehlmengen an EE-Erzeugung in den Wintermonaten. Eine Reduktion der Ausbauziele für Wind an Land in Kombination mit einem zusätzlichen Ausbau der PV wird diese Situation weiter verschärfen.

¹ TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, Eduard-Wallnöfer-Platz 2, 6020 Innsbruck, daniel.wibmer@tiwag.at, www.tiwag.at

Einfach exportieren! Aber wohin?

Erzeugungs-Überschüsse in gewissen Zeiteinheiten sind an sich noch kein Problem, sofern die Möglichkeit eines Exports in Nachbarländer bei zeitgleichem Bedarf oder eine zeitliche Verlagerung über eine längerfristige Speicherung besteht. Schwierig wird es dann, wenn die Überschüsse in Österreich zeitgleich mit Überschüssen in den Nachbarländern bestehen und somit diese Strommengen nicht exportiert werden können. Abbildung 2 soll dies anhand der Residuallast in 2040 für Österreich im Vergleich zur Residuallast der Nachbarländer mit Interkonnektor-Anbindung verdeutlichen. Die Nachbarländer können maximal in der Höhe ihrer positiven Residuallast importieren. Darüber hinaus ist der Export von Österreich mit der Höhe der verfügbaren Interkonnektor-Kapazitäten beschränkt. Eine anderweitige Nutzung bis hin zur Abregelung ist insbesondere bei hoher PV-Erzeugung notwendig, da deren Erzeugung eine hohe Korrelation zwischen den Ländern aufweist, wodurch im Frühjahr/Sommer in vielen Ländern gleichzeitig Überschüsse bestehen. Ein Teil der Überschüsse aus der Photovoltaik-Erzeugung kann sicherlich mit Batteriespeichern verlagert werden, hier ist jedoch aufgrund der beschränkten Energiemengen lediglich eine Tag-Nacht-Verlagerung möglich. Die Überschüsse im Frühjahr/Sommer bleiben bestehen.

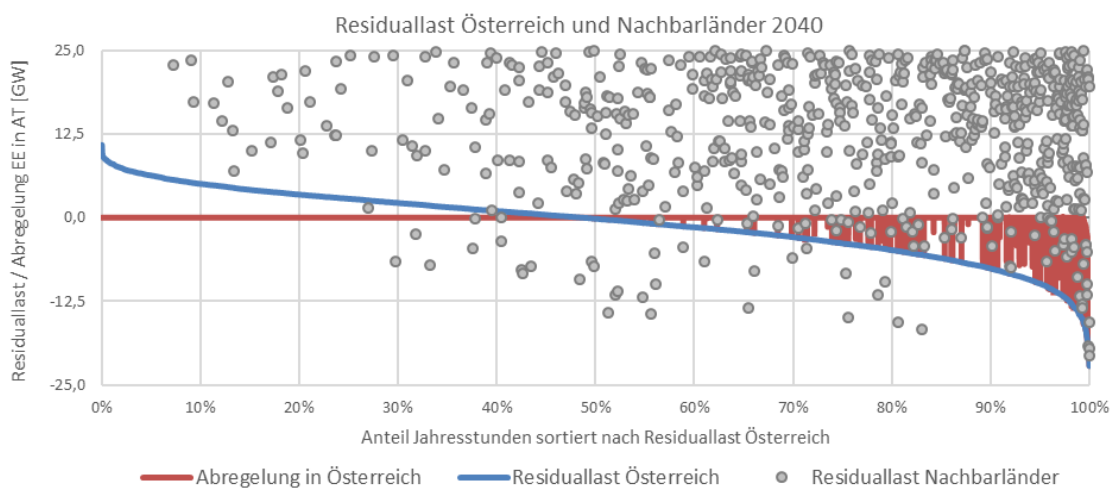


Abbildung 2: Residuallast in Österreich im Vergleich zur Residuallast der Nachbarländer mit Interkonnektor-Anbindung (DE, CH, IT, SL und HU) mit dadurch bedingter Abregelung von EE-Erzeugung.

Eine Verschiebung der Ausbauziele von der Windkraft an Land hin zur Photovoltaik hätte weitreichende Konsequenzen und bringt einige Schwierigkeiten mit sich:

- Häufige Überschüsse an Erzeugung aus Erneuerbaren Energien im Frühjahr/Sommer. Abregelungen zur Gewährleistung der Systemstabilität und somit Verlust der Erzeugung wären die Folge. Darüber hinaus würde die Wertigkeit dieser Erzeugung aufgrund des Überangebots stark unter Druck geraten. Dies würde bedeuten, dass sich die Photovoltaik am Markt nicht refinanzieren kann und von Zuschüssen bzw. Förderungen abhängig bleibt.
- Es ergibt sich durch die PV nur eine geringfügige Verbesserung der Versorgungslage in den Wintermonaten. Dadurch verbleibt eine erhebliche Versorgungslücke im Winter, die nur schwer durch Importe gedeckt werden kann, da die Nachbarländer sich in einer ähnlichen Situation befinden werden. Dies macht weiterhin den Einsatz und sogar Ausbau von thermischen Kraftwerken notwendig, was sich negativ auf die CO₂-Bilanz und die Systemkosten auswirkt.
- Speicherlösungen mit hohen Energieinhalten werden notwendig, um die Überschüsse von Frühjahr/Sommer in den Winter bzw. von Wochen mit viel PV-Erzeugung in jene mit wenig PV-Erzeugung verlagern zu können. Batteriespeicher sind aufgrund der geringen Speicherkapazität dafür ungeeignet. Es sollten effiziente Lösungen wie Wasser-Saisonspeicher bevorzugt werden, aber auch Power2Gas-Lösungen werden notwendig werden. Die Kosten für derartige Speicherlösungen sind erheblich und müssen bei einer Strategie mit verstärktem PV-Ausbau berücksichtigt werden. Eine reine Betrachtung der Gestehungskosten der Photovoltaik greift zu kurz und führt zu volkswirtschaftlichen Fehlentscheidungen.

3.3.2. Impact of the Load Modeling on the Optimal Selection of Rooftop Surfaces for PV Installation

Nevena SREČKOVIĆ¹, Gorazd ŠTUMBERGER²

Summary

Integration of the distributed generation units into the electric distribution networks (DNs) is proliferated by the technological development as well as the current political and environmental directives. Slovenia is considered to be a country with an underutilized solar potential [1]. Therefore, the rooftop surfaces of its urban areas offer a possible solution to a larger scale integration of the photovoltaic (PV) systems into the low voltage parts of its DN. However, in order to select the rooftop surfaces, which are the most suitable for the PV installation, a wholesome approach should be taken, and both time-dependent network operation as well as the behavior of the loads should be considered simultaneously with the actual data regarding the availability of the solar energy on a considered area.

The previous work of the authors presented a methodology for determining rooftop surfaces suitable for the installation of PV systems, based on the simultaneous consideration of a high-resolution PV potential assessment as well as the time-dependent consideration of the DN operation [2]. LiDAR (Light Detection And Ranging) data and long-term direct and diffuse irradiance measurements by a pyranometer were used for performing a high resolution, spatio-temporal assessment of the solar and PV potential [3]. However, the rooftop surfaces rated as highly suitable for PV installation are not necessarily the most suitable from the network operation standpoint. Therefore, a model of a DN supplying the network, equipped with the time-dependent measurements of the power loading were utilized to assess the impact that the additional PV generation might have on network operation. Evaluation of the network operation and calculation of the network losses is performed through a load flow analysis, namely a “backward-forward sweep” [4] load flow method. The proposed methodology is a two-step procedure. Firstly, a Differential Evolution [5] based optimization algorithm finds such additional PV generation that yields minimum annual energy losses in the network, while ensuring the proper voltage profiles and prevents the thermal overloading of the power lines. The PV generation profiles used are obtained from the PV assessment data. The second step includes a selection procedure that considers the both aspects, i.e. the actual PV potential and network operation, in order to select such rooftop surfaces, capable of generating the power determined in the optimization step. Figure 1 shows how all the above-mentioned aspects, presented as layers, overlap in order to create a wholesome approach to solving the problem of optimal selection of rooftop surfaces for PV installation.

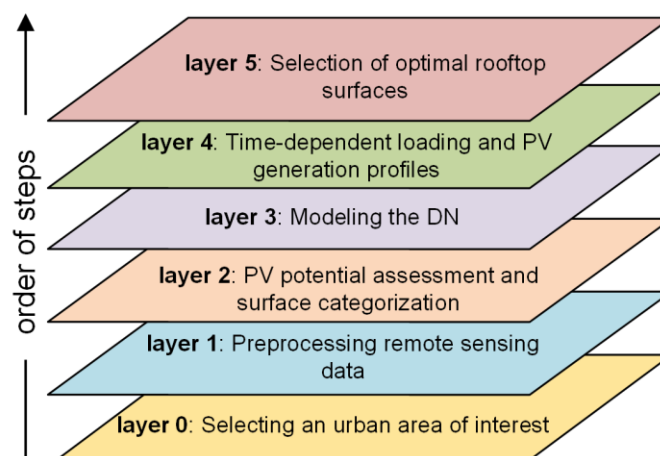


Figure 1: Overlapping layers for optimal selection of rooftop surfaces for PV installation.

¹ University of Maribor, Faculty of Electrical Engineering and Computer Science, Laboratory for Power Engineering, Koroška cesta 46, 2000 Maribor, tel. +386 2 220 7056 nevena.sreckovic@um.si

² University of Maribor, Faculty of Electrical Engineering and Computer Science, Laboratory for Power Engineering, Koroška cesta 46, 2000 Maribor, tel. +386 2 220 7075, gorazd.stumberger@um.si

The initial methodology considered that the power consumed by the loads is independent from the system voltage, i.e. all loads were presented using a constant power loading model. However, if the loads in the network behave differently and their consumption changes with the supply voltage, the impact of the additional PV generation on power losses changes as well. This paper, therefore, presents the analysis of the impact that the different loading models have on optimal selection of rooftop surfaces for PV installation. In order to adequately describe the dependence of the power consumed from the supply voltage a polynomial model of the active and reactive power consumed in a node is utilized [6].

The analysis is performed on a real, urban low voltage part of the network supplying the city of Maribor, presented in Figure 2. Polygons of different colors represent rooftop surfaces with the PV assessment performed, considered for possible PV installation. The polygons are colored, based on their suitability for PV installation from the PV potential standpoint. The results will show how two extreme cases of the consideration of the loads – constant power and constant impedance loading models, have on optimal accommodation of the PV systems and how this installation affects the network operation.

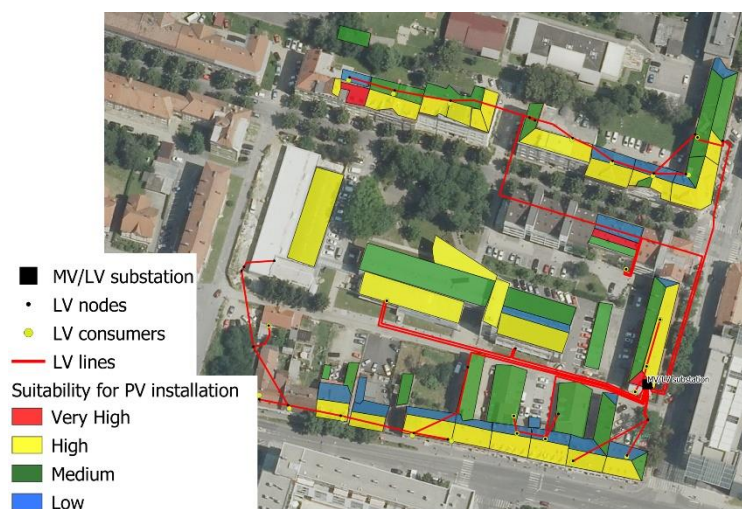


Figure 2: Low voltage test site.

References

- [1] M. Košir, I. G. Capeluto, A. Krainer, and Ž. Kristl, "Solar potential in existing urban layouts-Critical overview of the existing building stock in Slovenian context," *Energy Policy*, vol. 69, pp. 443–456, 2014.
- [2] N. Srečković, N. Lukač, B. Žalik, and G. Štumberger, "Determining roof surfaces suitable for the installation of PV (photovoltaic) systems, based on LiDAR (Light Detection And Ranging) data, pyranometer measurements, and distribution network configuration," *Energy*, vol. 96, 2016.
- [3] N. Lukač, S. Seme, D. Žlaus, G. Štumberger, and B. Žalik, "Buildings roofs photovoltaic potential assessment based on LiDAR (Light Detection And Ranging) data," *Energy*, vol. 66, pp. 598–609, Mar. 2014.
- [4] D. Thukaram, H. M. Wijekoon Banda, and J. Jerome, "A robust three phase power flow algorithm for radial distribution systems," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 50, no. 3, pp. 227–236, 1999.
- [5] R. Storn and K. Price, "Differential Evolution – A Simple and Efficient Heuristic for global Optimization over Continuous Spaces," *J. Glob. Optim.*, vol. 11, no. 4, pp. 341–359, 1997.
- [6] W. H. Kersting, *Distribution system modeling and analysis*. CRC Press, 2002.

3.3.3. Nichtlineare MPC Regelung einer kombinierten Photovoltaik Heimspeicheranlage

Muni Venkata Sai Kumar KONDURU^{1(*)}, Harald KIRCHSTEIGER¹

Hintergrund der Arbeit

Photovoltaik (PV) Anlagen in Kombination mit elektrischen Kleinspeichern im Bereich von einigen wenigen kWh halten vermehrt Einzug in private Wohnhäuser [1]. Des Weiteren sind tageszeitaktuelle Bezugspreise elektrischer Energie mittlerweile für Privatverbraucher verfügbar. Bei der Kombination aller dieser Faktoren stellt sich die Frage, wie das Gesamtsystem betrieben werden soll, um die Energiekosten aus Sicht des Endkunden zu minimieren.

Grundsätzlich gilt es als optimal die erzeugte PV Energie sofort zu verbrauchen und etwaige Überschüsse einzuspeichern. Die gespeicherte Energie sollte genau dann zum Einsatz kommen, wenn der Bedarf höher als die aktuelle PV Leistung ist und der aktuelle Bezugspreis aus dem Netz am höchsten ist. Dies erfordert jedoch die Kenntnis der zukünftigen Verbräuche und Erträge um sicherzustellen, dass in diesem Fall noch gespeicherte Energie vorhanden ist. Diese Berechnungen erfordern einen systematischen Algorithmus, Lösungsansätze wurden z.B. in [2], [3] präsentiert.

Methodologie

In dieser Arbeit wurde ein nichtlinearer, modellprädiktiver Regler (NMPC) entworfen welcher basierend auf Vorhersagen des Energieverbrauchs, der Energieerzeugung mittels PV und der Netzbezugspreise die bestmögliche Betriebsweise der Batterie ermittelt. Die Energieübertragung (PV – Last – Netz – Batterie) erfolgt zentral über einen Wechselrichter, welcher bedingt durch die interne Leistungselektronik betriebspunktabhängige Verluste aufweist. Die Wirkungsgrade variieren im Bereich von ca. 96% bei Nennleistung bis zu ca. 40% im Teillastbereich sehr stark und wirken sich beträchtlich auf die Energieflüsse aus. Ein NMPC bietet im Vergleich zum linearen MPC die Möglichkeit, diese Wirkungsgrade explizit zu berücksichtigen.

Ergebnisse

Zunächst wurde eine Abtastrate von 1 Stunde angenommen, d.h. sowohl der PV Ertrag als auch die elektrische Last wurde als konstant innerhalb dieses Zeitraumes angenommen. Die Netz-Bezugskosten sind bereits als Stundendaten verfügbar. Die Aufgabe des NMPC ist es nun, für jede Stunde die bestmögliche Batterielade bzw. –entlade-Leistung zu finden, damit die Gesamtkosten für den Anlagenbetreiber möglichst gering sind. In den exemplarisch gezeigten Resultaten in Abbildung 1 wurde ein Prädiktionshorizont von 48 Stunden und ein Kontrollhorizont von 10 verwendet. Die Vorhersagen wurden zunächst als ideal angenommen. Ein systematischer Vergleich von NMPC und einer Standardregelung wird bei Annahme des Abstracts im full Paper ausführlich dargelegt.

¹ University of Applied Sciences Upper Austria, Research Group ASiC, Wels, Austria, muni.konduru@students.fh-wels.at, harald.kirchsteiger@fh-wels.at

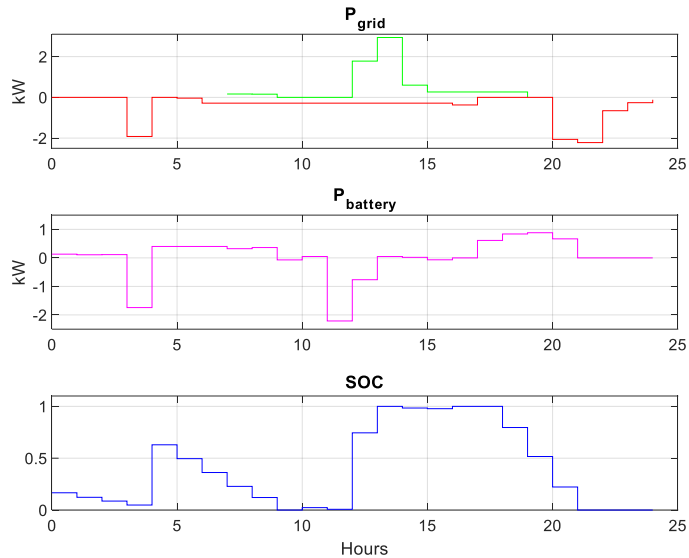


Abbildung 1: Netzleistung (rot=Bezug, grün=Einspeisen), Batterieleistung und state-of-charge (SOC) in einem Zeitintervall von einem Tag. Zum Zeitpunkt $t=4h$ wird die Batterie vom Netz geladen, da der Netzbezugspreis äußerst günstig ist.

Danksagung

Dieses Projekt wird aus Forschungsförderungsmitteln des Landes Oberösterreich finanziert.

Referenzen

- [1] P. Rechberger and G. Steinmaurer, "Feldtestergebnisse der Auswertung der OÖ Speicherförderung", presented at 32nd Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, Germany, 2017.
- [2] H. Kirchsteiger, P. Rechberger, and G. Steinmaurer, "Cost-optimal control of photovoltaic systems with battery storage under variable electricity tariffs," *e&I Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol.133, no.8, pp. 371-380, 2016.
- [3] K. Worthmann, C. M. Kellet, P. Braun, L. Grüne, and S. R. Weller, "Distributed and Decentralized Control of Residential Energy Systems Incorporating Battery Storage," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 4, pp.1914-1923, 2015.

3.3.4. PV-Leistungsprognosen: Optimierung und Anwendung

Lukas GAISBERGER¹ und Robert HÖLLER¹

Inhalt

In den letzten Jahren hat sich der Anteil erneuerbarer Energien und im Besonderen der Photovoltaik (PV) im österreichischen und internationalen Energiesystem deutlich erhöht. In Hinblick auf die momentanen gesellschaftlichen und politischen Vorgänge in Europa wie auch national, ist von einer Intensivierung des PV-Ausbaus auszugehen. Dieser Trend hat einen positiven Effekt auf die Erreichung der Klimaziele, bringt jedoch auch Hürden hinsichtlich der Planbarkeit der Energieverteilung und -nutzung mit sich. Die Prognose der volatilen Erzeugung von PV-Anlagen spielt dabei eine zentrale Rolle. Derzeit werden Prognosemodelle verwendet, die nur teilweise für erneuerbare Energien optimiert sind. Die Prognose der PV-Erzeugung ist jedoch speziell für Anwendungen im Bereich des Energiemanagements essentiell. Im Projekt PV-go-Smart wurden für diese Anwendungen neue Prognosemethoden entwickelt und in Simulationsumgebungen getestet [1].

Methodik

Für die Entwicklung der Prognosemethoden wurde auf verschiedene Datenquellen zurückgegriffen welche auch teilweise kombiniert wurden. Einerseits wurden Methoden zur Kurzfristprognose (Nowcasting) mittels All-sky-imager entwickelt [2]. Dabei nimmt eine spezielle Fischaugenkamera (All-Sky-Imager) in regelmäßigen zeitlichen Abständen Fotos des Himmels auf, anhand derer die Globalstrahlung bzw. die PV-Leistung für einen Zeitraum von bis zu einer Stunde prognostiziert werden kann. Im Rahmen des Projektes wurden 4 Kameras im Raum Wels installiert. Eine weitere Methode ist die Kombination von Daten mehrerer benachbarter Anlagen zur Prognose der PV-Leistung in der kommenden Stunde. Dies kann mithilfe von Deep-Learning Ansätzen verwirklicht werden, wobei ein Prognosealgorithmus mithilfe historischer Anlagendaten trainiert wird. Eine dritte Methode zielt auf die längerfristige Prognose von bis zu 72 Stunden ab. Bei dieser Prognosemethode wird ein statistisches Modell mithilfe historischer Erzeugungsdaten und den Ergebnissen der entsprechenden numerischen Wetterprognosen trainiert. Anhand der aktuellen numerischen Wetterprognose können somit präzise, auf die Ziel-PV-Anlage optimierte, Erzeugungsprognosen erstellt werden. Es wurden Szenarien für die entsprechenden Prognosemethoden erarbeitet und Simulationsumgebungen erstellt um das Potential dieser Prognosen in realistischen Anwendungen festzustellen.

Ergebnisse

Es wurden sowohl die Prognosequalität festgestellt als auch der wirtschaftliche und ökologische Wert optimierter Prognosen in den entsprechenden Szenarien untersucht.

Prognosequalität

Es hat sich gezeigt, dass mit den neuen Prognosemethoden durchwegs gute Prognosequalitäten erzielt werden können. Abbildung 1 zeigt die Prognosequalität des All-sky-imager Algorithmus für den Standort Wels im Vergleich zur Persistenz.

Simulationsstudien

Für die Simulation des elektrischen Energiesystems eines Einfamilienhauses mit PV-Speicher-System wurde ein Simulationsmodell erstellt in welchem die Ergebnisse des statistischen Prognosemodells vom Energiemanagement-System berücksichtigt werden. Diesen Analysen wurden variable Stromtarife zu Grunde gelegt, welche ein Optimierungspotential darstellen sollen. Es wurden verschiedene Tests durchgeführt, wobei stets ein Vergleich zwischen der reinen Eigenverbrauchsmaximierung und einer eigens entwickelten optimierten Steuerung mittels Prognosen angestellt wurde.

¹FH OÖ Forschungs und Entwicklungs GmbH, Roseggerstraße 15, 4600 Wels, Tel.: +43 5 0804 44250, E-Mail: robert.hoeller@fh-wels.at, <https://www.fh-ooe.at/campus-wels/>

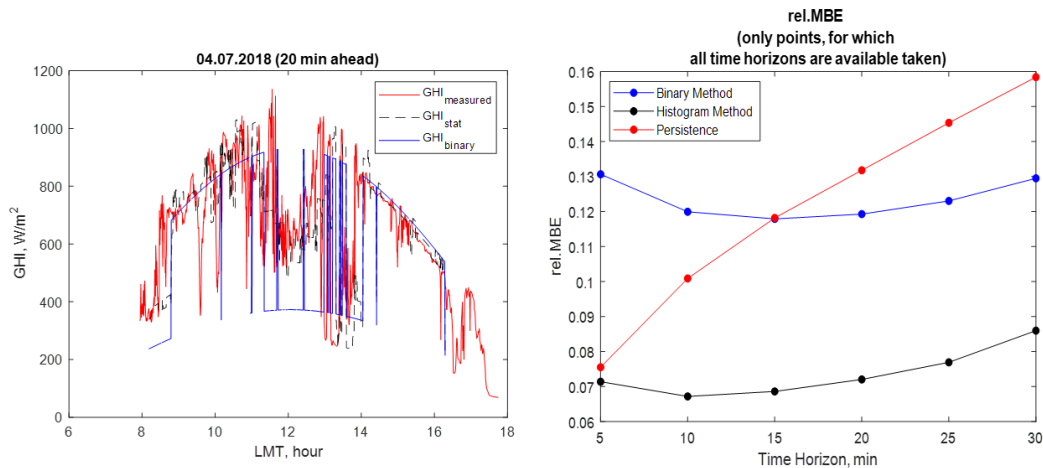


Abbildung 1: All-sky-imager Prognosequalität am Standort Wels. Es werden zwei Prognosemethoden (Binär, Histogramm-Methode) mit einer einfachen Persistenz verglichen.

In Abbildung 2 ist ein Vergleich der anfallenden Stromkosten für ein Jahr zwischen einem prognosegesteuerten und einem eigenverbrauchsgesteuerten Betrieb mit einer Akkukapazität von 4,9 kWh und perfekter Erzeugungsprognose dargestellt.

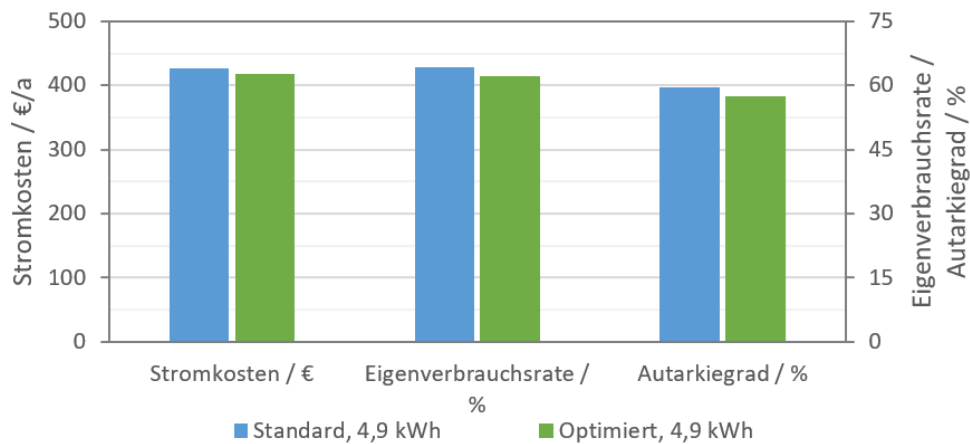


Abbildung 2: Ergebnisse aus der Jahressimulation: Vergleich der Stromkosten bzw. Eigenverbrauchsrate und Autarkiegrad bei verschiedenen EMS-Strategien

Es konnte anhand der durchgeführten Simulationsstudien gezeigt werden, dass eine optimierte Regelung mit realen Erzeugungsprognosen kostensenkend wirken kann. Aufgrund der Differenz zwischen Bezugs- und Einspeisetarif weist eine Eigenverbrauchsoptimierung (Standard-Regelung) bereits eine sehr gute Wirtschaftlichkeit auf. Der monetäre Wert der Kurzfristprognosen wurde anhand eines Diesel-Hybrid Micro-Grid Szenarios ermittelt. Dabei wird von einem Inselfsystem ausgegangen, welches mit zwei Diesel-Generatoren und einer PV-Anlage mit elektrischer Energie versorgt wird. Die Generatoren müssen stets eine Reserveleistung für etwaige Last- und Erzeugungsschwankungen bereitstellen. Es wurde gezeigt, dass diese Reserveleistung durch die Prognose der PV-Leistung bei gleichbleibender Versorgungssicherheit reduziert werden kann, was zu signifikanten Reduktionen in den Treibstoff- und Wartungsausgaben führt.

Referenzen

- [1] Gaisberger, L., Höller, R., Rechberger, P., Voronych, O., Traunmüller, W., Backmann, M., Diwald, N., Vattapally, M., Praher, P., Ehrlinger, M. Rodin, V., and Moser, S., Performance Test of new PV forecasting models in realistic environments, Proc. EUPVSEC, Marseille, 1432-1436, 2019.
- [2] Voronych, O., Höller, R., Longhi Beck, G. and Traunmüller, W., Solar PV Nowcasting based on Skycamera observations, Adv. Sci. Res., 16, 7–10, 2019, <https://doi.org/10.5194/asr-16-7-2019>.

3.3.5. Value of PV and Renewable Energy Communities in Selected European Countries

Johannes RADL¹, Andreas FLEISCHHACKER¹, Georg LETTNER¹

Overview

Renewable energy communities (REC), have been introduced in some countries to enable the collective self-consumption of renewable energy. The “clean energy for all Europeans package” makes the collective use of self-generated renewable energy possible all over Europe. This study investigates on the value of PV in selected countries and the benefits of REC. The countries differ in PV irradiance, electricity consumption patterns as well as in grid tariff design. Within the project PV-Prosumers4Grid, the optimal investments in PV and batteries (battery energy storage systems) for individual investments are evaluated, as well as for community investments.

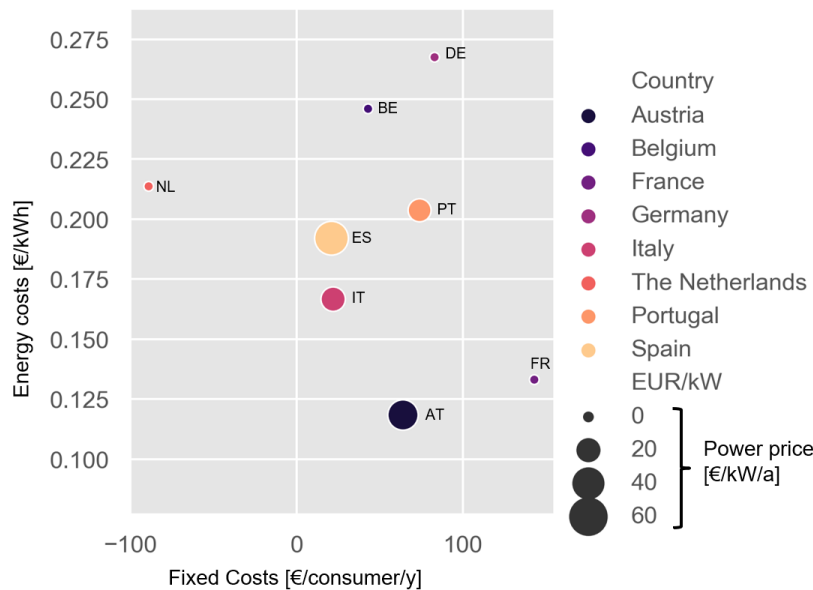


Figure 1: Residential electricity costs for selected countries

A snapshot of residential electricity costs is depicted in Figure 1. E.g. in Germany, some consumers pay twice as much per kWh electrical energy compared to consumers in Austria. France has high annual fix-costs whereas in the Netherlands a “social bonus” even leads to negative fix costs. In 4 countries power tariffs are in place.

Methods

In order to evaluate the monetary benefits of PV, we calculate the electricity costs for a group of consumers in the scenario “grid consumption” and compare it with the costs of optimal PV investments in “No community”. Further cost reduction is possible in the scenario “Community”, where collective PV consumption is enabled and a reduced energy price is applied for exchanging energy within the community.

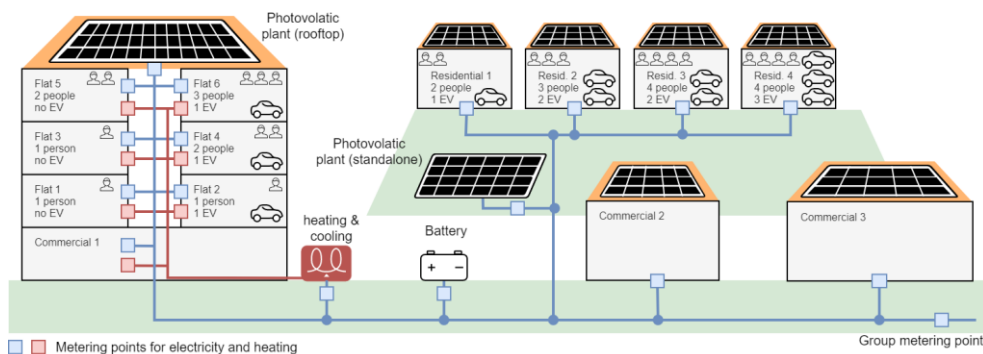


Figure 2: Setup of a renewable energy community - the „European village“

The setting of the simulation is a “European village” (Figure 2) where we picture the average housing situation of Europeans in terms of people per household [1] together with the average car distribution in Europe [1].

¹ Technische Universität Wien – Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29/E37003, 1040 Wien, Tel.: +43158801-370372, Email: radl@eeg.tuwien.ac.at, Web: eeg.tuwien.ac.at

With the Load Profile Generator [5] we generate a synthetic high-resolution electricity and hot-water load profile based on the number of people per household. Sector coupling is assumed for heating (air-heat-pumps) and individual transportation (Electric vehicles).

Results

Due to the high solar irradiance (1200-1500 full-load hours) in the southern countries, as well as a high correlation from PV generation with cooling demand, investments in PV lead to a high cost reduction. High energy costs (€/kWh) in Germany, Belgium and the Netherlands cause cost reductions from 15 % to 20 %. In Austria and France, the cost reductions are between 5 % to 10 % due to the quite cheap energy costs. The community approach leads to a further cost reduction to up to 6 %.

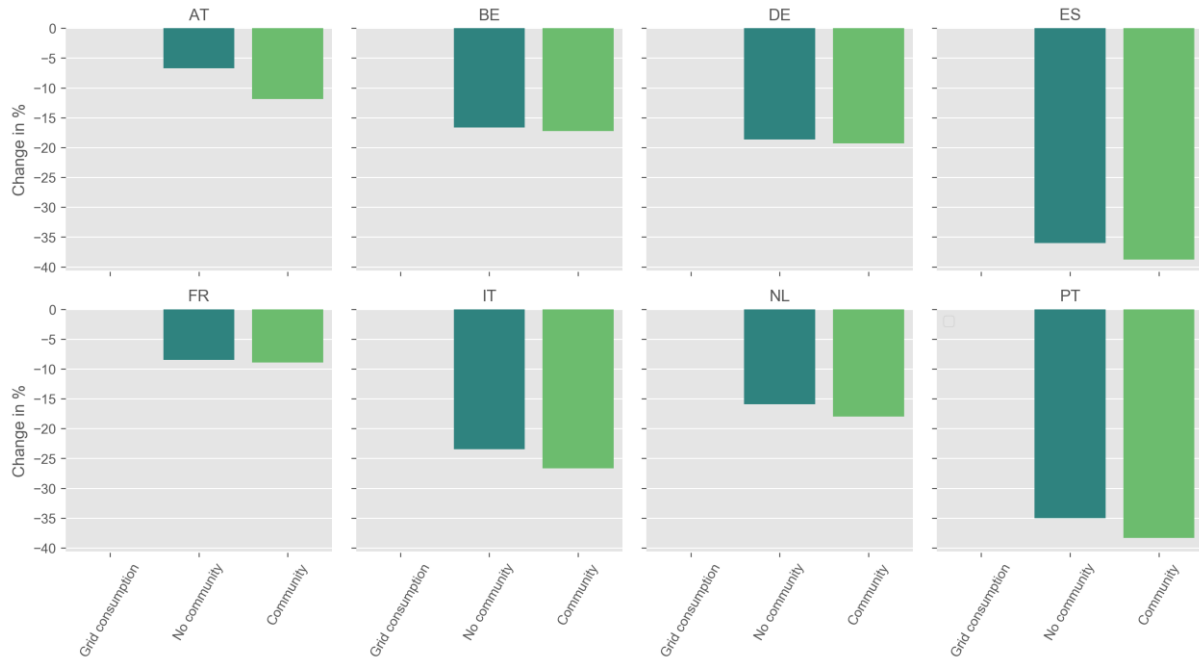


Figure 3: Change in total costs (compared to Grid Consumption) Conclusions

Conclusion

- The benefits of RECs depend mostly on the costs for exchanging energy within the community. If no costs would apply, the cost reductions were much higher.
- Since most PV systems are not perfectly dimensioned to suit the individual demand, the cost reduction for REC in real life applications are usually much higher.
- Renewable energy communities make PV more profitable, reducing the need of subsidies, due to lower investment costs due to community investments and more beneficial due to increased self-consumption.
- The real (non-monetary) benefits are that RECs give access to PV to everyone who is not able to install a PV system in case of building restrictions or rooftop limitations.

References

- [1] Eurostat, 2018. Housing statistics and passenger cars in the European Union [WWW Documents], URL https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Housing_statistics and https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Passenger_cars_in_the_EU (accessed 11.12.18).
- [2] Pflugradt, N. Load Profile Generator, URL <https://www.loadprofilegenerator.de> (accessed 06.03.19).

3.3.6. Kritische Analyse der Jahresbilanzverfahren beim Einsatz einer Luftwärmepumpe in Kombination einer Photovoltaikanlage

Georg BENKE¹, Christof AMANN²

Inhalt

Die Kombination von Luftwärmepumpen mit Photovoltaikanlagen wird vielfach als optimaler Beitrag zum Klimaschutz und zur Versorgungssicherheit betrachtet. Dabei wird davon ausgegangen, dass über das Jahr gesehen, die Photovoltaikanlage soviel Strom (kWh) erzeugt, wie die Wärmepumpe für ihren Betrieb über das Jahr benötigt. Wenn hier Jahresenergiemengen bilanziert werden, dann wird von einem Jahresbilanzverfahren gesprochen. Die implizite Annahme des Jahresbilanzverfahrens lautet, dass der Zeitpunkt der Erzeugung der Energie für die Nutzung dieser Energie keine Rolle spielt. Da Einspeisung und Verbrauch im elektrischen Netz zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein muss und das Netz die elektrische Energie nicht speichern kann, wird dieser Zugang einer kritischen Analyse unterzogen.

Methodik

Anhand von ausgewählten Standorten und historischen Temperaturdaten sowie Erträgen von an dem Standorten vorhandenen PV Anlagen wird die Frage untersucht, wie groß eine PV-Anlage verglichen mit der Auslegung nach dem Jahresbilanzverfahren sein muss, um zumindest in jedem einzelnen Monat ausreichend Strom für den Betrieb der Wärmepumpe zu erzeugen (Monatsbilanzverfahren)?

Folgende Randbedingungen werden gesetzt:

- Verschiedene Standort in Österreich:
 - reale Außentemperaturen je Standort
 - Solarerträge der real installierten PV
- Analysezeitraum: 2017 und 2018
- Jahresenergiebedarf für die Luftwärmepumpe: 2.000 kWh
- Gebäude: Neubau / nur Heizen – ohne Warmwasser
- Berechnung der Stromnachfrage für LWP

Ergebnis

Während PV-Anlagen in den kalten Monaten nur 0,7 bis 2% des Jahresertrag an Strom erzeugen, benötigen Luftwärmepumpen in demselben kalten Monat 25 bis 35% der Jahresnachfrage für den Betrieb. Im Einzelfall ergibt sich dadurch, dass eine PV-Anlage um den Faktor 15 bis 50 größer ausgelegt werden muss, um zumindest beim Monatsbilanzverfahren ausgeglichen bilanzieren zu können. Eine in diesem Fall eingesetzte Batterie zum Absichern der Energieautonomie müsste dementsprechend groß dimensioniert sein, um hier wirken zu können.

¹ e7 energy innovation & engineering; Walcherstraße 11; 1020 Wien; Tel.: 01-907 80 26-57; Fax: 01-907 80 26-10; georg.benke@e-sieben.at; www.e-sieben.at

² e7 energy innovation & engineering; Walcherstraße 11; 1020 Wien; Tel.: 01-907 80 26-64; Fax: 01-907 80 26-10; christof.amann@e-sieben.at; www.e-sieben.at

3.4. WASSERKRAFT (STREAM B4)

3.4.1. Hydro Storage as Enabler of Energy Transition

Peter BAUHOFFER¹, Michael ZOGLAUER²

Abstract

Energy transition is speeding up. Europe's economy is about to be decarbonized until 2040. Carbonless electricity generation is expected to have large shares of energy procurement, while endenergy consumption will be provided by electricity directly and sector coupling products as well. Thanks to hydropower, Austria starts from a 74 % RESE-share today and national energy policy claims a 100 % RESE target until 2030.

Hydropower, windpower, PV and to a small extent biomass will have to match the game.

Extreme high shares of highly intermittent generation of windpower and PV will disproportionately increase Austria's flexibility needs in all timeframes up to seasonal dimensions, when system stability and security of supply shall be kept at today's level.

The given study analyses residual load parameters of Austria's electricity system up to 2050, estimates flexibility demand and discusses the central role of highly efficient hydropower to meet these challenges. Furtheron it discusses how reliable imported flexibility could be, when neighbouring countries implement thermal drop off.

With it's ambitious decarbonisation targets Austria develops a field test for flexibility needs at times of highly intermittent RESE shares. Basic conclusions on residual load development and the role of hydropower in particular to match ramping needs may be generalised for other regions. The ability of modern hydropower designs in the Alps to provide also seasonal flexibility is underlined.

Keywords

energy transition, hydropower, storage, decentralized storage, pumped hydro, flexibility, system stability, security of supply, residual load, ramping, sector coupling, intermittent renewables, windpower, photovoltaics

¹ Abt. Energiestrategie und Energieeffizienz, TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, Eduard-Wallnöfer Pl.2, A-6020 Innsbruck, ++43 (0) 50607 – 0, peter.bauhofer@tiwag.at, www.tiwag.at

² Abt. Energiestrategie und Energieeffizienz, TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, Eduard-Wallnöfer Pl.2, A-6020 Innsbruck, ++43 (0) 50607 – 0, michael.zoglauer@tiwag.at, www.tiwag.at

3.4.2. Energiespeicherung unter der Erde – Stillgelegtes Bergwerk als Pumpspeicherkraftwerk

Hermann-Josef WAGNER¹

Motivation und zentrale Fragestellung

Die Nutzung von erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung führt dazu, dass in zunehmender Weise mehr Speicherkapazitäten vorhanden sein müssen. Untersuchungen für Deutschland zeigen beispielsweise, dass zukünftig ohne Speicherkapazitäten für Elektrizität nur etwa 60% der Elektrizität direkt mit erneuerbaren Energien zu decken sind. Ende des Jahres 2018 hat Deutschland die Förderung von Steinkohle eingestellt. Dies führte bereits im Jahre 2011 dazu, zu überlegen, ob stillgelegte ehemalige Bergwerke nicht auch umgebaut werden können zu einem Pumpspeicherkraftwerk. In der ersten Phase des Forschungsprojektes wurde eine Vorstudie Unterflur-Pumpspeicherkraftwerke, gefördert durch die Mercator-Stiftung, erstellt.

In der sich anschließenden 2ten Phase erfolgte im Zeitraum 2012 bis 2015 die Entwicklung eines Realisierungskonzeptes für die Nutzung von Anlagen des Steinkohlenbergbaus als unterirdische Pumpspeicherkraftwerke gefördert durch das Umweltministerium Nordrhein-Westfalen. An zwei Standorten wurde untersucht, ob die Möglichkeit besteht, dies zu realisieren.

In der darauffolgenden 3ten Phase – gefördert in einer kombinierten Bund-Land-Förderung - erfolgte neben weiteren detaillierten Untersuchungen u. a. die ökonomische Einschätzung des Unterflurpumpspeicherwerkes am Bergwerk Prosper-Haniel in Bottrop. Dieses ist Hauptgegenstand des Vortrages.

Methodische Vorgangsweise

Die Untersuchungen erfolgten insgesamt in großer fachlicher Tiefe. Die beteiligten Projektpartner setzten sich aus verschiedenen Fachrichtungen zusammen, um eine möglichst breite Abdeckung der Fragestellung zu erreichen. Die an der Untersuchung beteiligten Institutionen waren

- Das Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft, Universität Duisburg Essen
- Der Fachbereich Geologie, Universität Duisburg Essen
- Der Lehrstuhl Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr Universität Bochum
- Die RAG Aktiengesellschaft
- Die Deutsche Montantechnologie GmbH
- Das Rhein-Ruhr Institut für Sozialforschung und Politikberatung.

Darüber hinaus wurde das Fachunternehmen ILF aus Österreich eingebunden, welches als Berater für Fachfragen bei der Auslegung, Planung und des Baus von Pumpspeicherwerken fungierte und wertvolle Zuarbeit erstellte.

Als Ergebnis der Untersuchungen in der 1ten und 2ten Phase erfolgte eine Festlegung auf den Standort Prosper-Haniel.

Zum einen untersuchten die Geologen detailliert – u.a. mit Probebohrungen in ca. 500 m Teufe – wo der unterirdische Speichersee, ausgeführt als Ringkanal, neu aufgeschlossen werden könnte. Die bisherigen Überlegungen das vorhandene Stollen ausgebaut werden können, zeigte sich zwar als möglich, aber es ergab sich, das unter Beachtung aller Randbedingungen es letztendlich preisgünstiger wird, neue Stollen aufzuziehen. Eine Frage war auch, wie hoch das Grundwasser in Zukunft ansteigt. Nach umfangreichen Untersuchungen legte die RAG, die den Steinkohlenbergbau betrieben hatte, eine Wasserteufe von gut 500 m fest. Darüber muss das Wasser „bis in die Ewigkeit“ abgepumpt werden, um auf der Erdoberfläche keine Seen oder Zerstörungen entstehen zu lassen. Des Weiteren wurde untersucht welche Leistungen und in welchem Blockgrößen unter Tage ein Pumpspeicherkraftwerk realisiert werden kann. Es ergab sich eine installierte Turbinenleistung von 200 MW, eine Bruttofallhöhe zwischen den Speicherbecken von gut 500m und eine Speicherkapazität von etwa 600.000 m³. Die

¹ Ruhr-Universität Bochum, Lehrstuhl Energiesysteme u. Energiewirtschaft, Universitätsstr. 150, 0234/32-28044, 0234/32-14158, wagner@lee.rub.de, www.lee.rub.de

Entladedauer beträgt damit 3h, 40min. Für die Maschinenkonfiguration wurden 2 Varianten betrachtet: ein Ternärer Maschinensatz und eine Reversible Pumpturbine.

Prosper-Haniel besitzt als einziges deutsches Bergwerk die Möglichkeit, mit Fahrzeugen in einem Schrägschacht von etwa 40% Neigung in das Bergwerk zu fahren. Dieser war angelegt worden, um die Steinkohle mit einem Förderband direkt aus dem Bergwerk fördern zu können, zu entschlacken und die Schlacke wieder unter Tage zu bringen. Des Weiteren wurde untersucht, ob der vorhandene Schrägschacht ausreichend geeignet ist, die erforderlichen Materialien sowie Turbinen und Generatoren unter Tage zu transportieren. Hier ergab sich als Ergebnis, dass es finanziell günstiger sein kann, den Zugang neu anzulegen, da der vorhandene Zugang in seinem Querschnitt erweitert werden müsste.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Als Ergebnis der Untersuchungen ergab sich das eine Realisierung aus technischer, geologischer, netztechnischer und Akzeptanzsicht möglich ist.

Von der Kostenseite her zeigte sich, dass die Investitionskosten dieser Anlage – je nach Ausführung – bis zum Faktor 3 höher liegen könnten als bei in der Vergangenheit gebauten konventionellen Pumpspeicherkraftwerken mit zwei Speicherseen auf der Erde. Dies liegt daran, dass nur wenige Komponenten der vorhandenen Infrastruktur, in die neue Anlage integriert werden können und untertage erhöhte Sicherheitsanforderungen bestehen.

Auf der anderen Seite zeigen jedoch die durchgeführten Umfragen bei Umweltverbänden und bei der Bevölkerung eine sehr hohe Akzeptanz dieser Anlage. Insbesondere auch deshalb, weil der Speichersee auf der Erde in dem ehemaligen Bergbaug Gebiet Prosper-Haniel errichtet würde und damit dieses Gebiet aufgewertet werden würde.

Zusammengefasst kann gesagt werden, dass es technisch möglich ist, ein Unterflurpumpspeicherkraftwerk dieser Art zu bauen. Die Untersuchung ist nach Erkenntnissen bisher die einzige weltweit durchgeführte Untersuchung für einen derartigen Einsatz von stillgelegten Bergwerken in dem vorhandenen hohen Detaillierungsgrad.

Offen ist, welche Speichertechnologien sich in Zukunft mit welchen Kosten und mit welcher Akzeptanz durch die Bevölkerung durchsetzen werden. Derzeit sind die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Stromsektor so, dass die Unternehmen von sich aus, keine nennenswerten Investitionen in die Energiespeicherung tätigen.

Referenzen

- [1] Abschlussbericht zum Verbundvorhaben, "Machbarkeit eines untertägigen Pumpspeicherwerkes am Bergwerk Prosper-Haniel in Bottrop in der Bergbaufolge", BMWi, Projektträger Jülich, Förderkennzeichen: 03E T6100A, MWIDE NRW, Projektträger ETN, Förderkennzeichen: PRO 0063, Durchführungszeitraum: 01.08.2016 bis 31.12.2018
- [2] Schauer, R., „Wirtschaftliche Bewertung eines Unterflur-Pumpspeicherwerk-Konzeptes unter Berücksichtigung des geothermischen Potenzials“, LIT Verlag, ISBN 978-3-643-14435-5 (2019)

3.4.3. Potenzial für Wasserkraft & Energiespeicher

Helmut BENIGNI¹, Helmut JABERG²

Die EU-Klima- und Energieziele 2030 wurden mit einem Anteil von 27 % erneuerbare Energien klar festgeschrieben [1]. Strom aus Wasserkraft leistet heute und in Zukunft dabei einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Energie- und Klimaziele, auch wenn die Wasserkraft in dieser Strategie nicht explizit angesprochen wird. Energieeffizienz und die Reduktion der Treibhausgase gelten als oberste Prämisse. Es gibt heute deutliche Überkapazitäten im europäischen Strommarkt sowie sinkende Energiepreise, und stark geförderte, neue erneuerbare Energien drängen konventionelle Kapazitäten aus dem Markt. Die Preise in Europa sind nicht homogen, mit sehr unterschiedlichen Großhandelspreisen. Dem Wunsch nach EINEM Energiesystem am Kontinent wird jedoch durch die Strompreiszonentrennung von Deutschland und Österreich zum Teil entgegengewirkt. Allerdings war diese infolge der Überlastungen an den Grenzkuppelstationen und dem Stromfluss über die osteuropäischen Länder seitens der deutschen Regulierungsbehörde notwendig.

In Österreich sind 3000 Wasserkraftwerke (3036 per Datenstand Juli 2019 [2]) in Betrieb, die eine nominale Engpassleistung von 14.516 MW und eine Erzeugung von knapp 45 TWh aufweisen. Der Anteil der Erzeugung der Laufkraftwerke beträgt hierbei 59 %.

Bei der Betrachtung von Europa ist eine Aufteilung in die EU-Mitgliedsländer sowie die beiden großen Wasserkraftländern Schweiz und Norwegen erkennbar. Die Gesamtkapazität der 28 EU-Länder liegt bei 148 GW (Erzeugung 385 GWh). Mit der Schweiz und Norwegen erhöht sich die installierte Leistung um 45 GW und die Erzeugung sogar um 169 GWh, was vor allem den großen Speicherkraftwerken geschuldet ist. Wasserkraft im Verbund deckt aktuell 18,5 % des Gesamtbedarfs der EU-28 [3] und unter Einbeziehung aller ENTSO-Mitglieder 14 % der Gesamterzeugung. Dabei erreicht die Erzeugung mittels Wasserkraft etwa 600 TWh bei einer installierten Leistung von 249 GW [4] (relativ konstant über die letzten Jahre). Alle erneuerbaren Energien zusammengefasst kommen auf etwa 48 % der Strom-Energieerzeugung.

Wasserkraft beinhaltet oft mannigfaltige Benefits, welche nicht ausschließlich die Stromerzeugung betreffen. Hier seien Grundwasserstabilisierung und Hochwasserminderungsmaßnahmen, Trinkwasser, Bewässerung, Prozesswasser oder die Gewährleistung von schiffbaren Wasserstraßen zu Transportzwecken erwähnt. Immer stärker nachgefragt ist die Möglichkeit, schwankende Energieerzeugung aus anderen erneuerbaren Energieträgern auszugleichen und Netzschwankungen zu minimieren. Neben der volatilen Einspeisung stellt die Prognostizierbarkeit eine Herausforderung dar. Prognosefehler müssen im kurzfristigen Stromhandel ausgeglichen werden. Die Erfahrung zeigt, dass die Summe aus Solar- und Windleistung stets deutlich kleiner als die installierten Einzelleistungen ist. Hierbei ist entscheidend, dass nicht die Konkurrenz unterschiedlicher erneuerbarer Energieträger hervorgehoben wird, sondern dass auf Synergieeffekte gebaut wird.

Das wesentliche Augenmerk liegt nach wie vor auf Pumpspeichieranlagen und deren Fähigkeit, Energie großtechnisch zu speichern. Diese Technologie ist kurz- und mittelfristig ein Alleinstellungsmerkmal der Wasserkraft. Der Pumpspeichermarkt lässt sich neben einer Ländersplittung auch auf Regionen aufteilen. Auf Basis dieser Gruppierung stehen 103 GW reiner Speicherleistung 47 GW an Pumpspeicherkapazitäten [5] gegenüber. In Österreich dominieren die Pumpspeichieranlagen der großen Betreiber. Die zehn größten Anlagen stellen knapp 4 GW an Erzeugerleistung auf Abruf zur Verfügung, insgesamt sind 5 GW installiert (siehe Tabelle 1).

Das Potential in der Wasserkraft wird durchwegs positiv gesehen und geht, je nach Vorhersageszenario, in Österreich von einem Ausbau auf über 50 TWh aus. Basis aller diesbezüglichen Studien ist ein zukünftiger Strompreis, der in jeden Fall höchst spekulativ ist und zudem auch vom Preis anderer Energieträger abhängt. Von 2009 auf 2014 gab es einen Preisverfall von über 50 % an der EEX [6],

¹ Technische Universität Graz, Institut für Hydraulische Strömungsmaschinen (HFM), A-8010 Graz, Kopernikusgasse 24/IV, Tel.: 0043 316 873 7578, helmut.benigni@tugraz.at, <http://www.hfm.tugraz.at>

² Technische Universität Graz, Institut für Hydraulische Strömungsmaschinen (HFM), A-8010 Graz, Kopernikusgasse 24/IV, Tel.: 0043 316 873 7570, helmut.jaberg@tugraz.at, <http://www.hfm.tugraz.at>

wobei sich der Strompreis in den letzten Jahren etwas erholt hat, jedoch ist der Spread zwischen Peak und Off-Peak auf sehr niedrigem Niveau geblieben.

Tabelle 1: Größte Pumpspeicherkraftwerke in Österreich, eigene Zusammenstellung

Name	Bundesland	Maschinensätze	Gesamtleistung		Erzeugung [GWh/anno]	Rohfallhöhe [m]	Q _{Ausbau} TU/PU [m³/s]	Inbetriebnahme	Betreiber
			TU [MW]	PU [MW]					
Rodundwerk I	Vorarlberg	4x Francis & 1x PU 2-flutig 2-stufig	198	41	332.0	342	60 / 10	ab 1943	Verbund
Kaprun - Limberg I	Salzburg	2x Francis & 2x PU 2-flutig 2-stufig	114	130	150.4	365	36 / 33	1952	Verbund
Ranna	Oberösterreich	3x Francis & 1x Kaplan & PU 1-stufig 3-flutig	19	17	50	202	12/6	1925/1952/1954	Energie AG OÖ
Ottenstein	Niederösterreich	4x Francis & 2x PU 1-stufig	48	18.4	70.0	48	100/35.7	1957	EVN
Lünerseewerk	Vorarlberg	5x Pelton 4-düsigg & 5x PU 1-flutig 5-stufig	280	224	371.0	938	32 / 28	1958	Illwerke
Freibach	Kärnten	1 PUTU & 1*Francis	17	5	4.8	332	5.8 / 1.4	1957 / 1962	Kelag
Diessbach	Salzburg	2x Pelton 2-düsigg & 24 Pumpen 7-stufig	24	32	56.0	728	4/3.3	1964/2018	Salzburg AG
Innerfragant	Kärnten	2x Pelton-2*2-düsigg & 1 PU 6-stufig, 2 PU 4-stufig	182	99	185.0	1113	10.1/11.4	1968 / 1982	Kelag
Fragant-Haselstein	Kärnten	1 x PUTU 1-flutig 2-stufig	4	5.2	9.0	266	1.7 / 1.7	1968	Kelag
Rifawerk	Vorarlberg	2x semi axial Deriaz PUTU	7	8	8.0	21.2	28/30	1969	Illwerke
Roßhag	Tirol	4x Francis & 4x PU 1-flutig 2-stufig	233.6	240	328	630	49.6/36	1972	Verbund
Gosau	Oberösterreich	1 PUTU & 1*Francis	11.8	6.9	8.8	152	9.5 / 4	1913/1927/1972	Energie AG
Rodundwerk II	Vorarlberg	1x Francis PUTU	295	286	486.0	341	98 / 78	1976/2011	Illwerke
Malta-Hauptstufe	Kärnten	4x Pelton 6-düsigg & 2x PU 1-flutig 4-stufig	730	290	618.4	1096	80/23	1979	Verbund
Malta-Oberstufe	Kärnten	2x Isogyre-PUTU	127	116	37.4	198	70	1979	Verbund
Kühtai	Tirol	2x Francis-PUTU	289	250	531	440	80/66	1981	Tiwaag
Nassfeld	Kärnten	1x Isogyre-PUTU	31.5	30.3	36.0	279	11.6/9.2	1984	Salzburg AG
Häusling	Tirol	2x Francis & 2x PU 1-flutig 2-stufig	360	360	188.6	696	65/50	1987	Verbund
Koralpe	Kärnten	1x Pelton 6-düsigg & 1x PU 3-stufig	50	37	48.0	722	9 / 4.5	1990/2011	Kelag
Hintermuhr	Salzburg	1x Pelton 2-düsigg & 1x Francis PUTU	104	65	120.0	494	23.5/11.7	1991/2009	Salzburg AG
Kopswerk II	Vorarlberg	3x Pelton 6-düsigg & 3x PU 1-flutig 3-stufig	525	480	614	769	80/56	2008	Illwerke
Feldsee	Kärnten	2x Francis-PUTU	140	136	240.0	523	30 / 27.6	2009/2011	Kelag
Kaprun - Limberg II	Salzburg	2x Francis-PUTU	480	480	1300	365	144 / 103	2011	Verbund
Reißeck II	Kärnten	2x Francis-PUTU	430	430	970.0	595	80/70	2016	Verbund
Reilswerk	Vorarlberg	Francis PUTU 3-stufig	12	15	60.0	481	2.6	2017	Illwerke
Obervermundwerk II	Vorarlberg	2x Francis PUTU	360	360	274.7	150/135	2018	Illwerke	
			5072	4162					

Viele geplante, große Bauvorhaben befinden sich daher in einer gewissen Warteschlange oder werden aktuell nicht mit letztem Nachdruck verfolgt. Dabei handelt es sich im Wesentlichen um Neubauprojekte und um Erweiterungen von bereits existierenden Anlagen. Zahlreiche Energieversorger in Europa betreiben derzeit vor allem Refurbishment-Projekte bei Bestandsanlagen, wo in aller Regel die Effizienzsteigerung, aber auch die Flexibilität der Anlagen im Fokus stehen. Dies gilt für die Großwasserkraft ebenso wie für Small Hydro bzw. die Kleinwasserkraft. Besondere Anreize gibt es hier bei Erreichen von höheren Anlagenleistungen – auch im Hinblick auf Einspeisetarife und Netzentgelt-Befreiungen (Deutschland).

Die Wasserkraft ist DIE erneuerbare Energiequelle und in der Lage, in unseren Stromnetzen mannigfaltige Dienste zu leisten. Die aktuelle Marktsituation beflügelt die Installation von Photovoltaik und Windkraft durch gestützte Einspeisetarife. Für die Wasserkraft ergibt sich somit lediglich die Möglichkeit, über das „Commodity-Produkt Strom“ hinaus gehende Dienstleistungen vergütet zu bekommen. Das Potential der Wasserkraft sieht Zuwachsraten sowohl in der installierten Leistung als auch in der Erzeugung vor. Diesen stehen Rückbauten bzw. Erhöhungen von Restwasservorgaben gegenüber. Allerdings werden diese ehrgeizigen Pläne durch die oben dargestellte wirtschaftliche Situation nach wie vor konterkariert und führen gegenwärtig dazu, dass viele geplante Projekte zurückgestellt werden.

Referenzen

- [1] European Commission, “Energy Union Package, A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy”, Brussels, 25.2.2015, COM(2015) 80 final, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/publication/FOR%20WEB%20energyunion_with%20_annex_en.pdf
- [2] E-control, <https://www.e-control.at/>
- [3] Entso-e, „Statistical Factsheet 2018“, https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs2018_web.pdf
- [4] International hydropower association, „Hydropower Status report 2018“, https://www.hydropower.org/sites/default/files/publications-docs/iha_2018_hydropower_status_report_4.pdf
- [5] DNV-GL, “The hydropower sector’s contribution to a sustainable and prosperous Europe, Main Report, On behalf of: A European Hydropower Initiative of Hydropower Companies and (supported by) Associations”, Last Revision: 10 June 2015, http://energia.fi/sites/default/files/main_report_-_macro-economic_study_on_hydropower_in_europe.pdf
- [6] Exaa, <https://www.exaa.at/de>

3.4.4. Bereitstellung von Primärregelreserve mit einem Hybridsystem bestehend aus einem Batteriespeicher und einem Laufkraftwerk

Serdar KADAM¹, Thomas EIPER², Wolfgang HOFBAUER¹, Johann HELL¹

Inhalt

Die Primärregelreserve (FCR - Frequency Containment Reserve), ist im kontinentaleuropäischen elektrischen Verbundnetz die erste Reserve, die bei einem Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch aktiviert wird. Die Bereitstellung dieser Reserveart mit Batteriespeichern sowie mögliche Freiheitsgrade wurden bereits untersucht bzw. demonstriert ([1], [2], [3]). Die optimale BatteriegroÙe und die Auswirkungen des Betriebes auf die Lebensdauer von Batteriespeichern, mit denen FCR bereitgestellt wird, sind entscheidende Kriterien für die Wirtschaftlichkeit ([4], [5]).

Eine Hybridanwendung mit einem Batteriespeicher und einem Pumpspeicherkraftwerk wurde z.B. in [6] vorgestellt. Der Anreiz, Hybridsystem einzusetzen ist, dass die Vorteile von zwei Technologien kombiniert werden (z.B: PV/Wind/Wasserkraft mit Batteriespeichern) können. Mit den gewonnenen Freiheitsgraden kann damit die Fähigkeit eines konventionellen Kraftwerks bestimmte Netzdienstleistungen anzubieten, ermöglichen bzw. verbessert werden (z.B. Reaktionszeit). Andererseits kann die Hybridisierung auch Umsetzung zusätzlicher Anwendungsfälle (z.B. Schwarzstartfähigkeit, Inselnetzbetrieb) erleichtern. In diesem Beitrag wird untersucht, wie sich die Bereitstellung von Primärregelreserve mit einem hybridisierten Laufkraftwerk (Kraftwerk mit integriertem Batteriespeicher) auf die Stellbewegungen (Leit- und Laufschaufeln) und damit auf die Lebensdauer auswirkt.

Methodik

Um die Auswirkungen der Stellbewegungen (Leitapparat und Laufschaufeln) zu untersuchen wurden verschiedene Szenarien definiert:

- FCR-Bereitstellung ohne (Referenz) bzw. mit Batteriespeicher (Hybridsystem)
- 2 SOC-Management (State-of-Charge-Management) Optionen:
 - Lade/Entladevorgang bis ein definierter SOC-Sollwert erreicht wird- Option 1
 - Lade/Entladevorgang einer vordefinierten Energiemenge – Option 2
- 2 verschiedene Batteriedimensionierungen
 - 1,25 MW/1,25 MWh (1C) sowie 1,25 MW/0,275 MWh (4)

Mithilfe der definierten Szenarien, wird untersucht wie sich die Bereitstellung der Primärregelreserve auf die Komponenten (Stellorgane der Turbine und Batteriespeicher) auswirken.

Ergebnisse

In Abbildung 2 sind die Sollwerte für die Turbine dargestellt. Im linken Teil der Grafik sind die Ergebnisse für die SOC-Management Option 1 dargestellt (Nachladen auf einen Ziel-SOC) sowie im rechten Bild für SOC-Management Option 2. Mit dem Hybridsystem können die erforderlichen Stellbewegungen in der Häufigkeit und maximalen Amplitude deutlich reduziert werden (kontrollierte Stellbewegungen).

In Abbildung 3 ist der Verlauf des SOC für die untersuchten Szenarien dargestellt. Im linken Bild, sind die Ergebnisse für SOC-Management Option 1 zu sehen. Bei Erreichen der Ladezustandsgrenzen erfolgt das Nach- bzw. Entladen des Batteriespeichers bis der SOC etwa 50% erreicht. Im rechten Bild ist der Verlauf des SOC für Option 2 gezeigt. In diesem Fall wird nur eine gewisse Energiemenge (250 MWh) nachgeladen. Die Ergebnisse zeigen, dass in den gewählten Szenarien die Beanspruchung des Batteriespeichers sehr stark vom Lademanagement abhängen und ein Kompromiss zwischen der Aufteilung der Sollwerte auf Turbine und Batteriespeicher nötig ist.

¹ ANDRITZ Hydro GmbH, Eibesbrunnengasse 20, 1120 Wien, vorname.nachname@andritz.com

² ANDRITZ Hydro GmbH, Lunzerstraße 78, 4031 Linz, www.andritz.com

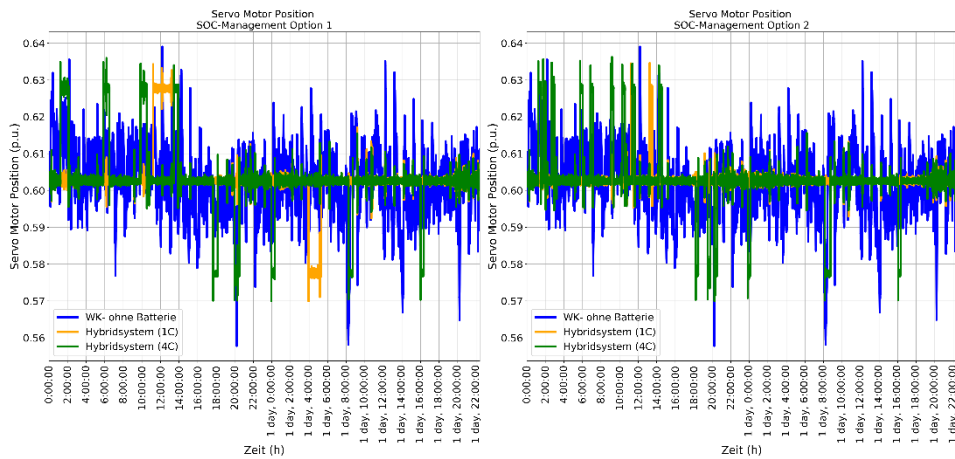


Abbildung 1: Sollwert für Leit- und Laufschaukeln - Links: SOC-Management mit Ziel-SOC Rechts: SOC-Management mit Leistungs/Zeit-Vorgabe

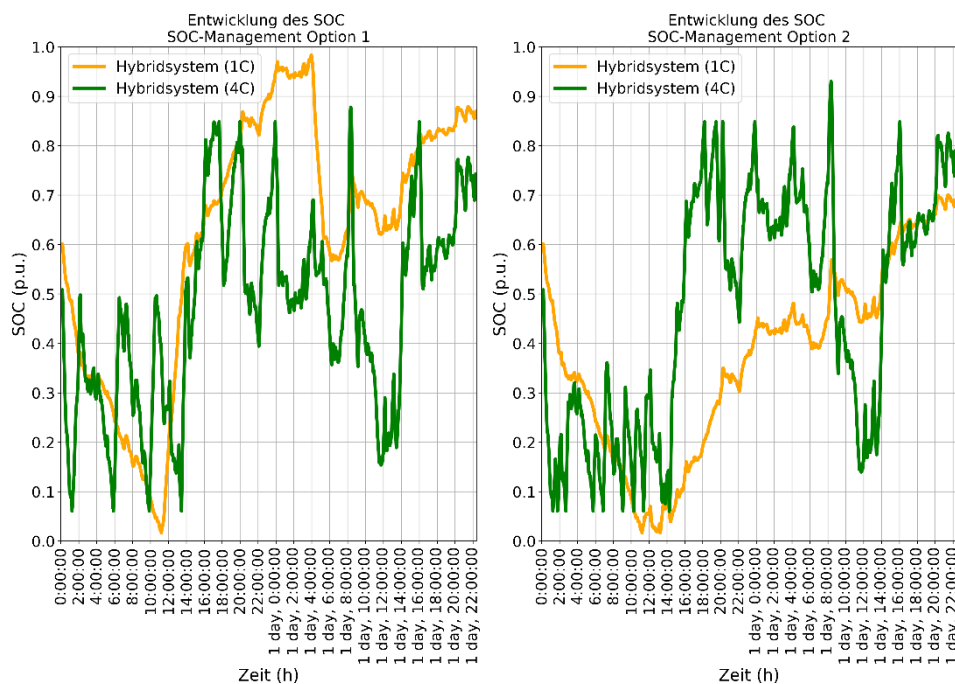


Abbildung 2: Verlauf des SOC - Links: SOC-Management mit Ziel-SOC Rechts: SOC-Management mit Leistungs/Zeit-Vorgabe – SOC bezogen auf 1,25 bzw. 0,275 MWh (1C bzw. 4C)

Referenzen

- [1] J. Marchgraber, W. Gawlik, and C. Alács, 'Modellierung und Simulation von Batteriespeichern bei der Erbringung von Primärregelleistung', *Elektrotech. Inftech.*, vol. 136, no. 1, pp. 3–11, Feb. 2019.
- [2] E. Thorbergsson, V. Knap, M. Swierczynski, D. Stroe, and R. Teodorescu, 'Primary Frequency Regulation with Li-Ion Battery Based Energy Storage System - Evaluation and Comparison of Different Control Strategies', p. 7.
- [3] E. Waffenschmidt, 'Degrees of freedom for primary control with batteries', *Energy Procedia*, vol. 135, pp. 227–235, Oct. 2017.
- [4] M. Sandelic, D.-I. Stroe, and F. Iov, 'Battery Storage-Based Frequency Containment Reserves in Large Wind Penetrated Scenarios: A Practical Approach to Sizing', *Energies*, vol. 11, no. 11, p. 3065, Nov. 2018.
- [5] N. Andrenacci, E. Chiodo, D. Lauria, and F. Mottola, 'Life Cycle Estimation of Battery Energy Storage Systems for Primary Frequency Regulation', *Energies*, vol. 11, p. 3320, Nov. 2018.
- [6] R. Bucher, A. Schreider, and S. Lehmann, 'Live test results of the joint operation of a 12.5 MW battery and a pumped-hydro plant', 2018.

3.4.5. Untersuchungen zum Einsatz von Energiespeichern in Alpinen Ski- und Wandergebieten

Claudia WERNER¹, Ivo SCHILLIG²

Der vorliegende Beitrag widmet sich dem Einsatz von Energiespeichern und -systemen, die in der Energieversorgung von Objekten zur Kappung von Lastspitzen verwendet werden können. Vor dem Hintergrund werden in den nachfolgenden Untersuchungen unterschiedliche Energieversorgungsvarianten eines alpinen Ski- und Wandergebietetes beispielhaft analysiert.

Zu diesem Zweck wird zunächst ein Modell eingeführt, das die Merkmale des alpinen Ski- und Wandergebietetes, die Merkmale seiner Energieversorgung und der ausgewählten Energiespeicher (Pumpspeicher- und Druckluftspeicher) sowie deren Auslegungsmerkmale miteinander verknüpft und die Möglichkeit zu Variantenrechnungen eröffnet.

In das Modell fließen neben meteorologischen Daten, Tourismuskennzahlen, Merkmalen der technischen Ausstattung und Nutzungsstruktur des Ski- und Wandergebietetes auch technische und wirtschaftliche Parameter von Energiespeichern und -systemen ein. Um die Bedeutung des Einsatzes der Energiespeicher bewerten zu können, erfolgt im Modell ein Vergleich mit einer Energieversorgungsvariante, in der die Deckung der Lastspitzen jenes alpinen Ski- und Wandergebietetes mittels Dieselmotor(en) erfolgt.

Im Ergebnis der Untersuchungen werden die resultierenden Effekte des Einsatzes der Energiespeicher und -systeme in der Energieversorgung des alpinen Ski- und Wandergebietetes beispielhaft diskutiert. Die Bewertung der Energieversorgungsvarianten erfolgt dabei technologieneutral auf der Basis der Kosteneffizienz und unter Berücksichtigung der relevanten Dargebots-, Nutzungs- und Bedarfsstrukturen, der tariflichen und marktpreisbasierten Einflussgrößen inklusive der aktuellen Emissionszertifikate. Dabei wird deutlich, dass unter den vorliegenden Randbedingungen die resultierenden Gesamtkosteneinsparungen bzw. -mehr aufwendungen wesentlich durch die Auslegung der Energiespeicher und -systeme beeinflusst werden und dass insbesondere Dieselmotoren zur Kappung von Lastspitzen in der Energieversorgung des untersuchten Ski- und Wandergebietetes interessant sind (Abbildung 1).

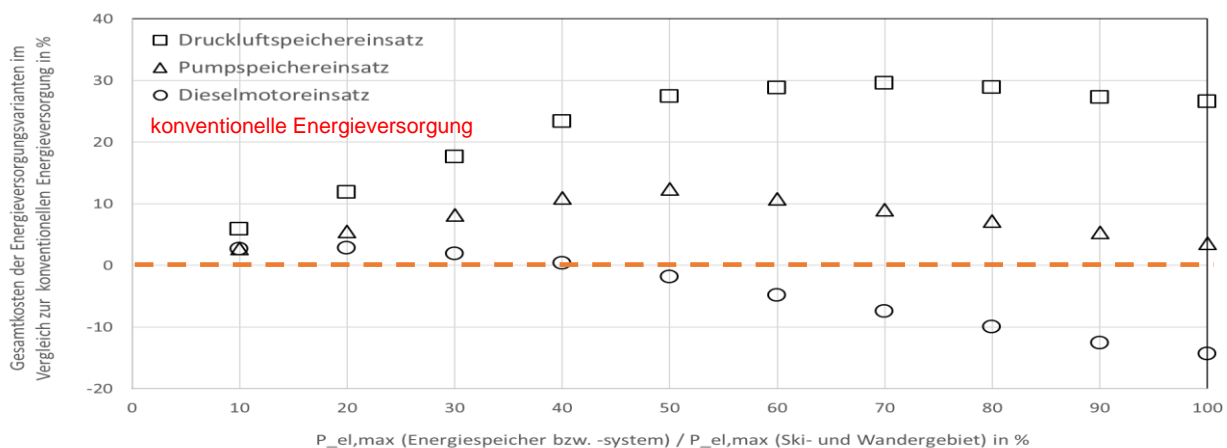


Abbildung 1: Vergleich der Energieversorgungsvarianten des untersuchten Ski- und Wandergebietetes

¹ Professorin am Fachbereich Energie und Biotechnologie, Hochschule Flensburg, claudia.werner@hs-flensburg.de

² Vizepräsident, Delegierter und Geschäftsführer der Stiftung Alpines Energieforschungscenr, ivo.schillig@alpenforce.ch

3.4.6. Parametrierung eines dynamischen Kaplan-Turbinenmodells anhand von Messdaten

Michael GRATZA¹, Christoph J. STEINHART², Rolf WITZMANN¹, Michael FINKEL²

Motivation

Unsere moderne Gesellschaft ist in einem extremen Maße von der elektrischen Energieversorgung abhängig. Die Folgen eines langandauernden und großflächigen Stromausfalls bedrohen damit nahezu sämtliche Bereiche unseres Lebens. Eine Notversorgung der kritischen Infrastruktur durch lokale Inselnetze, kann in solchen Fällen den Schaden erheblich minimieren. [1] In Inselnetzen stellt das diskrete Verhalten der einzelnen Erzeuger und Verbraucher eine große Herausforderung für die Systemstabilität dar, da die dynamischen Anregungen der einzelnen Erzeugereinheiten wesentlich größer sein können, als in großen Netzwerken, wie z. B. dem europäischen Verbundnetz. [2]

Um kritische Zustände und Schaden an Verbrauchern zu vermeiden, müssen die maximalen Frequenzschwankungen bei Lastschaltung bereits im Vorfeld abgeschätzt werden. Üblicherweise werden dazu dynamische Simulationsmodelle verwendet, die das Verhalten der Erzeugungseinheiten sowie der Lasten nachbilden. Da die dynamischen Anregungen in Inselnetzen wesentlich größer als im Verbundnetz sein können, müssen das Individualverhalten und die Nichtlinearitäten in den Modellen entsprechend berücksichtigt werden. Standardmodelle eignen sich daher nur eingeschränkt für diese Aufgabe.

In [3] wird ein dynamisches Kaplanturbinenmodell basierend auf dem Kraftwerk Feldheim vorgestellt, welches insbesondere das nichtlineare Verhalten der beiden Stellglieder Leitapparat und Laufrad berücksichtigt und für jede Leitapparat-Laufrad-Kombination, abhängig von der Fallhöhe, die mechanische Turbinenleistung individuell berechnet. Das dynamische Verhalten von Kraftwerken bzw. Turbinen kann sich je nach Größe, verbauter Technik, Bauart oder digitaler Parametrierung voneinander unterscheiden. Daher ist es wichtig, die Simulationsmodelle entsprechend der vorhandenen Technik zu parametrieren. In diesem Paper wird ein weiterer Parametersatz, basierend auf Messungen im Kraftwerk Leipheim, für das Turbinenmodell aus [3] vorgestellt und mit den Parametern aus [3] verglichen. Das Laufwasserkraftwerk Leipheim steht im süddeutschen Raum und hat eine Nennleistung von 6 MVA bei einer maximalen Turbinenleistung von ca. 5 MW.

Methodik

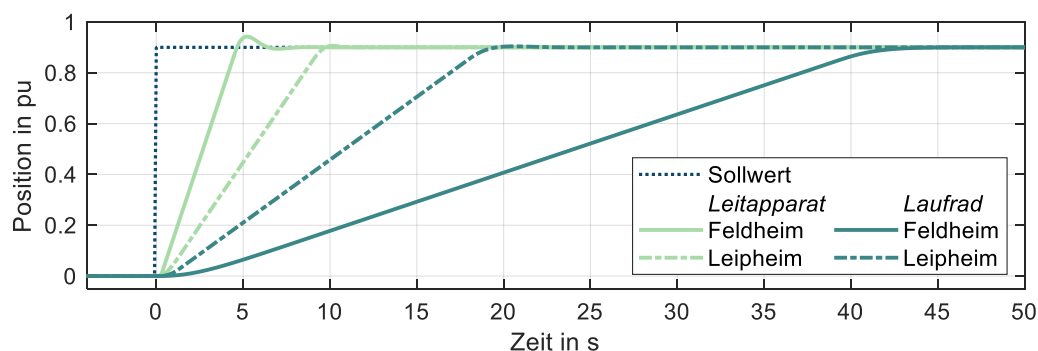


Abbildung 1: Vergleich der Sprungantworten von Leitapparat und Laufrad in den Kraftwerken Feldheim und Leipheim auf eine 0,9-pu-Sollwertänderung

Zur Bestimmung der Übertragungsfunktionen für die Turbinenstellglieder Leitapparat und Laufrad werden diese im Betrieb mit Sollwertsprüngen verschiedener Höhe und bei unterschiedlichen Durchflussmengen beaufschlagt und die entsprechenden Sprungantworten aufgezeichnet. Aus den

¹ TU München, Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze, Arcisstraße 21, 80333 München, +49 89 289-22017, michael.gratza@tum.de, www.tum.de

² Hochschule Augsburg, An der Hochschule 1, 86161 Augsburg, www.hs-augsburg.de/LINDA

Messungen werden die Nichtlinearitäten und Abhängigkeiten bestimmt und so die Parameter für die Begrenzungen sowie die Verstärkungsfaktoren der PT2-Strecken identifiziert. Die ermittelten Übertragungsfunktionen für das Kraftwerk Leipheim werden mit denen des Kraftwerks Feldheim [3] verglichen (siehe Abbildung 1).

Neben den Zeitkonstanten der Stellglieder ist die mechanische Leistung im gesamten Arbeitsbereich der Turbine wichtig für dynamische Simulationen. Das Kennfeld der Turbine in Leipheim wird daher zunächst vermessen und anschließend mit dem Kennfeld des Kraftwerks Feldheim [3] verglichen.

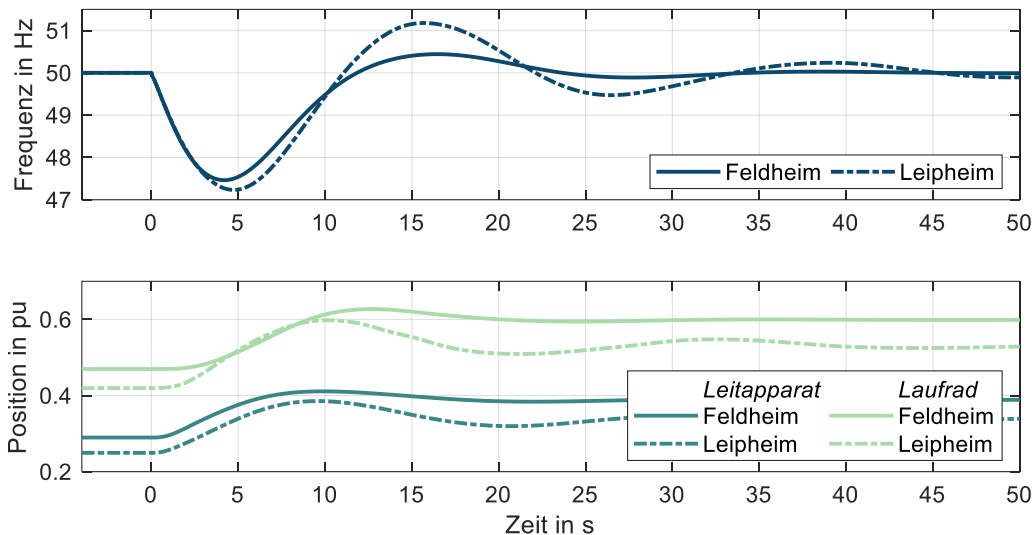


Abbildung 2: Simulierte Frequenzantwort und Reaktion der Turbine auf einen 0,5-MW-Lastsprung mit den Kraftwerksmodellen für Feldheim und Leipheim

Mit dem vollständig parametrisierten Turbinenmodell wird das Systemverhalten der beiden Kraftwerke mittels simulierter Lastsprünge im Inselnetzbetrieb exemplarisch verglichen (siehe Abbildung 2).

Ergebnisse

Dieses Paper stellt ein weiteres Parameterset für ein dynamisches Kaplanturbinenmodell bereit. Die Parameter gelten im gesamten Arbeitsbereich der Turbine und ermöglichen so realitätsnahe dynamische Simulationen, wie sie insbesondere für Inselnetzberechnungen benötigt werden. Die Parameter basieren auf Messungen in einem realen Kraftwerk und werden mit einem vorhandenen Parameterset verglichen.

Referenzen

- [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] M. Gratz, C. J. Steinhart, D. Hewes, M. Kreißl, R. Witzmann und M. Finkel, „Methode zur einfachen Abschätzung der maximalen Frequenzabweichung bei Lastsprüngen in Inselnetzen,“ TU Graz, Graz, 2018.
- [3] M. Gratz, C. J. Steinhart, R. Witzmann, M. Finkel, M. Becker, T. Nagel, T. Wopperer und H. Wackerl, „Frequency Stability in Island Networks: Development of Kaplan Turbine Model and Control of Dynamics,“ PSCC, Dublin, Juni 2018.

3.5. WIND UND SOLAR (STREAM B5)

3.5.1. Analysis of the African Electricity Infrastructure with Focus for the Use of Wind and Solar Potentials

Robert GAUGL^{1(*)}, Udo BACHHIESL¹, Lukas FRAUENLOB¹

Introduction

The mitigation of climate change is a topic of global interest as movements like Fridays for Future and intense discussions at the 2019 United Nations Climate change conference in Paris (COP25) show. With a few exemptions, the majority of countries have agreed that it is necessary to cut down carbon dioxide (CO₂) emissions in order to reduce the impacts of climate change. Currently Africa globally is the region with the least amount of CO₂ emissions, with about 1 235.5 Mt in 2018 [1]. The predicted growth of the African population from about 1 305 million people in mid-2019 to about 2 515 million people in 2050 [2], in combination with the desire to get a higher standard of living could lead to a sharp rise of CO₂ emissions of the continent if the development is not done in a sustainable way.

Africa has large potentials for Solar/Photovoltaic and wind power plants, especially if the prices for these technologies get more and more competitive. The contribution of this paper is to get an overview of the locations with great wind and solar potentials and how these potentials could be used with the existing electricity infrastructure of Africa.

Methodology

In order to perform the analysis of the African electricity infrastructure with a focus on the utilization of wind and solar potentials, the areas with high potentials of the renewable energies are determined. Figure 1 on the left shows the mean surface incoming shortwave (SIS) radiation between 1983 and 2017 calculated from the monthly data of the Climate Monitoring Satellite Application Facility (CMSAF) [3]. On the right, the mean wind speed at a height of 100 m as obtained from the Global Wind Atlas 3.0 [4] can be seen.

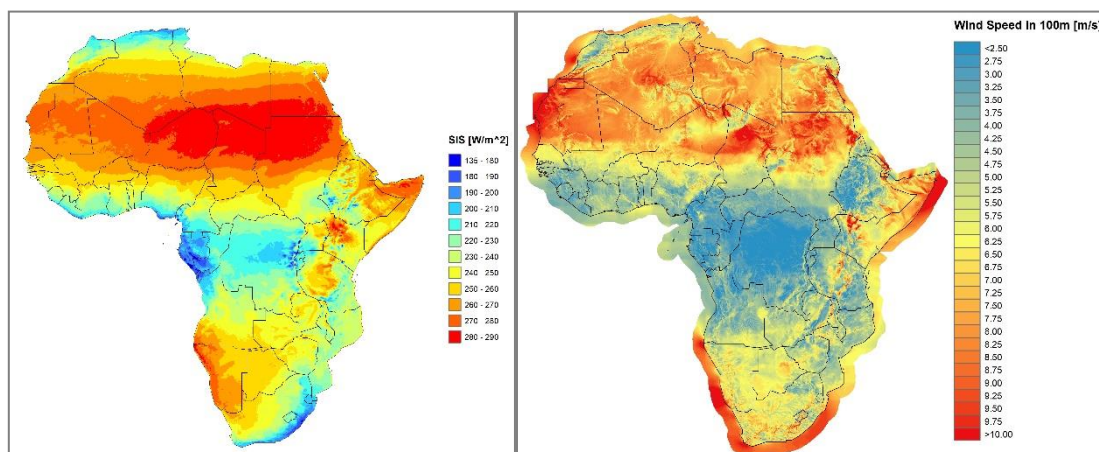


Figure 1: Mean Surface Incoming Shortwave (SIS) radiation 1983-2017 in W/m^2 (left) and Mean Wind Speed at 100 m in m/s (right). Based on SIS data from [3] and wind data from [4].

As a second step, information about the African electricity infrastructure with a focus on the high voltage power grid is overlaid on the renewable potential maps (found in the long version of the paper). Contrary to Europe, where the information about the high voltage grid is readily available from the Transmission System Operators (TSOs) or from the European Network of Transmission System Operators for

¹ Graz University of Technology, Institute of Electricity Economics and Energy Innovation, Inffeldgasse 18/II, A-8010 Graz
Phone.: +43 316 873-7904, Fax: +43 316 873-107904, robert.gaugl@tugraz.at, iee.tugraz.at

Electricity (ENTSO-E), information for African countries are scarce. Therefore, a tool [5] was developed to obtain the information from the open source community of Open Street Maps and implemented in the electricity economics model ATLANTIS of the Institute of Electricity Economics and Energy Innovation. Figure 2 shows the available grid data from Open Street Map with transmission lines of 100 kV and above. A more detailed description of the conversion process to get the grid data from Open Street Map into ATLANTIS will be found in the long version of the paper.

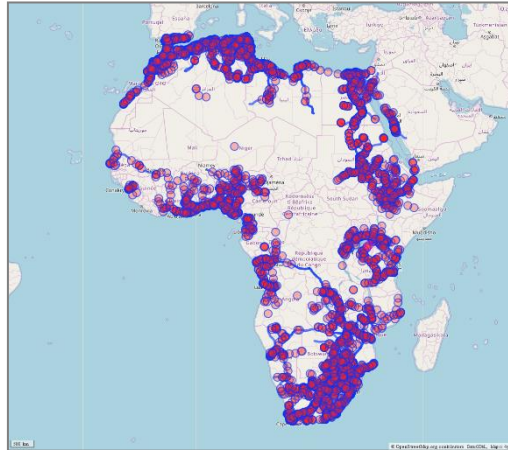


Figure 2: Grid data from Open Street Map [6] with all lines of 110 kV and above.

Conclusions

The African electricity system is divided into five major power pools: Northern African Power Pool (NAPP), Eastern African Power Pool (EAPP), Southern African Power Pool (SAPP), Western African Power Pool (WAPP) and Central African Power Pool (CAPP). The first four power pools can also roughly be seen in Figure 2.

The areas with the highest SIS radiation are located in the Saharan desert. This area is sparsely populated and therefore there is little existing electricity infrastructure. In order to utilize the solar potential in the Saharan desert, new HVDC lines would be needed to transport the electricity from the production site to the demand centres. Other drawbacks are the high temperatures in the desert, which reduce the efficiency of PV panels, and the water needed to clean the PV panels and the mirrors from concentrated solar plants (CSP) from sand [7].

Wind potential is mainly available in the northern part of Africa and also around the eastern and southern coast. These off-shore wind potentials could be interesting to use especially for South Africa, but the higher costs of off-shore wind parks are still a burden compared to on-shore wind parks.

References

- [1] BP, "World carbon dioxide emissions from 2008 to 2018, by region (in million metric tons of carbon dioxide)*," Statista, 2019. [Online]. Available: <https://www.statista.com/statistics/205966/world-carbon-dioxide-emissions-by-region/>. [Accessed: 12-Dec-2019].
- [2] Deutsche Stiftung Weltbevölkerung (DSW), "Länderdatenbank - DSW." [Online]. Available: <https://www.dsw.org/landerdatenbank/>. [Accessed: 12-Dec-2019].
- [3] U. Pfeifroth et al., "Surface Radiation Data Set - Heliosat (SARAH) - Edition 2 (CMSAF)," 2017. [Online]. Available: https://doi.org/10.5676/EUM_SAF_CM/SARAH/V002.
- [4] Technical University of Denmark, "Global Wind Atlas 3.0." [Online]. Available: <https://globalwindatlas.info>. [Accessed: 06-Dec-2019].
- [5] L. Frauenlob, "Optimierte Modellierung von Energieinfrastrukturen mittels automatisierter Datenselektion," Graz University of Technology, 2019.
- [6] OpenStreetMap, "Power line data retrieved from <https://overpass-turbo.eu/>." [Online]. Available: <https://www.openstreetmap.org>. [Accessed: 04-Dec-2019].
- [7] Al-Habaibeh, "Should we turn the Sahara Desert into a huge solar farm?," 2019. [Online]. Available: <http://theconversation.com/should-we-turn-the-sahara-desert-into-a-huge-solar-farm-114450>. [Accessed: 16-Dec-2019].

3.5.2. Potentialanalyse eines Windstandortes im Bereich eines Low-Level-Jets

Philip EGGER^{1(*)}, Wolfgang WOYKE²

Motivation und Fragestellungen

Die nationale Energie- und Klimastrategie hat zum Ziel, bis zum Jahr 2030 bilanziell 100 % des nationalen Strombedarfs aus erneuerbaren Energiequellen zu decken. Damit verbunden ist ein Ausbau der Windenergie von 12.000 GWh in Österreich. Das Land Tirol hat es sich zum Ziel gesetzt, zumindest für das Jahr 2050 einen Zubau der Windenergie in Höhe von 250 GWh umzusetzen. Deshalb werden geeignete Standorte erhoben. Da das Windvorkommen in Gebirgsregionen örtlich stark variiert, sind geeignete Verfahren zu entwickeln, um die Ressourcen zu identifizieren und zu bewerten.

Das Projekt „Messung und Auswertung des Erler Windes“ setzt auf einer meteorologischen Modellrechnung auf, die am Standort Erl einen Low-Level-Jet (LLJ) identifiziert. Der LLJ entsteht durch die komplexe Geländeform einer Talverengung in Zusammenwirken mit Ausgleichsströmungen zwischen Gebirge und vorgelagertem Alpenvorland [1]. Sein Potential wird messtechnisch erfasst und ausgewertet. Es stellt sich die Frage: Kann das meteorologische Phänomen des LLJ im täglichen Wettergeschehen erkannt werden und wie ist es in Hinsicht auf die Auslastung einer Windkraftnutzung zu bewerten. Die Hälfte der Messkampagne ist abgeschlossen. Anhand der erfassten Daten werden verschiedene Verfahren erprobt, unter anderem die Clusteranalyse, um diese Fragestellung zu beantworten.

Methodische Vorgehensweise

Die Messungen werden gleichzeitig an zwei Standorten im Bereich einer signifikanten Talverengung am Inntalausgang an der Grenze zu Bayern durchgeführt. Der Standort „Schwaigen“ befindet sich direkt in der Talverengung, also im Bereich des LLJ, die zweite Messstation „Oberndorf“ weiter südlich im Talinneren außerhalb des LLJ. Am Standort Schwaigen wird die Windgeschwindigkeit in 10 m und 15 m gemessen und am Standort Oberndorf wird in 10 m und 12 m gemessen [2].

Sowohl die geordnete Jahresdauerlinie als auch das Histogramm der Windgeschwindigkeiten lassen einen direkten Vergleich der beiden Messstandorte zu. Die gängige Vorgehensweise zur Standortbewertung ist die Approximation des Histogramms durch eine Weibull-Verteilung.

Hintergrund des LLJ sind die für den Alpenraum typischen Berg- und Talwinde. Besonders ausgeprägt sind diese bei hoher Sonneneinstrahlung und möglichst geringer Bewölkung. Bedingungen wie sie der idealisierten meteorologischen Simulation zugrunde liegen. Durch die Wetterlage bedingt sollte sich der LLJ ausschließlich an sonnigen Tagen ausbilden, während er an bedeckten Tagen nicht auftreten sollte. Zur quantitativen Bewertung bietet sich ein Verfahren des Data Mining an, der Clustering-Algorithmus k-Means. Hierzu werden die Tagesverläufe der Windgeschwindigkeit als Muster definiert, da der LLJ mit dem Berg- und Talwind ein tageszyklisches Verhalten aufweist. Der Clustering-Algorithmus ordnet jedes Tagesmuster einem von zwei Clustern so zu, sodass die Abweichung vom jeweiligen Clusterschwerpunkt minimal wird.

Nachdem durch eine Clusteranalyse die Tage mit LLJ identifiziert sind, wird durch eine monatliche Betrachtungsweise des Untersuchungszeitraumes die Saisonalität des LLJ untersucht. Hierzu werden die tageszeitliche Struktur des LLJ in den einzelnen Monaten gemeinsam mit den Sonnenaufgangs- und Sonnenuntergangszeiten betrachtet und Tendenzen identifiziert.

Schließlich wird das energetische Potential des LLJ durch Verschneiden der Windgeschwindigkeiten mit den Leistungskennlinien verschiedener Windkraftanlagen prognostiziert. Ausgehend von den Messhöhen werden anhand von Extrapolation in größere Höhen nach Hellmann die Windzeitreihen auf die Nabenhöhen der Windräder abgeschätzt.

¹FH Kufstein Tirol, Andreas Hofer-Straße 7, +43 5372 71819, Philip.Egger@fh-kufstein.ac.at, www.fh-kufstein.ac.at

²FH Kufstein Tirol, Andreas Hofer-Straße 7, +43 5372 71819, Wolfgang.Woyke@fh-kufstein.ac.at, www.fh-kufstein.ac.at

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Anhand der geordneten Jahresdauerlinien und den Histogrammen für die beiden Messstandorte kann eine enge örtliche Begrenzung des LLJ für die beiden Messstandorte nachgewiesen werden. In Oberndorf sind über den Großteil der Zeit im Jahr die Windgeschwindigkeiten verschwindend gering, 76 % aller Werte liegen unter 2,5 m/s. Im Gegensatz dazu weist der Standort Schwaigen signifikant hohe Windgeschwindigkeiten auf, in einer Größenordnung die äußerst untypisch für Alpentäler sind. Über die Hälfte der Zeit liegt die Windgeschwindigkeit über 5 m/s und in knapp 30 % der Zeit sogar über 8 m/s.

Das Histogramm für den Standort Schwaigen lässt sich nicht mit einer Weibull-Verteilung beschreiben. Die These, dass der LLJ eine Folge zweier grundlegend verschiedener Wettersituationen ist, wird durch die Clusteranalyse mit dem Clustering-Algorithmus k -Means bestätigt. Es treten genau zwei typische Tagesverläufe im chronologischen Verlauf auf (Abbildung 1). Das erste Muster eines Tagesverlaufs (Schwarz in Abbildung 1) weist über den Tag eine geringe und nahezu konstante Windgeschwindigkeit auf. Der zweite Tagesverlauf (Grau in Abbildung 1) zeigt ein deutliches Muster, das sich durch die Berg-Talwindcharakteristik des LLJ interpretieren lässt. Der LLJ tritt an ca. 49 % der Wetterlagen eines Jahres auf und ist deshalb auch zeitlich ergiebig.

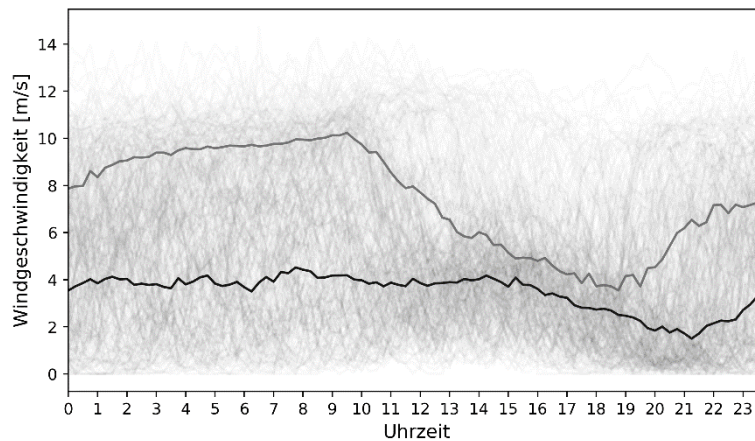


Abbildung 1: Chronologisch dargestellte Verläufe der Windgeschwindigkeit an der Messstation Schwaigen, mit den beiden Mustern als Ergebnis der Clusteranalyse (Quelle: Eigene Darstellung)

Die Betrachtung der einzelnen Monate zeigt eine deutliche Saisonalität des LLJ. Das Winterhalbjahr weist deutlich höhere mittlere Windgeschwindigkeiten auf als das Sommerhalbjahr. Anhand der tageszeitlichen Struktur des LLJ zusammen mit den unterschiedlichen Tageslängen bestätigt sich ein Zusammenhang zwischen Tageslänge und Dauer des LLJ. Die kürzeren Tage im Winter führen zu einer längeren nächtlichen Dauer des LLJ und somit zu höheren mittleren Windgeschwindigkeiten. Über das Jahr gesehen variiert seine monatliche Durchschnittsgeschwindigkeit zwischen 5,9 m/s und 8,6 m/s.

Damit lassen sich die hypothetischen Ertragsanalysen für exemplarisch ausgewählte Windräder in verschiedenen Leistungsklassen erklären. Im Ergebnis kommen die Windräder auf einen spezifischen Energieertrag je Quadratmeter Rotorfläche zwischen 225 und 1.400 kWh/m². Die Auslastung liegt zwischen 3.300 h und bis zu 4.700 h Volllaststunden pro Jahr. Der Standort Schwaigen zeigt, dass sich auch in den sonst windarmen Tälern Tirols Standorte identifizieren lassen, die für eine Nutzung geeignet sind.

Referenzen

- [1] 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
- [2] Woyke, W., Egger, P., Skopetz, H. (2019): Bewertung lokaler Windphänomene, IEWT – 11. Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien

3.5.3. Flexibel mit der Sonne haushalten: Die Rolle Solarthermischer Kraftwerke im zukünftigen Energiesystem der EU

Franziska SCHÖNIGER^{1(*)}, Gustav RESCH²

Überblick

In zukünftigen Energiesystemen werden erneuerbare, CO₂-freie und flexible Energiequellen benötigt, um eine gleichermaßen nachhaltige wie sichere Versorgung zu gewährleisten. Dabei wird auch die Solarenergie eine bedeutende Rolle spielen. Die Nutzung solarer Strahlung zur Stromerzeugung wurde in den letzten Jahrzehnten von der Photovoltaik (PV) dominiert. Konzentrierte Solarkraft (CSP) ist weltweit deutlich weniger implementiert, kann aber aufgrund der Kombination mit thermischen Speichern sowohl einen Beitrag zur Flexibilisierung als auch zur Dekarbonisierung des Stromsystems liefern. Im Jahr 2019 waren weltweit 10 GW CSP-Projekte in Betrieb, im Bau oder in der Entwicklung. 2,4 GW dieser Projekte befinden sich in Europa, wobei Spanien mit 2,3 GW installierter Kapazität der dominierende Marktführer ist [1]. Wärmespeicher erhöhen den Kapazitätsfaktor der CSP-Anlage ohne dass durch die erhöhte Speicherfähigkeit die Stromgestehungskosten (LCOE) stark ansteigen [2]. Somit können CSP-Anlagen flexibel betrieben werden und damit auslaufende konventionelle Kraftwerke ausgleichen, sofern die Marktbedingungen die Wirtschaftlichkeit dafür garantieren. In diesem Papier werden diese Marktbedingungen analysiert, indem das Zusammenspiel verschiedener CSP-Technologiekonzepte mit diversen Strommarktbedingungen am Beispiel Spaniens beleuchtet wird. Im Zuge dieser Analyse werden verschiedene Variationen der thermischen Speichergröße, des Solar Multiples, des Erdgas- und des CO₂-Preises sowie der Anteile fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung im System untersucht. Diese Arbeit wurde im Rahmen des von der Europäischen Kommission finanzierten Horizon 2020-Projekts MUSTEC durchgeführt [3].

Methode

Die Analyse basiert auf einer detaillierten technoökonomischen Bewertung verschiedener CSP-Technologiekonfigurationen. Von besonderem Interesse sind dabei die Kapazität des Kraftwerks (Solarfeld & Receiver und Turbine) und des Wärmespeichers sowie die Betriebsarten des Kraftwerks (Grundlast- vs. Spitzenlastkonfiguration). Basierend auf einer technoökonomischen Klassifizierung wurden anschließend die verschiedenen Technologiekonzepte mit dem Energiesystemmodell Balmorel [4] modelliert, welches eine detaillierte und zeitlich hoch aufgelöste Betrachtung des Stromsektors ermöglicht. Die Basis bietet eine detaillierte Datenbank über die verschiedenen CSP-Technologiekonzepte aus dem MUSTEC Projekt. Durch das Abbilden des Stromaustauschs mit den benachbarten Stromsystemen Portugal und Frankreich wird außerdem eine breitere Systemsicht auf die Integration der bewerteten CSP-Konzepte in die regionalen Strommärkte ermöglicht.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse geben Aufschluss darüber, wie sich CSP-Kraftwerke abhängig vom Technologiekonzept und von den Strommarktbedingungen in ihrem Erzeugungsverhalten unterscheiden. Die modellbasierte Analyse erlaubt darüber hinaus Aussagen dazu, unter welchen Bedingungen unterschiedliche CSP-Technologien im aktuellen und in einem zukünftigen Marktdesign nützlich, vorteilhaft oder notwendig für das Gesamtsystem sein können. Im Mittelpunkt der Analyse steht dabei, wie sich der Marktwert des erzeugten Stroms sowie die gesamtwirtschaftliche Tragfähigkeit in Abhängigkeit des zugrundeliegenden CSP-Technologiekonzepts einschließlich des entsprechenden Speichers verändern können. Abbildung 1 zeigt die Marktwerte und durchschnittlichen jährlichen Strompreise in den verschiedenen Szenarien.

¹ Energy Economics Group, TU Wien, Gusshausstrasse 25-29/370-3, 1040 Wien, +43 1 58801 370378, schoeniger@eeg.tuwien.ac.at, <http://eeg.tuwien.ac.at/>

² Energy Economics Group, TU Wien, Gusshausstrasse 25-29/370-3, 1040 Wien, +43 1 58801 370354, resch@eeg.tuwien.ac.at, <http://eeg.tuwien.ac.at/>

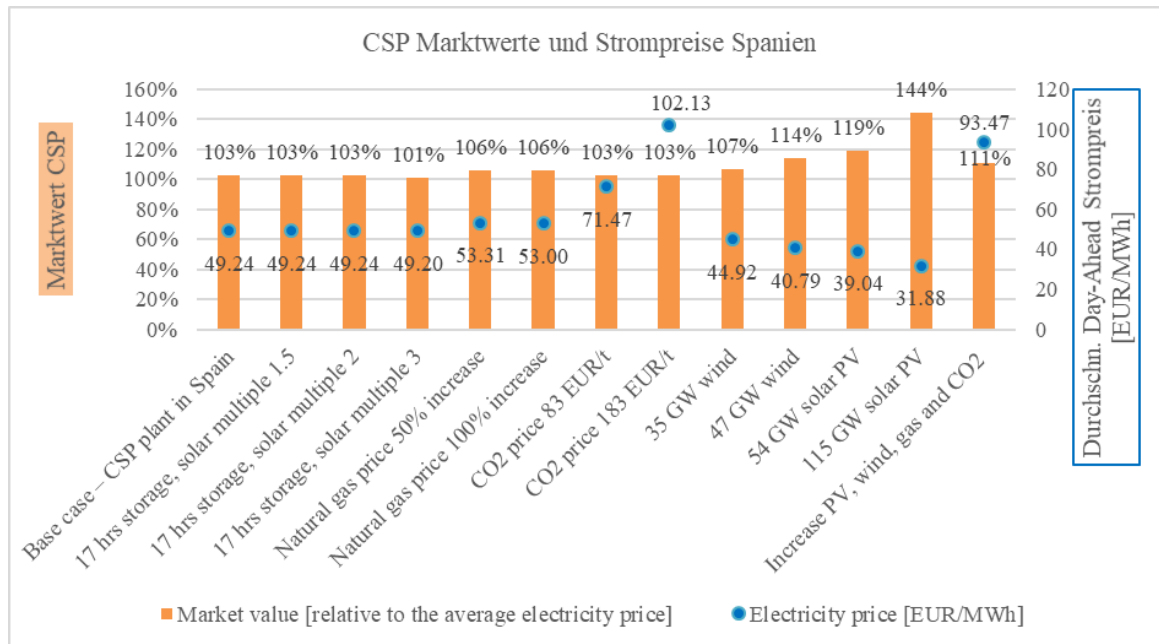


Abbildung 1: Relative Marktwerte und Strompreise des modellierten CSP Kraftwerks in den Szenarien. Variationen im Technologiekonzept (z.B. SpeichergroÙe), Brennstoffpreisen, CO₂-Preisen und Strommix im System.

Stromsysteme mit einem hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien führen zu den höchsten relativen Marktwerten für CSP (bis zu 144%). In diesen Stromsystemen zeigt sich der Merit-Order-Effekt der fluktuierenden Erneuerbaren Energien am stärksten. In einem solchen Stromsystem, kann CSP seine Stromerzeugung auf Zeiten mit geringer PV- und Windeinspeisung und damit höheren Preisen verlagern. In dem Szenario mit hohem Windanteil erreicht CSP einen Marktwert von 114%, in Systemen mit einem hohen Anteil an Solar-PV ist CSP am kompetitivsten. In den Szenarien mit hohem Wind- und PV-Anteil sind die durchschnittlichen jährlichen Day-Ahead-Strompreise jedoch auch am geringsten, was sich somit auch negativ auf die Gesamtwirtschaftlichkeit auswirkt. Es zeigt sich, dass ein hohes Dekarbonisierungsniveau zur Wettbewerbsfähigkeit von CSP führen. In einem Marktumfeld, in dem gleichzeitig mit dem Ausbau von PV und Wind auch die CO₂-Preise steigen, führen ein hoher CSP-Marktwert (bis zu 111%) und hohe durchschnittliche Strompreise zu den höchsten Erträgen für CSP. In einem möglichen zukünftigen Elektrizitätssystem, das diese Merkmale aufweist, könnte CSP also seine bedeutendsten operativen Vorteile ausspielen – erneuerbare, flexible und CO₂-freie Stromerzeugung.

Referenzen

- [1] SolarPACES, "SolarPACES. Solar Power & Chemical Energy Systems.," 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.solarpaces.org/csp-technologies/csp-projects-around-the-world/>. [Zugriff: 04-Mar-2019].
- [2] J. Lilliestam et al., "Policies to keep and expand the option of concentrating solar power for dispatchable renewable electricity," *Energy Policy*, vol. 116, no. Februar, pp. 193–197, 2018.
- [3] MUSTEC, "MUSTEC. Market Uptake of Solar Thermal Electricity.," 2018. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.mustec.eu/>. [Zugriff: 01-Mar-2019].
- [4] The Balmorel Open Source Project, "Balmorel. Energy system model.," 2019. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.balmorel.com/>. [Zugriff: 01-Mar-2019].

3.5.4. Potenzial und Chancen durch Solarthermie – Fallbeispiel Schweiz

Helene SPERLE¹, Samuel KUMMER¹, Matthias BERGER¹, Jörg WORLITSCHKE¹

Einleitung und Ziele

Anders als in der Photovoltaikbranche ist der Ausbau von Solarthermie in Europa seit einigen Jahren rückläufig [1]. Am Fallbeispiel Schweiz zeigt sich die Diskrepanz zwischen dem prognostizierten Potenzial und vielbeachteten Szenarien wie *Energieperspektiven 2050* [2], welche im Widerspruch zur derzeitigen Marktentwicklung stehen [3]. Ausgehend von den aktuellen Hindernissen stellt sich die Frage, wie groß das realisierbare Potenzial bis 2050 in den einzelnen Sektoren eigentlich ist. Ferner, wie sich Solarwärme effektiv und effizient für die Umsetzung der nationalen Klimaziele nutzen lässt. Dabei gilt es die bestmöglichen Einsatzgebiete zu identifizieren, Chancen und Risiken aus techno-ökonomischer Perspektive zu bewerten und nötige politische Maßnahmen abzuleiten.

Ergebnisse und Ausblick

Im Rahmen einer Potenzialanalyse wurde zunächst der Wärme- und Kältebedarf verschiedener Sektoren wie Wohnbau, Gewerbe- und Handel sowie Industrie näher aufgeschlüsselt und geeignete Prozesse und Anwendungsfälle, die für die Nutzung von Solarthermie relevant sind, identifiziert. Während im Wohnbau relativ eindeutige Strukturen und Anforderungen vorherrschen, gestaltet sich die Identifikation geeigneter Bereiche in Gewerbe und Handel sowie im Industriesektor schwieriger, da Branchen und Prozesse innerhalb dieser Sektoren sehr unterschiedlich sind. Tabelle 1 zeigt das ermittelte theoretische Potenzial für unterschiedliche Branchen in der Schweiz.

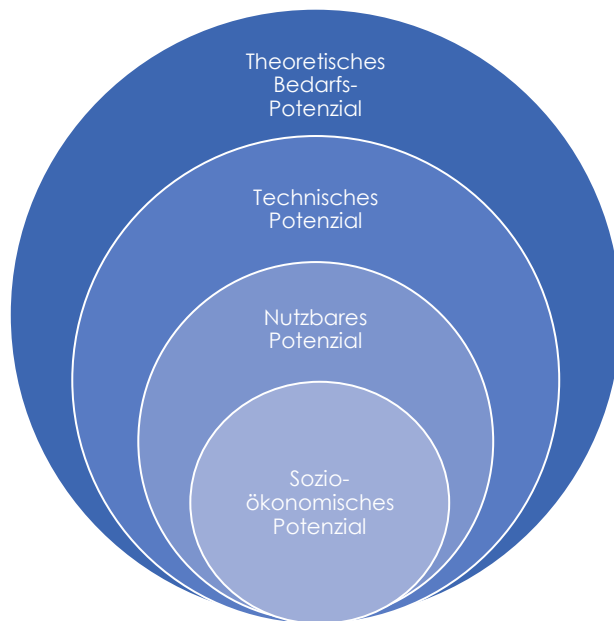
Tabelle 1: Theoretisches Potenzial für industrielle Solarwärme im Niedertemperaturbereich [4,5]. Das theoretische Potenzial ergibt sich als Summe von Raumwärme, Brauchwarmwasser, und dem Niedertemperatur (NT)-Anteil der Prozesswärme in Petajoule (PJ).

Industrie oder Branche	Raumwärme und Warmwasser PJ	Prozesswärme		Prozesswärme NT PJ	Theoretisches Potenzial PJ
		PJ	% NT		
Chemie/ Pharma	2.35	26.31	40%	10.52	12.87
Mineralien	0.36	15.79	5%	0.79	1.15
Lebensmittel	1.63	12.28	61%	7.49	9.12
Metall	0.54	10.52	5%	0.53	1.07
Papier	0.36	7.89	34%	2.68	3.04
Elektrotechnik	0.91	1.75	5%	0.09	1.00
Textil	0.18	0.88	32%	0.28	0.46
Metallerzeugung	1.99	0.88	5%	0.04	2.03
Maschinenbau	1.45	0.88	5%	0.04	1.49
Energie/Wasser	0.18	-	-	-	0.18
Bau	2.72	-	-	-	2.72
Übrige	5.43	10.52	5%	0.53	5.96
TOTAL	18.1	87.7		23	41.1

Für die Abschätzung des gegenwärtigen Potenzials in den einzelnen Bereichen und für die Auswahl der bestmöglichen Einsatzgebiete spielen neben technischen Aspekten wie geeigneter Temperaturbereich, Bedarfsverhalten, geeignete Dachflächen auch sozioökonomische Aspekte wie Stakeholder-Zugang und Wirtschaftlichkeit gegenüber alternativen Systemen eine wichtige Rolle.

¹ Hochschule Luzern, CC Thermische Energiespeicher, Technikumstrasse 21, CH- 6048 Horw +41 41 349 38 37, helene.sperle@hslu.ch, www.hslu.ch/tes

Ausgehend von einem theoretischen Bedarfs-Potenzial werden Reduktionsfaktoren gebildet, welche schließlich auf ein sozioökonomisches Potenzial folgern lassen (Abbildung 1).



Theoretisches Bedarfs-Potenzial

Entspricht dem gesamten Wärmeverbrauch bzw. Bedarf unter 100°C

Technisches Potenzial

Berücksichtigt die reduzierten Dach- und Fassadenflächen (schlechte Ausrichtung, Verschattung, andere Dachnutzung z.B. Attika, Schutzobjekte und bereits durch PV oder Solarthermie genutzte Fläche)

Nutzbares Potenzial

Berücksichtigt die gewählten Kollektoren und Speichermöglichkeiten

Sozioökonomisches Potenzial

Berücksichtigt sozioökonomische Faktoren mit unterschiedlicher

Abbildung 1: Methodik zur Ermittlung des sozioökonomischen Potenzials

In einem nächsten Schritt sollen geeignete technische Systeme mit verschiedenen Speicherlösungen für die wichtigsten Anwendungsfälle ausgearbeitet werden. Mithilfe von Simulationsprogrammen wie Polysun und TRNSYS lassen sich die optimalen Systemgrößen und Konfigurationen für unterschiedliche Gebäudetypen und Prozesse ermitteln.

Mit den Ergebnissen der Simulationen werden daraufhin technische und wirtschaftliche Parameter abgeleitet, die wiederum als Eingangsgrößen für ein nationales Energiesystemmodell (Energyscope) dienen [6]. Darin wird das Zusammenspiel von Solarthermie mit anderen erneuerbaren und konventionellen Energietechnologien evaluiert, und analysiert, welchen Einfluss Solarthermie auf das Gesamtsystem hat. Parallel dazu findet eine sozioökonomische Analyse aus Sicht des Marktes statt.

Zuletzt werden die Ergebnisse in einer SWOT-Analyse (Strength, Weakness, Opportunites and Risks) zusammengetragen und Empfehlungen für Maßnahmen in Forschung, Politik und Markt vorgeschlagen. Das Projekt resultiert somit in einer umfangreichen Roadmap für den realistischen und effektiven Ausbau der Solarthermie in Richtung CO₂-neutrale Schweiz 2050.

Referenzen

- [1] Solarbranche.de, „Europa: Photovoltaik – Solarthermie,“ <https://www.solarbranche.de/ausbau/europa> (Abgerufen: 21.11.2019)
- [2] Bundesamt für Energie BFE, „Energieperspektiven 2050“, Zusammenfassung, 2013, <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energiestrategie-2050/dokumentation/energieperspektiven-2050.html> (Abgerufen: 20.09.2019)
- [3] Swissolar, „Markterhebung Sonnenenergie 2017- Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien,“ 2017, https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Markterhebung/Marktumfrage_2017.pdf (Abgerufen: 21.11.2019)
- [4] Kemmler, T. Spillmann, S. Koziel, „Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 - 2017 nach Verwendungszwecken,“ BFE (10/2018) S.49
- [5] M. Guillaume, M. Bunea et al., „Solar Heat in Industrial Processes in Switzerland – Theoretical Potential and Promising Sectors,“ EuroSun 2018 Conference Proceedings, <http://proceedings.ises.org/paper/eurosun2018/eurosun2018-0110-Guillaume.pdf> (Abgerufen: 22.11.2019)
- [6] Limpens, Gauthier, et al., „EnergyScope TD - A novel open-source model for regional energy systems.“ Applied Energy 255 (2019): 113729

3.5.5. D-CAT: In-Situ Test for Large Solar Thermal Collector Arrays Based on Grey-Box Modeling

Philip OHNEWEIN¹, Daniel TSCHOPP¹

Content

Large-scale solar thermal systems are a cost-effective way to provide renewable heat [1]. The market has recently experienced considerable growth, hence there is a need to precisely estimate and monitor these systems, based on field measurements of collector arrays. This contribution presents the *Dynamic Collector Array Test (D-CAT)*, an in-situ test method for detailed quality assessment of large collector arrays under fully dynamic operating conditions. The method has been developed in the Austrian funded research project *MeQuSo* [2]. The test procedure has been applied to the plant FHW (Fernheizwerk, see Fig. 1) in Graz, giving detailed performance results for five large flat-plate collectors of different European manufacturers. The general approach of D-CAT includes the development and validation of a dynamic collector array model, improved radiation modelling, optimal data selection for the estimation and grey-box estimation of the model parameters. The D-CAT method can run in parallel to the normal system operation and does not require adapting the system control.

Methods

Model

The context of this contribution is the in-situ testing of large solar thermal collector arrays, a question that has been answered satisfactorily for laboratory tests of single collectors in the ISO 9806 standard [3]. The D-CAT method extends this well-known single-collector test method in two ways:

- 1) It is adapted to the boundary conditions of collector arrays. This mainly affects dynamic system behavior and solar radiation; both are addressed by suitable physical models.
- 2) It runs in-situ (not in a laboratory) and does not interfere with the control. The wide range of model validity allows to use almost all operating data in the estimation process.

The model parameters need to have a physical interpretation – an important aspect that goes in line with the goals of the approach in the ISO standard [3], for single collector tests. The presented method is based on a dynamic state-space model that is as close as possible to the physical approach used in the ISO standard. The model equations in PDE form:

$$(mc)_m \frac{\partial T_m}{\partial t} = (\tau\alpha)(K_b(\theta)G_b + K_dG_d) - a_1(T_m - T_a) - a_2(T_m - T_a)^2 - D\alpha(T_m - T_f)$$

$$(mc)_f \frac{\partial T_f}{\partial t} = D\alpha(T_m - T_f) - \dot{C}_f \frac{\partial T_f}{\partial x}$$

This model is the result of a variety of grey-box models that have been tested and validated against the measurement data coming from the FHW plant. This model describes the collector array behavior by means of 9 parameters. These parameters are lumped for the whole collector array, characterizing the “typical” collector that best represents the array operation.

Data Handling and Parameter Estimation

Measuring data have been acquired within the MeQuSo project; the data refer to 5 collector arrays of the FHW plant in Graz. The measured channels include input and output temperatures and volume flow of each array, beam and diffuse radiation, and ambient conditions. All channels have been acquired in a 1-second sampling rate, averaged to 10 seconds during post-processing.

All data intervals with a length of at least 1.5 hours of unshaded operation are included in the analysis, yielding around 500 intervals per year. In an optimal data selection process based on the data’s Fisher information with respect to the model, a set of “D-optimal” intervals is selected. This approach ensures high quality parameter estimates, good generalization to non-observed operating conditions and

¹ AEE INTEC, Feldgasse 19, Gleisdorf, Tel 03112 5886-255, www.aee-intec.at p.ohnewein@aee.at

improved optimization time. All data processing is done in a fully automated way, including raw data treatment and pre-processing, optimal data selection, to final results of the model estimation process.

Results

The devised D-CAT test method can be used for performance monitoring and detailed assessment of large solar thermal systems. The estimated model parameters, obtained as a multivariate random variable, reflect the current state of a tested collector array. The parameters have a straightforward physical interpretation: In particular, the D-CAT approach enables one to separate weather influence from the behavior of the collector array, seen as a technical component. This yields a clear and concise answer to discussions among involved stakeholders, e.g. plant operator and collector manufacturer.

Together with the employed physical model, various interesting applications are possible:

- One application is to produce short-term predictions, e.g. for model-predictive control.
- Another application are long-term system simulations delivering KPIs (e.g. energy yield plus confidence intervals) to be used by plant operators for making informed decisions.
- Predictive maintenance based on the temporal evolution of system parameters over time.

The D-CAT method has been applied to 3 years of field measurement data, using an implementation in a software project that runs the test in a fully automatic way. The test method can also be triggered on demand, based on a simple and fast static system analysis.

The long paper version for the symposium can include more details and figures about the results, the theoretical approach and used methods. Overall, our method is a contribution to the integration and operation of large collector arrays as stand-alone systems or within energy systems.



Figure 1: Aerial view of the FHW collector arrays. Source: Picfly.at Thomas Eberhard

References

- [1] ESTIF, 2015. "Solar Thermal Markets in Europe. Trends and Market Statistics 2014." ESTIF, Brussels.
- [2] Tschopp, Daniel, et al. "In-situ Testing of Large Collector Arrays—Challenges and Methodological Framework." (2017).
- [3] ISO 9806:2017(E): Solar energy — Solar thermal collectors — Test methods.

3.6. WASSERSTOFF (STREAM B6)

3.6.1. Optimierung der Anlagenkonfiguration und Betriebsstrategie einer Wasserstoff-produktionsanlage im Rahmen von Renewable Gasfield

Markus SARTORY¹, Bernhard STAGGL^{1(*)}, Fabian RADNER¹, Karl-Heinz KOPP¹, Alexander TRATTNER¹, Klaus NEUMANN²

Motivation

Im Rahmen des Pariser Klimaabkommens wurde das Ziel definiert, die mittlere Erderwärmung auf 1,5 °C im Vergleich zur vorindustriellen Zeit zu begrenzen. Im Zuge des dazu notwendigen Umbaus des Energiesystems auf erneuerbare Energieträger sind Herausforderungen wie die Überbrückung von örtlichen und zeitlichen Angebots- und Nachfragerücken, der Implementierung von Langzeitspeichern oder der Netzstabilisierung zu bewältigen. Wasserstoffbasierte Power-to-X (PtX) Anlagen bieten Lösungen für eine Vielzahl der auftretenden Problemstellungen und sind damit ein Schlüsselement zum Ausbau der erneuerbaren Energieträger. [1, 2]

Im Förderprojekt **Renewable Gasfield** wird ein ganzheitlicher Power-to-Gas Ansatz demonstriert und eine Demonstrationsanlage in Gabersdorf (Steiermark, Österreich) errichtet, siehe Abbildung 1. Die Anlage koppelt die erneuerbare Stromproduktion mittels Elektrolyse an eine lastflexible Methanisierung inklusive Speicherung und Verteilung von erneuerbarem Wasserstoff und synthetisch erzeugtem Erdgas. Die Berücksichtigung der regionalen Gegebenheiten steht im Fokus der Entwicklung der vielseitig einsetzbaren Anlageninfrastruktur. Die Modularität des Infrastrukturkonzepts ermöglicht die zukünftige Erweiterung und Anpassung der Anlage.

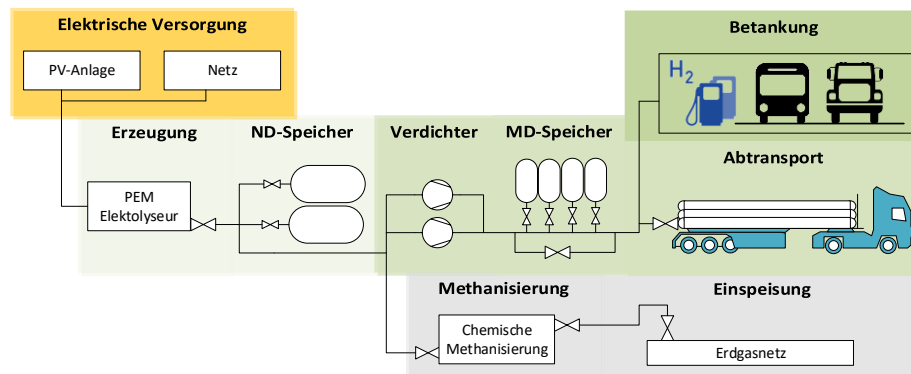


Abbildung 1: Schema der Demonstrationsanlage mit Verwertungspfaden, Medien- und Energiequellen

Methodik

Um trotz der hohen Variantenvielfalt und den lokal stark unterschiedlichen Anforderungen an PtX-Anlagen eine effiziente Anlagenauslegung und -optimierungen zu ermöglichen, sind unterstützende Methoden und Werkzeuge notwendig. Das im Rahmen dieser Arbeit vorgestellte Simulationsmodell **Hydrolyse (Hydrogen Facility Simulation Model)** ist ein modular aufgebautes, funktionenorientiertes Modell zur Auslegung und Optimierung von wasserstoffbasierten PtX-Anlagen. Es bietet die Möglichkeit eine an die örtlichen Anforderungen und Rahmenbedingungen abgestimmte PtX-Anlage aufzubauen und die Anlagenkonfiguration sowie den Anlagenbetrieb zu optimieren. Die Basis bildet dabei eine Bibliothek von funktionalen Anlagenmodulen, siehe Abbildung 2. Diese können entsprechend der Anlagenkonfiguration kombiniert werden. Die Modulbibliothek wird zur Anlagenoptimierung im Projekt Renewable Gasfield eingesetzt und erweitert.

¹ HyCentA Research GmbH, office@hycenta.at, www.hycenta.at

² Energie Steiermark Technik GmbH, www.e-steiermark.com

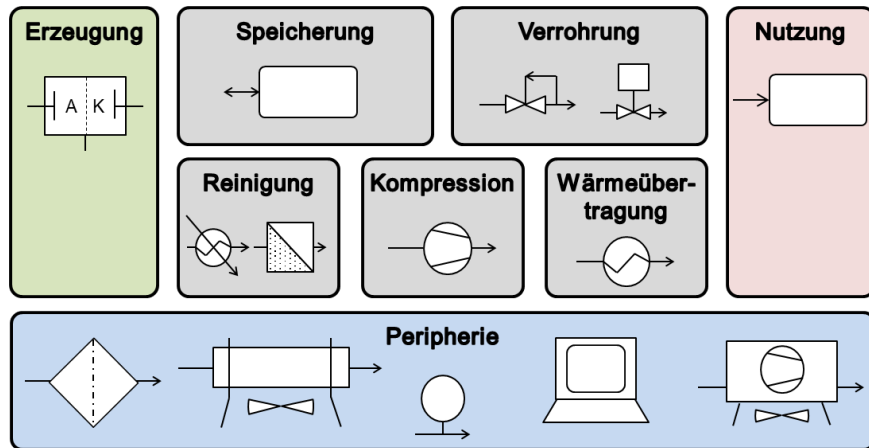


Abbildung 2: Modulare Funktionsstruktur des Simulationsmodells **Hydrolyse**

Auslegung und Optimierungsprozess

Auf Basis der lokalen Anforderungen aus den relevanten Sektoren Haushalt, Industrie und Mobilität werden die Zielvorgaben an die Demonstrationsanlage ermittelt. Darauf aufbauend werden verschiedene Anlagentopologien definiert und im Simulationsmodell abgebildet. Ausgewählte Anlagenparameter werden dabei durch die Optimierung fixiert. Als Parameter werden in diesem Fall die Leistung der Elektrolyse und Verdichter sowie die Größen und Druckniveaus der Gasspeicher definiert. Die Optimierung erfolgt in Form von Parameterstudien. Als Zielparameter können unter anderem die Wasserstoffgestehungskosten, der Anlagenwirkungsgrad oder die Anlagenverfügbarkeit definiert werden.

Ausgehend von den aktuellen und zukünftigen Anforderungen und Zukunftspotentialen von PtX-Anlagen können Betriebsweisen abgeleitet und in Form eines Moduls Regelung in das **Hydrolyse**-Modell implementiert werden. Das Ziel des Moduls Regelung ist es, die Kosten- und Nutzungspotentiale einer Anlage im Betrieb auszuschöpfen.

Ergebnisse und Ausblick

Die Funktionalität des Modells wurde bereits im Rahmen einer Masterarbeit für bedarfsorientierte Wasserstoffinfrastrukturen im Bereich des Schwerverkehrs erfolgreich demonstriert [3]. Die gewonnenen Erkenntnisse zur Auslegung der Erzeugungs- und Betankungsanlage basierend auf dem zukünftigen Wasserstoffbedarf sind auf die Demonstrationsanlage im Projekt **Renewable Gasfield** übertragbar. Im Rahmen des Projekts wurden die Anforderungen an die Demonstrationsanlage ausgearbeitet und darauf aufbauend die Anlagentopologien definiert. Mithilfe von **Hydrolyse** erfolgt die Abbildung der Anlagenkonfigurationen und die Durchführung von Parameterstudien zur Optimierung. In einem nächsten Schritt soll der Betrieb der Demonstrationsanlage auf die lokalen Angebots- und Bedarfsprofile von Wasserstoff, Wärme und Strom auf die Zielparameter wie Wasserstoffgestehungskosten, Wirkungsgrad und Anlagenauslastung abgestimmt werden.

Projektpartner: Energie Steiermark Technik GmbH (Konsortialführung), HyCentA Research GmbH, Energieinstitut an der JKU Linz, Energie Agentur Steiermark GmbH, Energienetze Steiermark GmbH, Montanuniversität Leoben, WIVA P&G - Wasserstoffinitiative Vorzeigeregion Austria Power & Gas, Abteilung 15 - Energie, Wohnbau, Technik der Steiermärkische Landesregierung

Gefördert im Rahmen der FTI-Initiative „Vorzeigeregion Energie“: Klima und Energiefonds, Vorzeigeregion Energie, Kommunalkredit Public Consulting, Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft, WIVA P&G

Referenzen

- [1] FCH, "Hydrogen Roadmap Europe: A SUSTAINABLE PATHWAY FOR THE EUROPEAN ENERGY TRANSITION," 2019.
- [2] F. Ausfelder and H. Dura, "OPTIONEN FÜR EIN NACHHALTIGES ENERGIE-SYSTEM MIT POWER-TO-X TECHNOLOGIEN: Nachhaltigkeitseffekte – Potenziale Entwicklungsmöglichkeiten," 2019.
- [3] B. Staggl, "Bedarfsbasiertes Optimierungsmodell für Wasserstoffinfrastrukturen im Schwerverkehr," Masterarbeit, Institut für Verbrennungskraftmaschinen und Thermodynamik, Technische Universität Graz, 2019.

3.6.2. Wasserstofftechnologien in der Chemieindustrie Chancen und Potentiale unter Berücksichtigung der Altersstruktur

Marius NEUWIRTH¹, Tobias FLEITER¹, Andrea HERBST¹, Matthias REHFELDT¹

Motivation und zentrale Fragestellung

Die deutsche Bundesregierung hat im Rahmen der Billigung des Klimaschutzgesetzes im November 2019 feste Ziele gesetzt. Darin ist eine Reduzierung der Treibhausgasemission um 55 % bis zum Jahr 2030 im Vergleich zum Basisjahr 1990 und die Klimaneutralität bis 2050 beschlossen [1]. Mit ca. 23% der Gesamtemissionen in Deutschland ist der Industriesektor einer der großen emittierenden Sektoren, der knapp 30% des Endenergiebedarfs ausmacht und dabei überwiegend fossile Energieträger nutzt [2, 3]. Speziell die Dekarbonisierung der energieintensiven Industriebranchen ist aufgrund deren hohen Emissionen wegen der technischen Restriktionen mit aktuellen Technologien sowie den entsprechenden chemischen Reaktionen für das Erreichen der deutschen und europäischen Klimaziele (Reduktion der Treibhausgasemissionen um 95% bis zum Jahr 2050) besonders relevant. Hierfür müssen erhebliche Anstrengungen unternommen werden, um den Einsatz fossiler Brennstoffe in den einzelnen Prozessrouten in den nächsten Jahrzehnten zu reduzieren.

Die direkte und indirekte Nutzung von Strom basierend auf erneuerbaren Energien kann eine wichtige Rolle in der Dekarbonisierung der Industrie einnehmen [5]. Große Potentiale und Möglichkeiten für die Zukunft liefern hierbei speicherbare Stoffe, die hinsichtlich der ambitionierten Ziele bis 2030 bereits kurzfristig in aktuelle Systeme und Prozesse eingebunden werden können. Eine bedeutende Rolle wird dafür Wasserstoff zugeschrieben, da dessen Nutzung sowohl als Energieträger als auch für die stoffliche Nutzung in verschiedenen industriellen Prozessrouten vielversprechend ist. Als speicherbares Medium kann Wasserstoff zudem als Energiespeicher zum Ausgleich von Fluktuationen bei der Erzeugung erneuerbarer Energien in der Zukunft dienen [6].

Eine der wichtigsten Branchen mit großen Potentialen für die Wasserstoffnutzung stellt die Chemieindustrie dar. Insbesondere die Herstellungsverfahren von Grundstoffchemikalien (z.B. Ammoniak und Methanol) zeigen Ansatzmöglichkeiten für eine wasserstoffbasierte Transformation.

Methodische Vorgehensweise

Die Modellierungsplattform FORECAST (<https://www.forecast-model.eu>) zielt darauf ab, langfristige Szenarien für den zukünftigen Energiebedarf einzelner Länder und Weltregionen bis 2050 zu entwickeln [4]. Die Basis bildet ein bottom-up- Modellierungsansatz, der die Dynamik von Technologien und sozioökonomischen Faktoren berücksichtigt. Mehr als 80 energieintensive Prozesse werden explizit betrachtet, während andere Technologien und energiebetriebene Geräte als Querschnittstechnologien modelliert werden. Einsparmöglichkeiten (inkrementelle Änderungen und neue Produktionsprozesse) entfalten ihren Einfluss auf den Energieverbrauch und die Treibhausgasemissionen, indem sie durch den modellierten Technologiebestand diffundieren und so den spezifischen Energieverbrauch oder die spezifischen prozessbezogenen Emissionen einzelner Produktionsprozesse reduzieren.

Eine Evaluierung der aktuellen Technologien und Prozesspfade, speziell im Bereich der Ammoniak- und der Methanol- Herstellung, führen unter Nutzung einer Standortdatenbank zu Erkenntnissen über den Status quo. Die Kenntnis über die Altersstruktur des Anlagenbestandes und die Betrachtung der Diffusion von heute noch nicht marktreifen Technologien unter Nutzung von erneuerbar erzeugtem

¹ Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Breslauer Str. 48, +49 721 6809-528, Marius.Neuwirth@isi.fraunhofer.de, <http://www.isi.fraunhofer.de>, <http://www.forecast-model.eu>

² Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Breslauer Str. 48, +49 721 6809-208, Tobias.Fleiter@isi.fraunhofer.de, <http://www.isi.fraunhofer.de>, <http://www.forecast-model.eu>

Wasserstoff führt zu einer möglichen Transformation der chemischen Industrie in Deutschland zur Einhaltung kurzfristiger und langfristiger Klimaziele.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die präsentierten Ergebnisse diskutieren die Transformation der deutschen Chemieindustrie ausgehend von einem Dekarbonisierungsszenario, das im Einklang mit den politischen Rahmenbedingungen bis zum Jahr 2050 steht. Untersucht werden Aussagen und Sensitivitäten in Bezug auf Energiebedarf, verfügbare Technologien, Potential- und Kostenannahmen. Dabei werden anhand von in der Literatur aufgeführten Technologien mit großen Potentialen für die Nutzung Wasserstoff deren mögliche Marktdiffusion und entsprechende Transformationspfade der chemischen Industrie unter Einbeziehung der standortspezifischen Altersstruktur des Anlagenbestandes getroffen. Wichtige Aspekte für die Beurteilung der Diffusion der Technologien stellen Marktreife und Kosten und Infrastruktur dar.

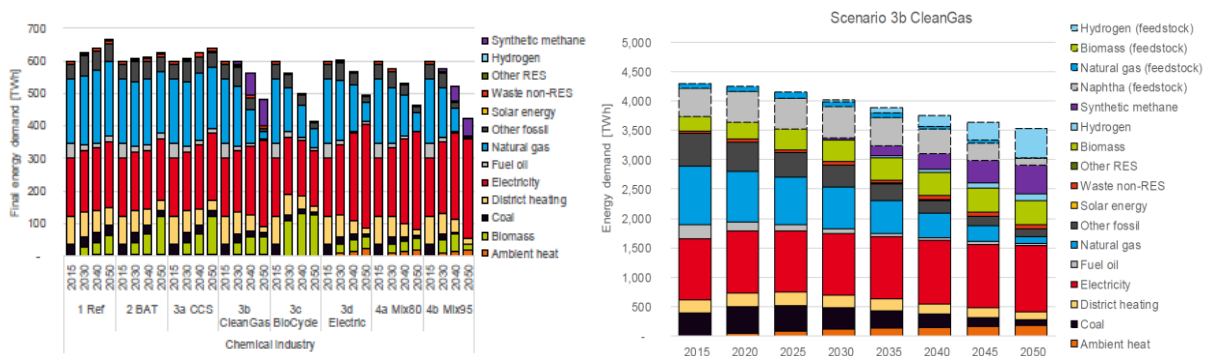


Abbildung 1: Energiebedarf der deutschen Industrie anteilig für die jeweiligen Energieträger der chemischen Industrie (links) und bis zum Jahr 2050 anhand eines ausgewähltes Gasszenarios (rechts) [7]

Referenzen

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG), Pressemitteilung Nr.204/2019, https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Gesetze/gesetzese Entwurf_bundesklimaschutzgesetz_bf.pdf (zuletzt aufgerufen am 6.12.2019)
- [2] Umweltbundesamt auf Basis AG Energiebilanzen, Auswertungstabellen zur Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2017, Stand 07/2018, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren> (zuletzt aufgerufen am 6.12.2019)
- [3] Umweltbundesamt, Nationale Treibhausgas-Inventare 1990-2017 und Zeitnauschätzung für 2018 aus UBA- Presseinformation 9/2019, <https://www.umweltbundesamt.de/indikator-emission-von-treibhausgasen#textpart-1> (zuletzt aufgerufen am 6.12.2019)
- [4] Fleiter et al., "A methodology for bottom-up modelling of energy transitions in the industry sector: The FORECAST model", In Energy Strategy Reviews 22 (2018) 237-254, Karlsruhe
- [5] Möst et al. (to be published): The Future European Energy System - Flexibility Options and Technological Progress. Springer.
- [6] Hartner et al. (2019), D.5.8: WP5 Summary report - Energy systems: Demand perspective: A report compiled within the H2020 project SET-Nav (work package 5)
- [7] Fleiter, T.; Herbst, A.; Rehfeldt, M.; Arens, M. (2019): Industrial Innovation: Pathways to deep decarbonisation of Industry. Part 2: Scenario analysis and pathways to deep decarbonisation. ICF and Fraunhofer ISI

3.6.3. „Industriecluster progressLAUSITZ - Neue Konzepte für die Sektorenkopplung“

Andreas HERRMANN^{1,2}, Manja TSCHÖPE³, Bernd MEYER^{1,2,3}

Vision

Ziel des innovativen Industrieclusters **progressLAUSITZ** sind Wirtschaftsansiedlungen mit hohem Innovationspotential und hoher Wertschöpfung. Dabei soll eine nachhaltige Zukunftsentwicklung der Lausitz erreicht werden, indem an die vorhandenen industriellen und strukturellen Stärken der Region angeknüpft wird.

In diesem Kontext bietet die Einführung der Wasserstoff- und der Kohlenstoffkreislauf-Wirtschaft besondere Chancen. Wasserstoff hat das Potential Braunkohle sowohl in der Energiewirtschaft, als auch in der Chemie- und Metallindustrie zu ersetzen. Demzufolge verbindet er die Energie- mit der Rohstoffwende und schafft die Möglichkeit einer sektorübergreifenden, kohlenstoffarmen Kreislaufwirtschaft.

Teil dieser Kreislaufwirtschaft ist auch die Recyclingindustrie. Derzeit werden Abfälle größtenteils verbrannt. Aufgrund des Kohleausstiegs werden zukünftig „neue“ Kohlenstoffquellen, z.B. kohlenstoffhaltige Abfälle und anderweitig nicht nutzbare biogene Reststoffe benötigt. Diese können für die Herstellung von Basischemikalien genutzt werden, wodurch der Kohlenstoffkreislauf geschlossen wird. Durch die Einbindung von „blauem“ oder „grünem“ Wasserstoff in die Abfallveredlungstechnologie „Chemisches Recycling“ wird in der Energie-, Chemie- und Recyclingwirtschaft eine umfassende bisher nicht realisierte Sektorenkopplung umgesetzt. Dadurch werden neue Geschäfts- und Berufsfelder in den bestehenden Wirtschaftsstrukturen geschaffen.

Die Technologie-Initiative **progressLAUSITZ** bietet die Chance, dass mittelfristig neue Arbeitsplätze in nachhaltigen Wirtschaftsansiedlungen entstehen. Vorbereitend und begleitend verzahnen sich Wirtschafts-, Forschungs- sowie Bildungseinrichtungen, um mittel- und langfristig die Innovationsfähigkeit des Lausitzer Reviers zu erhalten und fortzuführen. Das vorgeschlagene Konzept gewährleistet einen zielgerichteten und nachhaltigen Einsatz der finanziellen Mittel des Strukturwandels.

Innovationskonzept

Im Industriecluster **progressLAUSITZ** wird das in der Lausitz konzentrierte technische und wissenschaftliche Know-how genutzt und systematisch weiterentwickelt. Die industrielle Infrastruktur im Bereich der Energiewirtschaft, der chemischen Industrie und der Fertigungsindustrie wird zum Fundament für wirtschaftlich, ökonomisch, ökologisch und sozial nachhaltige Strukturen. Damit schafft **progressLAUSITZ** den Prototypen eines Wirtschaftsclusters, der auf Basis der vorhandenen regionalen Stärken die wirtschaftlichen Chancen innovativer Konzepte für geschlossene Stoffkreisläufe aufzeigt (Abbildung 1).

Gemäß des von den Bundesländern Sachsen und Brandenburg ausgearbeiteten Leitbildes soll die Lausitz zu einem fortschrittlichen Standort im Bereich der Kreislaufwirtschaft entwickelt werden.

¹ DBI-Virtuhcon GmbH, Halsbrücker Str. 34, 09599 Freiberg, Tel.: 03731/39-4424, andreas.herrmann@dbi-virtuhcon.de, Tel.: +49-3731-394424, www.dbi-virtuhcon.de

² Fraunhofer IMWS, Außenstelle Kohlenstoff-Kreislauf-Technologien, Fuchsmühlenweg 9, 09599 Freiberg, www.imws.fraunhofer.de

³ TU Bergakademie Freiberg, Institut für Energieverfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen IEC, Fuchsmühlenweg 9, 09599 Freiberg, www.iec.tu-freiberg.de

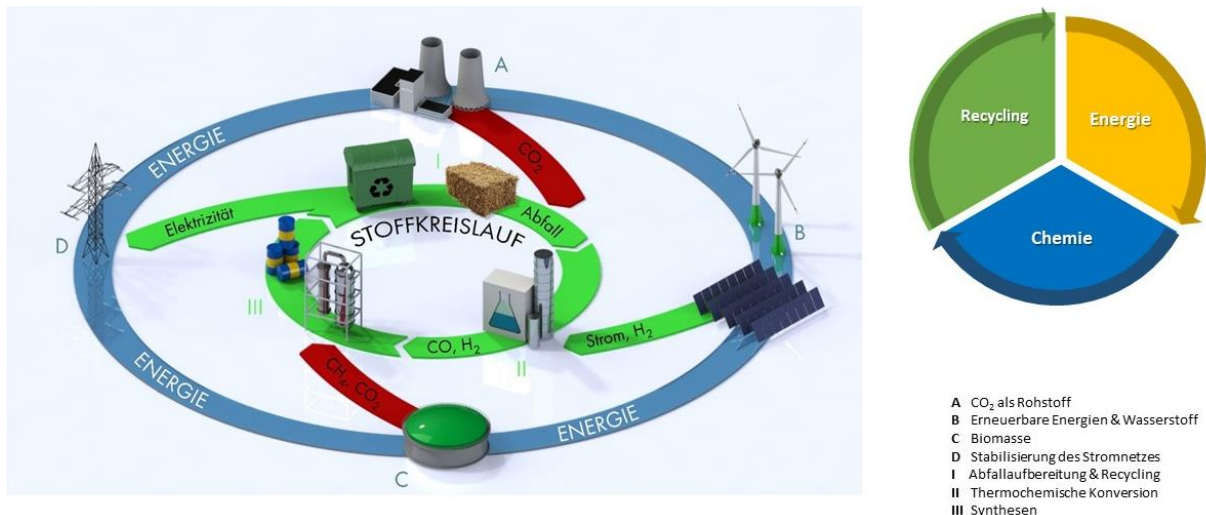


Abbildung 1: Verbindung der Energie- mit der Kohlenstoffkreislaufwirtschaft

Durch die **progressLAUSITZ** - Initiative werden zahlreiche Synergien erschlossen, welche den Aufbau einer nachhaltigen Wirtschaft ermöglichen, z.B.:

- 1) CO₂ wird zum Rohstoff für CO₂-tolerante Synthesen (z.B. CO₂-basierte Synthese von Methanol und/oder höheren Alkoholen) für die Chemieindustrie. Aus Methanol und ggf. nachfolgend erzeugten Olefinen können weitere Energie- und Kohlenstoffträger, z.B. Diesel, Benzin, Kerosin und verschiedene Kunststoffe hergestellt werden.
- 2) Abfall wird als Kohlenstoffträger stofflich genutzt. Das wird mit thermochemischen Konversionsverfahren (z.B. Vergasung oder Pyrolyse) ermöglicht.
- 3) Leistungsüberschüsse der erneuerbaren Energien werden in Hochtemperaturprozessen (z.B. Elektronikschrottrecycling, Dampfpreformierung, HT-Elektrolyse) eingekoppelt.
- 4) Im neu gegründeten Wasserstoff-Technologiezentrum (in Görlitz) werden Megalyseure der Siemens AG getestet. Der erzeugte Wasserstoff wird sowohl als Endenergieträger als auch als Rohstoffträger (z.B. für Synthesen) genutzt. Auch der als Koppelprodukt entstehende Sauerstoff wird in Abfallvergasungsanlagen, Krankenhäusern oder Kläranlagen verwendet. Geeignete Großspeicher für die Speicherung von Elektroenergie, Wasserstoff und ggf. Wärme werden in das Gesamtsystem implementiert.
- 5) Es werden technologische Alternativen zur Elektrolyse in kurzer Zeit zur Marktreife gebracht. Wirtschaftlich und energetisch deutlich günstiger sind Prozesse, bei denen wasserstoffreiche Verbindungen wie Methan oder auch Biogas durch Wärmeeinwirkung gespalten werden. Der große Vorteil gegenüber konventionellen Prozessen, wie Steamreforming und Partialoxidation, ist der Anfall des Kohlenstoffs in fester Form, wodurch dieser nicht als CO₂ freigesetzt wird, sondern als Wertstoff genutzt bzw. unproblematisch gelagert werden kann.
- 6) Das vorhandene Abwärmepotential wird bestmöglich vor Ort genutzt. Es wird angestrebt, Abwärmequellen mit Unternehmen zu kombinieren, welche für technologische Prozesse (z.B. Torrefizierung, Biogas- und Methan-Thermolyse, Pyrolyse) Abwärme benötigen.
- 7) Durch spezielle Wasserpflanzen erfolgt eine pH-Wert Stabilisierung der sauren Bergbaufolge-Seen. Die Biomasse wird sowohl stofflich (Phytomining) als auch energetisch genutzt.

Die geplante Stärkung der Verkehrsinfrastruktur wird die Region enger an die forschungsstarken Ballungsräume Berlin, Dresden oder Leipzig anbinden. Eine zusätzliche Chance ergibt sich für die Lausitz durch die Kooperation mit den Aktivitäten in Mitteldeutschland. Beide Regionen können zu Leuchttürmen für einen nachhaltigen Strukturwandel in Europas Kohleregionen werden.

Wasserstoff schafft neue innovative Wirtschaftszweige durch die bisher nicht vorhandene Sektorenkopplung von Energiewirtschaft, Chemie- und Recyclingindustrie.

3.6.4. 150 kW Reversibles Hochtemperaturelektrolyse-/Brennstoffzellensystem zur Flexibilisierung der Energieversorgung

Vanja SUBOTIĆ¹, Markus KOROSCHETZ², Benjamin KÖNIGSHOFER¹,
Fabian MUTSCHLECHNER², Martin HOCHFELLNER², Christoph
HOCHENAUER¹

Motivation

Die Energieversorgung, mit dem Ziel, den Primärenergieverbrauch sowie die Umweltbelastung zu reduzieren, erfordert neue und innovative Wege zur umweltfreundlichen und hocheffizienten Energieerzeugung. Durch den steigenden Bedarf an Energie und dem zeitgleichen Versuch schädliche Umwelteinflüsse zu minimieren, rücken erneuerbare Energien immer stärker in den Fokus. Der zunehmende Anteil volatiler, erneuerbarer Energien aus Solar- und Windkraftwerken in der europaweiten Stromproduktion führt zu größeren Unsicherheiten bei der Planung und Vorhersage verfügbarer Kapazitäten, was eine Herausforderung bezüglich Versorgungssicherheit und Netzstabilität darstellt. Um die dafür notwendigen Leistungsreserven gering zu halten und dadurch einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen, ist eine größere Flexibilität der Energieversorgungssysteme notwendig, welche beispielsweise durch den Ausbau von Speichersystemen erreicht werden kann, die in Zeiten eines Stromüberangebotes die Energie zwischenspeichern und bei Bedarf wieder ins Netz einspeisen [1][2]. Die Kopplung erneuerbarer Energie mit reversiblen Brennstoffzellen/Elektrolysezellen ist aufgrund der hohen Effizienz und flexiblen Betriebsmöglichkeit eine vielversprechende Zukunftstechnologie für die Bereitstellung und Speicherung von „sauberer“ Energie. Dabei emittieren sie wenig bis gar keine Schadstoffe. Neben der Umwandlung von nachhaltigen Energieträgern (wie z.B. Windstrom) im Brennstoffzellenbetrieb können in derselben Zelle im Elektrolysebetrieb hochreiner Wasserstoff und Sauerstoff, aber auch andere wertvolle Brennstoffe wie Syngas oder Methan, erzeugt werden. Dadurch soll zum Beispiel zukünftig das Erdgas in den Gasversorgungsnetzen immer „grüner“ gemacht werden und damit die ökologischen und gesellschaftlichen Probleme der konventionellen Energiewirtschaft reduziert sowie eine umweltfreundliche und effiziente Energiezukunft gesichert werden.

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 Hochtemperatur-brennstoffzellen. Niedertemperatur-Brennstoffzellen erfordern hochreinen Wasserstoff für ihren Betrieb und benötigen dabei teure Edelmetallkatalysatoren wie z.B. Platin. Oxidkeramische Hochtemperatur-Brennstoffzellen oder Festoxidbrennstoffzellen (engl. Solid Oxide Fuel Cells – SOFC) zeichnen sich durch ihre herausragende Brennstoffflexibilität und durch die Verwendung von kostengünstigen Katalysatoren, wie z.B. Nickel, aus. SOFCs können beispielsweise mit Kohlenwasserstoffen wie Methan oder Reformationsprodukten aus Kerosin, Diesel oder Ethanol aber auch mit Ammoniak betrieben werden. SOFCs können sowohl als Brennstoffzellen als auch als Elektrolyseur betrieben werden, wobei sie im ersten Fall elektrischen Strom aus einem Brenngas erzeugen und im Elektrolysebetrieb unter Zuführung von elektrischer Energie eine thermodynamisch ungünstige Reaktion antreiben. Dies wird oft auch als Power-to-Gas bezeichnet. Für diese beiden Prozesse wurden traditionell getrennte Systeme verwendet. Das herausragende Alleinstellungsmerkmal von Festoxidzellen, im Vergleich zu anderen ähnlichen Technologien, ist, dass durch die Umkehrung der elektrischen Stromrichtung sowohl der Brennstoffzellen- als auch der Elektrolysebetrieb in einem System möglich ist. [3][4]

¹ Institut für Wärmetechnik/Technische Universität Graz, Inffeldgasse 25b, Tel. 0316/873-7319, Fax. 0316/873-7305, www.iwt.tugraz.at

² VERBUND Thermal Power GmbH, Weißeneggweg 1, 8410 Neudorf ob Wildon, Tel. +43 (0)50 313-38927, www.verbund.com

Forschungsprojekt Hotflex

Im Rahmen des Forschungsprojekts Hotflex, das vom Verbund in Kooperation mit der TU Graz und dem Cleantech-Unternehmen Sunfire durchgeführt wird, wird ein 150 kW leistungsstarkes, reversibles Elektrolyse-/ Brennstoffzellensystem am Kraftwerksstandort Mellach errichtet und vollständig in das bestehende, hochmoderne GuD-Mellach integriert. Dabei soll einerseits der im Elektrolysebetrieb erzeugte Wasserstoff direkt in die interne Erdgasversorgung des GuD-Mellach eingespeist und folglich in den Gasturbinen mitverfeuert werden. Durch die hohen Wirkungsgrade der GuD (ca. 60%) und der SOEC (>80%) erreicht man einen Round-Trip-Wirkungsgrad von rund 50%, was sehr gut ist. Dadurch ist es zukünftig möglich, dass Großgasturbinen auf H₂-Basis zur Stabilisierung der Energieversorgungsnetze herangezogen werden. Dies ist von großem Vorteil, da zum Aufrechterhalten der Netzfrequenz rotierende Massen, im Energieversorgungssystem, notwendig sind. Andererseits wird das für den Reformerbetrieb (Brennstoffzellenbetrieb) benötigte Erdgas und der für die Reformierung benötigte Wasserdampf von der bestehenden GuD-Anlage bereitgestellt. Die anlagentechnische Planung und Errichtung inkl. IBS, der Forschungsanlage wird unter Federführung von der VERBUND Thermal Power GmbH durchgeführt. Der Forschungsbetrieb in Mellach soll ab Februar 2020 starten.

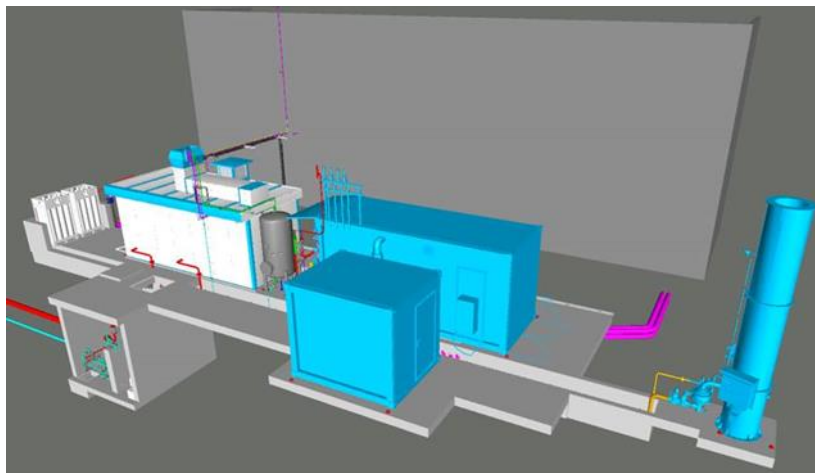


Abbildung 1: 3D-Ansicht der Forschungsanlage in Mellach

Ausblick und Schlussfolgerungen

Im Rahmen des vorliegenden Beitrags werden die aktuellsten Probleme sowie die Fortschritte der zukunftsorientierten reversiblen Brennstoffzellentechnologie näher dargestellt. Weiter werden die Forschungsergebnisse, die im Rahmen des „HotFlex“ Projektes gewonnen werden, gezeigt. Diese Ergebnisse sind von großer Bedeutung für die zukünftige Anwendung der reversiblen SOC-Technologie in der Industrie.

Danksagung

Die Autoren möchten der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft FFG danken, die das Projekt „HotFlex“ Flexible Hochtemperaturelektrolyse/Brennstoffzelle (Projekt Nr.: 872391) fördert. Weiters wird ein Teil des Forschungsprojekts durch die FCHJU „Fuel Cell Hydrogen Joint Undertaking“ gefördert, wofür wir ebenfalls unseren Dank aussprechen möchten.

Referenzen

- [1] Cebulla et al., „Electrical energy storage in highly renewable European energy,“ Journal of Energy, p. 211–223, 2017.
- [2] Perna et al., „Designing and analyzing an electric energy storage system,“ Energy Conversion and Management, p. 381–395, 2017.
- [3] R.O'Hayre, S.-W. Cha, W. Colella, F.B. Prinz (2009), Fuel Cell Fundamentals, John Wiley & Sons, Inc.
- [4] K. Kendall and M. Kendall, High Temperature Solid Oxide Fuel Cells for the 21st Century – Fundamentals, Design and Application, 2015, Academic Press

3.6.5. Greening the Gas - Verbrennungstechnische und sicherheitsrelevante Anforderungen in Hinblick auf einen erhöhten Biogas- und Wasserstoffanteil im Erdgas

Harald RAUPENSTRAUCH¹, Gregor BERGER, Hannes KERN, Christoph SPIJKER, Daniel EGGER, Michael HOHENBERGER, Andreas STREITMAYER, Rainer KAUPA

Inhalt

Um die Auswirkungen einer erhöhten Einspeisung von Wasserstoff und Biogas in das österreichische Erdgasnetz zu untersuchen, wurde von der Österreichischen Vereinigung für das Gas- und Wasserfach (ÖVGW) das Projekt „Greening the Gas“ ins Leben gerufen, mit dem Ziel einen technischen Ordnungsrahmen für die Integration von Biogas und Wasserstoff in die bestehenden Gasnetze zu schaffen. Im Zuge dieses Großprojekts wurde der Lehrstuhl für Thermoprozesstechnik (TPT) von der ÖVGW damit beauftragt, die verbrennungstechnischen und sicherheitsrelevanten Anforderungen im Hinblick auf einen erhöhten Biogas- und Wasserstoffgehalt im Erdgas zu untersuchen.

Methodik

Um die von einer erhöhten Einspeisung von Wasserstoff und Biogas betroffenen Betriebe zu erheben wurde eine „Industrielandkarte Österreich“, die alle an das Gasnetz angeschlossenen Industriebetriebe enthält, entworfen. Für die Erstellung der „Industrielandkarte Österreich“ wurden im ersten Schritt die Industriesparten analysiert, die netzgebundenes Erdgas als Energieträger nutzen. Dabei wurden die Industriesparten Stahl, Nichteisenmetalle, Gießerei, Glas, Stein & keramische Produkte, Lebensmittel, Chemische und pharmazeutische Produkte, Papier und Energie identifiziert und ihre Aggregate, die Erdgas als Energieträger nutzen, aufgelistet. Die größten Betriebe der jeweiligen Sparte wurden in der Erdgasinfrastrukturkarte von Österreich [1] abgebildet.

Anschließend wurde die Änderung der für die Verbrennung relevanten physikalischen Größen (Reaktionsenthalpie, adiabate Verbrennungstemperatur, laminare Flammgeschwindigkeit und Sauerstoffbedarf) durch die Zumischung alternativer Gase zum Erdgas untersucht. Hierbei wurde der GRI 3.0 Reaktionsmechanismus [2] mit der dazugehörigen thermodynamischen Datenbank verwendet. Zur Lösung dieser komplexen Reaktionssysteme wurde die Toolbox Cantera [3] verwendet. Es wurde die Zumischung von drei Gasen zum Erdgas untersucht: Wasserstoff, Biogas (Rohbiogas) und Biomethan (aufbereitetes Biogas).

Der Einfluss einer Wasserstoffbeimengung auf das Brand- und Explosionsverhalten von Erdgas ist schon gut erforscht [4]. Demnach steigen der zeitliche Druckanstieg und die obere Explosionsgrenze mit zunehmendem Wasserstoffgehalt, wobei der maximale Explosionsdruck und die untere Explosionsgrenze davon nicht betroffen sind. Um den Einfluss einer Beimischung von Biogas auf das Brand- und Explosionsverhalten von Erdgas-Wasserstoffgemischen zu untersuchen, wurden Versuche mit der Siwek-Apparatur durchgeführt. Dabei handelt es sich um eine Hohlkugel aus Stahl mit einem Volumen von 20 Litern, in der Brennstoff-Luftgemische durch eine Funkenstrecke zur Zündung gebracht werden. Ein Piezodruckaufnehmer nimmt den Druck über die Zeit während der Zündung auf. Es wurden Versuche mit vier Mischungen durchgeführt, wobei der Anteil des Biogases mit 20% festgelegt wurde und kein Wasserstoff bzw. 10%, 20% und 30% Wasserstoff zugemischt wurden.

Die Verordnung über explosionsfähige Atmosphären, kurz VEXAT, ist die Umsetzung der EU – Richtlinie ATEX in Österreich und somit die geltende Verordnung für Betriebe in denen explosionsfähige Atmosphären auftretenden können. Dabei spielen Explosionsgruppen und Temperaturklassen für die Auswahl von Betriebsmitteln eine Rolle. Die Explosionsgruppen werden über die Normspaltweite und/oder die Mindestzündenergie bestimmt. Die Temperaturklasse definiert die maximal zulässigen Oberflächentemperaturen in gefährdeten Bereichen. Die Auswirkung einer Beimischung von

¹ MUL Leoben / Lehrstuhl für Thermoprozesstechnik, Franz-Josef-Str. 18, A-8700 Leoben, +43 3842 402-5800, Fax: +43 3842 402-5802, harald.raupenstrauch@unileoben.ac.at, <https://www.tpt-unileoben.at/>

Wassersstoff zu Erdgas auf die Betriebsmittelauswahl nach ATEX und VEXAT wurden ebenfalls untersucht.

Ergebnisse

Die Industriekartenerstellung machte ersichtlich, dass mit der Mur-Mürz-Furche in der Steiermark, dem Wiener Becken in Niederösterreich und Wien, der Traun-Ager-Furche in Oberösterreich und dem Unterinntal in Tirol, vier Regionen mit besonders hoher Dichte an Industriebetrieben mit hohem Erdgasverbrauch vorliegen.

Aus der Änderung der für die Verbrennung relevanten physikalischen Größen wurden Zumischgrenzen, mit denen Wasserstoff, Biogas und Biomethan dem Erdgas beigemischt werden können, abgeleitet. Der Sauerstoffbedarf ist die limitierende Größe für Brenner ohne Anpassung der Luftmenge und die Zumischgrenzen wurden mit 4% für Wasserstoff und 9% für Biogas bestimmt. Wird bei Brennern eine Einstellung der Luftmenge durchgeführt, so ist die limitierende Größe die laminare Flammgeschwindigkeit. Die Zumischgrenzen wurden mit 10% für Wasserstoff und 20% für Biogas festgelegt. Biomethan ist aufgrund seines hohen Methangehalts dem Erdgas so ähnlich, dass jede Zumischung möglich ist.

Durch die Zumischung von Biogas wurde die untere Explosionsgrenze für alle Mischungen gegenüber der unteren Explosionsgrenze von Wasserstoff (4%) und Methan (4,4%) [5] auf 7% angehoben. Der Einfluss auf die obere Explosionsgrenze ist nicht signifikant. Durch die Zumischung von Biogas wird der maximale Explosionsdruck um etwa 1 bar gegenüber der Mischung von Methan und Wasserstoff gesenkt. Der maximale Druckanstieg weist ebenfalls geringere Werte auf, allerdings wird die Differenz bei höheren Wasserstoffbeimischungen geringer. Als Grund für die Verbesserung der sicherheitstechnischen Kennzahlen durch die Zumischung von Biogas zu Erdgas-Wasserstoffgemischen kann der hohe inerte CO₂-Anteil im Biogas genannt werden.

Bezüglich VETAX ist bekannt, dass sich Methan in der Explosionsgruppe IIA und Wasserstoff in der Explosionsgruppe IIC [6] befinden. Ab einer Zumischung von 30% Wasserstoff erfolgt der Übergang des Gemisches in Explosionsgruppe IIB [4]. Da sich Wasserstoff und Methan in der gleichen Temperaturklasse T1 befinden, kommt es in keinem Mischungsverhältnis dieser beiden Gase zu einer Änderung der Temperaturklasse [6].

Referenzen

- [1] Infrastruktur - AGGM - Austrian Gas Grid Management AG. [Online] Verfügbar unter: <https://www.aggm.at/netzinformationen/infrastruktur>. Zugriff am: 26. November 2019.
- [2] GRI-Mech releases. [Online] Verfügbar unter: <http://combustion.berkeley.edu/gri-mech/releases.html>. Zugriff am: 23. Juli 2019.
- [3] Cantera. [Online] Verfügbar unter: <https://www.cantera.org/>. Zugriff am: 23. Juli 2019.
- [4] V. Schröder, E. Askar, T. Tashqin und A. K. Habib, „Sicherheitstechnische Eigenschaften von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen“, Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM), Berlin, 2016.
- [5] „CHEMSAFE: Datenbank für Empfohlene sicherheitstechnische Kenngrößen“. DECHEMA, BAM UND PTB, Inhouse-Version des BAM, 2014.
- [6] „ÖNORM EN 60079-20-1:2010 11 01: Explosionsfähige Atmosphären – Teil 20-1: Stoffliche Eigenschaften zur Klassifizierung von Gasen und Dämpfen – Prüfmethode und Daten“.

3.6.6. Evaluierung von Wiederverwertungsmethoden für Wasserstoff in Halbleiterindustrieprozessen

Michael RICHTER^{1(*)}, Julian TRATTNER², Stefan KARTUSCH²,
Claudia KERSCHBAUMER², Dieter KOLHANEK³, Alexander TRATTNER²

Motivation und Inhalt

Um das von der internationalen Staatengemeinschaft bei der UN-Klimakonferenz 2015 in Paris beschlossene Ziel der Begrenzung der Erderwärmung auf maximal 1,5°C bezogen auf das Niveau vor der Industrialisierung zu erreichen, sind wesentliche Innovationen hinsichtlich der Transformation des derzeitigen Energieversorgungssystems notwendig [1]. Im Industriesektor muss dazu ein großer Teil der aktuell eingesetzten fossilen durch erneuerbare CO₂-emissionsfreie Energieträger ersetzt werden und die Gesamtenergieeffizienz der bestehenden Prozesse gesteigert werden. Diesem Thema widmet sich das laufende FFG-Forschungsprojekt H2Pioneer, das im Rahmen der Wasserstoffvorzeigeregion Austria Power and Gas (WIVA P&G) – die zuverlässige Versorgung der Halbleiterproduktion bei Infineon in Villach mit erneuerbarem Wasserstoff sicherstellen soll. Außerdem werden innovative und nachhaltige Konzepte für die Weiterverwertungsmöglichkeiten des wasserstoffreichen, derzeit am Standort ungenutzten, Prozessabgases ausgearbeitet und mittels einer strukturierten techno-ökonomischen Bewertung evaluiert.

In Abbildung 3 ist ein Prozessschaubild des geplanten nachhaltigen Wasserstoffkreislaufs am Halbleiterproduktionsstandort in Villach dargestellt. Wasserstoff wird mittels Stroms aus erneuerbaren Energiequellen in einer PEM-Elektrolyse (PEM = Polymerelektrolytmembran) vor Ort produziert und anschließend einer kryogenen Aufreinigungsstufe zugeführt um die geforderte Gasreinheit von 8.0 (= 99,999999 %) zu erreichen. Der hochreine Wasserstoff wird im Epitaxie-Prozess als Trägergas der für die Fertigung von monokristallinen Silizium-Wafern notwendigen Dotierstoffe (PH₃, B₂H₆, AsH₃) sowie HCl und SiHCl₃ benötigt. Derzeit wird das entstehende Abgasgemisch mit den zu je ca. 50 % vorliegenden Hauptbestandteilen Wasserstoff und Stickstoff in einem Wäscher behandelt, wodurch die Siliziumkomponenten, HCl- und Dotierstoff-Rückstände bis an die Nachweisgrenze ausgewaschen werden. Anschließend wird das Gas unter hoher Luftverdünnung an die Atmosphäre abgegeben.

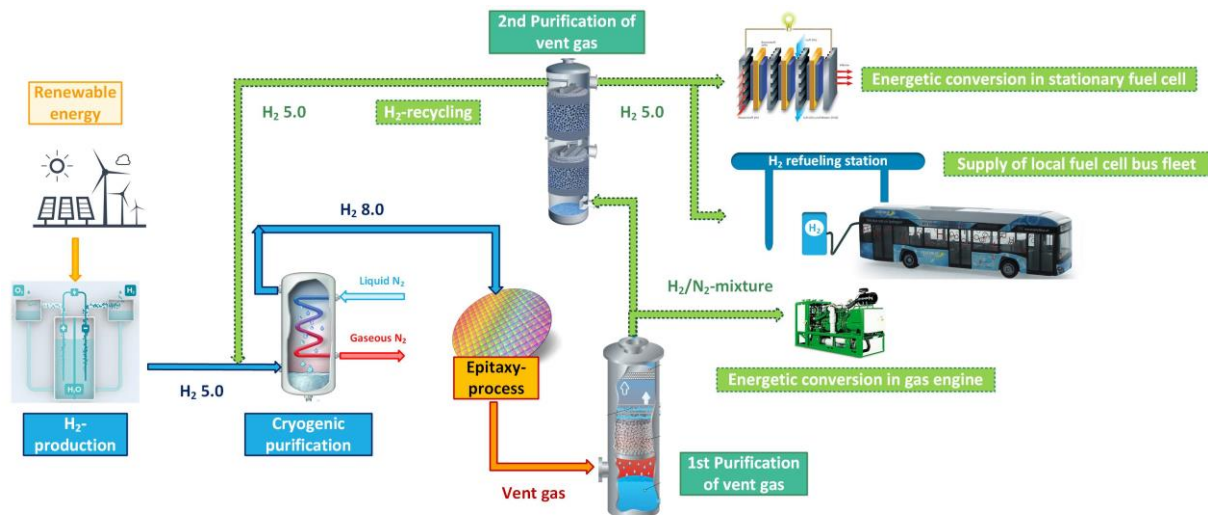


Abbildung 3: Prozessschaubild eines Halbleiterproduktionsprozesses mit erneuerbarem Wasserstoff und innovativen Abgas-Wiederverwertungsvarianten

¹ Michael RICHTER, HyCentA Research GmbH, Inffeldgasse 15, A-8010 Graz, +43-316-873-9520, richter@hycenta.at, www.hycenta.at

² Julian TRATTNER, Stefan KARTUSCH, Claudia KERSCHBAUMER, Alexander TRATTNER, office@hycenta.at, www.hycenta.at

³ Dieter KOLHANEK, Verbund Solutions GmbH, Europaplatz 2, A-1150 Wien, +43-50-313-52-265; dieter.kolhanek@verbund.com, www.verbund.com

Für den anfallenden Wasserstoffstrom von 300 Nm³/h werden folgende vier Verwertungsmöglichkeiten genauer betrachtet:

- 1) Energetische Verwertung in einer Verbrennungskraftmaschine (VKM), die ohne eine dem Nasswäscher nachgeschaltete Aufreinigungsstufe mit einem H₂/N₂-Gemisch betrieben werden kann
- 2) Energetische Verwertung in einer stationären Brennstoffzelle mit vorheriger Aufreinigungsstufe um die Wasserstoff-Qualität gemäß ISO 14687-2 zu erfüllen
- 3) Aufreinigung des Abgases auf die H₂-Qualität gemäß ISO 14687-2 und Verwendung im Mobilitätssektor zur Versorgung einer Brennstoffzellen-Busflotte
- 4) Aufreinigung des Abgases auf die geforderte Prozessqualität von 8.0 und Rezyklierung in den Epitaxieprozess

Methodik

Um die Verwertungskonzepte zu evaluieren wurde eine umfassende Marktanalyse sowie eine Literaturrecherche der bestehenden Technologien durchgeführt. Die Implementierung der einzelnen Prozesspfade erfolgte durch die spezifische Adaption und Modulerweiterung des am HyCentA entwickelten thermodynamischen Simulationsmodells **HYDROLYSE (HYDROgen faciLitY Simulation modEl)** [2]. Mithilfe des Modells können die optimale Anlagenkonfiguration, der Gesamtwirkungsgrad, die Wasserstoffgestehungskosten und die CO₂-Emissionseinsparungen, abhängig von der gewählten Betriebsstrategie sowie präzisen Input-Daten berechnet werden.

Ergebnisse

Die vorläufigen Ergebnisse der techno-ökonomischen Bewertung der Wiederverwertungskonzepte werden in Tabelle 1 zusammengefasst. Demgemäß erweist sich die Verwertung in einer VKM aufgrund der geringen Investitionskosten und der hohen technischen Reife als die wirtschaftlichste Option. Im Gegensatz dazu ist die stationäre Brennstoffzelle sehr investitionskostenintensiv, wodurch sich wegen des derzeit geringen erzielbaren Strompreises eine lange Amortisationszeit ergibt. Die Nutzung für Mobilitätszwecke wird ob der hohen Innovations- und Synergiepotentiale in der Region als zielführend und mittels Druckwechseladsorption als Aufreinigungsstufe als technisch und ökonomisch vielversprechend erachtet. Die mit hohen Einsparungspotentialen verbundene Rezyklierung des Wasserstoffs ist aufgrund einer derzeit fehlenden Online-Qualitätsanalytik mit einem zu hohen Risiko für die Umsetzung verbunden.

Tabelle 1: Qualitative Evaluierung der untersuchten Wiederverwertungskonzepte für wasserstoffreiches Abgas

	VKM	Brennstoffzelle	Mobilitätsanwendung	Rezyklierung
Komplexität	gering	hoch	hoch	sehr hoch
Investitionskosten	gering	hoch	sehr hoch	hoch
Einsparungspotential	gering	gering	sehr hoch	sehr hoch
Technology Readiness Level (TRL)	9	8	8	3
Innovationsgehalt	gering	hoch	hoch	sehr hoch

Danksagung

Die Autoren bedanken sich an dieser Stelle herzlich beim Klima- und Energiefonds, der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) und der Kommunalkredit Public Consulting (KPC) für die Förderung des Projekts H2Pioneer im Rahmen der FTI-Initiative „Vorzeigeregion Energie“. Ein besonderer Dank gilt außerdem den Konsortialpartnern Verbund Solutions GmbH, Infineon Technologies Austria AG, Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz und WIVA P&G für die wertvolle Zusammenarbeit bei der Realisierung des Projekts.

Referenzen

- [1] Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking. Hydrogen Roadmap Europe: A Sustainable Pathway For The European Energy Transition; 2019.
- [2] B. Staggl. Bedarfsorientiertes Optimierungsmodell für Wasserstoffinfrastrukturen im Schwerverkehr [Masterarbeit]. Graz: Technische Universität Graz; 2019.

4 STREAM C: ELEKTRIZITÄTSMÄRKTE

4.1. ELEKTRIZITÄTSMÄRKTE I (STREAM C1)

4.1.1. 20 Jahre Strommarktliberalisierung in Österreich - Eine subjektive Bestandsaufnahme mit Ausblick

Uwe TRATTNIG, Rudolf HAUBENHOFER

Motivation und zentrale Fragestellung

Mit dem In-Kraft-Treten des Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetzes (ELWOG) am 19. 2. 1999 begann die Liberalisierung des österreichischen Strommarktes. Hohes Ziel dieser Liberalisierung war die stufenweise Abschaffung des bisher bestehenden Energiemonopols durch Elektrizitätsunternehmen bis hin zu einem freien Marktzugang für alle Energiekonsumenten. Es sollten Marktzugangsbarrieren abgeschafft, Kostenwahrheit und Transparenz eingeführt, Bürokratie abgebaut und ein stabiler Energiemarkt etabliert werden.

Heute – rund 20 Jahre später – stellt sich die Frage, inwieweit dieses Ziel erreicht worden ist und ob bzw. wie zukünftige organisatorische Verbesserungen des österreichischen Energiemarktes erreicht werden können.

Methodische Vorgehensweise

Für die Darstellung des Sachverhaltes werden die in Österreich zu Anwendung kommenden gesetzlichen Bestimmungen und Regelwerke im Überblick und auszugsweise zitiert und durch langjährige praktische Erfahrungen der Autoren im Elektrizitätswirtschaftlichen, netztechnischen und regulatorischen Umfeld ergänzt. Praktische Einzelfallschilderungen runden die Bestandsaufnahme ab.

Kurzfassung

Es werden folgende Bereiche betrachtet:

- Entflechtung von Unternehmen
- Transparenz
- Kostenwahrheit
- Freier Marktzugang
- Effizienz
- Bürokratie
- Prüfverfahren durch Regulator

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Alleine am Umfang der wichtigsten gesetzlichen Bestimmungen für den Bereich Strom lt. Homepage der E-Control Austria¹ erkennt man die Dimension der notwendigen gesetzlichen Bestimmungen und Vorgaben, die zur Umsetzung der Strommarktliberalisierung in Österreich notwendig wurden. Insgesamt umfassen die genannten Gesetze, Verordnungen, technische Regeln und Marktregeln rund 1900 Seiten – von Bundesland zu Bundesland etwas variierend.

Dabei können die direkt für Endkunden zutreffende Rechtsmaterien wie beispielsweise die Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz durchaus stark unterschiedlich ausgeprägt ausfallen – so reicht der Umfang dieser Allgemeinen Bedingungen von wenigen Seiten bis 70 Seiten in einem Bundesland.

In der Umsetzung der Liberalisierung in Bezug auf Kundenfreundlichkeit gibt es in der Praxis trotz aller Bemühungen der E-Control Austria immer noch einigen Verbesserungsbedarf. Im Alltagsgebrauch wird der österreichische Strommarkt nach wie vor von den Endkunden als unübersichtlich und kompliziert wahrgenommen – die Wechselbereitschaft vor allem der Privatkunden ist nach wie vor gering ausgeprägt.

¹ Download 30.11.2019

Als Grund ist hier anzuführen, dass es bislang nicht gelungen ist die Grundlagen der Liberalisierung im Bewusstsein der Öffentlichkeit zu verankern. So fehlt nach wie vor die Etablierung einer im Alltagsgebrauch verständlichen Stromrechnung – zu viele Teilm Informationen müssen dem Kunden unter dem Blickwinkel der „Transparenz“ übermittelt werden, oftmals in zwei getrennten Rechnungen (Energie- & Netzrechnung).

Die Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz sind in der Praxis zumeist wenig kundenfreundlich handhabbar - bei durchschnittlich 40 bis 70 Seiten Umfang sind die Kundenrechte nicht offensichtlich erfassbar. Viele Rechte finden sich nur versteckt wieder. Als Beispiel seien hier die Umverlegung von Energieversorgungsanlagen auf Kosten der Netzbetreiber genannt oder der Umstand, dass Smart Meter abgelehnt werden können.

Insgesamt ist zu beobachten, dass die Aufklärung der Energie- und Stromnetzkunden über deren Rechte nur teilweise stattfindet. Hier wäre es angebracht, die wesentlichen Rechte einer/s Kundin/en kurz und verständlich zusammengefasst verpflichtend und nachweislich bei allen Rechtsgeschäften darzulegen und schriftlich zu übermitteln. Eine weitere Maßnahme zur Verbesserung der Servicequalität könnten anonyme Testanfragen bei Energie- und Stromnetzbetreibern sein.

Was die Effizienz der Branche selber betrifft, so begründet die Vielfältigkeit und damit auch Kleinteiligkeit der österreichischen Energiewirtschaft besonders in der Überprüfung der Kostenwahrheit mittels Prüfverfahren große Herausforderungen für die E-Control Austria. Ist es beispielsweise sinnvoll, nur an den kleinen Schrauben zu drehen und die großen Blöcke weitestgehend ungeprüft zu lassen? Es werden zwar beispielsweise die (meist nur marginalen) „Geldverkehrsspesen“ intensiv von der Behörde hinterfragt, aber für die wesentliche Aufgaben und dementsprechend großen Kostenblöcke der Netzbetreiber wie Betrieb, Instandhaltung und Instandsetzung, Netzadministration, Netzgestaltung, Netzausbau und Netzerneuerung sind keine oder zu geringe Kapazitäten seitens der E-Control vorhanden. Warum gibt es nach 20 Jahren Liberalisierung und folgender „strenger“ Netz(betriebs)regulierung keine Prozesskostenanalysen und -vergleiche der wesentlichen Aufgaben, die alle Netzbetreiber betreffen? Warum gibt es dazu keine transparenten, veröffentlichten Prüfkriterien – immerhin betrifft das den regulierten Bereich des Strommarktes?

Die Binnenmarktrichtlinien der EU geben als Vorgabe für das Legal Unbundling (Entflechtung des Strommarktes) eine Grenze von 100.000 Kunden vor – darunter müssen Unternehmen diese Vorgaben nicht umsetzen. Die E-Control Austria hat zwar versucht die Grenze in Österreich auf 50.000 Kunden zu senken um mehr Unternehmen zu erfassen, was aber am erbitterten Widerstand der betroffenen Branche scheiterte. Derzeit gibt es 122 Stromnetzbetreiber in Österreich¹ - somit ist die überwiegende Mehrzahl der Stromnetzbetreiber (ungefähr 85 %) von den Unbundling Vorschriften nicht betroffen. Veröffentlichte Benchmarkvergleiche unter Berücksichtigung der Datenschutzgrundverordnung könnten zur Effizienzsteigerung beitragen.

Die Effizienz spiegelt sich auch bei der Umsetzung von EU-Vorschriften wider: Beispielsweise hinkt die Umsetzung der Installation der Smart Meter den europäischen Vorgaben um einige Jahre hinterher. Gründe dafür sind fehlende bzw. teilweise auch überschießende und damit schwer umsetzbare gesetzliche Vorgaben in Verbindung mit einem fehlenden Plan für die Finanzierung der notwendigen technischen Einrichtungen.

Genauso lässt eine Tarifreform seit Jahren auf sich warten, obwohl sich neue Technologien rasant entwickeln und es längst die gesetzlichen Voraussetzungen für Gemeinschaftsanlagen ohne Einschränkungen, für virtuelle Verbraucher und Kraftwerke, für die Berücksichtigung der Elektromobilität und dem damit zusammenhängenden Leistungsbedarf und den zukünftig auch im Konsumentenbereich vermehrt auftretenden Speicherausbauten geben müsste. Man kann sich des Eindrucks nicht erwehren, dass eher reagiert als agiert wird.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Liberalisierung des österreichischen Strommarktes funktioniert, es jedoch noch in vielen Bereichen Optimierungspotenzial zu heben gebe.

Referenzen

- [1] E-Control Austria; Download am 30.11.2019
- [2] RIS, Download am 30.11.2019

¹ www.verbund.com vom 30.11.2019

4.1.2. Kapazitätsmechanismen in Europa – Rechtlicher Rahmen und Stand der Umsetzung

Christian PUGL-PICHLER¹, Franz TYMA², Wilhelm SÜßENBACHER³,
Christian TODEM⁴

Motivation

Die Europäische Union verfolgt mit ihrer Energiestrategie das Ziel, eine sichere, saubere und leistbare Energieversorgung in Europa zu gewährleisten. Trotz deutlicher Fortschritte in der Zielerreichung gibt es in einer wachsenden Anzahl an Mitgliedsländern Bedenken hinsichtlich der Sicherstellung einer langfristigen Versorgungssicherheit im Strombereich. Um mögliche Versorgungsengpässe zu vermeiden, haben bereits einige Mitgliedsstaaten Kapazitätsmechanismen implementiert oder planen solche einzuführen. Zweck dieser Mechanismen ist es, ausreichend Leistung im Stromsystem sicherzustellen, indem Stromerzeugern und anderen Anbietern gesicherter Leistung, eine finanzielle Abgeltung für die Bereithaltung ihrer Anlagen zur Verfügung gestellt wird. In den vergangenen Jahren wurden Kapazitätsmechanismen in Europa kontrovers diskutiert. Auch die Europäische Union hat sich der Thematik angenommen und im Rahmen des „Clean Energy for all Europeans Package“ konkrete Regeln für die Einführung und Ausgestaltung solcher Mechanismen definiert. Diese Regeln werden im Rahmen der Arbeit detailliert dargestellt und analysiert welche Folgewirkungen sich hieraus für bereits umgesetzte bzw. zukünftig geplante Kapazitätsmechanismen ergeben.

Methodik

In einem ersten Schritt werden die unterschiedlichen Ausgestaltungsformen von Kapazitätsmechanismen kategorisiert und deren theoretische Funktionsweise erläutert. In einem zweiten Schritt wird ein Überblick über den derzeitigen Stand der Umsetzung in Europa gegeben und einzelne Mechanismen bzw. deren konkrete Implementierung im Detail beschrieben. Anschließend wird der neue Rechtsrahmen der Europäischen Union betreffend Kapazitätsmechanismen dargestellt und die neuen Anforderungen an die Ausgestaltung bzw. das konkrete Genehmigungsprozedere für die Mechanismen erläutert. Basierend darauf wird ermittelt, welche Auswirkungen die neuen Vorgaben der Europäischen Union auf bereits umgesetzte Mechanismen besitzen und welche Anforderungen sich für zukünftig zu genehmigende Mechanismen ergeben.

Ergebnisse

Durch das „Clean Energy for all Europeans Package“ wurden die rechtlichen Rahmenbedingungen für Kapazitätsmechanismen stark vereinheitlicht. Der Fokus liegt dabei auf einen diskriminierungsfreien und wettbewerbsorientierten Vergabeprozess. So sind neben konventionellen Kraftwerken auch erneuerbare Energieträger, Speicher sowie Demand Side Management bei der Vergabe zu berücksichtigen. Gleichzeitig werden durch ein CO₂ Limit von 550g/kWh, Kohlekraftwerke praktisch ausgeschlossen. In der Verordnung wird auch die grenzüberschreitende Teilnahme an Kapazitätsmärkten forciert, ohne dabei den bestehenden Vergabeprozess von Übertragungsrechten zu beeinflussen.

Die Europäische Union sieht Kapazitätsmechanismen als „letztes Mittel“ um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und nicht als dauerhafte Lösung. Aus diesem Grund ist für jeden Mechanismus ein „phase-out“ vorgesehen und die Dauer auf maximal 10 Jahren beschränkt.

¹ Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, +43 50 320 56157, christian.pugl-pichler@apg.at, <https://www.apg.at/>

² EPOOL – Experten POOL für Energietechnik, -wirtschaft und -recht, Wolfgang-Pauli-Gasse 5, 1140 Wien, franz.tyma@EPOOL.at, www.EPOOL.energy

³ FH Oberösterreich, Stelzhamerstraße 23, 4600 Wels, +43 5 080444270, wilhelm.suessenbacher@fh-wels.at, www.fh-ooe.at

⁴ Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, +43 50 320 56153, christian.todem@apg.at, <https://www.apg.at/>

Durch die neuen Regelungen wird die Implementierung von neuen Kapazitätsmechanismen deutlich erschwert. So muss die Notwendigkeit aus dem European Resource Adequacy Assessment hervorgehen. Außerdem wird die Implementierung durch einen nationalen Umsetzungsplan zur Beseitigung von regulatorischen Verzerrungen oder Marktversagen begleitet.

Die bestehenden Mechanismen müssen vor allem an der geforderten grenzüberschreitenden Teilnahme nacharbeiten – diese ist bis jetzt in keinem europäischen Markt implementiert – und auch beim neue CO₂ Limit herrscht Anpassungsbedarf.

Referenzen

- [1] European Commission. (2016, November 30). Report from the Commission – Final Report on the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com2016752.en_.pdf.
- [2] European Commission. (2016, November 30). Commission Staff working document accompanying the document Report from the Commission – Final Report on the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/swd_2016_385_f1_other_staff_working_paper_en_v3_p1_870001.pdf.
- [3] European Commission. (2018, Februar 7). Commission Decision of 7.2.2018 on the aid scheme SA.45852 – 2017/C (ex 2017/N) [which Germany is planning to implement for Capacity Reserve]. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/269083/269083_1983030_171_13.pdf.
- [4] European Commission. (2018, Februar 7). State Aid SA.42011 (2017/N) – Italy – Italian Capacity Mechanism. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/270875/270875_1979508_218_2.pdf.
- [5] RTE, (2014, April 9). French capacity market – Report accompanying the draft rules. [Online]. Available: https://www.rte-france.com/sites/default/files/2014_04_09_french_capacity_market.pdf.
- [6] Europäische Kommission. (2018, Februar 7). Staatliche Beihilfen: Kommission genehmigt sechs Kapazitätsmechanismen zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit in Belgien, Deutschland, Frankreich, Griechenland, Italien und Polen. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/IP_18_682.
- [7] W. Süßenbacher, M. Schwaiger, H. Stigler (2011, Februar). Kapazitätsmärkte und –mechanismen im internationalen Kontext. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/267844350_KAPAZITATSMARKTE_UND_MECHANISMEN_IM_INTERNATIONALEN_KONTEXT.
- [8] Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.
- [9] L. Hancher, P. O. Eikeland und B. Tennbakk. (2019, September 17). The Clean Energy Package: Compromise on Provisions for Capacity Mechanisms. [Online]. Available: <https://fsr.eui.eu/new-publication-the-clean-energy-package-and-capacity-remuneration-mechanisms/>.

4.1.3. Preiskonvergenz im CWE FBMC

**Alexander HARRUCKSTEINER¹, Angela HOLZMANN², Karina KNAUS^{3,4},
Lukas ZWIEB⁵**

Inhalt

Durch die Preiszonentrennung wurde die Gebotszone Österreich explizit in das „Central West Europe Flow-Based Market Coupling“ (CWE FBMC) des Strom Day-Ahead Marktes integriert. In der europäischen Marktkopplung („Price Coupling of Regions“) werden täglich Stromgeschäfte im Wert von hunderten Millionen Euro umgesetzt, wobei die Kapazitätsvergabe im CWE FBMC mit den Ländern Frankreich, Deutschland (Luxemburg), Belgien, Niederlande und Österreich Basis eines gemeinsamen Netzmodells lastflussbasiert erfolgt. Mit der geplanten Erweiterung des CWE FBMC auf die CORE Kapazitätsberechnungsregion (Erweiterung um Kroatien, Tschechien, Ungarn, Polen, Rumänien, Slowakei und Slowenien) und die möglichen weiteren Verschiebungen im Gebotszonenzuschnitt („Bididng Zone Review“) ist der Preisbildungsmechanismus im europäischen Strommarkt weiter im Umbruch.

Die vorliegende Analyse widmet sich daher dem Thema Preisbildung im CWE FBMC und will aufzeigen, wie sich vor allem die Preiskonvergenz der CWE Länder durch die Kapazitätsbewirtschaftung zwischen Deutschland und Österreich verschoben hat. Die Ergebnisse geben einen ersten exemplarischen Einblick welche Änderungen sich durch Umstellungen im FBMC ergeben können. Die Ergebnisse sind zudem vor dem Hintergrund der Vorgaben hinsichtlich Kapazitäten für den Stromhandel aus dem „Clean Energy Package“ von Relevanz.

Methodik

Auf Basis von deskriptiven Statistiken werden in der vorliegenden Analyse die Preisentwicklungen in der CWE Region vor und nach der Preiszonentrennung analysiert. Dabei werden jeweils die entsprechenden Vergleichszeiträume herangezogen, z.B. Q4 2017 vs. Q4 2018, um etwaige saisonale Effekte zumindest ansatzweise berücksichtigen zu können. Neben klassischen Pearson-Korrelationen werden auch Preiskonvergenzen und Analysen zur Preisverteilung herangezogen, um die Preisentwicklungen möglichst ganzheitlich darzustellen. Ergänzt werden die Preisanalysen mit Darstellungen zu kommerziellen Flüssen und Kraftwerkseinsätzen.

Als Datenquelle werden im Wesentlichen die entsprechenden Zeitreihen der ENTSO-E Transparency Platform herangezogen (siehe auch [1]).

Ergebnis

Die Ergebnisse der vorliegenden Analyse zeigen eine deutliche Verschiebung des Preisgefüges in der ganzen CWE Region. In Abbildung 1 wird die Situation der CWE Länder in Referenz zu den deutschen Preisen im Vergleichszeitraum vor der Preiszonentrennung dargestellt, in Abbildung 2 nach der Preiszonentrennung. Vor der Strompreiszonentrennung entsprachen dank des gemeinsamen Marktes die Preise in Österreich jenen in Deutschland. Danach war das nur noch in etwa 50 % der Zeit der Fall. Unterschiedlich zeigte sich das Bild in anderen Staaten: In Frankreich gab es nach der Strompreiszonentrennung in rund 40 % der Zeit eine Preiskonvergenz mit Deutschland (davor ca. 30 %), in den Niederlanden war das etwa 45 % der Zeit der Fall (davor ca. 31 %) und in Belgien ebenfalls rund 40 % (davor nur ca. 30 %).

In Frankreich waren beispielsweise vor der Strompreiszonentrennung die Preise rund 60 % der Zeit höher als in Deutschland (niedriger 9 %), danach nur 41 % (niedriger 18 %). Ein ähnliches Bild zeigte

¹ Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien, Telefon: +43 1 586 15 24-0, angela.holzmann@energyagency.at, www.energyagency.at

² Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien, Telefon: +43 1 586 15 24-0, angela.holzmann@energyagency.at, www.energyagency.at

³ Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, karina.knaus@energyagency.at

⁴ Korrespondierende Autorin

⁵ Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, lukas.zwieb@energyagency.at

sich in den Niederlanden. Vor dem 1. Oktober 2018 war der Strom rund 63 % der Zeit teurer als in Deutschland (5 % niedriger), danach nur 38 % (niedriger 16 %). Auch in Belgien zahlte man früher etwa 68 % der Zeit mehr für Strom und nahezu nie weniger (1 %), nach der Strompreiszonenentrennung war der Strom nur in rund 42 % teurer (niedriger 18 %)

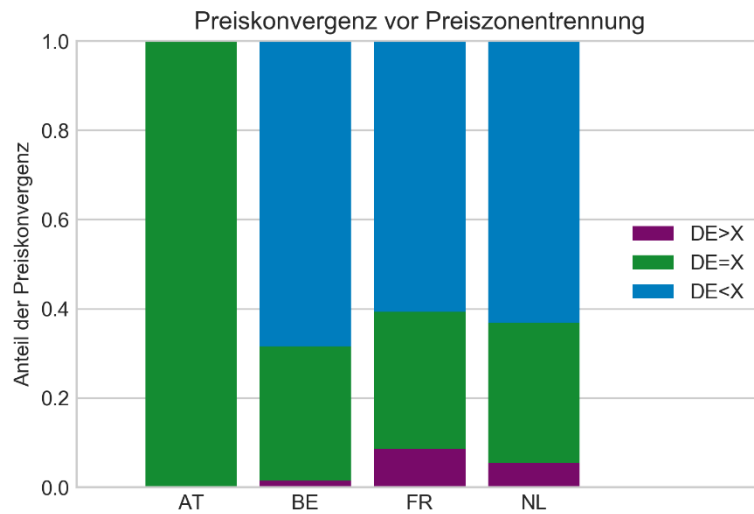


Abbildung 1 Preiskonvergenz der CWE Länder im Vergleich zu Deutschland (01.10.2017 bis 30.09.2018)
[Datenquelle: ENTSO-E Transparency Platform, Berechnung und Darstellung: Österreichische Energieagentur]

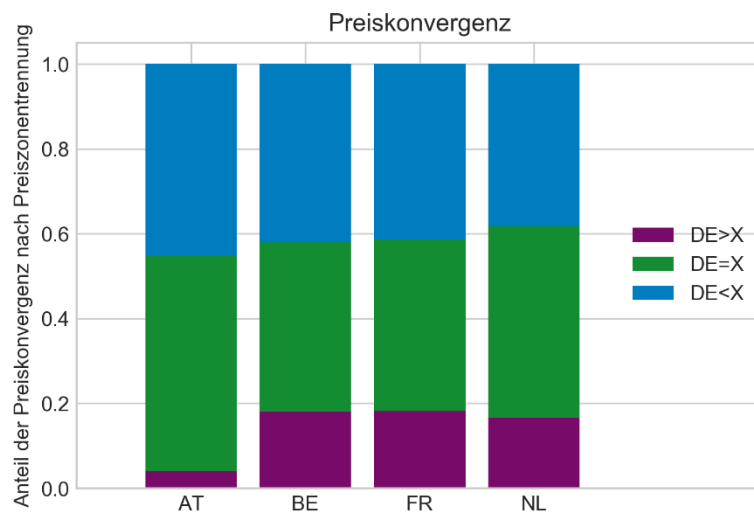


Abbildung 2 Preiskonvergenz der CWE Länder im Vergleich zu Deutschland (01.10.2018 bis 30.09.2019)
[Datenquelle: ENTSO-E Transparency Platform, Berechnung und Darstellung: Österreichische Energieagentur]

Referenzen

- [1] Hirtl, A., K. Knaus, A. Sahin & L. Zwieb (2019) „Neuer Markt: Erste Erfahrungen einer Preiszonentrennung“, IEWT Paper, https://iewt2019.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/fullpaper/153/153_fullpaper_20190222_155914.pdf (aufgerufen am 20.11.2019).

4.1.4. Modellierung von Markt-Kopplung mithilfe einer standardisierten Merit-Order

Andreas WEBER¹, Henrik HERR²

Kurzfassung

Der von uns entwickelte und hier vorgestellte methodische Ansatz der standardisierten Merit-Order ermöglicht es über angepasste Lösungsalgorithmen die Verknüpfung von Märkten mit unterschiedlicher Komplexität zur Modellierung der Marktkoppelung mit vertretbar kurzer Laufzeit in Strommarktmodelle zu implementieren.

Problemstellung

Ein Problem bei der Modellierung von Strommärkten ist die Berücksichtigung der Einbettung (nationaler) Strommärkte in ein (zunehmend) vernetztes, europäisches Stromsystem. Dabei muss aus unterschiedlichen Gründen (Komplexität, Rechenzeit, Datenverfügbarkeit, Modellschwerpunkt, etc.) eine Vereinfachung stattfinden.

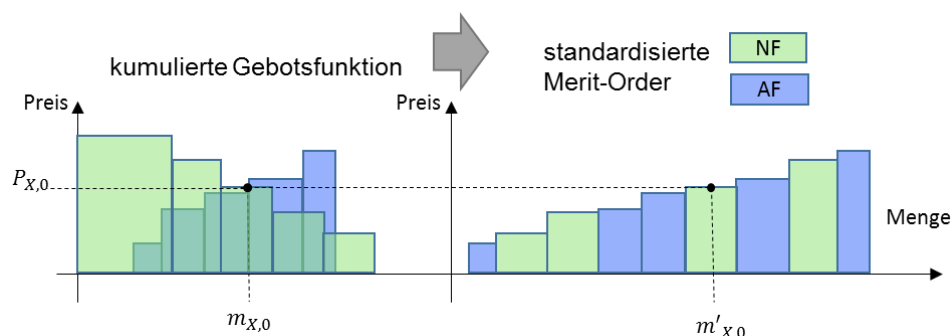
Bei der Entwicklung eines (open-source) Agenten-Modells im Rahmen des Projektes „Mozubi“ (FKZ 03ET4051A, gefördert vom BMWi) wurde ein neuer methodischer Ansatz zur Lösung dieser Problemstellung erarbeitet, der nachfolgend vorgestellt werden soll.

Konzept der standardisierten Merit-Order

Kerninstrument der Modellierung der Problemfelder Marktkoppelung ist das Konzept der „standardisierten Merit-Order“, die es u.a. erlaubt, Strommärkte unterschiedlicher (Modellierungs-) Komplexität zu verknüpfen.

Dabei handelt es sich nicht wie bei einer „klassischen“ Merit-Order um eine Auflistung der Kraftwerkskapazitäten nach Grenzkosten, sondern um eine Aufreihung von Kosten, die sich einstellen, wenn es zu einer Angebots- oder Nachfrage-Veränderung kommt. Sie lässt sich aus unterschiedlichen Modellierungs(detail-)graden konstruieren und lässt auch negative Preise zu. Als sortierte Liste besitzt sie zudem Eigenschaften, die eine sehr schnelle Verarbeitung zur Lösung optimaler Mengenverschiebungen zulassen.

Sie lässt sich beispielsweise aus einer kumulierten Gebotsfunktion wie folgt konstruieren:



Im Projekt „Mozubi“ wird der (deutsche) Heimmarkt, als agentenbasiertes, blockscharfes Vermarktungsmodell mit dem europäischen Ausland gekoppelt, dass über eine generalisierte, landes-, kalender- und wetterabhängige Erzeugungs-Merit-Order vereinfacht abgebildet wird.

¹ Izes gGmbH, Altenkesslerstr. 17 in D-66111 Saarbrücken; Tel.: +49 681 844 972-0; weber@izes; Institutshomepage: www.izes.de; Projekthomepage <https://mozubi.net/>

² Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen – elenia, Schleinitzstraße 23, D-38106 Braunschweig, +49 (531) 391-7700

Darüber hinaus dient die standardisierte Merit-Order auch als Basis für die Modellierung von Blockgeboten.

Modellierung von Marktkoppelung

Durch die Modellierung mithilfe der standardisierten Merit-Order kann – abweichend von dem Vorgehen der Börse – die Optimierung nicht über eine Maximierung der Renten (soziale Wohlfahrt) erfolgen. Stattdessen erfolgt die Modellierung mit dem Ziel, dass der (europäische) Preis möglichst nah am Einheitspreis ist:

$$\text{Zielfunktion: } \text{Min} \left[\sum_1^n (P_{eq} - P_{n,1})^2 \right]^1$$

Mit zwei weiteren, determinierenden Nebenbedingungen² lässt sich ein sehr schneller, problemorientierter Lösungsalgorithmus formulieren, der unter Berücksichtigung landes- (und situations-)spezifischer Export- und Importkapazitäten eine Bestimmung der jeweils optimalen Austauschmenge erlaubt. Auch die Berücksichtigung individueller Übertragungsverluste ist problemlos möglich³.

Der Lösungsalgorithmus lautet (vereinfacht):

- Bestimme das Marktgebiet mit dem höchsten (aktueller) Preis und freier (aktueller) Importkapazität über dem Exportminimum; falls kein Marktgebiet gefunden. Ende.
- Suche das Marktgebiet mit dem niedrigsten Preis kleiner der eigene Preis und freier Exportkapazität in das Land, falls kein Importland gefunden, setze maximale Importkapazität für Importmarktgebiet auf 0 und gehe zu Start.
- Bestimme Austauschmenge, die notwendig ist, um (nahezu) Preisgleichheit zwischen den Marktgebieten zu erhalten unter Berücksichtigung der verfügbaren Kapazität. Berechne verfügbare Import-Export-Mengen und Preise der beiden Länder neu und gehe zu Start.

Durch den Einsatz der standardisierten Merit-Order geschieht dies grundsätzlich mit linearer Komplexität $O(n \log n)$. Es handelt sich somit um ein sehr schnelles und zügig lösbares Verfahren.

¹ P_{eq} = europ. Einheitspreis; $P_{n,1}$ = (neuer) Preis des Landes n ; n = Anzahl der gekoppelten Länder

² Minimale Preisdifferenz zwischen Ländern bleibt erhalten; Es muss eine Mindestexportmenge geben.

³ Über den Einsatz von Netting-Listen

4.1.5. Politics vs Markets – Was treibt die Wertigkeiten von Wind und PV?

Eike BLUME-WERRY^{1 2 (*)}, Claus HUBER², Gustav RESCH¹, Reinhard HAAS¹

Abstract

Mit zunehmender Marktreife von Wind und PV Anlagen, sowie steigendem Zubau außerhalb von Förderregimen, gewinnen auch Markterlöse und Kannibalisierungsriskiken der Erneuerbaren an Bedeutung. Die meisten Studien analysieren die Wertigkeiten und Kannibalisierungsraten von Erneuerbaren bei unterschiedlichen Marktanteilen. Dieser Beitrag führt dies weiter und untersucht inwiefern andere Faktoren indirekt relative Wertigkeiten und Markterlöse von Wind und PV zusätzlich beeinflussen. Dazu modellieren und analysieren wir eine Reihe von Szenarien mit veränderten Gas-, Kohle- und CO₂-Preisen, sowie abgeänderten Verfügbarkeiten von Wind und PV über die nächsten 30 Jahre. Die Ergebnisse zeigen, dass höhere Gas- und CO₂-Preise zu geringeren relativen Wertigkeiten von Wind und PV führen, während niedrigere Preise das Gegenteil bewirken. Höhere oder niedrigere Kohlepreise hingegen haben nahezu keine Auswirkungen auf die relativen Wertigkeiten von Wind und PV. Veränderte Verfügbarkeiten von Wind und PV bewirken ein substantziellen Merit Order Effekt bei den Markterlösen, aber keine Quer-Kannibalisierung zwischen Wind und PV.

Methodische Vorgehensweise

Zur Bestimmung des Einflusses der einzelnen Faktoren auf die Wertigkeiten von Wind und PV wird das Fundamentalmodell Green-X verwendet, welches 20 Länder Zentral- und Westeuropas kraftwerksscharf abbildet. Ausgehend von einem Basisszenario wird ceteris paribus jeweils einer der genannten Parameter angepasst. Die jährlichen relativen Wertigkeiten (engl. value factors) von Wind und PV ergeben sich aus der Division der erzielten Markterlöse (engl. capture prices) durch den szenariospezifischen Basepreis.

$$relative\ Wertigkeit_{wind/pv} = \frac{durchschn.\ Markterlöse_{wind/pv}}{Basepreis}$$

Die Verwendung von relativen im Gegensatz zu absoluten Wertigkeiten ermöglicht einen Vergleich der unterschiedlichen Einflussparameter. Dazu wird die Differenz zwischen den relativen Wertigkeiten eines jeden Szenario und den relativen Wertigkeiten im Referenzszenario gebildet.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

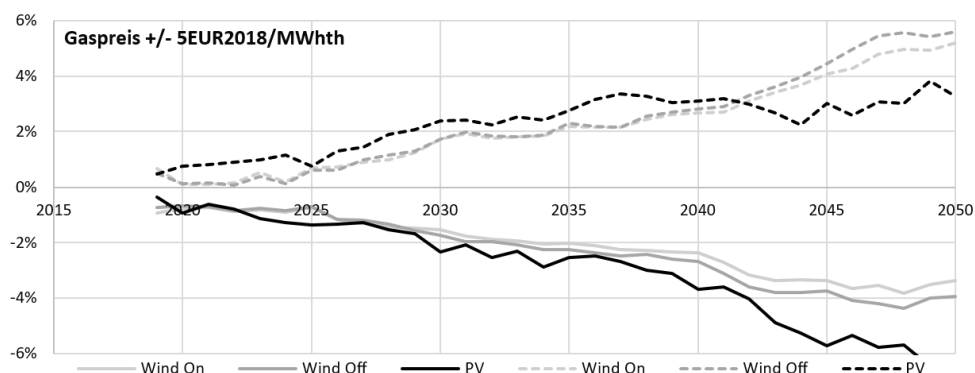


Abbildung 1: Differenzen der relativen Wertigkeiten von Wind und PV zum Referenzszenario bei einer Erhöhung (durchgezogene Linien) bzw. Verminderung (gestrichelte Linien) des Gaspreises um 5 EUR₂₀₁₈/MWh_{th} in Deutschland.

¹ TU Wien, Energy Economics Group, Gusshausstrasse 25-29, 1040 Wien, eike.blumewerry@gmail.com

² Axpo Holding AG, Parkstrasse 23, 5040 Baden, Schweiz, www.axpo.com

Es zeigt sich, dass Gas- und CO₂-Preise einen signifikanten Einfluss auf die relativen Wertigkeiten von Wind und PV haben. Bei höheren Gas- und CO₂-Preisen steigen zwar die Markterlöse der Technologien, die relative Wertigkeit sinkt allerdings, da der Basepreis stärker ansteigt. Wind und PV Betreiber profitieren dementsprechend weniger von höheren Gas oder CO₂ Preisen als ein Grundlastproduzent. Anders herum sinken die Markterlöse von Wind und PV bei niedrigeren Gas oder CO₂ Preisen, während ihre relativen Wertigkeiten steigen (siehe Abbildung 1).

Diese Entwicklungen der relativen Wertigkeiten lässt sich auf zwei Effekte zurückführen. Zum einen verändern die angepassten Gas- und CO₂-Preise die Grenzkosten von Gaskraftwerken. Dadurch steigt bzw. sinkt der Preis zu den Stunden in denen Gaskraftwerke den Preis setzten, und zu welchen die Erneuerbaren tendenziell unterproportional vertreten sind. Zum anderen verändern die angepassten Preise die Entwicklung des Kraftwerksparks im Vergleich zum Referenzszenario. Bei höheren Gas- oder CO₂-Preisen steigt unter anderem der endogene Zubau von Wind und PV verglichen zum Referenzszenario an und führt so zu einer stärkeren Kannibalisierung und niedrigeren relativen Wertigkeiten, weshalb die Differenzen zur Wertigkeit im Referenzszenario über die Zeit zunehmen (siehe Abbildung 1).

Eine Erhöhung und Verminderung der Wind und PV Profile um 10 Prozent gibt Aufschluss darüber, wie sich ein höher oder niedriger Wind und/oder PV Ausbau auf die Wertigkeiten auswirkt. Eine Erhöhung der PV Verfügbarkeit um 10 Prozent senkt die relative Wertigkeit der Technologie. Die Differenz der relativen Wertigkeiten zum Referenzszenario nimmt bis 2030 zu und stagniert danach bei rund vier Prozent (siehe Abbildung 2). Ein leicht erhöhter PV Ausbau um 10 Prozent hat demnach signifikante Auswirkungen auf die Erträge von Betreiber von PV Anlagen.

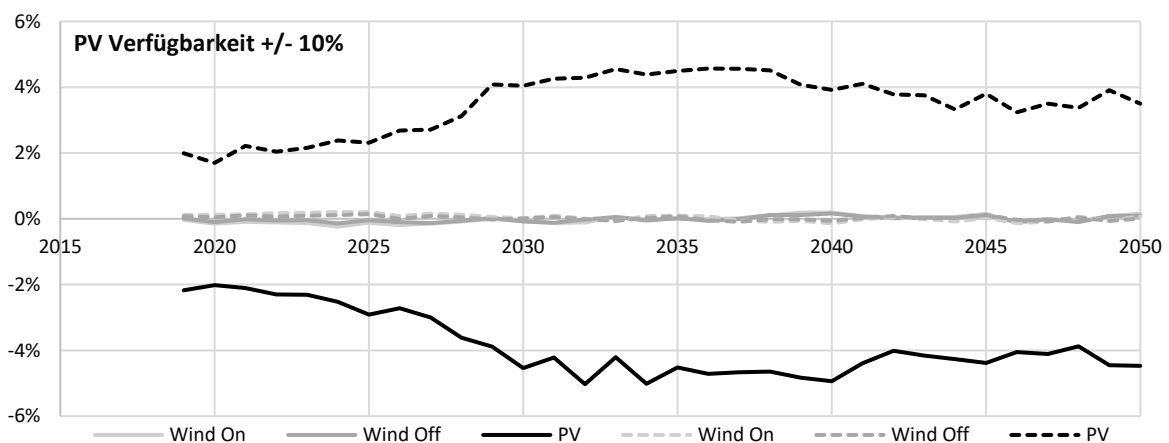


Abbildung 2: Differenzen der relativen Wertigkeiten von Wind und PV zum Referenzszenario bei einer erhöhten (durchgezogene Linien) bzw. reduzierten (gestrichelte Linien) PV Verfügbarkeit um 10 Prozent in Deutschland.

Nach 2030 stellt sich ein Plateaueffekt ein, da szenarioannahmenspezifisch der Anteil von PV an der Gesamtstromerzeugung nicht mehr signifikant ansteigt. Ferner zeigt sich, dass die relative Wertigkeit von Wind nicht von einer höheren oder niedrigeren PV Verfügbarkeit tangiert wird und somit keine merkliche Quer-Kannibalisierung festzustellen ist (siehe Abbildung 2).

4.2. ENERGIESYSTEM- UND MARKTMODELLE I (STREAM C2)

4.2.1. Flexible Software-Umgebung für Strommarkt- und Netzmodelle (VAMOS – Varied Market model Operating System)

Valentin WIEDNER¹, Christian TODEM², Hannes WORNIG³

Motivation

Der Wandel des Energiesektors wird durch verschiedene nationale und europäische Richtlinien und Verordnungen vollzogen. Neue Regularien bringen Veränderungen für Marktteilnehmer und Infrastrukturbetreiber. Um für diese Änderungen gewappnet zu sein, strategische Entscheidungen treffen zu können und Business-Prozesse entsprechend anzupassen, ist es nötig die Auswirkungen neuer Regularien rechtzeitig abschätzen zu können. Da es sich oft um komplexe Zusammenhänge handelt sind Simulationsmodelle ein geeignetes Hilfsmittel dafür. Um eine gesamte Kausalkette abbilden zu können, werden verschiedene Berechnungsschritte oder -modelle modular hintereinander gestaffelt und als Gesamtberechnungsprozess durchgeführt. Im Falle des Strommarktes wäre die Abfolge beispielsweise Market Coupling, Netzsicherheitsberechnung und Redispatch-Optimierung. Zusätzlich sind meistens Prozessschritte nötig um Inputdaten für einzelne Berechnungsschritte zu erzeugen, wie z.B. eine Kapazitätsberechnung als Eingangsparameter für das Market Coupling. Darüber hinaus verlangen verschiedene Fragestellungen oft nach zusätzlichen Berechnungsschritten. Abhängigkeiten zwischen einzelnen Modulen und mögliche Rückkopplungen von Zwischenergebnissen müssen dabei berücksichtigt werden. Nicht selten müssen Modelle speziell angepasst bzw. umgebaut werden, um für eine bestimmte Problemstellung geeignet zu sein. Expertise aus diversen Fachgebieten ist nötig, um reale Abläufe bestmöglich modellieren zu können und aussagekräftige Ergebnisse zu generieren.

Um die Vielfalt an Berechnungsmodulen zu managen, die Komplexität der Modulabhängigkeiten korrekt und transparent abbilden zu können, den Berechnungsprozess weitgehend zu automatisieren und die dafür nötigen Experten an einer Stelle zu bündeln, wurde VAMOS als zentrale Plattform entwickelt.

Flexible Software-Umgebung

VAMOS (Varied Market Model Operating System) wurde als Betriebssystem entwickelt, das einfach und bedienerfreundlich verschiedenen Experten über ein Web-Interface zu Verfügung gestellt wird. Die Datenhaltung ist zentral organisiert, so dass jeder Nutzer auf denselben, aktuellen Stand zugreifen kann. Es werden Funktionen zur Inputdatenerzeugung und -veränderung angeboten. So können einfach und schnell verschiedene Basisszenarien und Sensitivitätsszenarien erstellt werden. Ein File-Browser hilft einerseits den Überblick zu wahren und andererseits die gewöhnlichen Funktionen um Datensätze zu kopieren, verschieben oder zu löschen. Per Konfigurationsdatei können verschiedene Berechnungsmodulare hintereinander geschaltet und verkettet werden. Selbst entwickelte Module und Skripts können so eingebunden und abgearbeitet werden. Kommerzielle Software kann über eine Programmierschnittstelle (API) eingebunden werden. Alle Berechnungen laufen auf einem leistungsstarken Rechenkern, der flexibel erweitert werden kann. Im Fall von Ressourcenengpässen werden Berechnungen in eine Warteschlange gereiht und je nach freien Ressourcen verarbeitet. VAMOS bietet ebenfalls verschiedene Möglichkeiten Ergebnisse zu visualisieren und komfortabel auszuwerten.

¹ Valentin Wiedner APG AG, Wagramer Straße 19 IZD Tower, valentin.wiedner@apg.at, www.apg.at

² Christian Todem APG AG, Wagramer Straße 19 IZD Tower, christian.todem@apg.at, www.apg.at

³ Hannes Wornig APG AG, Wagramer Straße 19 IZD Tower, hannes.wornig@apg.at, www.apg.at

4.2.2. Analyse der Auswirkungen unterschiedlicher Detailgrade in einem Kraftwerkseinsatzmodell

Richard SCHMITZ¹, Diana BÖTTGER²

Inhalt

Energiesystemmodelle unterscheiden sich zumeist in der Qualität der verwendeten Datengrundlage, der zeitlichen und räumlichen Auflösung oder auch im Grad der getroffenen Vereinfachungen. Alle Modelle eint jedoch die Tatsache, dass sie aufgrund der immer höher werdenden Komplexität [1] mit heutzutage verfügbaren Rechenkapazitäten teilweise nicht zu lösen sind und daher Vereinfachungen zwingend erforderlich machen. Dies resultiert in der Herausforderung, die Rechenzeiten dieser Modelle durch numerische und statistische Maßnahmen zu verkürzen [2]. Dabei ist jedoch noch nicht übergreifend eindeutig definiert, welcher Detaillierungsgrad für welche Forschungsfrage wissenschaftlich adäquat ist. Im Folgenden soll daher die Zulässigkeit von Vereinfachungen und deren Auswirkungen auf die Ergebnisse verschiedener Fragestellungen analysiert werden.

Methodik

Die Berechnungen werden mit dem Kraftwerkseinsatzmodell „SCOPE - electricity market“ (SCOPE-EM) aus der Modellfamilie „SCOPE“ des Fraunhofer IEE durchgeführt. Das Modell SCOPE-EM ist ein sektorübergreifendes europäisches Dispatchmodell zur Analyse zukünftiger Energieszenarien. Das Fundamentalmodell liefert einen stündlichen kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz, der relevante technische Restriktionen von Kraftwerken berücksichtigt. Es umfasst dabei auch die Modellierung von Regelleistung. Weiterhin bildet es neben dem Stromsektor auch Sektorkopplungstechnologien aus dem Wärme- und Verkehrssektor ab.

Bei Kondensationskraftwerken und Gasturbinen werden im Folgenden fünf verschiedene Modellierungsdetails unterschieden, aus welchen sich durch Kombinationen 17 verschiedene Detailgrade ergeben. Als Erstes wird unterschieden, ob die Modellierung als ein gemischt-ganzzahliges lineares Problem (MIP) erfolgen soll oder ob lediglich ein linearer Ansatz gewählt wird. Die Modellierung als MIP stellt dabei eine Grundbedingung für die Verwendung der nachfolgenden vier Modellierungsdetails dar: Die Abfrage von Lastwechsel-Beschränkungen legt fest, ob die Leistungsänderungsgeschwindigkeit berücksichtigt werden soll. Anschließend werden die Startkosten der Kraftwerke zugelassen oder weggelassen. Zuletzt werden je Rechendurchlauf die Mindestbetriebszeiten und die Mindeststillstandzeiten entweder berücksichtigt oder ignoriert.

Aus den Ergebnissen werden dann Kennzahlen u. a. für die je Technologie erzeugte Strommenge, die ausgestoßenen CO₂-Emissionen und die Flexibilität der Speichertechnologien gebildet. Die je Rechendurchlauf gebildeten Kennzahlen werden jeweils zu den Kennzahlen aus dem Rechendurchlauf mit dem höchsten Detailgrad sowie der möglichen Einsparung an Rechenzeit in Relation gesetzt und miteinander verglichen.

Die Berechnungen erfolgen für die Szenariojahre 2025 und 2035. Hier sind jeweils unterschiedliche Ergebnisse zu erwarten, da die jeweils vorgegebenen Zusammensetzungen des Energieversorgungssystems verschieden sind und sich die Auswirkungen der Detailgrade somit auch unterscheiden können.

¹ Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE), Königstor 59, 34119 Kassel, 0561 / 7294 1252, richard.schmitz@iee.fraunhofer.de, <http://www.iee.fraunhofer.de>

² Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE), Königstor 59, 34119 Kassel, 0561 / 7294 1738, diana.boettger@iee.fraunhofer.de, <http://www.iee.fraunhofer.de>

Ergebnisse

Für das Szenariojahr 2025 wurde zunächst festgestellt, dass der Rechendurchlauf mit der linearen Problemstellung (niedrigster Detailgrad) die geringste Rechenzeit benötigt, während der Rechendurchlauf mit allen möglichen Beschränkungen (höchster Detailgrad) jedoch nicht die höchste Rechenzeit aufweist. Bei der Betrachtung der Stromproduktionen aus Kondensationskraftwerken und Gasturbinen fiel auf, dass die Rechendurchläufe ohne Startkosten wesentlich höhere betragsmäßige prozentuale Abweichungen im Vergleich zur Rechnung mit dem höchsten Detailgrad aufgewiesen haben als die Rechendurchläufe mit Berücksichtigung von Startkosten. Ähnliche Tendenzen ergaben sich folglich bei den betragsmäßigen Abweichungen der CO₂-Emissionen. Auch die stromspeichernden Technologien passten sich an das Verhalten der stromproduzierenden Technologien an, sodass hier abermals ein Unterschied zwischen den Ergebnissen mit und ohne Startkosten auszumachen war.

Mit Ausnahme der linearen Modellierung zeigten sich in 2035 analoge Ergebnisse wie in 2025, wenn auch in etwas geringerer Deutlichkeit. So führte der Verzicht auf eine Modellierung von Startkosten zu höheren betragsmäßigen prozentualen Abweichungen im Vergleich zum höchsten Detailgrad als bei einer Modellierung mit Startkosten, ohne dass dabei jedoch erkennbare Vorteile durch einen geringeren Rechenaufwand entstanden wären.

Referenzen

- [1] D. vom Stein, N. van Bracht, A. Maaz und A. Moser, „Development of adaptive time patterns for multi-dimensional power system simulations“, 2017, 14th International Conference on the European Energy Market (EEM): 6.-9. Juni 2017, Dresden, S. 1-5.
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hg., „7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung: Innovationen für die Energiewende“, 2018, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/7-energieforschungsprogramm-der-bundesregierung.html> (Aufgerufen 13. Februar, 2019).

4.2.3. Optimization of Regionally Resolved Energy Systems by Spatial Aggregation and Disaggregation

Christiane REINERT ^{1(*)}, Theo SÖHLER ², Nils BAUMGÄRTNER ³,
and André BARDOW ^{4 5}

Content

Regionally resolved energy system models are a valuable tool to support decision makers in long-term strategy planning. The optimal synthesis of energy systems requires high spatial resolution to account for local constraints such as grid limitations and local fluctuations of renewable energy. Thus, high spatial resolution leads to large-scale optimization problems for the synthesis of energy systems, which are computationally challenging. Therefore, simplifications are typically used to solve these optimization problems. However, solutions based on simplifications might not be feasible for the original energy problem.

To provide feasible solutions for regionally resolved energy systems, we present the SpArta method for spatial aggregation and disaggregation. In SpArta, we initially aggregate the optimization problem but then decompose the aggregated solution to find a feasible solution to the original problem.

Method

The SpArta method finds feasible solutions for large energy systems in four steps (Figure 1):

1. Spatial aggregation of the regionally resolved system into clusters.
2. Optimization of the aggregated energy system: design and operation are simultaneously optimized but with the reduced spatial resolution. The design optimization considers all energy converters and the grid.
3. Re-optimization of each single cluster at full resolution: We conduct a second design optimization for each cluster but now with the original spatial resolution. The results of the clustered optimization in step 2 serve as constraints to impose the identified design and power flows.
4. Aggregation of the design for the full problem: We determine the design of the regionally resolved problem from the designs of the single clusters at high spatial detail.

¹ Institute of Technical Thermodynamics, RWTH Aachen University, 52056 Aachen, Germany, christiane.reinert@itt.rwth-aachen.de, <https://www.itt.rwth-aachen.de>

² Institute of Technical Thermodynamics, RWTH Aachen University, 52056 Aachen, Germany, theo.soehler@rwth-aachen.de, <https://www.itt.rwth-aachen.de>

³ Institute of Technical Thermodynamics, RWTH Aachen University, 52056 Aachen, Germany, nils.baumgaertner@itt.rwth-aachen.de, <https://www.itt.rwth-aachen.de>

⁴ Institute of Technical Thermodynamics, RWTH Aachen University, 52056 Aachen, Germany, andre.bardow@itt.rwth-aachen.de, <https://www.itt.rwth-aachen.de>

⁵ Institute of Energy and Climate Research - Energy Systems Engineering (IEK-10), Forschungszentrum Jülich GmbH, 52425 Jülich, Germany

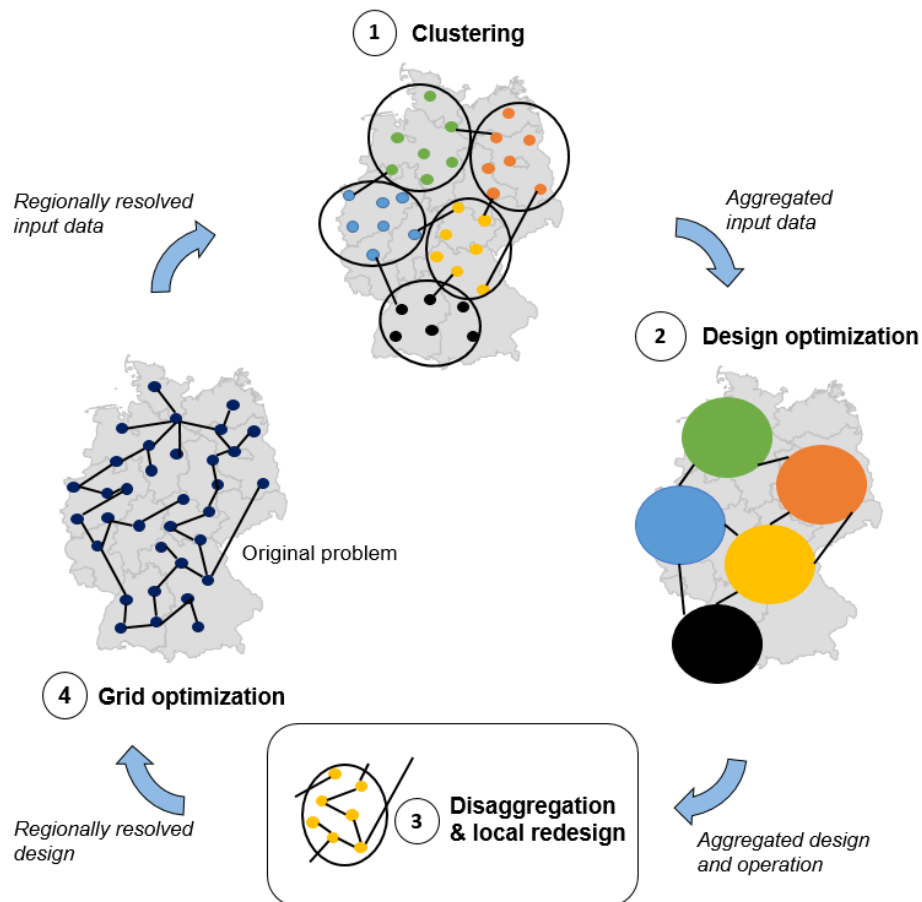


Figure 1: SpArta – Aggregation and disaggregation of regionally resolved energy systems for computationally efficient design ensuring feasible operation.

Results

As a case study, we consider the design of the future energy system for Germany, using a model with a spatial resolution of more than 400 nodes. We show that SpArta leads to feasible results at high solution quality while significantly reducing calculation time compared to the original optimization problem. The ability to resolve the local details enables a more realistic design of the energy systems. Thereby, SpArta deepens the basis for decision support in energy systems design.

4.2.4. Ein Analytischer Ansatz zur Identifikation Modellrelevanter Zeitreihencharakteristika

Inga M. MÜLLER¹, Magdalena STÜBER²

Inhalt

Energiesystemmodelle stellen ein wichtiges Instrument dar, um Strategien zur Umsetzung klimapolitischer Ziele und ihre Auswirkungen auf das Energiesystem zu analysieren. In den letzten Jahren ist die Komplexität des Energiesystems und damit die Komplexität der Modelle stetig gewachsen. Diese Komplexitätssteigerung kann u.a. auf zwei Entwicklungen zurückgeführt werden: (1) Die Auflösung der Grenzen zwischen den einzelnen Sektoren, welche die Modellierung weiterer sektorenübergreifender Technologien (z.B. Elektrofahrzeuge) erfordert, und (2) den gestiegenen Anteil erneuerbarer Energien, der eine detaillierte Darstellung der fluktuierenden Erzeugungseigenschaften in zeitlicher und räumlicher Abhängigkeit verlangt. Zusammenfassend müssen Energiemodelle drei Anforderungen erfüllen: (1) Eine detaillierte Abbildung technischer Zusammenhänge, (2) eine hohe räumliche Auflösung und (3) eine hohe zeitliche Auflösung.

Aufgrund begrenzter Rechenzeiten und großem Arbeitsspeicherbedarf sind hochaufgelöste Modelle nicht lösbar. Es werden daher Optionen zur Komplexitätsreduktion benötigt, die einen Verlust relevanter Informationen minimieren. Eine Reduzierung der technischen Komplexität ist vor dem Hintergrund zunehmender Technologien und den bereits getroffenen Vereinfachungen (z.B. Abbildung des Netzes als Transportsystem) nicht sinnvoll. Die Reduzierung der räumlichen Auflösung (z.B. Zusammenfassen von Ländern in Gruppen) ist u.a. aufgrund resultierender Gleichzeitigkeitseffekte der fluktuierenden Erzeuger nicht immer empfehlenswert. Eine Analyse der Zeitreihen, welche häufig ein Jahr in stündlicher Auflösung abdecken, führt hingegen zu der These, dass die Informationsdichte gering ist und durch eine Aggregation (z.B. *Downsampling*) die Datenmenge verringert werden kann.

Bisherige Studien zeigen, bis zu welchem Aggregationsgrad Zeitreihen repräsentative Ergebnisse erzielen (z.B. [1]). Allerdings erfolgt keine Analyse, warum aggregierte Zeitreihen eine ursprüngliche Zeitreihe besser oder schlechter abbilden. Basierend auf diesen Erkenntnissen, wird ein neuer, zeitreihenanalytischer Ansatz zur Aggregation entwickelt. In einem ersten Schritt erfolgt dabei die Identifikation relevanter Informationen einer Zeitreihe, welcher im Folgenden vorgestellt wird.

Methodik

Die Identifikation relevanter Informationen erfolgt in Kombination mit den erzielten Modellergebnissen. Als Energiemodell wird das lineare Optimierungsmodell *urbs* für die Einsatz- und Ausbauplanung von Stromerzeugungstechnologien verwendet [2]. Die Modellergebnisse, welche in das Verhältnis zu den Zeitreihenparametern gesetzt werden, sind die ausgebauten Kapazitäten der Erzeugungstechnologien. Um relevante Parameter zu identifizieren werden folgende drei Schritte durchgeführt.

Definition der Szenarien, Parameter und Inputzeitreihen

In dieser Arbeit werden drei Szenarien untersucht, welche Ein-Knoten Modelle mit einem „Grüne Wiese“ Ansatz darstellen. Speichertechnologien werden nicht betrachtet. Das erste Szenario umfasst solare Photovoltaik (PV) sowie ein flexibles und ein träges Kraftwerk. Im zweiten Szenario wird statt PV Windkraft betrachtet. Das dritte Szenario ist eine Kombination der ersten beiden Szenarien und umfasst alle vier Erzeugungstechnologien. Relevante Informationen sind statistische Parameter, welche die Lage einer Zeitreihe (z.B. Mittelwert), die Streuung einer Zeitreihe (z.B. Varianz) und den Zusammenhang zu anderen Zeitreihen (z.B. Korrelation) beschreiben. Insgesamt werden 74 Parameter erhoben. Für die Szenarien werden eine Nachfragezeitreihe [3] und zwei Erzeugungszeitreihen von PV und Windkraft [4] verwendet. Es werden elf Jahre (2006-2016) in stündlicher Auflösung untersucht.

¹ Technische Universität München, Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme, Lichtenbergstr.4a Garching, inga.mueller@tum.de, <https://www.ei.tum.de>

² Technische Universität München, Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme, Lichtenbergstr.4a Garching, m.dorfner@tum.de, <https://www.ei.tum.de>

Durch *Downsampling* (ds) werden je fünf weitere aggregierte Jahresvarianten (2,3,4,6,8 Stunden) berechnet, sodass insgesamt 55 Zeitreihen analysiert werden.

Gruppierung der Parameter durch Clustering

Da einige Zeitreihenparameter ähnliche oder gleiche Informationen einer Zeitreihe beschreiben (z.B. stellt der Mittelwert eine Normierung der Summe dar), werden die Zeitreihenparameter geclustert. Parameter gleicher Gruppen beschreiben demzufolge ähnlich Eigenschaften der Zeitreihe.

Genistetes Parametermodell

Um relevante Parameter zu bestimmen, wird ein multivariates Regressionsmodell entwickelt, welches den Einfluss der unabhängigen Größen (Zeitreihenparameter) auf die abhängige Größe (ausgebaute Kapazität) untersucht. Zwischen den Parametergruppen wird jede Parameterkombination gebildet. Die Bewertung einer Parameterkombination erfolgt zum einen durch typische Modellkriterien wie dem mittleren absoluten Fehler (MAE) und zum anderen durch Einbeziehung der Sub-Parameterkombinationen (Modellverschachtelung, engl. *model nesting*).

Ergebnisse

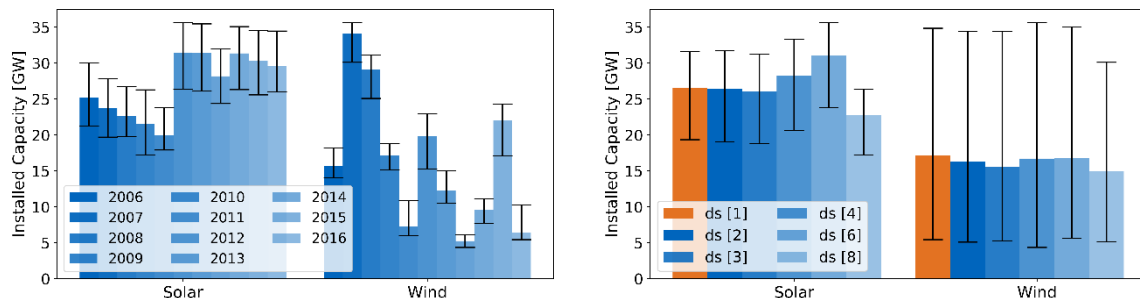


Abbildung 1: Installierte Leistung je Jahr mit der Varianz in den aggregierten Zeitreihenvarianten (links) und mittlere installierte Leistung je aggregierte Zeitreihe (downsampling (ds) von stündlich bis achtstündlich) mit der Varianz der Jahre (rechts).

Wie in Abbildung 1 dargestellt, unterscheiden sich die Modellergebnisse der ersten beiden Szenarien (PV bzw. Windkraft) deutlich. Die ausgebauten PV-Kapazitäten variieren zwischen den Jahren ($\pm 21\%$ Abweichung von der mittleren Kapazität) ähnlich wie innerhalb der aggregierten Varianten eines Jahres ($\pm 31\%$). Die Wind-Kapazitäten reagieren sensibler auf die Zeitreihen unterschiedlicher Jahre ($\pm 90\%$), wohingegen die Differenz innerhalb der aggregierten Daten eines Jahres geringer ist ($\pm 36\%$).

Die Parameteranalyse zeigt, dass bei dem PV-Szenario zusammenhangsbeschreibende Größen wie Korrelation und Werteabstände relevant sind, wohingegen im Wind-Szenario vor allem Lage- und Streuungsparameter wie Mittelwert und MAD einen signifikanten Einfluss auf die Kapazität haben. Eine grafische Analyse der Zeitreihen bestätigt diese Ergebnisse. So unterscheidet sich z.B. die mittlere stündliche Erzeugungskapazität von Wind zwischen Jahren deutlich, wohingegen eine Aggregation die mittlere stündliche Erzeugung eines Jahres nur gering beeinflusst hat. Bei PV-Zeitreihen beeinflusst die Aggregation die Erzeugungscharakteristik und führt somit zu einer veränderten Korrelation.

Die Ergebnisse zeigen, dass eine technologiespezifische Identifikation relevanter Parameter möglich ist. Die Aggregation einer Zeitreihe sollte basierend auf den relevanten Parameter erfolgen. Eine nachfolgende Implementierung kann diesen Ansatz empirisch belegen.

Referenzen

- [1] S. Pfenninger, "Dealing with multiple decades of hourly wind and PV time series in energy models: A comparison of methods to reduce time resolution and the planning implications of inter-annual variability", *Applied Energy*, Vol. 197, 2017, S. 1-3
- [2] J. Dorfner et al., „urbs“, <https://doi.org/10.5281/zenodo.3265960>, (Aufgerufen 29.11.2019)
- [3] ENTSO-E, „Historical data“, <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/>, (Aufgerufen 11.10.2018)
- [4] S. Pfenninger et al., "Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data", *Energy*, Vol. 144, 2016, S. 1251-1265

4.2.5. Modellierung von Blockgebote in $n \log n$ Laufzeit

Andreas WEBER¹, Henrik HERR²

Kurzfassung

Vorgestellt wird ein methodischer Ansatz, um Blockgebote in einem vereinfachten Verfahren in Strommarktmodellierungen zu berücksichtigen. Durch eine Reduktion zulässiger Blockgebote in der Modellierung auf echte Teilmengen über mehrere Ebenen lässt sich das ganzzahlige Problem der Blockgebote von grundsätzlich fakultätischer Komplexität auf eine lineare Komplexität reduzieren und über einen speziellen Algorithmus entsprechend schnell lösen.

Problemstellung

Ein nicht zu vernachlässigender Faktor bei der Realisierung von insbesondere agentenbasierten Strommarktmodellen sind Blockgebote als fester Bestandteil der Kraftwerkseinsatzplanung. Blockgebote kennzeichnen sich dadurch, dass sie nur dann ausgeführt werden, wenn sich der (durch ihre Ausführung) einstellende Durchschnittspreis über die einzelnen Blockstunden innerhalb der für die Ausführung zulässigen Grenze befindet. Dabei handelt es sich grundsätzlich um ein Problem mit fakultätschem Aufwand ($n!$) da grundsätzlich alle zulässigen Kombinationen geprüft werden müssten.

Ein Standardverfahren zur Lösung des resultierenden Problems sind Branch-And-Bound-Verfahren, die zwar die zu untersuchende Menge zuverlässig reduzieren können, jedoch immer noch sehr rechenintensiv ist und für die Modellierung längerer Zeitreihen in vertretbarer Rechenzeit nicht geeignet sind.

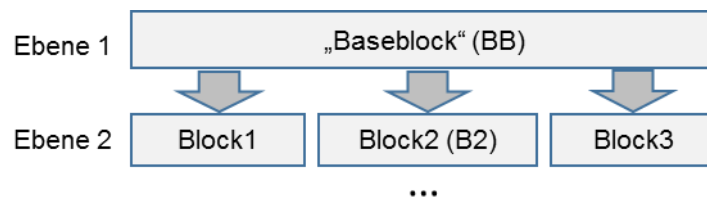
Bei der Entwicklung eines (open-source) Agenten-Modells im Rahmen des Projektes „Mozubi“ (FKZ 03ET4051A, gefördert vom BMWi) wurde ein neuer methodischer Ansatz zur Lösung dieser Problemstellung erarbeitet, der nachfolgend vorgestellt werden soll.

Kaskadierende Blockgebote

Um (einzelne) Blockgebote ohne extensiven Rechenaufwand berücksichtigen zu können, wurde das Konzept der kaskadierenden Blöcke entwickelt.

Dabei sind Blöcke so definiert, dass

- jede Ebene jede Stunde (oder kleinste Gebotseinheit) nur einmal enthalten darf und
- jeder Block eine echte Teilmenge eines Blocks aus einer übergeordneten Ebene ist.



Die Konstruktion über Ebenen mit echten Teilmengen sowie der Grundeigenschaft der Dominanz³ Blöcke gleicher über den Preis Art hat wesentliche Eigenschaften, die für eine zügige Modellierung des Problems maßgeblich sind.

Die Blöcke lassen sich nunmehr zu kumulierten Listen zusammenführen, die im Wesentlichen aus Preis und der durch die Blockgebote resultierenden Mengenver-schiebungen besteht. Bei der Konstruktion

¹ Izes gGmbH, Altenkesselerstr. 17 in D-66111 Saarbrücken; Tel.: +49 681 844 972-0; weber@izes; Institutshomepage: www.izes.de; Projekthomepage <https://mozubi.net/>

² Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen – elenia, Schleinitzstraße 23, D-38106 Braunschweig, +49 (531) 391-7700

³ Wird ein Block mit einem Verkaufspreis ab 50€ ausgeführt, so wird auch der Block mit Verkaufspreis 30€ ausgeführt.

werden (zunächst) die Blöcke höherer Ebenen (hier 1) in die Blöcke nachgelagerter Ebenen (hier 2) integriert.

Der entsprechende Algorithmus, über zwei Ebenen lautet nun (vereinfacht):

- Berechne für jeden Block X der untersten Ebene dessen isolierte, optimale Ausführung
- Berechne den daraus resultierenden mittleren Preis des übergeordneten Blocks
- Korrigiere die Blocklisten der untersten Ebene um die Blöcke der übergeordneten Ebene die bei diesem Ergebnis nicht ausgeführt werden können.
- Falls keine Korrektur notwendig, ENDE sonst starte von vorne.

Vor dem Hintergrund der Grundannahmen sowie unter der (zulässigen) Prämisse, dass Blockgebote nur zu einer Verschiebung der Angebots-/Nachfragekurven führen bedient sich der Algorithmus zur Lösung nur der sehr schnellen binären Suche ($O(\log n)$).

Im Ergebnis lässt sich damit das Problem der Blockgebote von einer faktoriellen Komplexität ($O(n!)$) auf eine logarithmisch-lineare Komplexität ($O(n \log n)$) reduzieren und in sehr kurzer Rechenzeit lösen.

4.3. ENERGIESYSTEM- UND MARKTMODELLE II (STREAM C3)

4.3.1. Teilautomatisierte Modellierung und Analyse möglicher europäischer Kraftwerkentwicklungsszenarien

Christopher PANSI^{1(*)}, Udo BACHHIESL¹

Einleitung

Mit dem „European Green Deal“ wurde ein Maßnahmenpaket beschlossen, welches sich zum Ziel setzt bis zum Jahr 2050 als erster Kontinent klimaneutral zu werden [1]. Im Zuge dieser voranschreitenden Dekarbonisierung und des zunehmenden Ersetzens von fossilen Energieträgern durch erneuerbare Energien [2], werden insbesondere die Sektoren Energieerzeugung sowie Energieübertragung vor neue Herausforderungen gestellt. Aufgrund von langen Projektvorlaufzeiten in Kombination mit einer hohen Kapitalintensität, sowie einer zu einem immer größeren Teil dargebotsabhängigen Erzeugung, sind Analysen, Modellbildungen und anschließende Simulationen Grundvoraussetzung, um fundierte Entscheidungen zur nachhaltigen und kosteneffizienten Entwicklung eines klimafreundlichen und bedarfsgerechten europäischen Kraftwerksparks treffen zu können.

Methodik

Mit Hilfe der elektrizitätswirtschaftlichen Simulationsumgebung ATLANTIS besteht die Möglichkeit das gesamte europäische Verbundsystem real- sowie nominalwirtschaftlich zu simulieren [3]. Dies erfordert den Umgang mit großen Datenmengen, welche in Form von Szenarien generiert werden müssen und so als Inputparameter für das entsprechende Simulationsmodell fungieren. Abbildung 1 zeigt die beschriebene Software zur Szenarienmodellierung (gelb hervorgehoben) im Kontext der elektrizitätswirtschaftlichen Simulationsumgebung ATLANTIS.

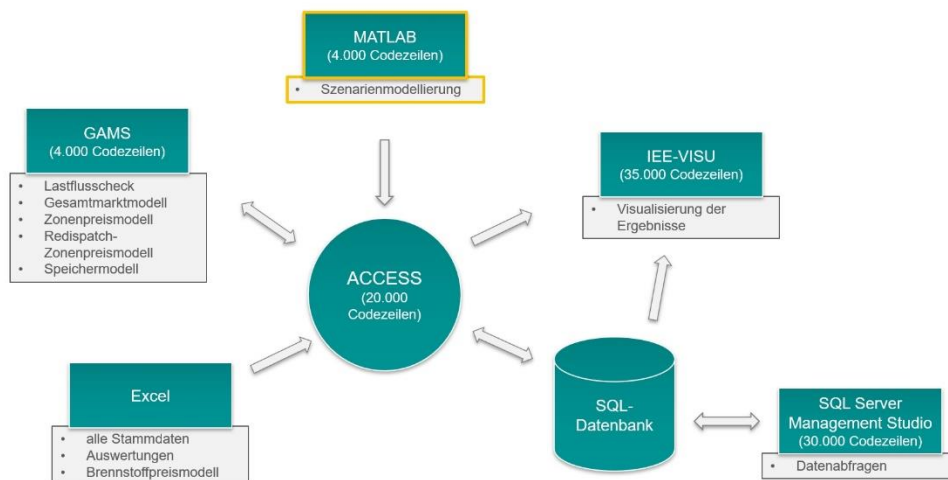


Abbildung 1: Simulationsumgebung ATLANTIS

Aktuell umfasst die ATLANTIS Datenbank rund 38.200 klassische fossile sowie erneuerbare Erzeugungseinheiten, welche in rund 3.600 Netzknoten einspeisen, die wiederum über 8.000 Leitungen und Transformatoren (400/220-kV-Ebene) miteinander verbunden sind. Diese detailreiche Abbildung des europäischen Verbundnetzes spiegelt die Notwendigkeit automatisierter Verfahren zur Szenarienmodellierung wider.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18/II, A-8010 Graz
Tel.: +43 316 873-7902, Fax: +43 316 873- 107902, christopher.pansi@tugraz.at, iee.tugraz.at

Mit Hilfe der teilautomatisierten Modellierung wurden unter anderem Szenarien des letzten Finalen 10-Jahres Netzentwicklungsplans [4] der ENTSO-E (engl. TYNDP 2018) modelliert und in weiterer Folge für 26 europäische Länder in ATLANTIS simuliert.

Hierfür wurden in Abhängigkeit zukünftiger prognostizierter Nettoerzeugungskapazitäten (engl. NGC), im vorgesehenen Zeithorizont, fiktive Szenariokraftwerke generiert. Ein Szenariokraftwerk besitzt bis zu 49 Kraftwerkparameter, welche sich in Abhängigkeit von Primärenergieträger, regionaler Zuordnung, Kraftwerkstyp, installierter Leistung u.v.m. unterscheiden. Für die Außerbetriebnahme von Kraftwerken galt es im Zuge eines linearen Programms die Lebensdauer, unter Einhaltung der prognostizierten NGC, in Abhängigkeit von Kraftwerkstyp, Land und Zeithorizont zu maximieren. Weiters wurden prognostizierte Brennstoffpreise sowie länderspezifische Verbrauchsdaten bei der Simulation berücksichtigt. Somit wurde für insgesamt 26 europäische Länder die jährliche Entwicklung der installierten Kraftwerksleistungen in Abhängigkeit der verschiedenen Kraftwerkstypen, sowie die Entwicklung für Brennstoff- und CO₂-Preise in Kombination mit den nationalen Entwicklungen des Stromverbrauchs modelliert und in weiterer Folge simuliert.

Ergebnisse

Die Simulationsergebnisse stellen den fortschreitenden Umbruch im Aufbringungssektor anschaulich dar. Der stetige Rückgang von Kohlestrom, bedingt durch die zunehmenden Außerbetriebnahmen in diesem Sektor, bewirkt eine Veränderung im Kraftwerksmix. Es ist zu erkennen, dass der Wegfall von fossilen Kraftwerken nicht ausschließlich durch erneuerbare Energieträger kompensiert werden kann. Dies hat vor allem Auswirkungen auf den Bereich von Gaskraftwerken, welche nun zunehmend an Bedeutung gewinnen. Des Weiteren zeigt sich, dass aufgrund der Dargebotsabhängigkeit vor allem im Bereich der Photovoltaik ein steigender Anteil der installierten Leistungen nicht zwangsläufig zu einem höheren PV Anteil im Strommix führt.

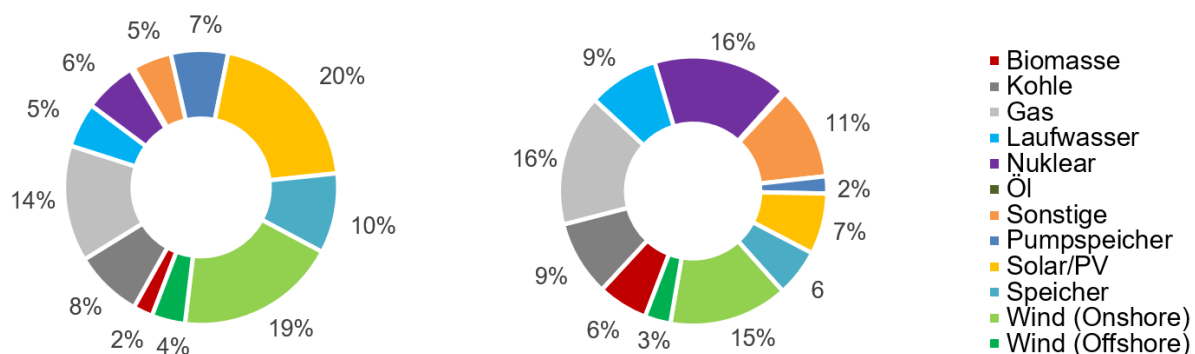


Abbildung 2: Installierte Leistung in %, Produzierte Energie in % im Jahr 2030 (v.l.n.r) für alle 26 untersuchten Länder in ATLANTIS (Szenario: Sustainable Transition ENTSO-E)

Referenzen

- [1] E. Commission, "A European Green Deal." [Online]. Available: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en. [Accessed: 14-Jan-2020].
- [2] E. Commission, "Clean Energy." [Online]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/860072/Clean_energy_en.pdf.pdf. [Accessed: 14-Jan-2020].
- [3] H. Stigler, U. Bachhiesl, G. Nischler, and G. Feichtinger, "ATLANTIS: techno-economic model of the European electricity sector," *Cent. Eur. J. Oper. Res.*, vol. 24, no. 4, pp. 965–988, 2016.
- [4] ENTSO-E /ENTSO-G, "TYNDP 2018 Scenario Report," 2018. [Online]. Available: https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP_documents/TYNDP2018/Scenario_Report_2018_Final.pdf.

4.3.2. The MEDEAS family of Integrated Assessment Models

Lukas EGGLE¹, Martin BAUMANN²

Introduction

The transition to a low-carbon economy confronts us with multiple, sometimes conflicting targets. A key conflict is the need for CO₂ emission reductions that are fast enough to reach the Paris target and limit global temperature increase to well below 2°, and the simultaneous sustainment of global economic activity. As the current energy system heavily depends on fossil fuels, a complete reorganization of both the economic (electrification, energy efficiency, sector coupling) and the energy sector (Integration of large amounts of intermittent energy sources, storage, etc.) is required. Systemic changes at the envisioned magnitude and the required rate unavoidably puts enormous pressure on the economic-, social- and environmental system. The question if the energy transition is feasible seems to be well justified – let alone how to reach it.

Methodology

The MEDEAS project aimed to add to this discussion by providing a set of models that is addressing the implications of an energy transition towards a low-carbon economy on different geographic levels while accounting for the most important biophysical constraints of such a transition:

- Detailed representation of economic activity (including international Trade) disaggregated into 35 economic sectors via Input-Output analysis (based on the World Input Output Database, WIOD [1])
- Accounting for climate change damage by considering a feedback between global temperature rise and economic activity
- Accounting for planetary boundaries by considering the remaining ultimately recoverable resources (RURR) and the impacts of eventual energy scarcity on the economy
- Flagging up when world material consumption exceeds currently known resources
- Calculating the material- energy- and land footprint of 6 key renewable energy (RE) technologies required for the energy transition
- Accounting for additional energy demand required for provisioning renewable energy generation capacities by considering the Energy Return on Energy Invested of the System (EROI) [2]

The MEDEAS models are structured into 7 sub-models (see figure 1) in a modular structure. The geographical disaggregation follows a nested model approach, considering three geographical levels: MEDEAS World generates the boundary conditions for MEDEAS EU (which is the core of the model). MEDEAS World and EU define the boundary conditions for the country level models (that are currently only available for Austria and Bulgaria). All models have been developed using a System Dynamics approach, which is well suited to integrate knowledge from different perspectives and views. The models were originally built in Vensim DSS Software but have been translated to Python under an open source licence [3] to ensure the availability to the general public, together with accompanying internet learning courses and documentation.

¹ Österreichische Energieagentur, Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien, T +43 (0)1-586 15 24 - 148, lukas.eggler@energyagency.at, www.energyagency.at

² Österreichische Energieagentur, Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien, T +43 (0)1-586 15 24 - 148, martin.baumann@energyagency.at, www.energyagency.at

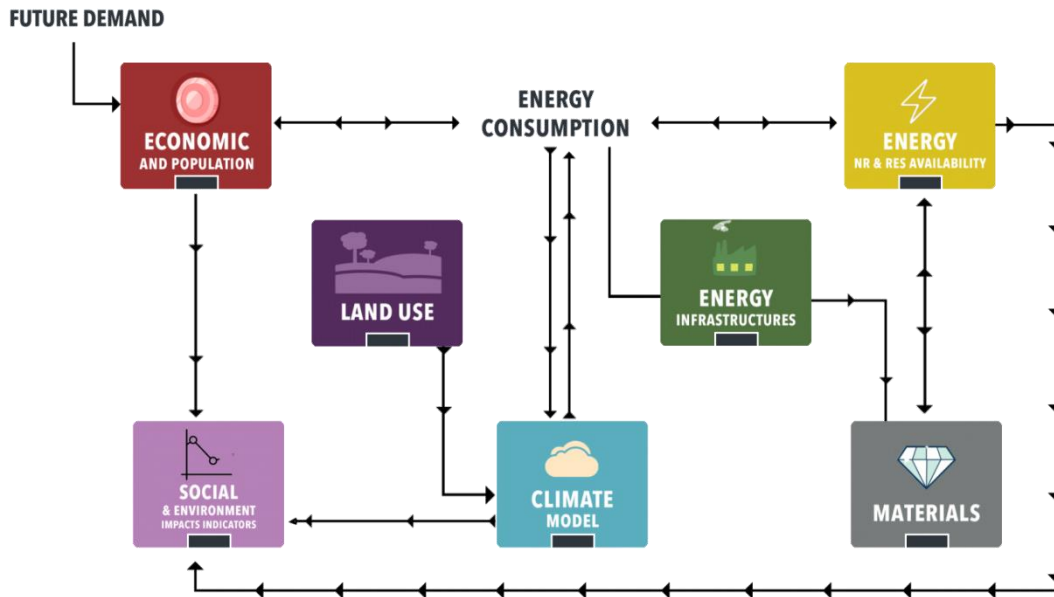


Figure 1: The MEDEAS model is structured into 7 sub-models in a modular and flexible structure.

Results

Within the MEDEAS project, three scenarios were developed to explore the transition towards a low carbon economy:

- Business as Usual (BAU): extrapolation of current technological and economic trends
- Green Growth (GG): moderate increase of RE technologies starting from 2020, moderate energy efficiency
- Transition Scenario (TRANS): Stagnation of overall economic activity, massive (!) increase of RE technologies, almost complete electrification of the economy

The results show that in the BAU scenario GHG emissions rise, leading to an economic recession after 2035-2040. In the GG scenario, economic growth can be sustained within the given horizon of 2050, but emission reductions to sustainable levels cannot be achieved. Only in the TRANS scenario the GHG emissions can be reduced to almost zero by 2050, while maintaining a stable economy.

From the results it can be concluded that current renewable energy implementation rates have to be increased to both ensure the achievement of the goals of the Paris agreement and economic prosperity. Another finding is that the increased implementation of RE technologies is accompanied by a strong increase of the mineral- and material demand and very high land requirements for its deployments.

References

- [1] E. Dietzenbacher, B. Los, R. Stehrer, M. Timmer, G. Vries, „The Construction of World Input–Output Tables in the WIOD Project.”, *Economic Systems Research* 25:1, 71–98, 2013. doi:10.1080/09535314.2012.761180
- [2] Iñigo Capellán-Pérez, Carlos de Castro, Luis Javier Miguel González, “Dynamic Energy Return on Energy Investment (EROI) and material requirements in scenarios of global transition to renewable energies”, *Energy Strategy Reviews* 26, 2019, <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100399>
- [3] Project MEDEAS – Modelling the Renewable Energy Transition in Europe, Available: <https://www.medeas.eu/> [Accessed: Nov. 2019].

4.3.3. Modellgestützte Analyse von Maßnahmen der Kreislaufwirtschaft im deutschen Energiesystem

Felix KULLMANN¹, Peter MARKEWITZ¹, Martin ROBINIUS¹, Detlef STOLTEN^{1,2}

Inhalt

Die Bundesregierung Deutschland beabsichtigt, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 1990 um 80 bis 95% zu reduzieren. Der Industriesektor in Deutschland zählt zu den energie- sowie emissionsintensivsten Sektoren. Im Jahr 2018 lag der Endenergieverbrauch der Industrie bei 736 TWh [1]. Um die CO₂ Emissionen zu verringern und somit die Treibhausgasreduktionsziele der Bundesregierung zu erreichen, ist es notwendig, auch in diesem Sektor mögliche Einsparmaßnahmen sowie Reduktionspotenziale zu erschließen. Großen Einfluss auf Energieverbrauch und somit CO₂-Emissionen haben Maßnahmen der Kreislaufwirtschaft. Nach Berechnungen der Europäischen Kommission können unter anderem mit Recyclingstrategien, CO₂-Emissionen in Europa bei der Produktion von Zement, Aluminium, Kunststoff und Stahl in Höhe des jährlichen kombinierten Gesamtausstoßes (in 2017) von Irland, Portugal und Dänemark eingespart werden [2]. Der Einfluss solcher Maßnahmen auf das deutsche Gesamtenergiesystem ist aber zurzeit noch nicht identifiziert und quantifiziert.

Das CO₂-Reduktionspotenzial, die Energieeinsparungen sowie die Kosten für Recyclingstrategien, wurden berechnet, indem zunächst die Prozesse für die Stahl- und Aluminiumherstellung in einem linearen Optimierungsmodell abgebildet wurden. Neben den konventionellen Prozessrouten für die Herstellung von Primärstahl und -aluminium, werden auch alternative und zukünftig verfügbare Verfahren der Primärherstellung, sowie Verfahren der Sekundärproduktion modelliert. Die Energiebereitstellung erfolgt aus dem Gesamtenergiesystem für Deutschland heraus. So können Rückschlüsse möglicher Prozessroutenwechsel auf die Energiebereitstellung und die Gesamtsystemkosten gezogen werden.

Methodik

Für die Analyse geeigneter Klimagaseminderungsstrategien werden am IEK-3 des Forschungszentrums Jülich Modelle entwickelt, mit denen ein nachhaltiges Energiesystem beschrieben werden kann. Das hier entwickelte Ein-Knoten-Modell berechnet einen Transformationspfad zum kostenoptimalen Energiesystem in 2050, unter der Berücksichtigung, dass die von der Bundesregierung gesetzten Treibhausgasemissionsreduktionen von 80%, bzw. 95%, im Jahr 2050 eingehalten werden [3]. Dieses Modell besteht aus einem Netzwerk aus Energiequellen, Transformationstechnologien, Energienachfragen und Speichern. Aufbauend auf wirtschaftlichen Faktoren, wie z.B. Betriebs- und Investitionskosten, und technischen Parametern, wie z.B. Wirkungsgraden, Volllaststunden und Lebensdauern, wird die kostenminimale Optimierung des Energiesystems nur durch Limits der erlaubten CO₂-Emissionen und maximaler Potentiale einzelner Technologien beschränkt. Die verschiedenen Technologien zur Stahl- und Aluminiumherstellung werden dementsprechend mit wirtschaftlichen und technischen Parametern versehen, und die zukünftigen Verfahren sowie die Recyclingrouten als alternative Systemoption modelliert.

Ergebnisse

Ziel der Untersuchung ist es Obergrenzen des Recyclingpotentials in Deutschland abzuschätzen und die Entwicklung der deutschen Industrie sowie der deutschen Abfallwirtschaft zu analysieren. Der kostenoptimale Vergleich der unterschiedlichen Herstellungsverfahren in der Stahl- und Aluminiumindustrie mit den Verfahrensrouten des Stahl- und Aluminiumrecyclings zeigt die Anteile der

¹ Institut für Energie- und Klimaforschung: Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3), Forschungszentrum Jülich GmbH, D-52425 Jülich, Tel. +49 2461-85446, f.kullmann@fz-juelich.de

² Lehrstuhl für Brennstoffzellen, RWTH Aachen University c/o Institut für Energie- und Klimaforschung (IEK-3), Forschungszentrum Jülich GmbH, D-52425 Jülich, Tel. +49 2461 62-3076, d.stolten@fz-juelich.de

jeweiligen Prozesse an der Gesamtproduktion und deren Wirtschaftlichkeit bis zum Jahr 2050 auf. Die auf Basis der Modellergebnisse errechneten CO₂-Vermeidungskosten sind Grundlage für die Bewertung ob Strategien der Kreislaufwirtschaft, im Sinne der CO₂-Emissionsreduktion, kosteneffiziente Maßnahmen für das deutsche Gesamtenergiesystem sind. Es zeigt sich, dass die möglichen Recyclingoptionen in der Stahlindustrie, zusammen mit dem Wasserstoff-Direktreduktionsprozess, kostenoptimale Alternativen in der Stahlherstellung darstellen. Die deutsche Stahlindustrie deckt im Jahr 2050 ca. 70% der Stahlnachfrage über die Sekundärroute. Außerdem leistet eine 50% höhere Recyclingquote des Post-Consumer-Stahls, im Bezug zu Heute, einen kostenoptimalen Beitrag zur energieeffizienten und CO₂-armen Industrie. In der Aluminiumindustrie sind ähnliche Entwicklungen bis 2050 zu erwarten. Während in anderen Industriezweigen, z.B. der Chemieindustrie, häufig die Elektrifizierung das Mittel der Wahl zur CO₂-Reduktion darstellt, ist Aluminiumrecycling eine kostenoptimale CO₂-Reduktionsstrategie in der Aluminiumindustrie, die bereits heute fast vollständig elektrifiziert ist.

Referenzen

- [1] AGEB: Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. Daten für die Jahre von 1990 bis 2018. AG Energiebilanzen e.V. 2019
- [2] European Commission: In-depth analysis in support of the commission communication com(2018) 773 - A clean planet for all. 2018
- [3] P. Lopion et al.: Cost Uncertainties in Energy System Optimization Models: A Quadratic Programming Approach for Avoiding Penny Switching Effects. *Energies* 2019, 12(20), 4006

4.3.4. Prozess zur modellbasierten Analyse und Optimierung elektrischer Energiesysteme

Veronika BARTA^{1(*)}, Carolin VOGEL^{1(*)}, Marcel EGGEMANN^{1(*)}, Stephanie UHRIG¹, Simon SCHRAMM¹

Motivation und Zielsetzung

Neu verfügbare Technologien im Bereich des Energiemanagements erlauben kaum klare Optimierungsstrategien. Jedes Energiesystem wird durch seine lokalen Gegebenheiten, entsprechend seiner bestehenden Infrastruktur, seiner Systemkomponenten sowie Interaktionen mit benachbarten Systemen, beschrieben. Systembetreiber, die ihren Energieverbrauch optimieren wollen, benötigen oft Expertenwissen, um ihr eigenes, komplexes System zu analysieren. Eine Methodik beziehungsweise ein übertragbarer Prozess für die Analyse von Energiesystemen kann helfen, Ressourcen und Aufwand zu sparen, indem nicht jede Optimierungsaufgabe separat, sondern unter Berücksichtigung gewonnener Erkenntnisse durchgeführt wird. Die Entwicklung eines geeigneten modellbasierten Prozesses ist Teil des Projektes TIMELESS (vgl. Abbildung 1). Ziel des Projektes ist, die Planung und Umsetzung von Energiesystemen mit datenbasierten Methoden zu unterstützen und unterschiedliche Szenarien hinsichtlich geeigneter Zielfunktionen zu bewerten. Der daraus resultierende Prozess soll helfen, die Vielfalt der Optimierungsmöglichkeiten, beispielsweise hinsichtlich der bestehenden Infrastruktur, vorhandener Ausbaupotentiale oder der Integration neuer Technologien unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten zu bewerten. TIMELESS verfolgt einen partizipativen Ansatz, um subjektive Ziele, wie die Reduzierung von CO₂-Emissionen oder die Erhöhung der Autarkie, zu priorisieren. Die aufgezeigten Optimierungspotentiale bewegen sich in den Rahmenbedingungen des jeweiligen Systems, wobei alle auf ihre elektrotechnische Machbarkeit hin untersucht werden.

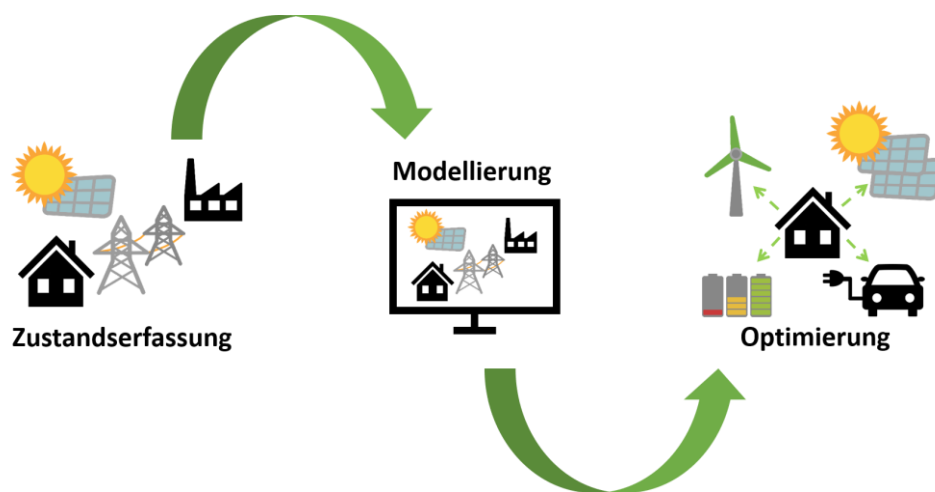


Abbildung 1: Schematischer Prozess von der Zustandserfassung über die Modellierung bis hin zur Optimierung.

Methodik

Der Prozess wird anhand von Referenzsystemen entwickelt. Geeignete Referenzsysteme verfügen sowohl über Verbraucher als auch über Erzeuger und sollen hinsichtlich unterschiedlicher Zielsetzungen optimiert werden. Durch die Erfassung des IST-Zustands werden bereits existierende Betriebsmittel, Infrastruktur sowie Lastverhalten berücksichtigt. Die Erstellung einer Bibliothek für standardmäßig benötigte Komponenten und ihre relevanten Parameter bildet einen Teil des geplanten Prozesses für die Zustandserfassung. Die Modellierung basiert auf strukturiert aufbereiteten Messdaten

¹ Hochschule München, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Lothstr. 64, D - 80335 München, +49 89 1265-3416, barta@hm.edu & timeless@ee.hm.edu, www.hm.edu

und folgt einem festgelegten Schema, welches unter anderem durch die Analyse der Referenzsysteme optimiert wird. Anhand dieses Schemas können Modelle nachfolgender Energiesysteme schneller aufgebaut werden. Am Ende des Prozesses werden Optimierungspotentiale für das Energiesystem entsprechend relevanter, vom Kunden festgelegter und gewichteter Zielfunktionen dargestellt und diskutiert. Die Ergebnisse werden in Form von Diagrammen und konkreten Handlungsempfehlungen ausgegeben.

Ergebnisse

Im vorliegenden Beitrag wird ein vorläufiger, weiter zu optimierender, Prozess dargestellt und erläutert, welcher bei der Analyse eines ersten Referenzsystems entstanden ist. Hierbei wird darauf geachtet, dass alle Berechnungsvorschriften und Definitionen, beispielsweise von Zielfunktionen, allgemeingültig formuliert werden, um die Übertragbarkeit zu gewährleisten und plattformunabhängige Simulationen zu ermöglichen. Eine Anwendung der Berechnungen und Modelle bei unterschiedlichen Energiesystemen erfordert Datensätze in einem standardisierten Format. Kriterien beispielsweise zur Identifizierung relevanter Systemkomponenten und zur Bewertung der Simulationsergebnisse unterstützen die Übertragbarkeit des Prozesses.

4.3.5. Analyse von Open Source Energiesystemmodellen und Open Source Daten

Tobias HOFER¹, Germanno LONGHI BECK², Wilhelm SÜßENBACHER³

Motivation und Zielsetzung

Das Interesse an Open Source Modellen zur Analyse von Energiesystemen ist in den letzten Jahren stetig gestiegen. Diese können durch ihre gemeinschaftliche Entwicklung und die freie Zugänglichkeit einen wichtigen Beitrag zur Beforschung von Energiesystemen leisten. Im Rahmen dieser Publikation werden verschiedene Open Source Modelle betrachtet und eine Übersicht über die verschiedenen Lizenz-typen für Open Code, Open Data und Open Access gegeben. Um verlässliche Ergebnisse in der Modellierung zu erzielen, muss auch den zugrundeliegenden Daten große Aufmerksamkeit geschenkt werden. Aus diesem Grund werden in der vorliegenden Arbeit verschiedene Open Source Datenbanken für die Modellierung von Energiesystemen betrachtet und die Datenqualität durch Vergleich mit offiziellen Angaben analysiert.

Methodik

Eine Sekundärforschung wird für die verfügbaren Modell- und Lizenztypen durchgeführt. Die drei Modelle Balmorel [1], European Electricity Market Model (EMMA) [2] and Open Source Energy Modeling System (OSeMOSYS) [3] werden betrachtet. Zudem wird auch auf erste Erfahrungen im praktischen Einsatz und der Benutzerfreundlichkeit der Modelle eingegangen. Im Zuge der Datenanalyse werden die frei zugänglichen Datenbanken Global Power Plants Database (GPPDB) [4], [5], Open Power System Data Conventional Power Plants (OPSD_con) [6], Open Power System Data Renewable Power Plants (OPSD_ren) [7] sowie die Basisdaten des Balmorel Models [1], [8] untersucht. Dabei werden die Lizenztypen und die Datenqualität durch Vergleich mit Zahlen offizieller Stellen, wie ENTSO-E oder Eurostat, ermittelt. Aus der Analyse kann die Validität der Daten sowie deren möglicher Einsatz für die energiewirtschaftliche Modellierung abgeleitet werden.

Ergebnisse

Die Untersuchungen zeigen, dass der Detailgrad der Modellierung je nach Modell sehr stark unterscheidet. Balmorel wurde als lineares Optimierungsmodell mit partiellen Gleichgewicht programmiert. EMMA und OSeMOSYS liegen jeweils ein lineares Optimierungsmodell zu Grunde. Die zeitliche Auflösung von Balmorel und EMMA ist in Stunden eingeteilt, wobei Balmorel auch eine gröbere Auflösung zulässt. Die geringste Auflösung von OSeMOSYS teilt sich in zwölf Stunden (Tag und Nacht) ein. Die geografische Detailschärfe liegt bei Balmorel auf Bezirksebene. OSeMOSYS ist etwas gröber in Regionen eingeteilt. Balmorel und EMMA verwenden für die Berechnung des Lastflusses die Net Transfer Capacity (NTC) Methode. Balmorel ist hinsichtlich der simulierbaren Energieträger das am breitesten aufgestellte Modell. Es lässt sich der Strom-, Wärme- und Wasserstofffluss simulieren, in EMMA kann der Strom- und Wärmefluss simuliert werden. In OSeMOSYS lässt sich nur der Stromfluss darstellen. Alle drei Modelle können Investition-, Betriebs-, Instandhaltungs-, Treibstoff-, CO₂- und Ausgleichskosten abbilden. Balmorel kann zusätzlich auch steuerliche Abgaben berechnen [9].

Die Lizenzen für Open Data, Open Code und Open Access führen von Copyleft (restriktiv) über Permissive zu Public Domain (offen). Balmorel verwendet die ICS Lizenz, EMMA wird mit der CC BY-SA 3.0 Lizenz und OSeMOSYS mit der apache license 2.0. verteilt [9].

Der Vergleich der installierten Kraftwerksleistung pro Land mit offiziellen Zahlen zeigt, dass bei den analysierten, frei zugänglichen Daten eine sehr große Schwankungsbreite herrscht. Die erfasste Kraftwerkskapazität liegt je nach Land zwischen 27 % und 90 %. Für die verschiedenen Erzeugungs-

¹ FH Oberösterreich, Ringstraße 43a, A-4600 Wels, +43 5 0804 46923, Tobias.Hofer@fh-wels.at, www.fh-ooe.at

² FH Oberösterreich, Ringstraße 43a, A-4600 Wels, Germanno.LonghiBeck@fh-wels.at, www.fh-ooe.at

³ FH Oberösterreich, Stelzhamerstraße 23, A-4600 Wels, +43 5 0804 44270, Wilhelm.Suessenbacher@fh-wels.at, www.fh-ooe.at

arten ergibt sich ein ähnliches Bild. Während konventionelle Erzeugungsarten zumeist sehr gut abgebildet sind, weisen die meisten Datenbanken im Bereich erneuerbarer Energien eine deutlich geringere Datenbasis auf. Zu Erarbeitung einer soliden Datenbasis für die Simulation ist eine stellenweise erforderlich unterschiedliche Datenbanken zu kombinieren und diese durch Daten aus Eigenrecherche zu ergänzen.

Referenzen

- [1] H. F. Ravn et al., Balmorel: a model for analyses of the electricity and CHP markets in the Baltic Sea Region. Appendices. 2001.
- [2] L. Hirth, 'The European Electricity Market Model EMMA Model documentation', Neon Neue Energieökonomik GmbH, Dec. 2017.
- [3] M. Howells et al., 'OSeMOSYS: The Open Source Energy Modeling System', Energy Policy, vol. 39, no. 10, pp. 5850–5870, Oct. 2011.
- [4] L. Byers et al., 'A GLOBAL DATABASE OF POWER PLANTS', World Resources Institute, Washington, DC, Technical note Available online: https://wriorg.s3.amazonaws.com/s3fs-public/global-power-plant-database-technical-note_1.pdf.
- [5] Global Energy Observatory, Google, KTH Royal Institute of Technology in Stockholm, University of Groningen, and World Resources Institute, 'Global Power Plant Database', Published on Resource Watch and Google Earth Engine, 2018. [Online]. Available: <http://resourcewatch.org/> <https://earthengine.google.com/>. [Accessed: 02-Aug-2019].
- [6] Neon Neue Energieökonomik, Technical University of Berlin, ETH Zürich, and DIW Berlin, 'Conventional power plants', OPSD: Open Power System Data; A free and open data platform for power system modelling, 2018-2020. [Online]. Available: https://doi.org/10.25832/conventional_power_plants/2018-12-20. [Accessed: 24-Oct-2019].
- [7] Neon Neue Energieökonomik, Technical University of Berlin, ETH Zürich, and DIW Berlin, 'Renewable power plants', OPSD: Open Power System Data; A free and open data platform for power system modelling, 2018-2020. [Online]. Available: https://doi.org/10.25832/renewable_power_plants/2019-04-05. [Accessed: 25-Oct-2019].
- [8] 'Balmorel'. [Online]. Available: <https://github.com/balmorelcommunity/Balmorel>. [Accessed: 08-Oct-2019].
- [9] D. Alibrando, Open models for the analysis of energy systems. Wels, 2019.

4.3.6. Einfluss einer CO₂-Bepreisung auf die EEG-Umlage und die finanzielle Förderung erneuerbarer Energien

Yannick WERNER¹

Inhalt

Die Begrenzung des anthropogenen Anstiegs der globalen Jahresmitteltemperatur auf weit unter 2°C erfordert unter anderem eine drastische Senkung der energiebedingten Treibhausgasemissionen. Als ein Teil der Klimaschutzstrategie 2050 will die deutsche Bundesregierung diese durch einen starken Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) erreichen [1, S 12, 34-36]. Dafür erhalten Betreiber von EE-Anlagen unter anderem eine finanzielle Vergütung, welche anschließend auf den Verbrauch von Strom in Form der Erneuerbare-Energien-Gesetz-Umlage (EEG-Umlage) abgewälzt wird. Die Höhe der EEG-Umlage ist an die Höhe des Strompreises am Day-Ahead-Markt der Strombörse gekoppelt, welcher wiederum abhängig vom CO₂-Preis ist, den Betreiber von fossilen Kraftwerken für die Produktion ihres Stroms entrichten [2, S. 14-19].

Ziel dieser Arbeit ist es, den quantitativen Zusammenhang zwischen der Höhe des CO₂-Preises und der Höhe der EEG-Umlage zu ermitteln. Auf Basis des gefundenen quantitativen Zusammenhangs werden anschließend die Folgen für die finanzielle Förderung von Strom aus EE und die Strombezugskosten von Letztverbrauchern, welche sich aus einer eventuellen Neuordnung der CO₂-Bepreisung in Deutschland ergeben könnten, abgeleitet und bewertet. Eine thematisch verwandte Analyse wurde vom Öko-Institut im Jahr 2013 in [2] durchgeführt. Dabei wurde die Einspeisung von Strom aus EE und die damit verbundenen Vergütungsansprüche jedoch stark aggregiert, weshalb die Auswirkungen einer CO₂-Preisänderung auf die Vergütungszahlungen und die EEG-Umlage unzureichend abgebildet wurden. Um diese Auswirkungen adäquat darstellen zu können, wird daher in der vorliegenden Arbeit ein detaillierterer Ansatz bei der Modellierung der EEG-Anlagen und deren Stromerzeugung gewählt. Dafür wurde das Jahr 2017 als Referenzjahr für Annahmen über CO₂- und Brennstoffkosten sowie für das Wetter und die Zusammensetzung des deutschen Kraftwerksparks gewählt.

Methodik

In dieser Arbeit werden die Vermarktungserlöse und Vergütungsansprüche für Strom aus EE auf Basis eines Fundamentalmodells zur Berechnung des Strompreises am Day-Ahead-Markt der Strombörse bestimmt, wodurch sich diese methodisch an der realen EEG-Umlageprognose orientiert (vgl. [3]). Dafür wird ein eigens entwickeltes Fundamentalmodell auf Basis des Open Energy Modelling Frameworks (oemof) verwendet, welches eine anschauliche Darstellung der einzelnen Komponenten wie konventionelle Kraftwerke und EE Anlagen innerhalb der Modellierung ermöglicht [4]. Darüber hinaus werden ausschließlich Open-Source Daten verwendet, wodurch eine hohe Transparenz verglichen mit den hier genannten realen Prognosen der EEG-Umlage besteht. Das verwendete Modell grenzt sich dabei von den bestehenden Ansätzen unter anderem dadurch ab, dass eine sowohl regional (vgl. [5]) als auch bezogen auf die unterschiedlichen Vergütungsklassen (vgl. [2]) hoch aufgelöste Einspeisung von Strom aus EE verwendet wird. Zusätzlich werden anlagenscharfe technische Parameter von EEG-Anlagen berücksichtigt, welche zum einen aus Veröffentlichungen entnommen und zum anderen durch Regressionsanalysen auf Basis der historisch eingespeisten Strommenge einer Anlage geschätzt werden.

Um ein realistisches Marktverhalten für Strom aus EE abzubilden, wird angenommen, dass Strom aus Anlagen in der Direktvermarktung zu negativen Kosten in Höhe des anzulegenden Wertes abzüglich der monatspezifischen Marktprämie veräußert wird [6, S 11]. Dadurch können sowohl negative Strompreise als auch ein marktbedingtes Abschalten von EE-Anlagen in Folge eines hohen Dargebots an EE in Verbindung mit einem inflexiblen konventionellen Kraftwerkspark abgebildet werden.

Es werden drei verschiedene CO₂-Preisszenarien für die Modellrechnungen definiert: (1) ein Referenzszenario mit dem historisch mittleren CO₂-Zertifikatepreis (2) ein New Policies-Szenario,

¹ Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement, TU Berlin, Fraunhoferstr. 33, 10587 Berlin, +49 (0) 30 314-23297, werner@er.tu-berlin.de, www.er.tu-berlin.de

welches sich an den CO₂-Preisen der MCC-PIK-Expertise zur CO₂-Preisreform [7] orientiert und (3) ein ambitioniertes PolitikszENARIO, bei dem der CO₂-Preis so hoch ist, dass sich neuere EE Anlagen ohne eine zusätzliche finanzielle Förderung über den Day-ahead-Markt refinanzieren können.

Ergebnisse

In der Validierung des Strommarktmodells anhand historischer Daten wird eine hohe Prognosegüte der stündlichen Day-Ahead Börsenstrompreise für Deutschland erreicht. Ebenfalls zeigt sich eine verbesserte Abbildung von historischen negativen Extremwerten im Vergleich zu methodisch ähnlichen Strommarktmodellen (vgl. [8, S 11-13]). Die Höhe der Vergütungszahlungen an Betreiber von EEG-Anlagen und die EEG-Umlage weichen ebenfalls nur gering von den historisch beobachteten ab. Im New Policies-Szenario steigt der mittlere Modellstrompreis unter anderem aufgrund gestiegener Grenzkosten bei der Stromproduktion aus Kohle, welche in vielen Stunden des Jahres an der Börse preissetzend ist, stark an. Dies führt zu einem Anstieg der Vermarktungserlöse von Strom aus EE und einem Absinken der resultierenden Vergütungszahlungen. In Folge dessen sinkt die EEG-Umlage bei einer als gleichbleibend angenommenen Struktur der Stromnachfrage. Dieser Trend setzt sich auch im ambitionierten PolitikszENARIO fort. Durch den starken CO₂-Preisanstieg kommt es zu einer Änderung der Einsatzreihenfolge in der Merit-Order, sodass neuere Gas- und Dampfturbinenkraftwerke ihren Strom aufgrund geringerer spezifischer Emissionen zu Grenzkosten unterhalb derjenigen von Kohlekraftwerken anbieten können. Obwohl dies den Strompreisanstieg leicht dämpft, steigt dieser im Mittel verglichen mit dem New Policies-Szenario weiter an und senkt dadurch die EEG-Umlage.

Während die EEG-Umlage mit zunehmendem CO₂-Preis stark abzunehmen scheint, steigt der mittlere Börsenstrompreis an. Dies wirkt sich unterschiedlich auf Haushalte und Industrie aus, da für diese andere Strompreiszusammensetzungen maßgeblich sind. Der Teil der Industrie, welcher Strom zu Börsenpreisen bezieht und von der EEG-Umlage befreit ist, würde einen starken Stromkostenanstieg verzeichnen. Für Haushalte, welche Strom von einem Stromlieferanten erhalten, ist der Stromkosteneffekt schwieriger zu quantifizieren und eine Tendenz nicht eindeutig bestimmbar. Zwar profitieren sie von der gesunkenen EEG-Umlage, jedoch könnte dies durch einen Anstieg der vom Lieferanten durchgereichten Energiebeschaffungskosten überkompensiert werden. Daher sollte eine weitergehende volkswirtschaftliche Analyse von Verteilungseffekten Teil einer umfangreicheren Betrachtung einer CO₂-Preisänderung im Stromsektor sein.

Referenzen

- [1] BMU, „Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung“, Berlin, Nov. 2016.
- [2] Öko-Institut, „EEG-Umlage und die Kosten der Stromversorgung für 2014. Eine Analyse von Trends, Ursachen und Wechselwirkungen“, Berlin, Juni 2013.
- [3] enervis energy advisors GmbH, „Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2020 bis 2024“, Berlin, Okt. 2019.
- [4] S. Hilpert, C. Kaldemeyer, U. Krien, S. Günther, C. Wingenbach, und G. Plessmann, „The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling“, Energy Strategy Rev., Bd. 22, S. 16–25, Nov. 2018.
- [5] r2b energy consulting GmbH, „Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2018 bis 2022“, Köln, Okt. 2017.
- [6] M. Klobasa u. a., „Nutzenwirkung der Marktprämie im Rahmen des Projektes Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien, Working Paper Sustainability and Innovation, No. S1/2013“, Fraunhofer ISI, Karlsruhe, 2013.
- [7] O. Edenhofer, C. Flachsland, M. Kalkuhl, B. Knopf, und M. Pahle, „Optionen für eine CO₂-Preisreform, Expertise für den Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung“, Wiesbaden, Apr. 2019.
- [8] P. Beran, C. Pape, und C. Weber, „Modelling German Electricity Wholesale Spot Prices with a Parsimonious Fundamental Model Validation & Application“, SSRN Electron. J., 2018.

4.4. FLEXIBILITÄTSMÄRKTE (STREAM C4)

4.4.1. Integration von dezentralen Flexibilitätsressourcen in den österreichischen Strommarkt

Markus RIEGLER¹, Christian TODEM²

Hintergrund und Problemstellung

Einer der größten Treiber für die Transformation des Stromsystems in Österreich und Europa ist die unumstrittene Notwendigkeit das System weitestgehend zu de-karbonisieren. Diese Notwendigkeit wurde in den vergangenen Jahren auch in zahlreichen nationalen und internationalen Rechtsakten und Zielerklärungen, wie dem Pariser Klimaabkommen, dem Clean Energy Package (CEP) und der #mission2030 politisch und ligistisch verbrieft. Die verstärkte Nutzung von erneuerbaren und zunehmenden dezentralen Erzeugungsressourcen, gemeinsam mit immer intelligenter werdenden Verbrauchsanlagen, stellen aber nicht nur eine große Herausforderung für das Stromsystem der Zukunft dar, sondern sollen auch einen signifikanten Teil der Lösung bereitstellen.

Die oben genannten Zieldefinitionen, allen voran das CEP, legen auch fest, dass Flexibilität v.a. marktbasiert beschafft und zur Verfügung gestellt werden soll. Damit rücken die Konsumenten und Prosumer, einzeln oder in Form für sogenannten „Citizen Energy Communities“ in den Focus der zukünftigen Überlegungen für die Weiterentwicklung des Strommarktmodells. Dies stellt in erster Linie den Betrieb sowohl von Verteiler- als auch von Übertragungsnetzen vor große Herausforderungen.

Gemeinsame Optimierung von Flexibilitätspotenzialen und Netzrestriktionen

Eine inhärente Aufgabenstellung bei der Integration verteilter Ressourcen in das Strommarktssystem ist die transparente Verfügbarkeit von Informationen über Potenziale und Restriktionen für die Marktteilnehmer. Einschränkung des Marktzugangs für einzelne Ressourcen, welche für den Markt nicht transparent nachvollziehbar sind würde eine tatsächlich marktbasierende Integration der zukünftigen Flexibilitätspotenziale erheblich erschweren. Aus diesem Grund hat APG das Projekte „Vertikale Marktintegration“ ins Leben gerufen, im Rahmen dessen zuerst innovative Technologien für das Zusammenführen dieser Informationen und Integration in den Markt erprobt werden, wie z.B. Blockchain und andere dezentrale IT-Technologien – Proof on Concept (PoC). In einem weiteren Schritt soll ein Prototyp einer Plattform, das Minimal Viable Product (MVP) geschaffen werden und im Echtbetrieb erste Flexibilitätspotenziale erschlossen werden. Als Ziel des Projekts steht ein „Flex-Hub“, über welchen Flexibilitätsanbieter ihre Potenziale einfach vermarkten können und Netzbetreiber ihre Netzrestriktionen transparent hinterlegen können, um negative Auswirkungen auf die Systemstabilität zu verhindern.

Beitrag zum Symposium

Um sicherzustellen, dass die relevante Expertise im Projekt einfließen kann, hat APG eine „Expertenrunde Vertikale Marktintegration“ ins Leben gerufen, in welcher sich Vertreter der Erzeuger, Erneuerbaren Verbände, Verteilernetzbetreiber, Industrie, des Regulators und des Bundesministeriums für Nachhaltigkeit und Tourismus zu Detailthemen des Projekts austauschen und einbringen können.

APG möchte in einem Zwischenbericht den aktuellen Stand Projektes und der Diskussionen zusammenfassen und diese als Beitrag zum Symposium einbringen.

¹ Markus Riegler, Austrian Power Grid AG, Wagramerstr. 19, 1220 Wien, 05032056138, markus.riegler@apg.at, www.apg.at

² Christian Todem, Austrian Power Grid AG, Wagramerstr. 19, 1220 Wien, 05032056153, christian.todem@apg.at, www.apg.at

4.4.2. Potentials and Barriers of Multi-Energy-Systems for Provision of Flexibility to Power Markets

Christoph GUTSCHI¹, Xiandong XU², Karl RITTMANNBERGER³,
Muditha ABEYSEKERA²

Motivation

The European Union's 2030 targets for renewable energy, greenhouse gas emission and energy efficiency require significant changes in the energy system. Due to the increasing share of fluctuating renewable power generation and the difficulties in generation forecasting, there is a growing need for additional flexibility to ensure the reliable and efficient operation of the electricity system. The project MAGNITUDE [1] investigates the possibilities of multi-energy-systems (MES) to provide flexibility to the power system based on the experiences of higher time constants, higher inertia and inherent resilience of gas and heat/cold networks compared to electricity networks. Enhanced synergies between different energy carriers appear as possible means to provide flexibility to the electricity system but also to drive efficiency and business innovation in the energy sector as a whole. [1]

The investigations in the project focus on seven case studies in different European countries: Paper industry (Austria), steel industry (UK), large- and small-scale district heating systems and heat supply (Italy, Denmark), wastewater treatment and sewage gas exploitation (Spain), and district heating and cooling supply (France, Sweden).

The present paper explains the ongoing investigations and first results for the Austrian case study of a steam system in an integrated pulp and paper mill.

Approach

The steam system applied in the investigated paper mill can be considered as a typical industrial steam system with different primary fuels, back-pressure steam turbines, and heat (steam) demand on different pressure levels (high-, mid-, and low-pressure). The investigations started with modelling the existing steam system and in-depth calculation of the technical feasibility to provide flexibility to the power grid during different states of operation. Even though the steam turbines produce a considerable amount of the electricity demand; the paper mill is still a net consumer of electricity from the public grid. Flexibility to the power system can be provided by shifting consumption between the power and the gas grid:

In case of provision of positive balancing energy, the boilers increase gas consumption and high-pressure (HP) steam generation. The additional HP steam is increasing the power generation in the turbine, which results in reduced net consumption from the power network. The additional amount of low-pressure steam cannot be used on-site and must be blown over roof, which is a major drawback.

If negative balancing energy is requested, the gas flow to the boilers and the steam generation can be reduced, and the steam flow to the turbine can be controlled by means of bypass valves. As a result, the electricity consumption from the public network is increased while the gas consumption from the public grid is reduced in parallel.

An analysis of the characteristics of the existing flexibility markets in Austria [2] showed that the steam system could indirectly support renewable integration by offering flexibility to the following markets: aFRR, mFRR, intra-day or day ahead.

A discussion of five technical improvement options showed that the installation of a steam accumulator will be the best option to increase energy efficiency and flexibility provision from the paper mill. Currently, simulations are ongoing to identify the optimal dimension of the steam accumulator from a technical and economic perspective. The comparison of the simulation of the operation of the paper mill with and

¹ cyberGRID GmbH & Co KG, Weimarer Strasse 119/1, 1190 Wien, Austria, cg@cyber-grid.com

² School of Engineering, Cardiff University, Queen's Buildings, The Parade CF24 3AA Cardiff, Wales, UK, XuX27@cardiff.ac.uk, AbeysekeraM@cardiff.ac.uk

³ Mondi Neusiedler GmbH, Theresienthalstraße 50, 3363 Ulmerfeld-Hausmending, Austria, karl.rittmannsberger@mondigroup.com

without steam accumulator will show the impact of the steam accumulator in terms of energy efficiency, fuel and electricity costs and the revenues from participation in the abovementioned flexibility markets.

In parallel, the potential barriers for the flexibility provision from MES in Austria are investigated. The results are explained in the following chapter.

Findings

Industrial MES like paper mills can provide flexibility services to existing ancillary service markets or to the intra-day market. While the technology of steam systems and steam accumulators seems to be well proven, some tariffs for system utilisation and renewables contribution might yet be improved to better support the participation of industrial (net) consumers of electricity.

The participation in Austrian ancillary service markets requires a prequalification by the Transmission System Operator *Austrian Power Grid* (APG). In the last years, APG proved to be supportive to industrial flexibilities. Compared to the requirements for pure generators, here are no major barriers for participation of flexible consumers arising from the prequalification process [3,4].

Provision of negative balancing energy will result in an increase of consumption and may cause additional peak consumption values. The operator of the industrial facility will be charged for additional peak consumption on monthly basis according to the Electricity System Charges Ordinance [5] Section 5. Section 5 (9) regulates the *system utilisation charge* for balancing service providers at a fairly reduced rate. Unfortunately, this reduced rate is only available for balancing service provision but not for negative flexibility provided to intraday markets, which are crucial for operators of fluctuating renewables.

An additional barrier for provision of negative balancing services arises from the Green Electricity Act [6] Section 48 (2), which regulates the rate of *renewables contribution* (Ökostromförderbeitrag) for consumers and also sets peak rates for consumers. These peak rates are only depending on the network level of the connected consumer but do not consider the provision of any kind of ancillary services. As a consequence, the currently implemented rules for renewable contribution penalize the provision of negative balancing services. This may hinder the integration of renewable energies.

Literature

- [1] Website of the Magnitude project, <https://www.magnitude-project.eu/>
- [2] L. Cauret, R. Belhomme, P. Raux-Defossez, J. Eberbach, Eising, Manuel, J. Steinbeisser, J. M. Pagan Carpe and S. Nösperger: Deliverable D3.1 Benchmark of markets and regulations for electricity, gas and heat and overview of flexibility services to the electricity grid, MAGNITUDE European project, April 2019, <https://www.magnitude-project.eu/results-and-publications/main-results-including-public-deliverables>.
- [3] Austrian Power Grid: Teilnahmebedingungen für Regelenergie Ausschreibungen, <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/teilnahmebedingungen> (Version of Jan. 2nd, 2020)
- [4] The FutureFlow Consortium (Horizon 2020, grant agreement n° 691777): Deliverable 1.1 – Requirements for DR & DG participation in aFRR Markets, 2016.
- [5] Austrian Electricity System Charges Ordinance: Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 –SNE-V2018), Fassung vom 07.01.2019
- [6] Austrian Green Electricity Act: Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012), Fassung vom 27.12.2019

Acknowledgements

The work presented in this paper was carried out in the MAGNITUDE project which has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 774309.

This paper and the results described reflect only the authors' view. The European Commission and the Innovation and Networks Executive Agency (INEA) are not responsible for any use that may be made of the information they contain.

4.4.3. Flexibilitätsmärkte für die Energiewende – Welche Flexibilitätsmärkte?

Christof AMANN, Guntram PREßMAIR, Klemens LEUTGÖB¹

Inhalt

Mit der erforderlichen und erwarteten Zunahme an Erneuerbaren Energieträger im Rahmen der Energiewende steigt der Bedarf nach Flexibilität im Elektrizitätssystem deutliche an. Zudem verändert sich das gesamte Elektrizitätssystem in Richtung Dezentralisierung, sowohl bei der Produktion als auch bei der Speicherung. Das gilt auch für die Erbringung von Flexibilitätsdienstleistungen, die sich zunehmend von der Produktionsseite auf die Nachfrageseite verlagern.

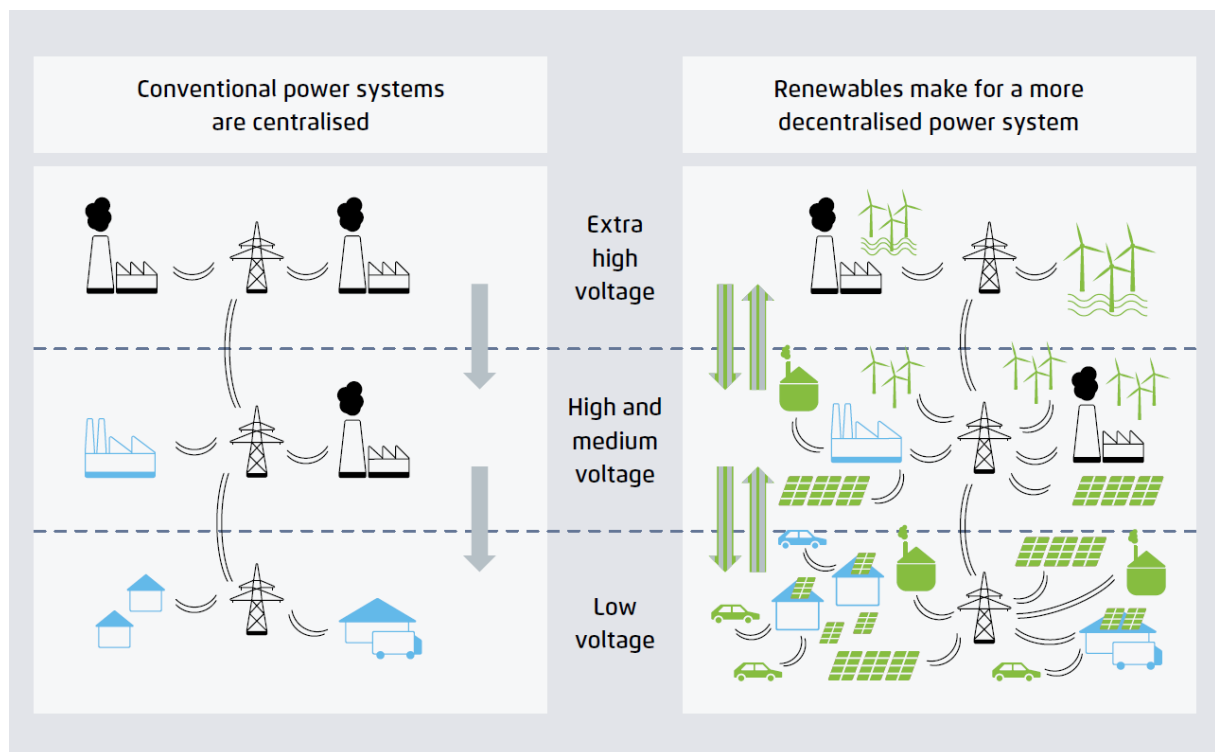


Abbildung 1: Die Flexibilitätsherausforderung [1]

Waren es in der Vergangenheit große elektrische Einheiten, die im Bereich Demand Response (DR) aktiv waren, so sind es zunehmend mittlere und kleinere Lasten, die in den Flexibilitätsmarkt drängen. Wesentliche Voraussetzungen dafür sind dramatische Fortschritte bei der Automatisierung (Smart Appliances, Smart Buildings, Smart Grids) und Anpassungen bei den gesetzlichen Anforderungen. Die neue Binnenmarkttrichtlinie stellt in dieser Hinsicht einen Meilenstein dar, wenn auch noch abzuwarten sein wird, die nationale Umsetzung im Detail aussehen wird.

Für die neuen Marktteilnehmer stellt sich natürlich die Frage, auf welchen Märkten ihre DR-Produkte gehandelt werden können und sollen und wie solche Produkte aussehen können. Dieser Frage wird im H2020-Projekt DELTA nachgegangen.

Methodik

Die Analyse der Flexibilitätsmärkte erfolgt in 2 Schritten:

¹ e7 energy innovation & engineering, Walcherstraße 11, 1020 Wien, +43-1-907 80 26-58, christof.amann@e-sieben.at, www.e-sieben.at

In einem ersten Schritt wird dargestellt, welche Klassifikationssysteme existieren und wie sich die Flexibilitätsmärkte in diese einordnen lassen. Beispiele für die Klassifizierung sind:

- Regulierung
- Zeitliche Auflösung
- Handelsplätze
- Organisationsform

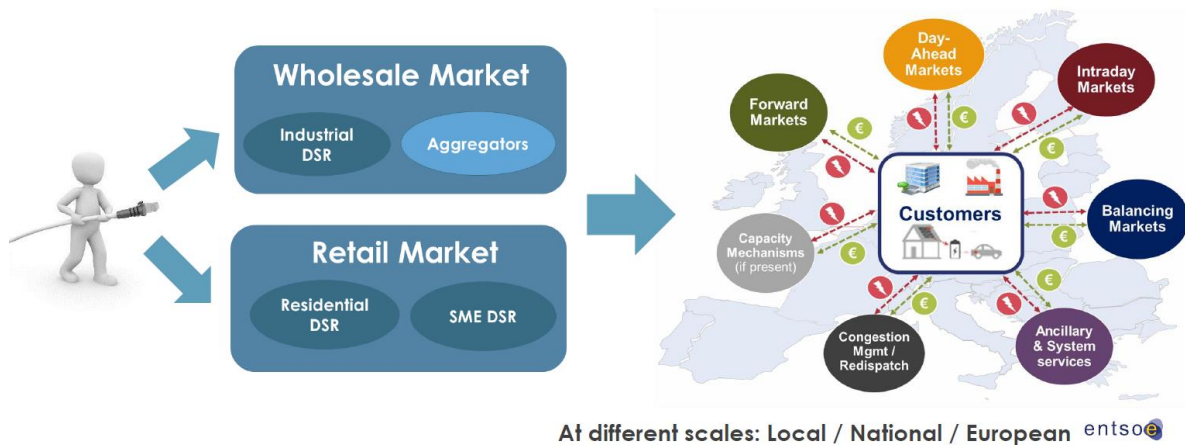


Abbildung 2: Flexibilitätsmärkte [2]

Der zweite Schritt liegt quasi quer zur Klassifikation und beleuchtet verschiedene Perspektiven des Elektrizitätssystems. Daraus lässt sich ableiten, welchen Systemzwecken die unterschiedlichen Flexibilitätsmärkte dienen. Folgende Perspektiven werden ausgeführt:

- Netzperspektive
- Perspektive der Energieproduktion (insbesondere Erneuerbare Energie)
- Bilanzgruppenperspektive

Alle diese Perspektiven werden im Detail analysiert und es werden Schlussfolgerungen für die Marktentwicklung von innovativen DR-Dienstleistungen abgeleitet.

Ergebnis

Die Analyse zeigt, dass die verschiedenen Flexibilitätsmärkte z.T. völlig unterschiedliche Funktionsmechanismen und Marktbedingungen haben und dass es in manchen Bereichen sogar zu kontraproduktiven Effekten im Energiesystem kommen kann. Bei der Entwicklung von DR-Dienstleistungen muss die Vielfältigkeit der Flexibilitätsmärkte berücksichtigt werden.

Referenzen

- [1] Agora Energiewende, 2019. A word on grids. Berlin: Agora Energiewende.
- [2] ENTSO-E 2018 (Constantinescu, Norela: Transmission and Distribution Interaction: ENTSO-E, Presentation at the IRED 2018, Vienna)



DELTA has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 773960

4.4.4. Demand Response-Dienstleistungen für kleine und mittlere Lasten – Bedingungen für die Marktentwicklung

Guntram PREßMAIR, Klemens LEUTGÖB, Christof AMANN¹

Inhalt

Mit der erforderlichen und erwarteten Zunahme an volatilen erneuerbaren Energieträgern im Rahmen der Energiewende steigt der Bedarf nach Flexibilität im Elektrizitätssystem deutlich an. Dabei steigt insbesondere die Bedeutung von nachfrageseitigen Laständerungen (Demand Response). Mehrere H2020-Projekte widmen sich der Frage, welchen Beitrag Demand Response, insbesondere bei kleinen und mittleren Lasten leisten kann und welche Voraussetzungen eine Marktentwicklung vorantreiben. Im Projekt DELTA werden Geschäftsmodelle entwickelt, die eine Vermarktung der verfügbaren Flexibilität ermöglicht. Dabei wird generell zwischen implizitem Demand Response (Preissignale) und explizitem Demand Response (direkte Abgeltung von Laständerungen) unterschieden.

Diese Geschäftsmodelle müssen im Markt und den regulatorischen Rahmenbedingungen eingebettet sein, sie erfordern aber auch technologische Entwicklungen, die insbesondere eine hochgradige Automatisierung von Demand Response erlauben.

Mit der neuen Binnenmarkttrichtlinie und deren nationaler Umsetzung steht zukünftig ein rechtlicher Rahmen zur Verfügung, der als maßgeblich für die Marktentwicklung eingeschätzt wird.

Methodik

Aufbauend auf bestehenden Geschäftsmodellen des Elektrizitätsmarktes werden 6 verschiedene generische Geschäftsmodelle definiert, die im Detail dargestellt und analysiert werden:

- DR als Einzeldienstleistung
- DR in Kombination mit Energieeffizienzdienstleistungen
- DR zur Optimierung von dynamischen Tarifen
- DR in Kombination mit Energielieferung (siehe Abb. 1)
- DR in Kombination mit Technologievermarktung (implizit oder explicit DR)
- Microgrid Management

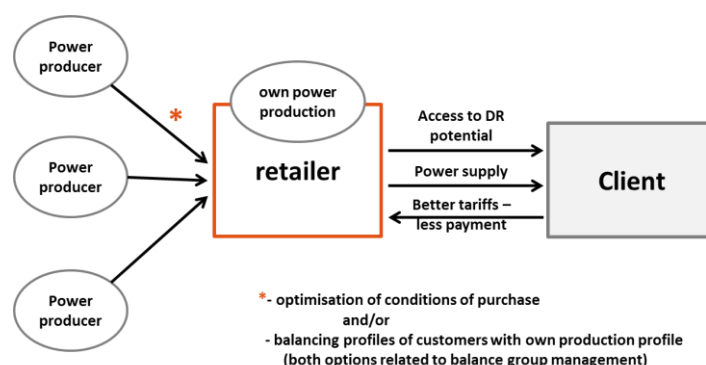


Abbildung 1: DELTA Business Model Implicit DR including power supply

Für alle vorgeschlagenen Geschäftsmodelle werden sogenannte Business-Model-Canvas ausgearbeitet, eine weitverbreitete Methode zur systematischen Entwicklung von Geschäftsmodellen. Dabei werden folgende Bereiche spezifiziert:

¹ e7 energy innovation & engineering, Walcherstraße 11, 1020 Wien, +43-1-907 80 26-0, guntram.pressmair@e-sieben.at, www.e-sieben.at

- Kundensegmente / Customer Segments
- Wertangebote / Value Proposition
- Kanäle / Channels
- Kundenbeziehungen / Customer Relationships
- Einnahmequellen / Revenue Streams
- Schlüsselressourcen / Key Resources
- Schlüsselaktivitäten / Key Activities
- Schlüsselpartner / Key Partners
- Kostenstruktur / Cost Structure

Ergebnis

Bei der Analyse der Geschäftsmodelle zeigt sich, dass einige Parameter für die Marktentwicklung von zentraler Bedeutung sind. Das betrifft insbesondere die Kostenstruktur (Transaktionskosten, laufende Kosten), die direkt mit der Frage der Automatisierung von Prozessen verknüpft ist, aber auch die rechtlichen Rahmenbedingungen und die Abwicklung des Datenaustauschs und Datenmanagements, die eine beträchtliche Komplexität annehmen können [1]. Insbesondere die konkrete Ausgestaltung der neuen Rolle des „unabhängigen Aggregators“, der in der Binnenmarkttrichtlinie definiert ist, wird maßgeblich bestimmen, inwieweit sich kleinere und mittlere Lasten an den Flexibilitätsmärkten beteiligen können.

Referenzen

- [1] ENTSO-E (2015), Market Design for Demand Side Response. Policy Paper, Brussels 2015



DELTA has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 773960

4.4.5. Marktteilnahme von EndkundInnenflexibilität durch Pooling

Regina HEMM¹ (*), Christian FUCHS¹(*), Tara ESTERL¹, Johanna SPREITZHOFFER¹(*), Stefan HAUER¹, Christoph BACHER², Paul SUMERAUER²

Einführung

Um die Klimaziele 2030 zu erreichen wird in Europa der Ausbau erneuerbarer Energieträger stark vorangetrieben. Durch die hohe Abhängigkeit von Umwelteinflüssen, führt der Einsatz nachhaltiger Technologien wie Windenergie und Photovoltaik jedoch zu Schwankungen im Stromnetz. Diese Problematik erfordert den Einsatz von Speicherkapazitäten, die Energie bei einem Überschuss aufnehmen, und bei einem Mangel wieder abgeben können. Diese Kapazitäten sind in den Haushalten vieler EndkundInnen in der Form Wärmepumpen, welche in dieser Arbeit behandelt werden, aber auch Elektroboilern, Elektroautos und Batterien bereits zu finden. Werden mehrere dieser Komponenten zu sogenannten Pools verbunden, kann die entstehende Flexibilität verwendet werden, um Schwankungen in der Erzeugung durch Einspeisung und Abgabe von Energie auszugleichen. Im Rahmen des Forschungsprojektes Flex+³ wird das Potential von diesen Komponentenpools zur Netzstabilisierung und Ertragsmaximierung am Day-Ahead- und Regelenergiemarkt untersucht. Die flächendeckende Nutzung der Flexibilität der Wärmepumpen kann aufgrund der Speicherkapazität der Gebäude und der Warmwasserspeicher zur Dekarbonisierung und einem stabilen Stromnetz beitragen. Das Projekt Flex+ wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms Energieforschung durchgeführt.

Methodik

Der Handel eines Stromprodukts am Day-Ahead- und Regelenergiemarkt findet einen Tag vor dessen Lieferung statt. Um die ideale Menge an Energie, den sogenannten Fahrplan, für jede Komponente zu bestimmen, werden mathematische Modelle, Optimierungsansätze und geeignete Simulationsumgebungen verwendet. Die Modelle berücksichtigen die physikalischen Eigenschaften der Komponenten und der Gebäude, das Marktdesign der Day-Ahead- und Regelenergiemärkte sowie Prognosen für diese Strommärkte, Wetter und Warmwasserverbrauch. In Abbildung 1 sind die Zusammenhänge der Optimierung schematisch dargestellt.

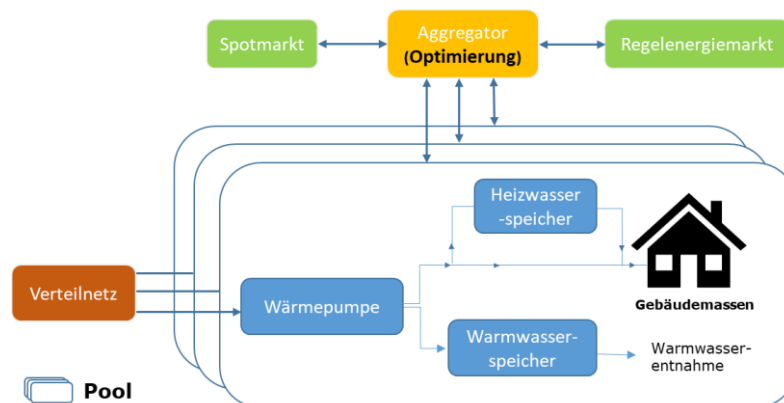


Abbildung 1 Zusammenhänge zwischen allen Komponenten

Unter Verwendung eines Mixed-Integer-Linear-Programming-Algorithmus wird dieses Optimierungsproblem gelöst und dabei die Gesamtkosten minimiert, was über günstigere Stromtarife vom Lieferanten an die KundInnen weitergegeben wird. Diese Gesamtkosten setzen sich aus Energiekosten, Netzkosten und Erlösen am Regelenergiemarkt zusammen. Bei Abweichungen von

¹ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Wien, www.ait.ac.at

² IDM-Energiesysteme GmbH, Seblas 16-18, 9971 Matrei in Osttirol, www.idm-energie.at

³ <https://www.flexplus.at/>

Prognosen kann am Intraday-Markt stündlich Energie nachgekauft werden. Dadurch entstehende Kosten oder Erlöse werden ebenfalls in den finalen Kosten miteinbezogen. Der Optimierer darf sowohl positive als auch negative Regelenergie in Form von 4h-Produkten am Markt anbieten. Die Erbringung positiver Regelenergie erfolgt dabei durch das Reduzieren der Leistung der Komponenten. Um die Trading-Strategien realistisch abzubilden, wird eine Niedrigpreisstrategie am unteren Ende der Merit Order, als auch eine Hochpreisstrategie mit einer Position am oberen Ende der Merit Order vom Optimierer berücksichtigt.

Die Optimierung des Wärmepumpenpools erfolgt in zwei Schritten. Zuerst wird eine Kalibrierung des Gebäudemodells auf Basis von Monitoringdaten durchgeführt, im Anschluss findet die Fahrplannerstellung für den nächsten Tag statt:

Das Gebäudemodell wird mithilfe der Solarstrahlungsdaten, Außentemperaturdaten und Wärmezufuhr der letzten zwei Tage kalibriert. Dieses basiert auf einem mathematischen Widerstand-Kapazitätsmodells (RC), das als Zustandsraumgleichungen dargestellt wird. Es werden Raum- und Gebäudetemperaturen sowie dessen thermische Speicherkapazitäten betrachtet. Das Modell wird so kalibriert, dass das thermische Verhalten der Raumtemperaturen möglichst nahe an die gemessene Referenztemperatur herankommt. Die resultierenden Zustandsraummatrizen werden als Input für die (Gebäude-) Speichergleichungen des Optimierungsmodells verwendet. Jedes Gebäude kann zusätzlich noch einen Pufferspeicher und einen Warmwasserspeicher besitzen. Das Wärmepumpenmodell basiert auf real gemessenen Werten für verschiedene Drehzahlen, Wärmequellen- und Außentemperaturen sowie den zugehörigen elektrischen und thermischen Leistungen. Für die Optimierung von Pools mit vielen Komponenten ist die durch die vielen thermischen Zusammenhänge bedingte stückweise Linearisierung sowie die Verwendung von Binärvariablen laufzeittechnisch nur bedingt geeignet. Daher wird ein linearer Wirkungsgrad für die Pooloptimierung unter der Berücksichtigung der variierenden Wärmequellen- und Außentemperaturen vorgeschlagen. Anschließend berechnet der Optimierungsalgorithmus, welche Energiemengen auf welchen Märkten für den nächsten Tag angeboten werden sollen, mit der Bedingung, dass gewisse Raumkomfortkriterien des Gebäudes bzw. Speichertemperaturgrenzen nicht verletzt werden dürfen. Es entsteht ein Fahrplan aus einer Kombination von Day-Ahead- und Regelenergiemengen. Für den Intraday-Nachkauf wird vom Optimierer eine bestimmte Leistungsmenge vorgehalten, damit die gesamte angebotene Regelenergie auch erbracht werden kann.

Ergebnisse

Ziel der untersuchten Optimierungsaufgaben ist es, die Höhe der Einsparungen unter der Teilnahme an den verschiedenen Märkten, im Vergleich zu einem herkömmlichen Referenzszenario zu bestimmen. Diese Einsparungen liegen in der Größenordnung von 20-40€/kWh bei einem Wärmepumpen-Pool. Die Höhe der Einsparungen hängt sehr stark von der Qualität der Erzeugungs-, Verbrauchs und Preisprognosen ab. Weichen die tatsächlichen Daten sehr stark von den prognostizierten ab, muss dementsprechend mehr Strom am Intraday-Markt nachgekauft werden. Außerdem muss nicht nur eine maximale Abweichung der Regelenergieabrufe miteingeplant werden, sondern auch eine Abweichung des Nutzerverhaltens, welche sich nicht exakt prognostizieren lässt. Durch den Betrieb der Komponenten bei Arbeitspunkten mit ungünstigeren Wirkungsgraden bzw. auch möglichen höheren Verlusten (z.B. des Gebäudes, bei höheren Temperaturen) kann sich ein erhöhter Gesamtverbrauch ergeben, sogenannte Nachholeffekte. Diese können zu einem höheren Gesamtverbrauch für die EndkundInnen führen, jedoch bei geringeren Gesamtkosten. Um die Vorteile für die EndkundInnen nutzen zu können, müssen passende Anreize für diese geboten werden.

Ausblick

Im Rahmen des Forschungsprojekts Flex+ werden die für die Optimierung verwendeten Algorithmen implementiert, in eine Cloudlösung eingebunden und im realen Betrieb eines echten Pools getestet. Die dabei verwendeten Wärmepumpen der Firma iDM lassen sich bereits individuell ansteuern. Neben der möglichen Vorgabe eines Fahrplanes werden diese zusätzlich auf kurzfristige Anforderungen des Regelenergiemarktes reagieren. Durch den realen Feldtest mit mindestens 20 Wärmepumpen lassen sich die Flexibilitätspotenziale der Wärmepumpen noch besser validieren.

4.4.6. On the Characterization and Evaluation of Flexibilities in Real-Time Trading and Portfolio Optimization

Carlo CORINALDESI¹, Daniel SCHWABENEDER¹, Georg LETTNER¹

Introduction

The need for flexibility in the power grid increases because of the growing share of volatile renewable energy resources. Flexibility is the capability of power plants and/or loads to alter their scheduled production and/or consumption in reaction to external signals like spot market prices and balancing market activations.

Flexibility of distributed Energy Management Systems represents an enormous potential to reduce the energy costs. A simple and exhaustive description of flexibilities is needed to efficiently coordinate and aggregate multiple flexible actors. Hao [1] presents a method to describe the flexibilities of different technologies as virtual batteries. In this document, we describe the flexibility of an Energy Management System as a combination of non-flexible loads and virtual batteries with variable capacities, power inputs and outputs. This method allows to describe the flexibilities of electric cars, batteries, heat pumps, boilers and photovoltaic panels as virtual batteries. The flexible components that are analyzed in this work are illustrated in Figure 1.

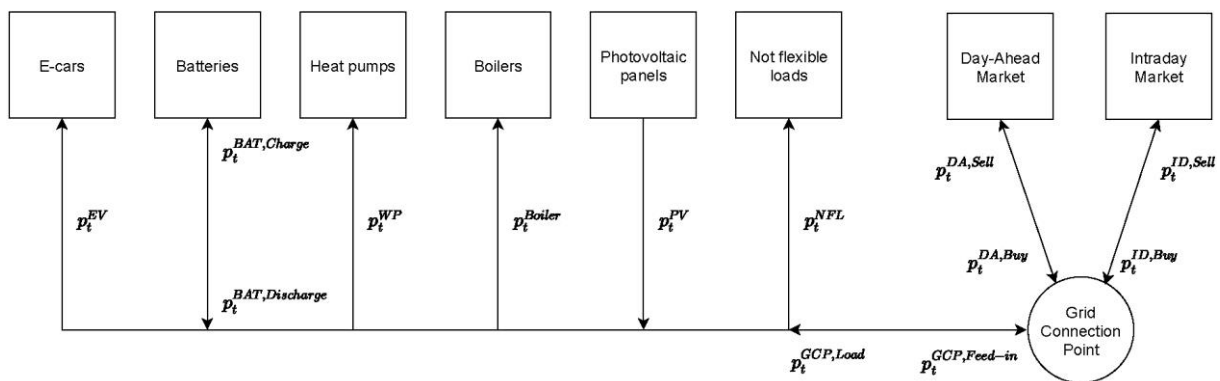


Figure 1: Graphic representation of an energy management system and the associated power flows.

Furthermore, we define a mathematical optimization problem aimed to minimize the energy costs and to best allocate the flexibilities of the Energy Management System between spot markets and self-consumption.

Methodology

In this work, we propose a simple and complete method to describe flexibilities of Energy Management Systems. In order to deal with uncertainty associated to production and consumption, a rolling-horizon optimization framework is introduced. This approach allows updating input parameters, in order to react to variations from the nominal schedule. The mathematical formulation of virtual batteries allows to best allocate the energy flows of the Energy Management System through an optimization model, which aims to find the most costs-efficient strategy to employ the aggregated flexibilities. The overall flexibility of the Energy Management System is used to optimize (1) the self-consumption and (2) the trading on the energy spot markets. Figure 2 shows the market-oriented operation of a virtual battery.

¹ Energy Economics Group / TU Wien, Gußhausstraße 25-29/E370-3, +43-(0)1-58801-370370, {corinaldesi, schwabeneder, lettner}@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

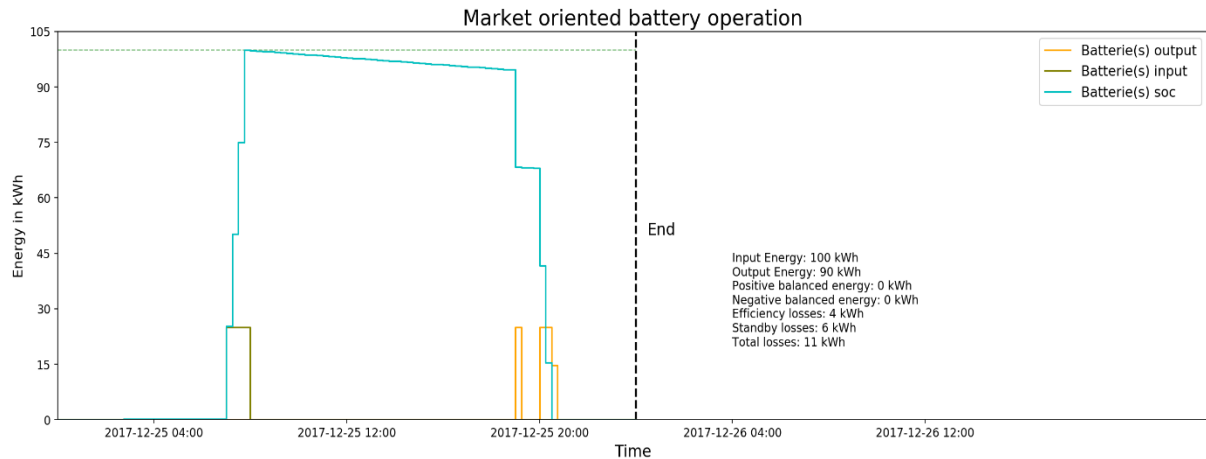


Figure 2: Market oriented operation of a virtual battery

Use Cases

In this work, two different Energy Management Systems are considered. The first one is an office site of an electric utility company. The second one is a purification plant. Both Energy Management Systems are located in Austria and provided their metered data for this work. The analyses are aimed to investigate the value that the flexibilization of the technologies of an Energy Management System may create in a period of one year. The real-time optimization framework represents a realistic way to evaluate the potential of the aggregation of small flexibilities, since it takes into account the uncertainties related to consumption, generation, price variability, and is able to react to unpredictable variations of the optimization inputs.

Results and Conclusions

This work presents a comprehensive overview of modeling and evaluating flexibilities of an Energy Management System composed by different technologies. Comparing these different flexible technologies, we identify various diversities and potentials. We describe multiple flexible technologies as virtual batteries and implement them in a mathematical optimization problem. With the experimental results, we investigated the value of the flexibilities distinguishing between the single technologies. Moreover, we show how aggregating flexibilities can result in further energy costs reduction and how the precision of the forecasts (consumption, generation and prices) influences the value created by the real-time optimization.

References

- [1] H. Hao, „Generalized aggregation and coordination of residential loads in a smart community.,“ International Conference on Smart Grid Communications, Bd. IEEE, pp. 67-72, 2015.

Acknowledgement: The Flex+ project (No 864996) is being funded under the 4th call of the energy research program of the Austrian Research Promotion Agency (FFG) and the Climate Energy Fund.

4.5. INNOVATIVE ENERGIEMÄRKTE (STREAM C5)

4.5.1. Internationale Kooperationen als Enabler für Geschäftsmodelle am Energiemarkt der Zukunft!

Mathias SCHAFFER¹

Der NEXT-Incubator ist die Innovationsplattform der Energie Steiermark, die ihre unternehmensinternen Innovationsdienstleistungen auch externen Dritten anbietet. Mit einem starken Netzwerk in der internationalen Startup- und Innovationscommunity, das hinter uns steht, sind wir sowohl für unternehmensinterne als auch unternehmensexterne Kunden ein verlässlicher Partner. Wir lieben was wir tun und ermutigen uns täglich dazu, das Mindset offen zu halten und neue Wege zu gehen. Ziel ist es, sowohl uns als NEXT-Incubator, als auch Startups die mit uns arbeiten, jeden Tag aufs Neue zu fordern und zu fördern.

Inhalt

Herleitung von konkreten Innovationsaktivitäten / (internationaler) Kooperationen, ausgehend von Strategie über Prozesse mittels aktueller Innovationsmethoden und F&E bis hin zum erfolgreichen Go-2-Market.

- Trends und Treiber, Innovationsstrategie und -kultur
- Innovationsprozesse und Inkubation, KPI's
- Praxisbeispiele für internationale Kooperationen

Methodik und Ergebnisse

Das Innovationsmanagement der Energie Steiermark wendet stets die aktuellsten Innovationsmethoden an, speziell der Business-Inkubator fordert ein innovatives und agiles Mindset von allen Beteiligten. Ergebnisse / Output aus dem Inkubator sind einerseits die konkreten Praxisbeispiele an internationalen Kooperationen und sind andererseits über definierte KPI's messbar.

- Methodiken: u.a. Open Innovation, Business Inkubation, Design Thinking, agiles Projektmanagement.
- Ergebnisse: Praxisbeispiele an internationalen Kooperationen, KPI's.

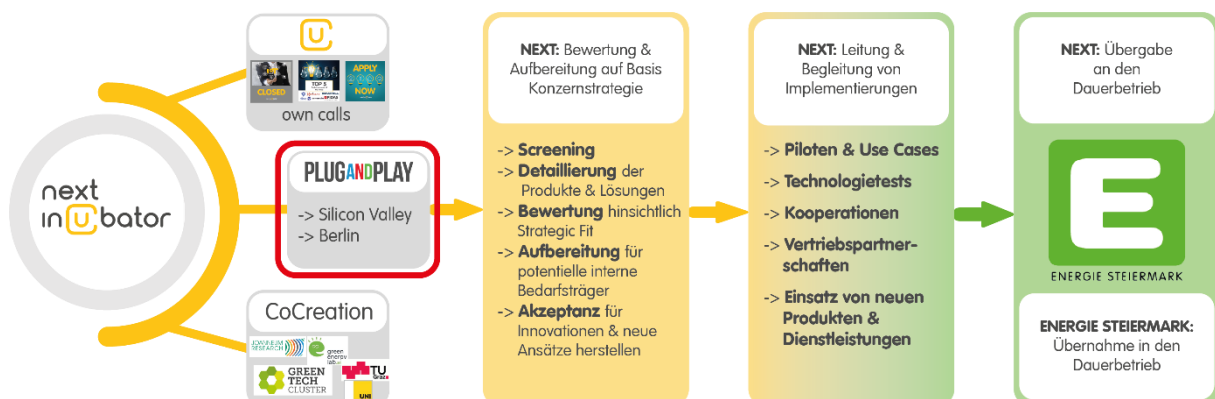


Abbildung 1: Innovationsplattform „Next Incubator“ mit Fokus PlugAndPlay Tech Center (Silicon Valley)

¹ DI Mathias Schaffer, Energie Steiermark AG, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz, mathias.schaffer@e-steiermark.com , 0664/6163620 , www.e-steiermark.com & https://next-incubator.com

4.5.2. Fair Energy Sharing in Local Communities: Peer-to-Peer Trading unter Berücksichtigung der Zahlungsbereitschaft der Prosumer

Theresia PERGER¹, Hans AUER¹

Inhalt

In dieser Arbeit wird ein Modell entwickelt, welches den Prosumern von lokalen Energiegemeinschaften (Local Energy Communities ECs), die Peer-to-Peer Trading über das öffentliche Netz betreiben, die Entscheidungsfreiheit lässt, ob und wie viel sie bereits sind, einen Aufschlag für die Erneuerbare Energie der anderen Community-Teilnehmer zu zahlen. Die Teilnahme an einer Energy Community ist auf freiwilliger Basis und nicht ortsabhängig, d.h. es wird nicht von einem abgeschlossenen System (z.B. einem Microgrid) ausgegangen.

Methodik

Das lineare Optimierungsmodell **FRESH:COM** (FaiR Energy SHaring in local COMMunities) wird in dieser Arbeit entwickelt und angewandt:

- Teilnehmer sind sogenannte Prosumer, oder auch einfache Konsumenten bzw. Produzenten von erneuerbaren Energien.
- Die Teilnehmer sind Haushalte oder Klein- und Mittelbetriebe (KMUs) mit unterschiedlichen Anreizen, der Community beizutreten.
- Abhängig von ihrer Motivation haben die Teilnehmer unterschiedliche Zahlungsbereitschaften (Willingness-to-Pay wtp) für die erneuerbare Energie aus der Community.
- Die Technologien erneuerbarer Erzeugung sind Photovoltaikanlagen und Batteriespeicher.
- Die Zielfunktion des Modells maximiert die Welfare für die gesamte Community.

Abbildung 1 zeigt ein Flussdiagramm zur Veranschaulichung des Modells. Die mathematische Formulierung mit Zielfunktion und Nebenbedingungen sieht wie folgt aus (rechts schematische Darstellung der Peer-to-Peer Tradings):

$$\max \sum_{i \in I, t \in T} p_t^{G_{out}} q_{i,t}^{G_{out}} - \sum_{i \in I, t \in T} p_t^{G_{in}} q_{i,t}^{G_{in}} + \sum_{i,j \in I, t \in T} wtp_{i,j,t} q_{i,j,t}^{share}$$

$$\text{u.B.v.} \quad q_{i,t}^{Load} = q_{i,t}^{G_{in}} + q_{i,t}^{B_{out}} + \sum_{j \in I} q_{j,i,t}^{share}$$

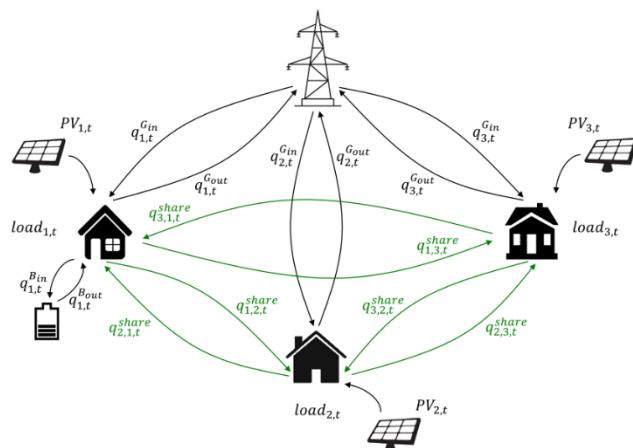
$$q_{i,t}^{PV} = q_{i,t}^{G_{out}} + q_{i,t}^{B_{in}} + \sum_{j \in I} q_{i,j,t}^{share}$$

$$SoC_{i,t} = SoC_{i-1,t} + q_{i,t}^{B_{in}} \eta_B + q_{i,t}^{B_{out}} / \eta_B$$

$$q_{i,t}^{G_{in}}, q_{i,t}^{G_{out}}, q_{i,j,t}^{share}, q_{i,t}^{B_{in}}, q_{i,t}^{B_{out}} \geq 0,$$

$$SoC_{i,min} \leq SoC_{i,t} \leq SoC_{i,max},$$

$$q_{i,t}^{B_{in}}, q_{i,t}^{B_{out}} \leq q_{i,max}^B$$



¹ TU Wien, Institut für Energiesysteme und elektrische Anlagen, Energy Economics Group (EEG), Gußhausstraße 25-29, 1040 Wien, +43 1 58801-370303, perger@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

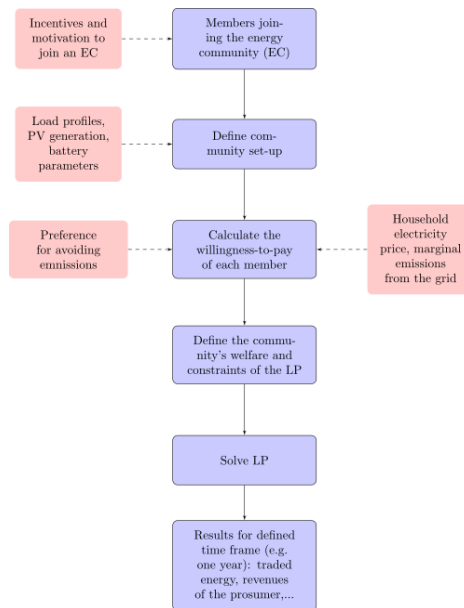


Abbildung 1: Flussdiagramm zum Aufbau des Modells FRESH:COM

Ergebnisse

Das Modell wird für ein Jahr an einem fiktiven Set-Up von zehn Prosumern (Haushalte und kleine Unternehmen) getestet. Zuerst wird verglichen, wie es sich auswirkt, Eigenverbrauch der eigenen PV-Anlage zu bevorzugen, oder komplett nach der Willingness-to-Pay zu entscheiden. Außerdem werden Sensitivitätsanalysen durchgeführt, wenn unterschiedliche Unternehmenstypen integriert werden, sich die Zahlungsbereitschaft eines Mitglieds ändert oder ein neues Mitglied sich der EC anschließt oder ein Prosumer austritt. Des Weiteren werden unterschiedliche Community-Größen untersucht, um in einem nächsten Schritt über die Grenzen eines Verteilnetzabschnitts hinauszugehen.

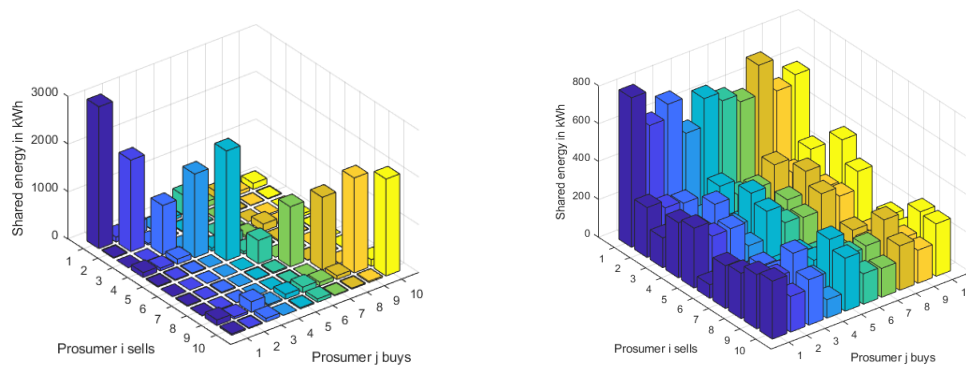


Abbildung 2: Peer-to-Peer Trading für 2 verschiedene Implementierungen der Willingness-to-Pay (links mit Bevorzugung von Eigenverbrauch, rechts ohne)

Referenzen

- [1] Fleischhacker Andreas, Hans Auer, Georg Lettner und Audun Botterud (2018). Sharing solar PV and energy storage in apartment buildings: resource allocation and pricing. In: IEEE Transactions on Smart Grid, ISSN: 1949-3053. DOI: 10.1109/TSG.2018.2844877
- [2] Wachter, 2018 Peer-to-Peer Stromhandel in einem Verteilnetz mit lokaler Photovoltaik-Stromerzeugung unter Berücksichtigung verschiedener Zahlungsbereitschaften
- [3] www.openentrance.eu: This project has received funding from the European Unions Horizon 2020 research and innovation program under grant agreement No. 835896



4.5.3. Tarifstrukturen für Energiegemeinschaften: Modelle, ökonomische Anreize und Verteilungswirkungen

Anna EISNER^{1(*)}, Andreas TUERK¹, Dorian FRIEDEN¹, Camilla NEUMANN^{1(*)}

Kontext

Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (Renewable energy communities) und Bürgerenergiegemeinschaften (Citizen Energy Communities) sind wichtiger Bestandteil des EU Clean Energy for all Europeans Package, das die EU Energie- und Klimapolitik bis 2030 vorgibt. Während Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften einen regulatorischen Rahmen für den verstärkten Ausbau erneuerbarer Energie darstellen, wird mit Bürgerenergiegemeinschaften ein neuer Marktakteur geschaffen, der eine große Bandbreite an Dienstleistungen anbieten kann. Zentrales Element der EU Konzepte ist das Teilen (sharing) von Energie innerhalb der Gemeinschaften, wodurch es zu einer optimierten Nutzung der Infrastruktur bzw. eines lokalen Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch kommen soll. Dies setzt die Nutzung des öffentlichen Netzes oder den Betrieb einer eigenen Netzinfrastruktur voraus. Vielfach werden Energiegemeinschaften räumlich und technisch auf den Bereich hinter einem LV-Transformator eingegrenzt und somit auch die Gemeinschafts-interne Netznutzung auf diesen Bereich beschränkt (Frieden et al., 2019). Eine Schlüsselfrage mehrerer EU Mitgliedsstaaten bei der Umsetzung der entsprechenden EU Richtlinien, darunter in Österreich, ist die Gestaltung eines entsprechenden Ortstarifes. Dieser kann nötige Anreize für Energiegemeinschaften setzen, sollte aber auch deren Auswirkungen auf die Systemkosten, sowie die Kosten und Nutzen für Nicht-Teilnehmer und die Gesellschaft insgesamt berücksichtigen.

Fragestellung des Papers

Das gegenständliche Paper soll einen Beitrag zur österreichischen und Europäischen Diskussion über die Schaffung von ökonomischen Anreizen für Energiegemeinschaften leisten. Dabei werden zuerst einige prototypische Modelle für Energiegemeinschaften und deren Kostenstrukturen vorgestellt. Die Datenbasis hierfür ist eine Reihe von Demonstrationsprojekten in Europa, zu denen JOANNEUM RESEARCH Zugang hat. Danach werden verschiedene aktuell diskutierte Modelle zur Gestaltung eines Ortstarifs und deren monetäre Auswirkungen auf Teilnehmer bzw. nicht-Teilnehmer von Energiegemeinschaften quantitativ dargestellt. Eine in mehreren EU Ländern diskutierte Variante ist, das in der Community ausgetauschter Strom von den Kosten höherer Netzebenen befreit wird, also nur die Netzkosten der Niederspannungsebene gezahlt würden. Weiters könnten Energiegemeinschaften von anderen energie- und netznutzungsbezogenen Abgaben befreit werden. Die entgangenen Kosten würden, entsprechend den Plänen mancher Regulatoren, den restlichen Konsumenten verrechnet werden.

In diesem Paper werden szenariohaft die Kostenreduktionen für Teilnehmer der Gemeinschaften sowie potentielle Kostenerhöhungen für nicht-Teilnehmer bei verschiedenen Ausbreitungsgraden von Energiegemeinschaften, verschiedenen Graden an Eigenproduktion und -verbrauch der Gemeinschaften, sowie verschiedenen Optionen zur Tarif- und Abgabengestaltung dargestellt. Diesen Szenarien werden Kostenstrukturen von Energiegemeinschaften gegenübergestellt. Schließlich werden auf qualitativer Basis auch mögliche Kostenauswirkungen von Energiegemeinschaften auf das Gesamtsystem, wie z.B. verringerter Netzausbau, in die Diskussion zur Setzung ökonomisch sinnvoller sowie gesellschaftlich fairer Anreizstrukturen einbezogen.

Erste Ergebnisse

Es wurden Szenarien-Abhängige Kostenersparnisse für Gemeinschafts-Teilnehmer sowie Mehrkosten für nicht-Teilnehmer aufgrund der Tarifstrukturen eines österreichischen Netzbetreibers betrachtet. Als Beispiel sei hier ein Szenario genannt in dem angenommen wird, dass 10% der Endverbraucher in eine Energiegemeinschaft eingebunden sind und diese einen Eigenversorgungsgrad von 70% aufweist (30%

¹ JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH, Leonhardstraße 59, A-8010 Graz, Tel.: +43 316 876-0, Fax: +43 316 876-1181, Anna.Eisner@joanneum.at, www.joanneum.at

als Direktverbrauch auf Gebäudeebene). Zwei verschiedene Tarifmodelle werden untersucht. Im ersten Fall wird der konsumbasierte Netztarif auf 37% für den Gemeinschafts-internen Stromaustausch reduziert. Dies entspricht dem Wegfall aller Kostenelemente höherer Netzebenen (höher als Ebene 7). Unter diesen Annahmen würden Teilnehmer ca. 150 Euro pro Jahr sparen, die restlichen Konsumenten 16,65 Euro pro Jahr mehr bezahlen. Würden Energiegemeinschafts-Teilnehmer auch von Mehrwertsteuer, Erneuerbaren Energieabgaben sowie der Stromsteuer befreit werden (Fall 2), wären die Ersparnisse für Teilnehmer bei ca. 179 Euro, die Mehrkosten für die übrigen Konsumenten lägen bei 19,90 Euro (Szenario 10/70 in Abbildung 1). Dieses Szenario entspricht den aktuellen Diskussionen. Bei höheren Teilnahmegraden an Energiegemeinschaften würden sich die Mehrkosten für andere Konsumenten entsprechend erhöhen. Bei einer 70%-igen Teilnahme (Szenario 70/70 in Abbildung 1) lägen diese im letztgenannten Fall der umfassenderen Abgabenreduktion bei ca. 418 Euro p.a. pro nicht teilnehmendem Konsument.

Abbildung 1 stellt eine umfassende Übersicht der Kosten-Auswirkungen auf Konsumenten dieses Falles für verschiedene Teilnahme- und Gemeinschafts-interne Eigenverbrauchsgrade dar (da hier eine interne Produktion entsprechend des Verbrauchs angenommen wird entspricht der Eigenverbrauchsgrad auch dem Eigenversorgungsgrad). In den Fällen mit 50%-iger Teilnahme (50-xx) entsprechen die Mehrkosten pro nicht-Teilnehmer den Ersparnissen der Teilnehmer, da auf einen Teilnehmer ein nicht-Teilnehmer kommt, der die Mindereinnahmen ausgleichen muss.

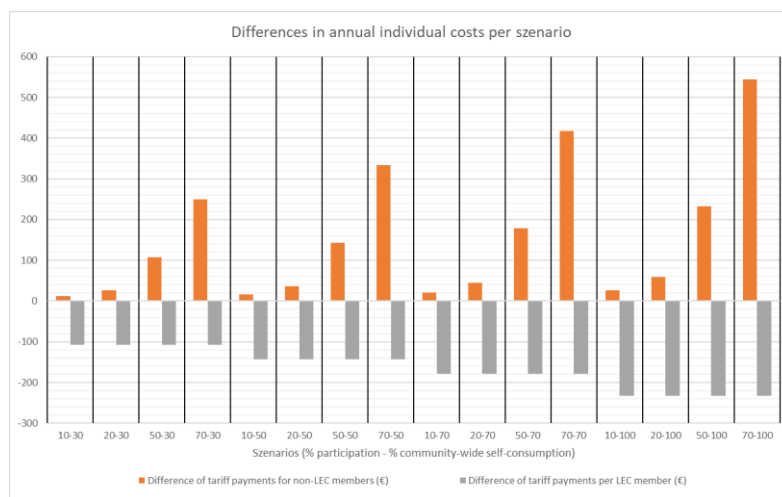


Abbildung 1: Auswirkungen verschiedener Teilnahmegrade und Eigenverbrauchs-Anteile von Energiegemeinschaften auf individuelle Kosten bei umfassender Reduktion von Netztarifen und Abgaben (Fall 2)

Ausblick

Die tatsächliche Anreizwirkung für Energiegemeinschaften hängt stark von deren Kostenstrukturen ab und erfordert projektspezifische Analysen. Die gesellschaftliche Umwälzung der Einnahmen-Entgänge wirkt sich mit zunehmender Teilnehmer-Zahl überproportional auf die übrigen Konsumenten aus. Ausgegangen wird in dieser Analyse jedoch von der Notwendigkeit gleichbleibender Einnahmen. Bei zunehmender Umsetzung von Energiegemeinschaften würden auch die systemischen Auswirkungen greifen, mit entsprechenden Auswirkungen auf die Systemkosten. Ausgehend von der Annahme der Systemdienlichkeit aufgrund hoher Eigenversorgungs- und Eigenverbrauchsgrade und der Nutzung von Flexibilitäten könnten Energiegemeinschaften hier kostenreduzierend wirken und somit eine Entlastung aller Konsumenten bewirken. Aufgrund der hohen zu erwartenden Heterogenität von Energiegemeinschaften wären hier umfassende Analysen bzgl. der tatsächlichen Systemwirkungen von großem Mehrwert.

Referenzen

- [1] Frieden, D., Tuerk A., Roberts J., d'Herbement S., Gubina A. (2019): 'Collective self-consumption and energy communities: Overview of emerging regulatory approach in Europe', H2020 project COMPILE, June 2019
- [2] Hannoset, Peeters, Tuerk (2019): Report of the BRIDGE Task Force on Energy Communities in the EU. <https://www.h2020-bridge.eu/download/>

4.5.4. Smart Energy Services through Distributed Ledgers? A Technology Perception Overview

Michael SCHMIDTHALER¹, Ting JIN²

Abstract

Technological developments in data storage, processing and visualization as well as their efficient utilization in energy management have increasingly been debated in the relevant literature. This is particularly the case for distributed ledger technology, its most commonly known representative, Blockchain (BC) and their application in energy. Most literature sources point out BC's possibilities for peer-to-peer trading, proof-of-origin certificates and energy-related financial transactions. Such applications in combination with decentralized generation of electricity are regarded as key enabler for increased renewable generation in single and multi-client residential dwellings.

Yet, while exhibiting large potential in terms of added capacity, especially multi-client PV-installations face different challenges economically, legally and technically. These require new solutions for owners, investors and users, particularly in terms of energy management, exchange and data processing. The focus of this research contribution is therefore concerned with the prosumers' readiness of using an integrated energy service platform, which offers substantial simplifications with regards to information exchange, consumption and self-production visualization of decentralized power generation as well as the documentation of multi-client plant ownership. In particular, the readiness to use BC, a distributed ledger technology, as a solution for plant share ownership and consumption/production data storage and processing – is assessed empirically by means of an industry-specific survey approach among the technology's first users in Switzerland.

The empirical evidence finds that readiness for BC based services exists and will grow, though being limited to / hindered by several factors in terms of regulatory frameworks and technical issues. While energy management is regarded as prime application for BC technology, the use and trade of production and consumption remains to be seen largely undefined mainly due to the scarcity of associated services offerings. Filling this void offers novel business models to both traditional suppliers as well as new market entrants, especially when offering intuitive, secure and accepted energy service solutions.

Market Situation

In addition to individual benefits and positive energy system ramifications of decentralized electricity production, the aim of enabling tenants in multi-party houses to directly exchange electricity has become a policy goal and a novel factor in business plans of existing and new electricity providers. Three main reasons account for the anticipated increases of the needs for smart energy services (SES):

- Development of PV's economies of scale which led to grid parity for most European plant locations, provided that higher shares of own consumption [1],
- technical innovations rendered the direct exchange possible (peer-to-peer trade), and,
- the setting of regulatory frameworks for such bilateral energy exchange and management services in many countries enable the inclusion of renewable production capacities mainly in urban surroundings which are shown to have high potential [2].

This increases the energy production potential extensively, thereby posing new challenge for utilities, transmission, distribution and policy makers alike. Geographically distributed energy production renders the use of decentralized databases a necessity. Among other options, the use of BC-based technology can contribute to business operational processes and improve energy exchange's effectiveness and efficiency dramatically. While alternative data storage solutions exist, the assessment of BC' perception was conducted at first, given the ongoing discussions as well as the technology's benefits. While some best-practice examples of Prosumption-based energy services exist (aWaTTar), the majority of

¹ University of Applied Sciences Upper Austria, T: 05 0804 33516, Michael.Schmidthaler@FH-OOE.at

² Culmannstrasse 37, 8006 Zürich, T: 0041 7794 53048, ting.rigger@gmail.com

suppliers have launched trial offerings in addressing the existing customer segment of (semi)-urban, technology-affine plant owners, willing to acquire smart energy solutions for their energy management.

Empirical Research

Trust in the data storage and transaction backbone of future BC based service platforms enable for instance peer-to-peer trading as well as cost reducing legal transactions such as purchase and sale of production capacities (such as PV plant shares on multi-client dwellings). Understanding the level of trust and readiness is thus paramount in the development of these advanced energy service offerings. To this end, an empirical survey (N=79/480) was conducted for the case of Switzerland, given the country's leading status and high level of support for this technology. Descriptive analysis revealed that 79% of representatives have heard of Smart Contracts which also represent the building block for energy services. 48% of participants are familiar with BC technology's energy management applications. This is lower than the percentage of people familiar with bank or cryptocurrency applications of the technology (94%), yet suggests the strong suitability of BC enabling advances in energy services.¹

In the further investigation of participants' attitudes towards BC, inferential statistics was utilized to assess the assumption that people's associated attitudes are influenced by their knowledge about the technology. The results support the hypothesis that people's attitudes towards BC development in the next five years are influenced by their Blockchain knowledge significantly ($r = 0.034 < 0.05$ in multinomial logistic regression and $r = 0.007 < 0.01$ in ordinal logistic regression). Thus, knowledge about Blockchain is crucial for successful implementations of associated energy service offerings. This is key in the phase of developing market offerings, which currently take place [3], going well beyond the traditional restraints of services such as data protection and privacy.

Summary / Outlook

Projections and policy goals uniformly envision higher shares of intermittent energy provision in the European electricity system. Developing smart energy services is needed to increase the production from such small-scale renewable energy sources. This contribution sheds light on the trust and application knowledge for Distributed Ledger Technologies as enabler for these SES. Such secure and inexpensive solutions used in the data management, storage and exchange for to be developed flexibility-creating solutions for e.g. higher PV self-consumption rates. As demonstrated by the empirical findings, there is strong believe in the applicability in the energy sector among the pool of blockchain-related companies and organizations in Switzerland. The main driving factors on BC adoption are business effectiveness and efficiency, as well as the believe in its potential future impact. The empirical analysis supports the hypothesis that people's attitude towards Blockchain development is heavily influenced by their associated knowledge level. Thus, our research strongly supports the scientific evidence that trust remains the main issue in the technology's applicability for advance energy services. Associated service provision will have to approach this issue first and foremost.

Referenzen

- [1] Fraunhofer ISE (2019). Recent Facts about Photovoltaics in Germany, available at <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/recent-facts-about-photovoltaics-in-germany.pdf>, last access on 4 November 2019.
- [2] Prödl, Harald (2017). ÖSG-Novelle und gemeinschaftlich genutzte Erzeugungsanlagen - Analyse und Kommentare, available at https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/2017_09_13+Webinar+ÖSG+Novelle_final3.pdf/f4f44484-ac1c-7ecf-3336-edb8655286e3?t=1506612473123, last access 30 October 2019.
- [3] Pichler, Mario; Meisel, Marcus; Goranovic, Andrija; Leonhartsberger, Kurt; Lettner, Georg; Chasparis, Georgios; Vallant, Heribert; Marksteiner, Stefan and Bieser, Hemma (2019). Decentralized Energy Networks based on Blockchain: Background, Overview and Concept Discussion , available at https://publik.tuwien.ac.at/files/publik_277403.pdf, last accessed 8 November 2019.

¹ Business models incorporating additional applications of Blockchain technology such as trade of carbon credits or white certificates as well as production proof of origin have yet to be developed.

4.5.5. Quo Vadis Smart Energy - Entwicklungspfade Smarter Technologien in der Energiewirtschaft

Tobias REHM^{1(*)}, Sascha BIRK^{1(*)}, Thorsten SCHNEIDERS¹

Inhalt

Im Zuge des Megatrends der Digitalisierung sind vor allem digitale Veränderungen und Erweiterungen des traditionellen Energiesystems durch neu aufkommende Schlüsseltechnologien aus dem Informations- und Kommunikations-Bereich erkennbar. Viele neue Akteure (Start-ups) aus der Softwarebranche agieren selbstständig oder mit etablierten Energie-Unternehmen zusammen, um neue datengetriebene Mehrwertdienste in der Energiewirtschaft anzubieten [1]. Diese Digitalisierung von klassischen Energie-Technologien bietet ebenfalls Potenziale für neue Geschäftsmodelle, um beispielsweise volatile Erneuerbare Energien in die Netze zu integrieren sowie die zunehmende Elektrifizierung von Wärmebereitstellung und Verkehr zu decken.

Im Rahmen der Förderung des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) wird in einem Forschungsprojekt des „Virtuellen Instituts Smart Energy“ die „Entwicklung digitaler Geschäftsmodelle im energiewirtschaftlichen Innovationssystem“ untersucht [2]. Zuvor wurde in einer Vorstudie zum Thema „Smart Energy“ ein großes Potential für Smarte Technologien entlang der Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft identifiziert [3]. Um diese Potentiale besser zu verstehen, wird im Folgenden eine Systematik entwickelt, mit der die Entwicklungspfade Smarter Technologien entlang der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette analysiert werden können. Zukünftig soll die Systematik dazu dienen, etwaige Lücken im Technikangebot aufzuzeigen sowie Empfehlungen für mögliche Mehrwertdienste und Geschäftsmodelle zu liefern.

Methodik

Zu Beginn wird ein umfassendes Technologiescreening durchgeführt und die Veränderungen klassischer Technologien hin zu Smarten Technologien, sowie neue, aus dem Informations- und Kommunikationsbereich in die Energiebranche drängende Technologien untersucht. Des Weiteren wird eine Analyse von in Nordrhein-Westfalen ansässigen Start-Ups aus dem Smart Energy Bereich und deren technologischen Fokus durchgeführt. Aus der Summe der Erkenntnisse werden dann Entwicklungspfade für Smarte Technologien abgeleitet.

Als Referenz für die Entwicklungspfade von Technologien aus der Energiebranche, werden Cyber Physische Systeme, wie sie in der Industrie bereits zum Einsatz kommen, hinsichtlich ihrer Eigenschaften analysiert. Diese Analysen werden mit den bisherigen Ergebnissen zu Smart Energy Technologien verglichen, um Rückschlüsse auf deren Entwicklungspfade schließen zu können.

Der Entwicklungspfad einer klassischen, hin zu einer Smarten Technologie definiert sich über die zusätzlich eingebrachten Komponenten und deren Fähigkeiten, die sowohl hard- als auch softwarebasiert sein können. Aus dieser Einordnung ergibt sich eine Bewertungssystematik für Smarte Technologien. Je mehr dieser Komponenten eine Technologie oder ein System umfasst, desto mehr Potentiale bietet diese Technologie für neue Mehrwertdienste und Geschäftsmodelle.

¹ Technische Hochschule Köln, Cologne Institute for Renewable Energy (CIRE), D-50679 Köln, +49 221 8275 2417, {sascha.birk|tobias.rehm|thorsten.schneiders}@th-koeln.de, www.th-koeln.de/anlagen-energie-und-maschinensysteme/cologne-institute-for-renewable-energy_13385.php

Ergebnisse

Um den Entwicklungspfad einer Smarten Technologie oder eines Smarten Gesamtsystems beschreiben zu können, bedarf es der Definition von Komponenten, die eine Technologie oder ein System um bestimmte Fähigkeiten ergänzen. Diese zusätzliche Befähigung ermöglicht es, weitere Mehrwerte zu generieren bzw. die Qualität vorhandener Mehrwerte zu verbessern.

In Abbildung 1 sind die erarbeiteten Komponenten Smarter Technologien dargestellt. Die ersten essentiellen Bestandteile sind Sensorik und Aktorik, um eine Interaktion mit der Technologie zu ermöglichen. Durch die Ergänzung um eine Kommunikationsschnittstelle, wird die Technologie „Smart Ready“. Mittels einer Steuerungseinheit können dann mehrere Technologien als System geregelt werden.

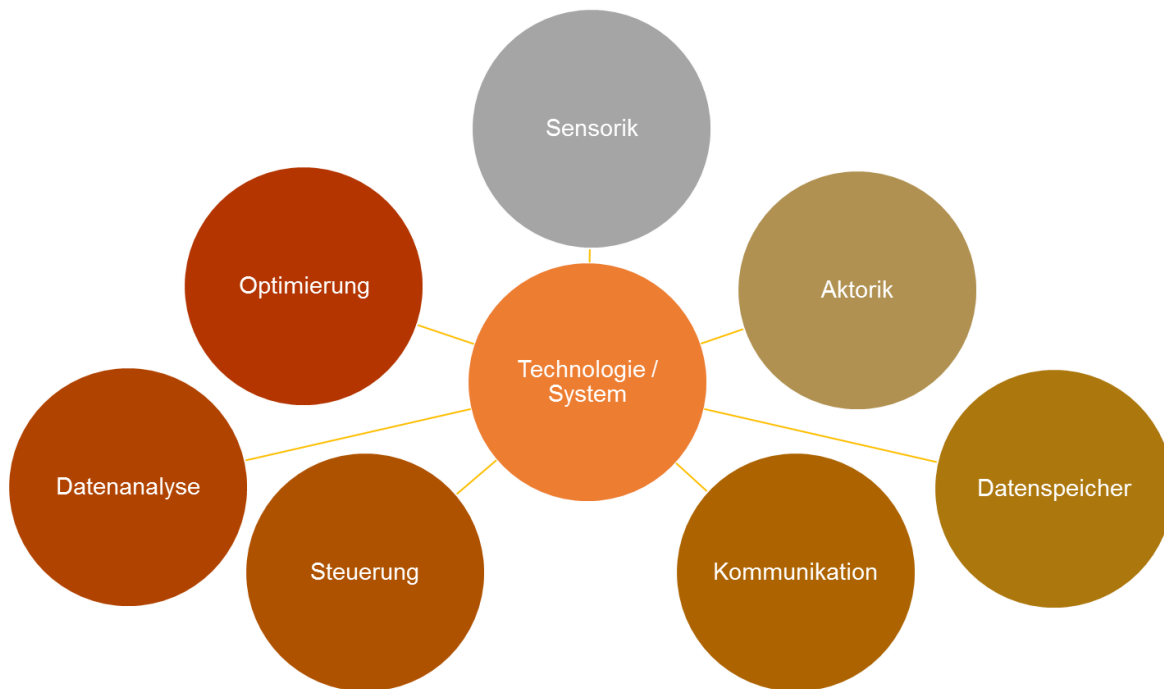


Abbildung 1: Komponenten Smarter Technologien und Systeme

Durch die Anwendung von Datenanalysen können die anfallenden Sensorwerte großskalig ausgewertet werden („Big Data“ to „Smart Data“). Darauf aufbauend lassen sich Optimierungsalgorithmen implementieren. Zwischen den in Abbildung 1 dargestellten Komponenten ergeben sich einige Abhängigkeiten, z.B. ist für eine Datenanalyse zunächst die Installation von Sensorik nötig. Je nach Zusammensetzung ergeben sich andere Entwicklungspfade für die jeweilige Technologie oder das Gesamtsystem.

Referenzen

- [1] Oliver D. Doleski; Daniel R.A. Schallmo; Volker Herbolt (2017): RoadmapUtility 4.0. Strukturiertes Vorgehen für die digitale Transformation in der Energiewirtschaft
- [2] Löschel, Schneiders, „Virtuelles Institut Smart Energy“, <https://www.smart-energy.nrw/>, aufgerufen am 22.11.2019
- [3] Prof. Thorsten Schneiders; Prof. Andreas Löschel (2017): Wie steht es um Smart Energy? Ergebnispräsentation zur Arbeit „Vorstudie Smart Energy“. Hg. v. Forschungsgruppe Smart Energy.NRW.

4.6. REGELMÄRKTE UND ENGPASSMANAGEMENT (STREAM C6)

4.6.1. A Review of the European Grids Services Markets suitable for distributed loads

Tanaka Mandy MBAVARIRA¹, Christoph IMBODEN²

Abstract

Insufficient and unreliable data regarding European ancillary service markets lead us to carry out a survey aimed at collecting data and information from European transmission and distribution system operators for the purpose of understanding the markets' capacity for accommodating distributed loads as balancing service providers. A review of literature enhanced the survey knowledge base as far as possible in cases where surveys were not responded to and information was openly available. At the time of writing, the markets found to be closed to the participation of loads or non-rotating masses such as water electrolyzers included Croatia, Czech Republic, Estonia, Latvia, Lithuania, Poland, Portugal, Romania and Spain. The European grid service market landscape is highly heterogenous with contrasts seen in market rules, market transparency, technical requirements and least of all price levels. In this report we present the availability and utilisation prices of balancing products that electrolyzers are technically suited to providing services to. We provide an overview of the market conditions and also present the countries found to be most favourable with respect to utilisation and availability remuneration. Finally, we address that grid services on the distribution level such as congestion management, capacity management and voltage control are not readily offered on the distribution level by distributed system operators.

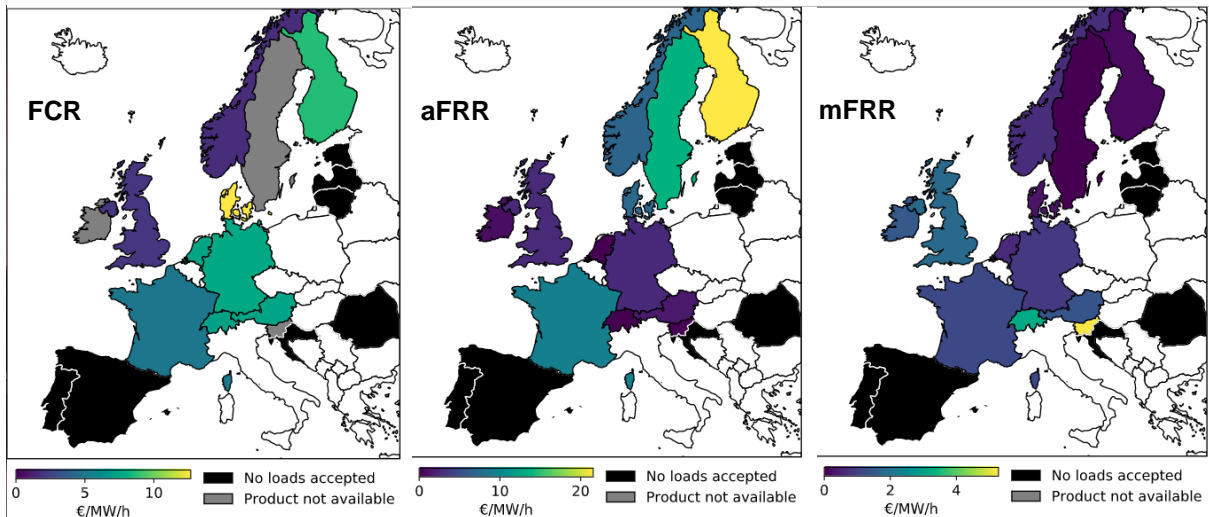


Figure 1: Availability pricing for European balancing markets: Frequency containment reserve (FCR), automatic frequency restoration reserve (aFRR), manual frequency restoration reserve (mFRR), or their corresponding national sub-categories.

¹ Lucerne School of Engineering and Architecture, 6048 Horw, Switzerland, Tel.: +41 41 349 35 31, tanakamandy.mbavarira@hslu.ch, <https://www.hslu.ch/en/>

² Lucerne School of Engineering and Architecture, 6048 Horw, Switzerland, Tel.: +41 41 349 37 52, christoph.imboden@hslu.ch, <https://www.hslu.ch/en/>

4.6.2. Analyse der Einsatzmöglichkeiten von Batteriespeichern in kombiniertem Einsatz am Day-Ahead und Sekundärregelmarkt

Felix NITSCH¹, Marc DEISSENROTH¹

Motivation

Die Regelmärkte zur Frequenzstabilisierung stehen in Deutschland zunehmend im Fokus von Diskussionen zu deren Anpassungen. Gründe dafür sind die Änderung des zugrundeliegenden Kraftwerksparks, Liberalisierung des Stromhandels sowie die in der Vergangenheit durchgeführten und bereits angekündigten Marktdesignanpassungen [1]. Der Großteil der Regelenergiekapazitäten wird aktuell durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt [2]. Dies könnte in zukünftigen Energiesystemen mit geringem Anteil an konventioneller Kraftwerksleistung zu einer Herausforderung werden. Batteriespeicher sind in der Theorie wegen ihrer schnellen Leistungsbereitstellung eine attraktive Technologie für die Aufrechterhaltung der Netzfrequenz und einer Teilnahme an den Primär- und Sekundärregelenergiemärkten [3]. Dennoch sind zurzeit kaum bedeutende Batteriekraftwerke für die Bereitstellung von Regelenergie am Netz [2].

Energiesystemmodelle bieten die Möglichkeit die aktuelle Marktsituation zu untersuchen und mit Hilfe von Multiszenarienanalysen mögliche Pfade zum Einsatz von innovativen Technologien zu definieren. Im Rahmen des vom BMWi geförderten Projektes InnoSEn [4] wird ein solches Energiesystemmodell entwickelt und exemplarisch die Analyse von Einsatzmöglichkeiten von Batteriespeichern durchgeführt.

Methode

In Abbildung 1 ist der Versuchsaufbau und das Zusammenspiel der eingesetzten Modelle dargestellt. Das agentenbasierte Strommarktmodell AMIRIS [5] wurde entwickelt, um die Wechselbeziehungen und das Marktverhalten von unterschiedlichen Akteuren am deutschen Strommarkt zu untersuchen. Zentrales Instrument ist dabei die Abbildung des Day-Ahead Marktes, wo ein stündliches Market Clearing der angebotenen und nachgefragten Strommengen durchgeführt wird. In der präsentierten Arbeit wurde das Modell um eine Nachbildung des Sekundärregelmarktes erweitert. Akteure haben nun die Möglichkeit ihre Kapazitäten bzw. ihre flexible Erzeugung und Nachfrage entweder am Day-Ahead Markt oder am Sekundärregelmarkt zu vermarkten. Grundlage für das fundamental modellierte Gebotsverhalten sind die Grenzkosten der Erzeugung. Der Kraftwerkspark und die Modellspezifikationen wurden gemäß der GWS Studie zu den gesamtwirtschaftlichen Effekten der Energiewende parametrisiert [6]. Die in AMIRIS generierten Preiszeitreihen gehen als Eingangsdaten in ein nachgelagertes Optimierungsmodell ein. Dieses Modell hat den Stromspeicher im Fokus und modelliert die optimale Betriebsstrategie eines Speichers auf den beiden behandelten Märkten unter perfekter Voraussicht. Technische Spezifikationen des Speichers, wie etwa die Lade- und Entladeeffizienzen, Rampenbeschränkungen und die Berücksichtigung des Ladezustandes gehen als Nebenbedingungen in das Modell ein.

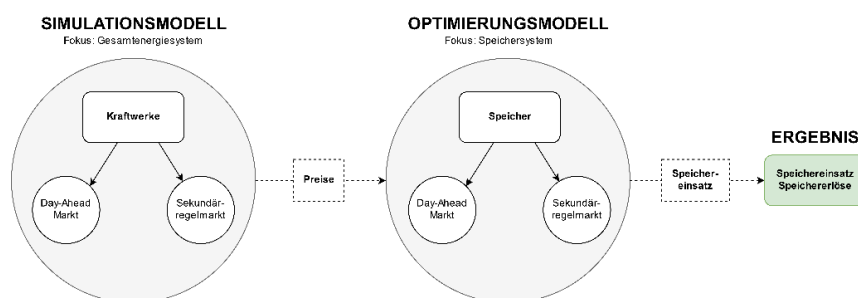


Abbildung 1: Schematischer Modelllaufbau

¹ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik, Energiesystemanalyse, Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart, +49 711 6862- 8865, Felix.Nitsch@dlr.de, www.DLR.de

Ergebnisse

Die ersten Ergebnisse lassen eine sehr kompetitive Marktsituation für Akteure auf dem Day-Ahead und Sekundärregelmarkt mit geringen Erlösmargen erwarten. Das Szenario aus der GWS Studie [6] wird verglichen mit der Marktsituation im Jahr 2016. Abbildung 2 zeigt die jährlichen Erlöse eines Speichers auf den abgebildeten Märkten basierend auf den historischen Day-Ahead- und Sekundärregelmarktpreisen des Jahres 2016. Dabei wird das E2P-Verhältnis zwischen 0.1 und 10 und die Roundtrip-Effizienz (RTE) zwischen 85% und 90% variiert. Es ist eine deutliche Erlöszunahme bei kleineren E2P-Verhältnissen zu verzeichnen. Bei Erhöhung der Wirkungsgrade um einen Prozentpunkt werden ca. 2,5% zusätzliche Erlöse erzielt.

Ein Parameterraumscan gibt Einblick, wie die Bereitstellung und die korrespondierenden Leistungspreise von der Kraftwerkszusammensetzung der Gebote abhängen. Neben der Variation der angebotenen Menge für Sekundärregelenergie wird auch die nachgefragte Energiemenge zur Frequenzstabilisation in verschiedenen Szenarien variiert. Es zeigt sich, dass in Zukunft Systemdienstleistungen auch von erneuerbaren Energien zur Verfügung gestellt werden sollten. Ausgehend von diesen Berechnungen werden zudem bestimmte technische Anforderungen an Batterietechnologien abgeleitet, um in Zukunft Flexibilität zur Frequenzstabilisation konkurrenzfähig anbieten zu können.

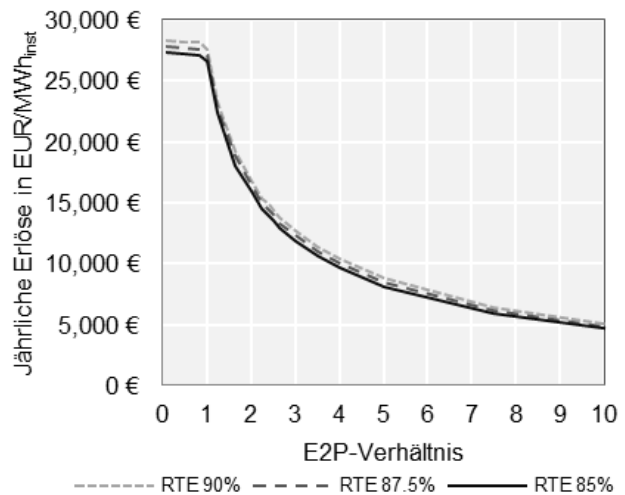


Abbildung 2: Jährliche Erlöse eines optimierten Speichers

Referenzen

- [1] K.-M. Ehrhart, M. Belica, and F. Ocker, "Positionspapier: Umstrukturierung des deutschen Sekundärregelmarktes für Strom," 2016.
- [2] B. Hasche, M. Haiges, and S. Schulz, Die Integration von Batteriespeichern am Regelleistungsmarkt - eine modellgestützte Bewertung, 50Hertz, 2016.
- [3] P. Denholm, E. Ela, B. Kirby, and M. Milligan, *The role of energy storage with renewable electricity generation*, National Renewable Energy Laboratory, 2010.
- [4] M. Deissenroth, M. O'Sullivan, and F. Nitsch, *InnoSEn: Network analysis and simulation of innovation dynamics of new key technologies for the energy transition*, DLR, 2017.
- [5] M. Deissenroth, M. Klein, K. Nienhaus, and M. Reeg, "Assessing the Plurality of Actors and Policy Interactions: Agent-Based Modelling of Renewable Energy Market Integration," *Complexity*, vol. 2017, 2017.
- [6] C. Lutz, M. Flaute, U. Lehr, A. Kemmler, A. Kirchner, A. auf der Maur, I. Ziegenhagen, M. Wunsch, S. Koziel, A. Pięgsa, and S. Straßburg, *Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende*, GWS, Fraunhofer ISI, DIW, DLR, Prognos, 2018.

4.6.3. Mögliche Umsetzung von schnellen Regelreserven im kontinentaleuropäischen Verbundsystem

Christian ALACS¹, Jürgen MARCHGRABER¹, Yi GUO¹, Wolfgang GAWLIK¹, Adolfo ANTA², Johannes KATHAN², Bertram WEISS³, Klaus OBERHAUSER⁴, Martin LENZ⁵, Alexander STIMMER⁵, Michaela LEONHARDT⁵

Inhalt

Die zunehmende Verbreitung von umrichterbasierten Einspeisern, und die damit verbundene Verringerung von konventionellen Anlagen mit Synchrongeneratoren stellt das Netz vor neue Herausforderungen. Im Gegensatz zu umrichterbasierten Einspeisern, weisen Synchrongeneratoren eine mechanische Schwungmasse auf, welche inhärent zur Frequenzstabilisierung beiträgt, indem sie Frequenzgradienten bei Leistungsungleichgewichten begrenzt. Durch Reduktion der Anzahl an Synchrongeneratoren nimmt die Netzanlaufzeitkonstante (T_A), welche ein Maß für die Gesamtheit der Schwungmasse im Netz darstellt, zukünftig weiter ab. Abbildung 1 zeigt prognostizierte Jahresdauerlinien der Systemträgheitskonstante (H), welche der Hälfte der Netzanlaufzeitkonstante entspricht, für das Synchrongebiet Kontinentaleuropa (CE) für die Jahre 2030 und 2040 für verschiedene Szenarien [1].

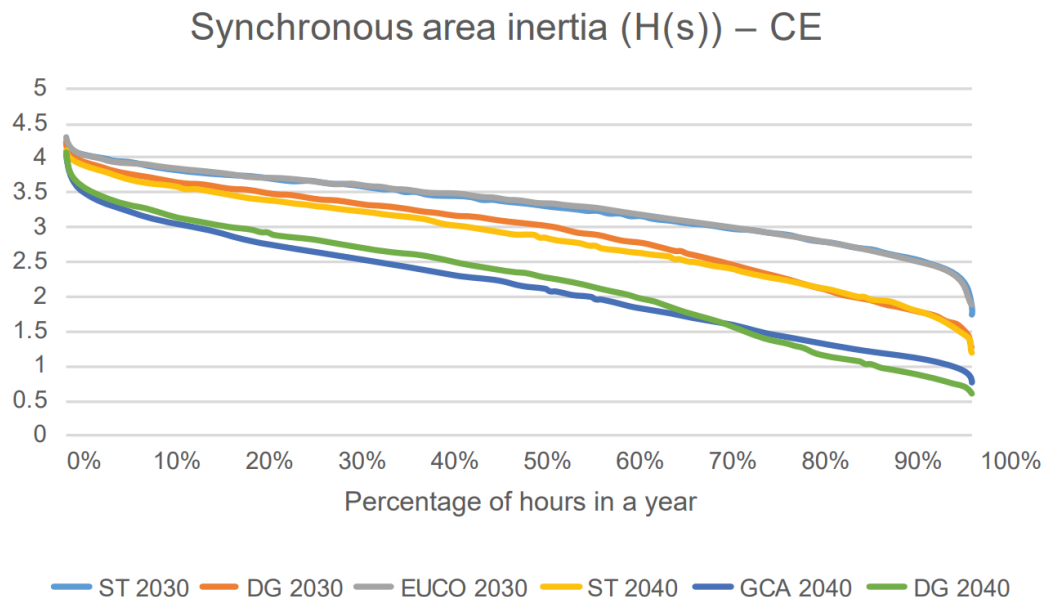


Abbildung 1: Jahresdauerlinien der Systemträgheitskonstante für 2030 und 2040 für verschiedene Szenarien [1]

Aufgrund der tendenziell abnehmenden Netzanlaufzeitkonstante wird das elektrische Energiesystem zunehmend instabiler. Es besteht die Gefahr, dass die derzeit eingesetzten Primärregelreserven zukünftig nicht in der Lage sein werden, die Frequenz bei einem Referenzfall („design hypothesis“ [2]) zu stabilisieren. Aus diesem Grund ist wahrscheinlich die Einführung von neuen, schnellen Regelreserven notwendig. Im Rahmen des Projektes ABS4TSO werden Anforderungen und mögliche Umsetzungen für solche schnellen Regelreserven erarbeitet und hinsichtlich ihrer Wirksamkeit für das kontinentaleuropäische Verbundsystem untersucht. In diesem Zusammenhang werden in diesem

¹ TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gusshausstraße 25, 1040 Wien, +43 1 58801 370101, [Nachname]@ea.tuwien.ac.at

² Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 4, 1210 Wien, +43 50550 6031, {adolfo.anta|johannes.kathan}@ait.ac.at

³ Verbund Solutions GmbH, Am Hof 6A, 1010 Wien, {bertram.weiss}@verbund.com

⁴ VERBUND Hydro Power GmbH, Europaplatz 2, 1150 Wien, klaus.oberhauser@verbund.com

⁵ Austrian Power Grid AG, IZD-Tower, Wagramer Str. 19, 1220 Wien, +43 50320 56396, {martin.lenz|alexander.stimmer|michaela.leonhardt}@apg.at

Artikel die Regelreserven „Fast Frequency Response“ (FFR), „Synthetische Schwungmasse“ (SM), sowie „Enhanced Frequency Response“ (EFR) beschrieben und für weiterführende Untersuchungen herangezogen. Ziel dieser Untersuchungen ist neben der Betrachtung der grundsätzlichen Eignung der schnellen Regelreserven EFR, SM und FFR, die Bestimmung ihrer Parameter, die Ausarbeitung von tatsächlichen Umsetzungsmöglichkeiten und die Betrachtung von technischen, regulativen sowie wirtschaftlichen Aspekten.

Methodik

Die zu untersuchenden Regelreserven werden zunächst mittels Kennlinien und Parameterbereichen beschrieben. Anschließend werden die Regelreserven in MATLAB/SIMULINK modelliert und in ein Einmassen-Modell des kontinentaleuropäischen Verbundsystems integriert. Anhand dieses Modells werden durch Parametervariationen und Sensitivitätsanalysen mögliche Werte für die einzelnen Parameter ermittelt, sowie etwaige Änderungen an den Kennlinien vorgenommen. Mit Hilfe der abgeleiteten Parameterintervalle und Simulationsergebnisse, werden die Regelreserven auf ihre Wirksamkeit als tatsächliche Regelleistungsprodukte untersucht. Für den jeweiligen Typ der Regelreserve werden Möglichkeiten für die Einbindung in das existierende Leistungs-Frequenzregelschema vorgestellt. Dabei werden für die einzelnen Typen der Regelreserven verschiedene Varianten für mögliche Regelleistungsprodukte untersucht. Schließlich werden für die unterschiedlichen Varianten die Parameter der entsprechenden Kennlinien auf exakte Werte festgesetzt und, im Einmassen-Modell des kontinentaleuropäischen Verbundsystems, weiterführende Simulationen auf Basis der zu erwartenden Entwicklung der Netzanlaufzeitkonstante (siehe Abbildung 1) durchgeführt. Zuletzt werden die Ergebnisse dieser Untersuchungen für die verschiedenen Varianten der Regelreserven gegenübergestellt und eine Diskussion über die Eignung der Regelreserven und deren Varianten als zukünftiges Regelleistungsprodukt im Synchrongebiet Kontinentaleuropa angeregt.

Ergebnisse

Die Untersuchungen deuten darauf hin, dass sich SM und EFR als schnelle Regelreserven eignen können, während FFR, aufgrund der damit verbundenen Rückholeffekte und verringerten Steuerbarkeit, für das kontinentaleuropäische Verbundsystem nicht zu empfehlen ist. Im Rahmen des Beitrags wird untersucht, ob diese Annahmen zutreffen und sich die einzelnen Regelreserven als Regelleistungsprodukte eignen. Im Zuge der Sensitivitätsanalysen werden die relevanten Parameter für die jeweiligen Regelreserven identifiziert und mögliche Intervalle für die Werte der einzelnen Parameter bestimmt. Mit Hilfe dieser Ergebnisse werden mögliche Varianten von Umsetzungsmöglichkeiten für die geeigneten Regelreserven ausgearbeitet. Für die ausgewählten Varianten sollen weitere Simulationen mit fixierten Werten der Parameter und entsprechenden Werten der Netzanlaufzeitkonstante durchgeführt werden. Die erhaltenen Ergebnisse sollen schließlich als eine „Roadmap“ für die benötigten Anforderungen an zukünftige Regelreserven dienen.

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Energieforschungsprogramms durchgeführt.



Referenzen

- [1] ENTSO-E, “System Needs Analysis, part of ENTSO-E’s 2025, 2030, 2040 Network Development Plan 2018”, 2019. Online, https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNPD%20documents/TYNPD2018/european_power_system_2040.pdf [Aufgerufen: 29.November 2019].
- [2] ENTSO-E, “Appendix 1, LOAD-FREQUENCY CONTROL AND PERFORMANCE”, 2004. Online, https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_Appendix%20_final.pdf [Aufgerufen: 29. November 2019].

4.6.4. Beitrag dezentraler Flexibilitätsoptionen für das Engpassmanagement im zukünftigen Übertragungsnetz

Hao CHANG¹, Albert MOSER

Hintergrund und Motivation

Die ambitionierten energie- und klimapolitischen Zielsetzungen wie das „65% Ziel der deutschen Bundesregierung bis 2030“ [1] sowie die neue EU-Strombinnenmarkt-Verordnung [2] zur Stärkung des grenzüberschreitenden Handels werden zu einem deutlichen Anstieg der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz führen. Infolge dessen werden zunehmende Netzengpasssituationen erwartet. Auf der anderen Seite, durch die steigende Sektorenkopplung sowie Digitalisierung im Energiesystem ist mittelfristig davon auszugehen, dass eine hohe Anzahl dezentraler und miteinander vernetzter flexibler Anlagen in den Verteilnetzen als neue Quellen der Flexibilität dienen werden, die aggregiert System- und Netzdienstleistungen anbieten. Dadurch stellt sich die Frage, welchen Beitrag diese dezentralen Flexibilitätsoptionen für das Engpassmanagement im zukünftigen Übertragungsnetzbetrieb leisten können.

Methodik

Regionalisierung der dezentralen Flexibilitätsoptionen

Im Rahmen der Untersuchung werden vier neuartigen dezentralen Anlagentypen

- Elektrofahrzeugen (E-KFZ)
- Batteriespeicher
- Wärmepumpen und
- Zentrale Power-to-Heat Anlagen

explizit betrachtet. Für jeden Anlagentyp werden zunächst relevante Einflussfaktoren identifiziert, auf dessen Basis eine Regionalisierung des Anlagenbestandes je Landkreisebene durchgeführt werden unter Berücksichtigung der (prognostizierten) lokalen Ausprägung der Einflussfaktoren. Über eine anschließende Voronoi-Zerlegung wird der regionalisierten Anlagenbestand von den einzelnen Landkreisen den Hochspannungsnetzknotten zugeordnet (siehe Abbildung 1).

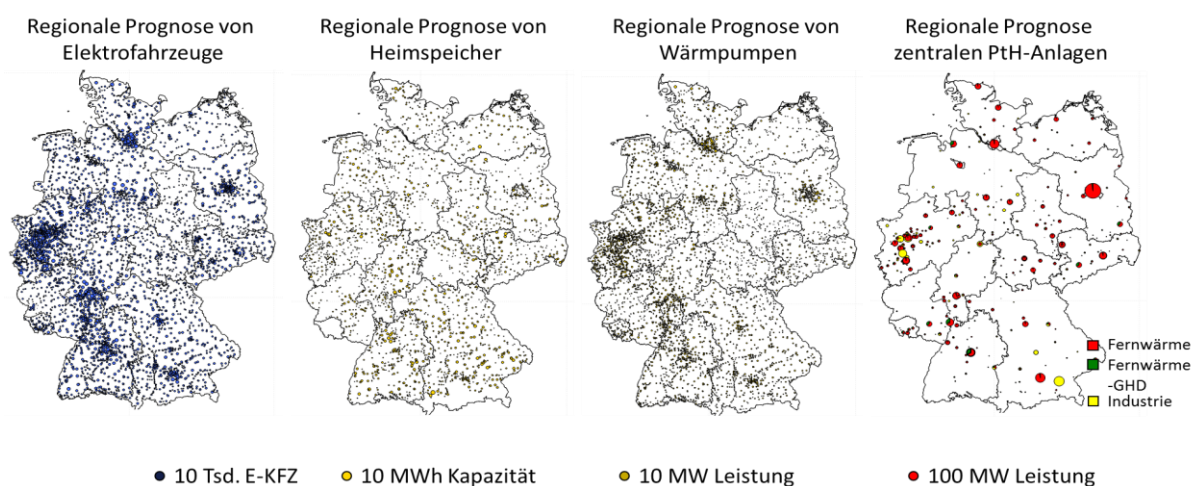


Abbildung 1 Regionale Verteilung der verschiedenen Flexibilitätsoptionen auf Hochspannungsnetzknotten

Für jeden Anlagentyp je Hochspannungsnetzknotten wird anschließend der aggregierte Anlageneinsatz unter Berücksichtigung von technischen Anlagenrestriktionen und spezifischen Einsatzverhalten ermittelt.

¹ Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft, RWTH Aachen University, h.chang@iaew.rwth-aachen.de

Modellierung dezentraler Flexibilitätsoptionen in Netzbetriebssimulation

Die Netzbetriebssimulation für das Engpassmanagement stellt eine Security-Constrained Optimal Power Flow (SCOPF) dar. Die Modellierung der dezentralen Flexibilitätsoptionen mit ihren technischen Restriktionen erfolgt hochspannungsnetzknottenscharf. Vorhandene zentrale Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise konventionelle Erzeugungsanlagen werden blockscharf an den Anschlussübertragungsnetzknotten abgebildet. Weiter werden leistungsflusssteuernden Netzbetriebsmitteln (bspw. HGÜ, PST) ebenfalls berücksichtigt.

Aufgrund der Größe des zeitlichen und räumlichen Betrachtungsbereichs und der Komplexität, insbesondere die nichtlinearen Randbedingungen des Netzes sowie die nichtlinearen Wirkungsgrade und die ganzzahligen Optimierungsvariablen des Einsatzes thermischer Kraftwerke und die intertemporalen Abhängigkeiten von Speicheranlagen ist eine geschlossene Lösung des Optimierungsproblems in angemessener Rechenzeit nicht möglich. Aus diesem Grund wird eine Linearisierung und Zerlegung des Problems durchgeführt. Aufgrund der hohen Modellkomplexität, welche aus der integrierten Optimierung der zentralen und dezentralen Flexibilitätsoptionen unter Einhaltung aller technischen Randbedingungen des Übertragungssystems resultiert, erfolgt daher im Rahmen der Optimierung insbesondere eine Linearisierung der Wirkungsgrade, eine Approximation der komplexen Lastflussgleichungen durch einen Wirklastfluss und eine Zerlegung des Optimierungsproblems im Zeitbereich auf Tagesbasis.

Exemplarische Ergebnisse

Das entwickelte Verfahren wird für ein Szenario gem. dem deutschen Netzentwicklungsplan 2019 für das Jahr 2035 (NEP 2035B) [3] angewendet. Exemplarische Ergebnisse werden in Abbildung 2 zusammengefasst. In *Redispatch (A)* wird nur Einspeisemanagement-Maßnahmen (EisMan) aus dem Verteilnetz berücksichtigt während *Redispatch (B)* den Einfluss weiterer dezentraler Flexibilitätsoptionen darstellt.

Es ist zu erkennen, dass durch die Berücksichtigung von dezentralen Flexibilitätsoptionen die Menge an EisMan um ca. 34.2 % signifikant reduziert werden können. Weiterhin wird die Leistungsanpassung durch konventionelle Erzeugungsanlagen ebenfalls um 7 % reduziert, welche durch die Lastverschiebung von E-KFZ sowie Batteriespeicheranlagen ersetzt werden.

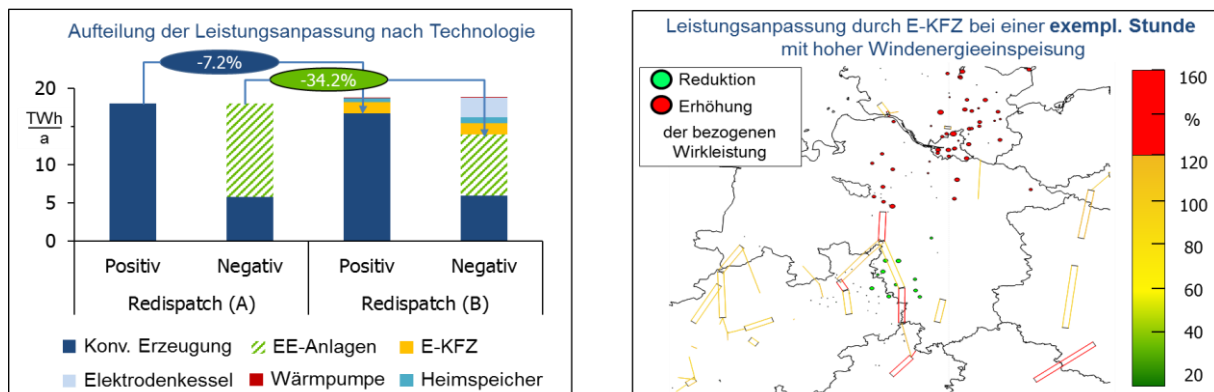


Abbildung 2 Leistungsanpassung je Flexibilitätsoption (links) und regionale Aktivierung von Flexibilität durch E-KFZ bei einer exemplarischen Stunde mit hoher Windenergieeinspeisung (rechts)

Referenzen

- [1] D. Bundesregierung, „Klimaschutzprogramm 2030,“ Berlin, 2018.
- [2] EU-Comission, „Clean Energy Package - Beschluss zur Verordnung 2016/0379,“ Brussels, 2017.
- [3] D. Übertragungsnetzbetreiber, „Netzentwicklungsplan 2019,“ Berlin, 2019.

4.6.5. Integration kurativer Maßnahmen in das Engpassmanagement im deutschen Übertragungsnetz

Tobias VAN LEEUWEN¹, Ann-Kathrin MEINERZHAGEN¹, Stephan RATHS¹

Einleitung und Hintergrund

Trotz Erfolgen bei der Realisierung von Netzausbaumaßnahmen sowie der Trennung der deutsch-österreichischen Gebotszone sind die Kosten für die Engpassbehebung im deutschen Übertragungsnetz in den letzten Jahren weiter stetig gestiegen. So sind im Jahr 2018 Kosten in Höhe von über 1,4 Mrd. € für den Einsatz von Redispatch, Einspeisemanagement und der Netzreserve angefallen [1]. Untersuchungen zeigen, dass auch mittelfristig infolge von Akzeptanzhemmnissen beim Netzausbau, der Integration europäischer Märkte sowie des weiteren Ausbaus von Erneuerbaren Energien nicht mit einer Entlastung der Netze zu rechnen ist [2,3].

Um das Übertragungsnetz effizient betreiben und Kosten für die Engpassbehebung reduzieren zu können, rücken daher zunehmend innovative Ansätze im Netzbetrieb in den Fokus der netzpolitischen Debatte. So prognostiziert der von BMWi und BNetzA initiierte und von dena moderierte Stakeholderprozess Einsparpotentiale in Höhe von 200 Mio. € pro Jahr durch die Höherauslastung des Bestandsnetzes [3]. Auch der aktuelle Netzentwicklungsplan hat erstmals Potentiale innovativer Technologien beschrieben [4].

Ein im Kontext der Höherauslastung und innovativer Technologien vielfach diskutierter Ansatz ist die sogenannte kurative Netzbetriebsführung. Hierbei wird unterstellt, dass aufgrund der thermischen Trägheit von Netzbetriebsmitteln diese kurzfristig höher ausgelastet werden können. Ausreichend schnelle Maßnahmen, wie z. B. der Netzbooster, können so unmittelbar nach einer Störung umgesetzt und präventive Entlastungsmaßnahmen vermieden werden [5,6].

Verschiedene Studien und Abschätzungen zeigen ein erhebliches Potential der kurativen Netzbetriebsführung [7]. Beispielsweise berechnet das Beratungsunternehmen Consentec eine Reduzierung des Redispatchvolumens um über 60 % bei der Positionierung von 6 GW Batteriespeichersystemen im betrachteten Szenario [6]. Dabei handelt es sich jedoch nur um theoretische Potentiale, da wesentliche Randbedingungen des realen Netzbetriebs stark vereinfacht abgebildet werden. Insbesondere Aspekte der Systemstabilität, der Schutztechnik sowie der prozessualen Beplanung und Umsetzung kurativer Maßnahmen sind weitestgehend offene und unbeantwortete Fragestellungen.

Ziel des Beitrages

Derartige Fragestellungen werden in dem vom BMWi geförderten Forschungsprojekt "Innovationen in der Systemführung bis 2030" (InnoSys2030) adressiert. Ein zentraler Aspekt im Projekt ist die Entwicklung praxis- bzw. wartentauglicher Konzepte zur Integration von (kurativen) Maßnahmen zur Höherauslastung in die bestehenden Prozesse und Methoden der Betriebsführung von Übertragungsnetzbetreibern.

Dieser Beitrag stellt erste Ergebnisse in Form von Rahmenbedingungen für den zukünftigen Systemführungsprozess sowie für die Integration kurativer Maßnahmen in das Engpassmanagement vor. Es werden Herausforderungen aber auch erste Lösungsoptionen für die Planung, Dimensionierung, Koordinierung und Aktivierung von präventiven und kurativen Maßnahmen beschrieben.

Darüber hinaus werden die aktuell in der Öffentlichkeit diskutierten Technologien und Konzepte (z.B. das Netzbooster-Konzept) an diesen Rahmenbedingungen gespiegelt. Hieraus lassen sich u.a. Anforderungen an simulative Potential- aber auch Risikoabschätzungen ableiten, um eine sachgerechte Diskussionsgrundlage für die Integration von kurativen Maßnahmen in die Engpassbehebung im deutschen Übertragungsnetz zu ermöglichen.

¹ Amprion GmbH, von-Werth-Str. 274, 50259 Pulheim, tobias.vanleeuwen@amprion.net

Referenzen

- [1] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Quartals-bericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Gesamtjahr und Viertes Quartal 2018
- [2] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2019/2020 sowie das Jahr 2022/2023
- [3] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET): Höhere Auslastung des Stromnetzes. Maßnahmen zur höheren Auslastung des Bestandsnetzes durch heute verfügbare Technologien, 2017
- [4] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Netzentwicklungsplan Strom 2030, 1. Entwurf, Version 2019
- [5] Consentec GmbH, TenneT TSO GmbH: Netzstresstest, 2016
- [6] Consentec GmbH: Berücksichtigung betrieblicher Flexibilitäten in der Netzentwicklung, Forum Netzplanung beim Wissenschaftsdialog 2018 der BNetzA, 2018
- [7] T. van Leeuwen: Einfluss von Unsicherheiten und Flexibilität im deutschen Übertragungsnetzbetrieb, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, 2018

Förderhinweis

Dieser Beitrag wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) innerhalb des Forschungsprojektes "Innovationen in der Systemführung bis 2030 (InnoSys2030)" gefördert (FKZ: 0350036).

4.6.6. Ökologische Bewertung digitaler Energieinfrastruktur

Daniela WOHLISCHLAGER^{1(*)}, Melanie OSTERMAYER, Simon KÖPPL,
Anika REGETT

Ausgangslage

Im Rahmen des SINTEG-Projektes „C/sells“² arbeitet die FfE an einem Lösungsansatz für ein marktbasierendes Engpassmanagement. Dadurch wird es Letztverbrauchern wie Haushalten ermöglicht, ihre dezentralen Speicher, Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen für einen flexiblen Einsatz anzubieten. Letztverbraucher können somit neben der Rolle des Prosumers als „Flexumer“ (vgl. [1]) am Energiesystem teilnehmen. Voraussetzung dafür ist eine intelligente Infrastruktur, welche im Zuge der Digitalisierung des Energiesystems geschaffen wird (vgl. [2]). Als Teil des Projektes wird die Nachhaltigkeit benötigter digitaler Infrastruktur bewertet, wobei die vorliegende Analyse den Fokus auf die ökologische Dimension legt.

Digitale Infrastrukturen führen zu Enablement- und Rebound-Effekten

Als Grundlage für die Bewertung wird mittels einer Metastudie ein Kriterienset definiert, welches sich in die Kategorien Ressourcenintensität, verursachte Emissionen und systemübergreifende Auswirkungen unterteilt. Die Bewertung dieser Kategorien erfolgt anhand der aus Informations- und Kommunikationstechnik stammenden ICT (Information and Communications Technology) Enablement Methodology [3]. Während die beiden ersten Kategorien die direkte Ressourcen- und Energieintensität abbilden, dienen Kriterien der Kategorie „systemübergreifende Auswirkungen“ als Kontrollindikatoren. Über diese Kriterien werden Umweltwirkungen der Digitalisierungsmaßnahmen im Energiesystem bewertet. Der Fokus dieser Analyse liegt auf der Quantifizierung verursachter Treibhausgase und weiterer Emissionen sowie dem Bedarf an fossilen Rohstoffen. Betrachtet werden dabei die verschiedenen Lebenszyklusphasen Produktion, Installation, Betrieb und Verwertung der digitalen Energieinfrastruktur auf Haushaltsebene. Herstellerdaten sowie Experteninterviews mit Komponentenherstellern schließen Datenlücken in bestehender Literatur.

Die Anwendung der Methodik erfolgt für zwei ausgewählte Anwendungsfälle („Use-Cases“), einen Prosumer- und einen Flexumer-Haushalt. Diese sind jeweils mit einem intelligenten Messsystem (iMSys), bestehend aus einer modernen Messeinrichtung und einem Smart Meter Gateway, sowie im Falle des Flexumers zusätzlich mit einer Steuerbox ausgestattet. Sie werden in der Bewertung dem konventionellen Letztverbraucher mit Nutzung eines Ferrariszählers gegenübergestellt.

Während ein iMSys als zusätzliche Energiesystemkomponente zunächst mehr Energie und Rohstoffe (direkte Emissionen) verbraucht, wird die Digitalisierung im Energiesystem zugleich als „Ermöglicher“ einer erfolgreichen Energiewende gesehen. [4] In der ICT Enablement Methodology wird dies durch sog. Enablement-Effekte abgebildet. Gleichzeitig können durch Enablement-Effekte erzielte Energieeinsparungen von Rebound-Effekten gehemmt werden (vgl. Abbildung 1). Als Beispiel wird Haushalten einerseits durch das iMSys die Überwachung des Stromverbrauchs ermöglicht (primärer Enabling-Effekt), wodurch über Verhaltensänderungen Energieeinsparungen möglich sind (vgl. [5]). Andererseits kann dies beispielsweise bei lastvariablen Tarifen zum erhöhten Energieverbrauch außerhalb der Spitzenzeiten führen (primärer Rebound-Effekt).

¹ Tel: +49 (0)89 158121-60, Fax: +49 (0)89 158121-10, dwohlschlager@ffe.de; alle Autoren Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), Am Blütenanger 71, 80995 München, www.ffe.de

² Die FfE-Aktivitäten im Verbundprojekt C/sells werden im Rahmen des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert (Förderkennzeichen: 03SIN121)

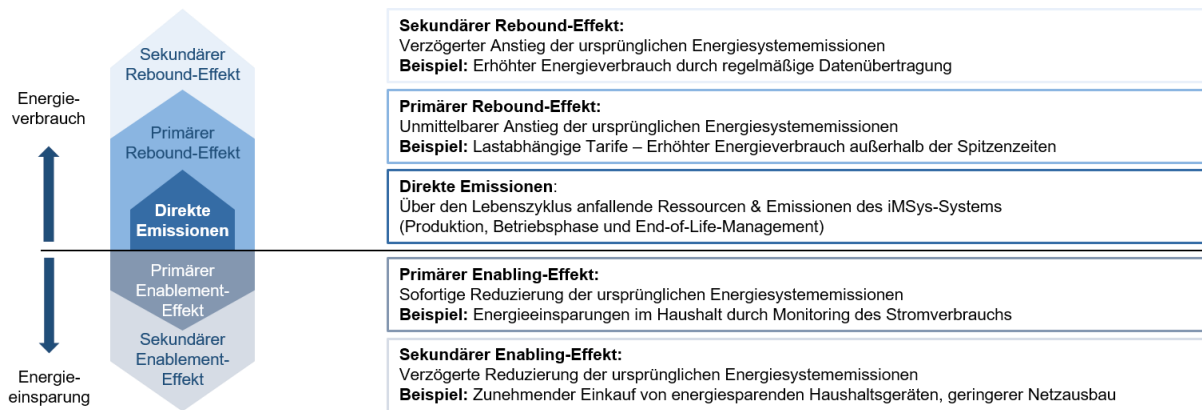


Abbildung 1: Bewertung digitaler Energieinfrastrukturen basierend auf der ICT Enablement Methodology nach [3]

Anstieg der direkten Umweltauswirkungen durch iMSys-Rollout

Die Analyse zeigt in beiden Use-Cases für alle definierten Indikatoren sowohl eine Erhöhung der direkten Emissionen als auch der Ressourcenintensität benötigter Infrastruktur gegenüber dem traditionellen Letztverbraucher. In Bezug auf das erzeugte Treibhauspotential resultiert ein um den Faktor 1,8 bzw. 2,2 höherer Wert im Falle des Prosumers bzw. des Flexumers. Für den Prosumer ergeben sich jährlich 51,6 kg CO₂-Äquivalente, für den Flexumer 63,3 kg CO₂-Äquivalente. Dies ist vor allem auf den Eigenstromverbrauch des iMSys während des Betriebs zurückzuführen, sodass 52 % bzw. 54 % des erzeugten Treibhauspotentials durch den Strommix bedingt sind (Strommix 2016: 523 gCO₂/kWh). Falls der Ausbau erneuerbarer Energien bis 2030 gemäß des Klimaschutzenszenarios 95 nach [6] erreicht wird, können die durch digitale Energieinfrastruktur zusätzlich verursachten direkten Treibhausgasemission weitestgehend ausgeglichen werden. So verringert sich der Faktor im Falle des Flexumers auf 1,2 im Vergleich zum konventionellen Letztverbraucher. Bezüglich der Analyse von Enablement-Effekten werden Berechnungen für einen potenziell erzielten reduzierten Stromverbrauch durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass eine Einsparung des Jahresstromverbrauchs eines durchschnittlichen 4-Personenhaushalts von 2,6 % bei einem Prosumer und 3,2% bei einem Flexumer die jeweils verursachten Treibhausgasemissionen notwendiger digitaler Infrastruktur kompensiert.

Aufgrund des verzögerten iMSys-Rollout in Deutschland besteht derzeit eine unzureichende Datengrundlage, beispielsweise zu verwendeten Komponenten bei der Produktion sowie zum Betrieb. Zukünftige Datenerhebungen können daher zur verbesserten Quantifizierung der Energie- und Ressourcenintensität sowie der Evaluierung definierter Kontrollkriterien beitragen. Weiterer Forschungsbedarf besteht zudem im Bereich von Rebound-Effekten im Kontext der Digitalisierung von Energiesystemen.

Referenzen

- [1] Westphal, Egon Leo et al.: Flexumer als Gestalter der digitalen Energiezukunft – Eine Begriffseinordnung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 7/8. Berlin: Bayernwerk AG, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2019.
- [2] Bogensperger, Alexander et al.: Smart Meter - Umfeld, Technik, Mehrwert. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2018.
- [3] Neves, Luis et al.: Evaluating the carbon-reducing impacts of ICT - An assessment methodology. Brussels, Belgium: Global e-Sustainability Initiative (GeSI), 2010.
- [4] Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende. Berlin: Bundesregierung, 2016.
- [5] Malmodin, Jens et al.: Assessing ICT's enabling effect through case study extrapolation - the example of smart metering. Berlin: Fraunhofer IZM, 2016.
- [6] Haller, Markus et al.: Überblick über vorliegende Szenarienarbeiten für den Klimaschutz in Deutschland bis 2050. Berlin: Öko-Institut e.V., 2016.

5 STREAM D: SICHERE ÜBERTRAGUNGSNETZE

5.1. ÜBERTRAGUNGSNETZE (STREAM D1)

5.1.1. Induktive Kopplung parallelgeführter Hochspannungsleitungssysteme – Erfahrungsbericht und Maßnahmen

Christian RAUNIG¹, Klemens REICH¹, Georg ACHLEITNER¹, Lothar FICKERT²

Motivation

Bedingt durch den vermehrten Ausbau von regenerativen Energieträgern und den steigenden Stromtransport werden Umspannwerke und neue Leitungsprojekte in bestehende Leitungszüge eingebunden. Dies führt aufgrund der niederfrequenten induktiven Kopplung der Leitungssysteme ohne entsprechende Maßnahmen zu Unsymmetrieeffekten wie z.B. Unsymmetrieströmen, welche eine negative Auswirkung auf den Betrieb der Leitungen haben. Zukünftig bekommt die Berücksichtigung der gegenseitigen induktiven Kopplung von Leitungssystemen, vor allem durch die steigenden Lastströme bzw. Leitungsauslastungen wie z.B. bei Thermal-Rating-Betrieb, eine höhere Bedeutung.

Methodik

Mithilfe eines speziell entwickelten Modells [1], basierend auf den Knotenpotentialverfahren und der Berücksichtigung einer speziellen Ersatzschaltung zur mathematischen Nachbildung der gegenseitigen Kopplungswirkung zweier Leiter, ist die realitätsnahe Bestimmung der induktiven Beeinflussungswirkungen möglich. Das entwickelte Modell [1] bietet die Möglichkeit Unsymmetrie-, Erdseil- und Mastableitströme unter Berücksichtigung der gegenseitigen induktiven Kopplungswirkung der beteiligten Leiter sowohl für den Normalbetrieb und den Betrieb im Störfall (z.B. Erdschluss bzw. Erdkurzschluss) zu bestimmen und Maßnahmen wie gezielte Phasenfolgeoptimierungen bzw. -belegungen zu untersuchen.

Ergebnisse

In diesem Beitrag werden Ergebnisse umfangreicher Untersuchungen am Beispiel eines realen Projektes gezeigt, welches einerseits die Herausforderungen und mögliche Lösungsansätze für die Vermeidung von hohen Unsymmetrieströmen, Erdseilströmen und negativen Auswirkungen auf den Netzbetrieb (wie z.B. Stromunsymmetriemeldungen in Schutz- und Leittechnikgeräten, Erwärmungen von Erdseilarmaturen) aufgrund der induktiven Kopplung aufzeigen.

Referenzen

- [1] Raunig, "Ein Beitrag zur Modellierung und Berechnung von niederfrequenten induktiven Beeinflussungen", Arbeitstitel der laufenden Dissertation am Institut für Elektrische Anlagen und Netze der TU Graz

¹ Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), A-1220 Wien, +43 (0) 50 320-56362, +43 (0) 50 320 - 156362, christian.raunig@apg.at, www.apg.at

² Institut für Elektrische Anlagen und Netze/TU Graz, Inffeldgasse 18/I, A-8010 Graz, +43 (0) 316 873-7550, lothar.fickert@TUGraz.at, www.iean.tugraz.at

5.1.2. Probabilistische Analyse der betrieblichen Spannungshaltung im Übertragungsnetz

Markus KNITTEL^{1(*)}, Stefanie SAMAN^{1(*)}, Sascha BAUER¹, Albert MOSER¹

Einleitung

Durch den zunehmenden Anteil erneuerbarer Energieträger an der Stromversorgung steigt die Volatilität der Lastflusssituationen in elektrischen Übertragungsnetzen. Als Folge ergeben sich Unsicherheiten für Blindleistungsbedarfe und Spannungsamplituden, die für eine robuste Spannungshaltung und die Wahrung der Spannungsstabilität berücksichtigt werden müssen. In der Praxis verwenden Netzbetreiber zur Spannungshaltung insbesondere lokale Anlagenregler in Kombination mit zentral angewiesenen Sollwertvorgaben und Schaltmaßnahmen für Blindleistungskompensationsanlagen. Im Hinblick auf die deutlich steigende Anzahl der Kompensationsanlagen wird zudem die direkte Steuerung der Anlagen durch höhere Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen (HEO) diskutiert [1], [2]. Die Spannungshaltung und die Wahrung der Spannungsstabilität in zukünftigen Übertragungsnetzen muss folglich mithilfe einer geeigneten Methode simuliert werden, um den Netzbetrieb mit einem geplanten Kompensationsportfolio zu analysieren. Diese Methode muss die Analyse von Systemzuständen nahe der Stabilitätsgrenze unter Berücksichtigung volatiler Erzeugung ermöglichen. Dazu können im Allgemeinen quasistationäre Berechnungsverfahren und Zeitbereichssimulationen in Betracht gezogen werden [3]. Vor diesem Hintergrund wurde eine Methode entwickelt, die Monte-Carlo-Simulationen für eine prognostizierte Einspeisung durchführt. Dazu werden die volatilen Einspeisungen szenarienbasiert und in Abhängigkeit eines bekannten Systemzustandes durch einen Continuation Power Flow (CPF) eingestellt.

Methode

Die Eingangsdaten der Methode stellen N_{mc} Erzeugungsszenarien dar, die eine volatile Einspeisung repräsentieren. Zur Sicherstellung der Lastdeckung werden die Fahrpläne der konventionellen Kraftwerke für jedes Szenario durch eine Optimierung der Kraftwerkseinsatzplanung (KEP) bestimmt. Diese berücksichtigt unterschiedlichen Nebenbedingungen wie die maximalen Leistungsgradienten, Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten sowie Warm- und Kaltstartkosten. Insgesamt ergeben sich somit Einspeisezeitreihen für alle Erzeugungsanlagen für die unterschiedlichen Szenarien. Die Unsicherheit der Last wird hierbei vernachlässigt. Für jedes Szenario wird der bekannte Systemzustand zum Zeitpunkt t_l durch den CPF in Richtung des zukünftigen Zeitpunktes t_{l+1} verschoben (Abb. 1). Somit werden probabilistische Spannungsprofile in Abhängigkeit des Transitionsparameters λ ermittelt.

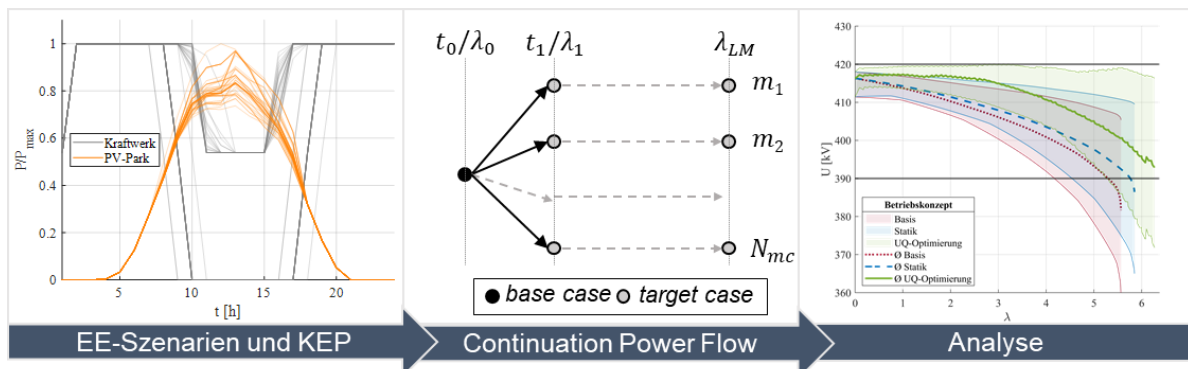


Abb. 1: Modellübersicht

Der Einsatz der Blindleistungskompensationsanlagen erfolgt hierbei durch lokale Regler und kann durch eine HEO in closed-loop ergänzt werden. Letztere bildet die kontinuierliche Sollwertanpassung lokaler Regler ab, die ohne manuelle Überprüfung durch einen Netzingenieur durchgeführt wird. Die

¹ IAEW an der RWTH Aachen University, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Deutschland, Tel. +49 241 80 97891, Fax +49 241 80 92135, m.knittel@iaew.rwth-aachen.de, <http://www.iaew.rwth-aachen.de/>

verwendete HEO ist eine Spannungs-Blindleistungsoptimierung die durch eine sukzessive lineare Programmierung realisiert wird [4]. Lokale Regler werden durch PV-Knoten sowie $Q(U)$ -Statiken abgebildet.

Ergebnisse

Die entwickelte Methode wird für ein synthetisches Übertragungsnetzmodell validiert, das unterschiedliche Einspeise- und Lastsituationen abbildet (Abb. 2a). Dabei werden unterschiedliche Betriebskonzepte für eine Monte-Carlo Simulation mit $N_{mc} = 50$ untersucht. Im Basiskonzept wird dabei nur die lokale Spannungshaltung durch konventionelle Kraftwerke in Form von PV-Knoten berücksichtigt. Des Weiteren wird die Nutzung weiterer Reserven durch $Q(U)$ -Statiken für dezentrale Erzeugungsanlagen sowie geregelte Blindleistungskompensationsanlagen (z.B. STATCOMs) untersucht. Abschließend werden die Statiken durch den closed-loop Betrieb der Spannungs-Blindleistungsoptimierung ergänzt. Für die untersuchten Konzepte ergeben sich dabei unterschiedliche Spannungsprofile (Abb. 2b).

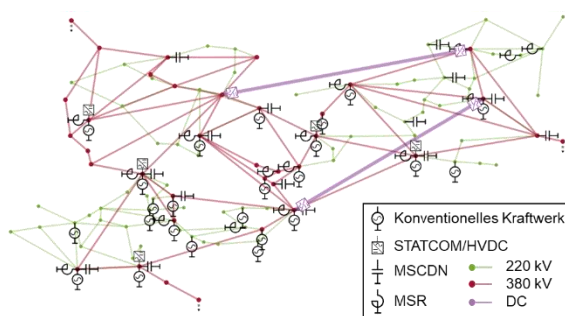


Abb. 2a: Topologie des Netzmodells

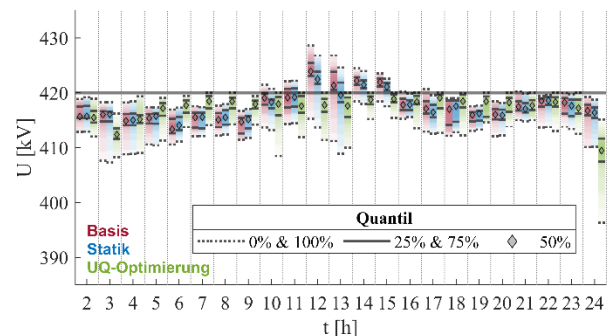


Abb. 2b: Probabilistische Spannungsverteilungen für $\lambda = 1$

Es zeigt sich, dass die Spannungsprofile und insbesondere der Abstand zur Stabilitätsgrenze durch den Einsatz von $Q(U)$ -Statiken substantiell verbessert werden können. Durch die Optimierung in closed-Loop kann eine weitere Verbesserung der Spannungsprofile erzielt werden. Dabei ist festzustellen, dass der closed-loop Betrieb einer geringen Zahl von Kompensationsanlagen bereits entscheidend zur Einhaltung der stationären Spannungsgrenzen beitragen kann.

Referenzen

- [1] A. M. Prostejovsky, C. Brosinsky, K. Heussen, D. Westermann, J. Kreusel und M. Marinelli, „The future role of human operators in highly automated electric power systems,“ Electric Power Systems Research, Oktober 2019.
- [2] A. Hauswirth, A. Zanardi, S. Bolognani, F. Dörfler und G. Hug, „Online Optimization in Closed Loop on the Power Flow Manifold,“ in IEEE PowerTech, Manchester, 2017.
- [3] M. Maercks, S. Porada und A. Moser, „Diskussion dynamischer und stationärer Spannungsstabilitätsuntersuchungen bei volatilen Übertragungsaufgaben,“ in 15. Symposium Energieinnovation, Graz, 2018.
- [4] M. Knittel, J. Massmann, A. Schnettler und D. Kamenschikow, „Future Operational Concepts for Reactive Power Compensators in Transmission Grids,“ in Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion, Cavtat, Kroatien, 2018.

5.1.3. Kurschlussversuche im Hochspannungsnetz Erfahrungen und Ergebnisse

Georg ACHLEITNER¹, Oliver SKRBINJEK², Wolfgang LEITNER³

Einleitung

Versuche in Hochspannungsnetzen sind ein wichtiges Element um theoretische Überlegungen mit realen Messdaten zu vergleichen. Dabei können Modellüberlegungen überprüft, verfeinert oder überhaupt komplett überarbeitet werden.

Die letzten Kurschlussversuche in Österreich wurden in den letzten Jahren des letzten Jahrtausends durchgeführt. Dabei konnten wertvolle Erfahrungen bezüglich den damals neu eingeführten digitalen Schutzrelais gewonnen werden.

Im Herbst 2018 konnten im Umspannwerk Hessenberg bei Leoben einmalige Kurzschlussversuche durchgeführt werden. Die 110-kV-Anlage wurde durch Energienetze Steiermark neu als SF6-Anlage errichtet. Die Anlage blieb vorerst noch erhalten und konnte als reales Freiversuchsfeld genutzt werden.

Kurzschlussversuche

Die Versuche gliederten sich in 2 Bereiche:

- 1) Hochstromversuche
- 2) Hochspannungsversuche

Bei dem ersten Versuchsteil wurden durch spezielle Transformatoranordnungen Kurschlussströme von ca 20kA auf die Anlage einspeist. Dabei wurden sowohl die Kräfte auf die Schaltanlage als auch die Auswirkungen auf Stromwandler untersucht.

Im zweiten Teil wurden Versuche mit 110-kV-Hochspannung durchgeführt. Dabei wurden unterschiedliche Fehlerszenarien untersucht. Es konnte gezeigt werden wie sich zb. Lichtbögen bei verschiedenen Einstellungen der Löschspulen verhalten oder wie sich die Auswirkungen von schnellen Schutzgeräten auf Sammelschienenkurzschlüsse auswirken.

In diesem Paper werden die Kurzschlussversuche vorgestellt und an Hand von eindrucksvollen Videos untermauert.

Zusammenfassung

Diese Versuche waren nur durch die hervorragende Zusammenarbeit von mehreren Netzbetreibern, Industrie und Universität möglich.

Durch die gute Vorbereitung und Zusammenarbeit konnten unzählige Versuche durchgeführt werden. Die Herausforderungen lagen in der Messtechnik, wo teilweise neue Messsysteme entwickelt werden mussten. Die Versuche wurden im normalen Netzbetrieb durchgeführt,

Dabei konnten hervorragende gemeinsame Vorbereitung und Zusammenarbeit wurden neue Erkenntnisse gewonnen und Ideen für neue Innovationen im Netzbetrieb generiert.

¹ Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), A-1220 Wien, +43 (0) 50 320-56338, georg.achleitner@apg.at, www.apg.at

² Energienetze Steiermark, Leonhardtgürtel 10, A-8010 Graz, +43 664 6163805, oliver.skrbinjek@e-netze.at

³ Netz Oberösterreich GmbH, Bahnhofstraße 67, 4810 Gmunden, +43 5 9070-2217, wolfgang.leitner@netzooe.at

5.1.4. Niederfrequente Sternpunktströme im Übertragungsnetz – Ein Überblick über aktuelle und zukünftige Forschung in Österreich

Philipp SCHACHINGER¹, Dennis ALBERT¹, Herwig RENNER¹, Rachel L. BAILEY², Georg ACHLEITNER³, Gerald LEBER⁴

Einleitung

Geomagnetische Variationen des Magnetfeldes durch Weltraumwetter können Ströme im Erdboden induzieren. Leitfähige geerdete verbundene Infrastruktur mit einer geografisch weiten Ausdehnung, wie beispielsweise das elektrische Energieübertragungsnetz, bieten niederohmige Wege für induzierte Ströme, die zu Ausfällen oder Schäden im Netz führen können [1, 2].

Um die Auswirkungen auf das Energieübertragungsnetz besser zu verstehen, wurden Simulationen und Messungen im In- und Ausland durchgeführt. An der TU Graz und der ZAMG (Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik) wurden zwei unabhängige GIC-Simulationsmodelle erstellt und mit Transformatorsternpunktmessungen im österreichischen Stromübertragungsnetz verglichen. In diesem Beitrag werden die bis heute in Österreich durchgeführten Forschungen zusammengefasst und die Fragen und Forschungsfelder für morgen skizziert.

Weltraumwetter

Das Erdmagnetfeld wird durch ein inneres und äußeres Magnetfeld gebildet. Der innere Teil wird durch den Erdkern gebildet, während das äußere Magnetfeld durch das Weltraumwetter beeinflusst wird. Das äußere Magnetfeld dominiert die Magnetosphäre, in welchem mehrere Stromsysteme interagieren und den äußeren magnetischen Teil des Erdfeldes bilden [3]. Die verschiedenen Stromsysteme werden unter anderem vom umgebenden Sonnenwind beeinflusst. Energiereiche Eruptionen auf der Sonnenoberfläche die sich im interplanetaren Raum ausbreiten werden als koronale Massenauswürfe oder Sonnenstürme bezeichnet. Deren Häufigkeit korreliert mit dem elf Jahre dauernden Sonnenzyklus, wobei wir das nächste Maximum im Jahr 2024 erwarten. Ein Überblick über die Stromsysteme in der Magnetosphäre ist in [4] zu finden.

Modellierung, Simulation und Analyse von GIC

Zwei unabhängige Modelle zur Simulation von GICs im österreichischen Stromübertragungsnetz wurden entwickelt und untersucht. Das am Institut für elektrische Anlagen und Netze der TU Graz verwendete Modell berechnet die induzierten Ströme aus Magnetfeld-, Erdmodell- und Netzdaten und erzielt dabei sehr gute Korrelationen zwischen Simulation und Messung [5].

¹ Institut für Elektrische Anlagen und Netze, TU Graz, Inffeldgasse 18, +43 316 873 8054, philipp.schachinger@tugraz.at, www.iean.tugraz.at

² Institut für Weltraumforschung, rachel.bailey@oeaw.ac.at, https://www.iwf.oeaw.ac.at

³ Austrian Power Grid AG, Wien, georg.achleitner@apg.at, www.apg.at

⁴ Siemens AG, Elingasse 3, 8160 Weiz, www.siemens.at

Messungen im österreichischen Übertragungsnetz

Transformator-Sternpunktmessungen von niederfrequenten Strömen werden in vier Umspannwerken in Österreich durchgeführt (siehe Abbildung 1). Die kontinuierlichen Messungen sind seit dem Jahr 2016 in Betrieb.

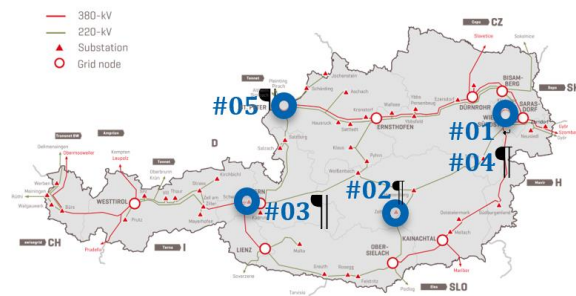


Abbildung 1: Sternpunktmesstationen

Zukünftige Arbeit in Österreich

Für die weitere Forschung im Bereich der niederfrequenten Ströme (engl. Low Frequency Currents, LFCs) in Österreich identifizieren die Autoren die folgenden vier Interessensgebiete und Aufgaben.

Feld 1: Modellierung, Simulation und Messungen

- Vergleich verschiedener Strommessverfahren,
- Installation weiterer Messeinheiten,
- Erweiterung der Messeinheit um einen Vibrationssensor,
- Verwendung eines detaillierteren Erdleitfähigkeitsmodells.

Feld 2: Vorhersage von Weltraumwetter und -effekten in Stromnetzen

- Machine Learning zur Vorhersage des Weltraumwetters,
- Modellierung anderer LFC-Verursacher,
- Blindleistungsbedarfsberechnung auf Basis von LFCs

Feld 3: Gegenmaßnahmen gegen Sternpunktströme in Stromnetzen

- GIC-Risikomanagement für das Übertragungsnetz,
- kurz- und langfristige Gegenmaßnahmen,
- invasive und nicht-invasive Gegenmaßnahmen.

Feld 4: Leistungstransformatoren unter LFC-Einfluss

- Blindleistungsbedarf in Abhängigkeit von LFC,
- Verhalten verschiedener Transformatortypen,
- Einfluss von LFC bei asymmetrischen und symmetrischen Lastsituationen.

Referenzen

- [1] Royal Academy of Engineering, "Extreme space weather: impacts on engineered systems and infrastructure," Royal Academy of Engineering, London, UK. Available: www.raeng.org.uk/spaceweather
- [2] L. J. Lanzerotti, "Space Weather: Historical and Contemporary Perspectives," *Space Science Reviews*, vol. 212, pp. 1253–1270, Oct. 2017.
- [3] G. Le, J. A. Slavin, R. J. Strangeway, "Space Technology 5 observations of the imbalance of regions 1 and 2 field-aligned currents and its implication to the cross-polar cap Pedersen currents," *Journal of Geophysical Research: Space Physics*, vol. 115, pp. A07202, 2010.
- [4] H. Lühr, V. Haak, "Geophysik: Das Magnetfeld der Erde: Ein Schlüssel zum Verständnis der Dynamik im Erdinnern und der elektromagnetischen Prozesse im erdnahen Weltraum," *Physikalische Blätter*, vol. 56, pp. 33–38, 2000.
- [5] T. Halbedl, "Low Frequency Neutral Point Currents on Transformer in the Austrian Power Transmission Network," Ph. D. dissertation, Institute of Electrical Power Systems, Graz University of Technology, Graz, 2019.

5.1.5. Planungsorientierte Simulation kurativer Maßnahmen im Deutschen Übertragungsnetz

Katharina KOLLEND^{1(*)}, André HOFFRICHTER¹, Maximilian SCHNEIDER^{1(*)}, Alexander SCHRIEF^{1(*)}, Albert MOSER¹

Hintergrund und Zielsetzung

Der Einsatz kurativer Maßnahmen im operativen Engpassmanagement ist ein vielversprechender Ansatz für die effizientere Nutzung der bestehenden Transportkapazitäten des elektrischen Übertragungsnetzes und die Reduzierung kostenintensiver Engpassmanagementmaßnahmen (EMM) [1], [2], [3]. Im Gegensatz zur heutigen, üblicherweise rein präventiven Durchführung von markt- und netzbezogenen Maßnahmen zur Erfüllung des (n-1)-Kriteriums, werden kurative Maßnahmen erst nach Eintreten eines Fehlerfalls unter Ausnutzung der temporären Überlastfähigkeit der Betriebsmittel durchgeführt. Hierfür sind Technologien mit ausreichend kurzen Reaktionszeiten notwendig. Angesichts der geringen Eintrittswahrscheinlichkeit von Fehlerfällen bieten kurative Maßnahmen das Potential, den Bedarf an präventiven Maßnahmen zu reduzieren.

Zur Abschätzung des theoretischen Potentials verschiedener Konzepte und Ausprägungen für den Einsatz kurativer EMM können planungsorientierte Verfahren zur Simulation des Übertragungsnetzbetriebs eingesetzt werden. Die hierbei erzielten Ergebnisse können als Grundlage für die Ausgestaltung betriebsorientierter Simulationsmodelle dienen, die die Restriktionen und Prozesse der realen Betriebsplanung und Systemführung genauer abbilden.

Ziel dieses Beitrags ist die Vorstellung eines planungsorientierten Simulationsverfahrens. Mit diesem wird der Einfluss verschiedener Annahmen zur temporären Überlastfähigkeit der Betriebsmittel, die eine wesentliche Randbedingung in der Ausgestaltung kurativer Betriebskonzepte darstellt, auf den EMM-Einsatz untersucht. Auf dieser Basis werden konzeptionelle Ansätze notwendiger Weiterentwicklungen für eine betriebsorientierte Simulation diskutiert, die im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Forschungsprojektes „Innovationen in der Systemführung bis 2030“ (InnoSys 2030) geplant sind.

Modellierung und Verfahrensablauf

Der grundlegende Verfahrensablauf der eingesetzten planungsorientierten Methode zur Simulation des Übertragungsnetzbetriebs [1] ist in Abbildung 4 gezeigt. Mit einer AC-Leistungsflussberechnung werden initiale Arbeitspunkte bestimmt, auf Basis derer eine Ausfallsimulation mit Hilfe linearer Sensitivitätsfaktoren (LODF) durchgeführt wird. Zur Auflösung der hierbei ermittelten Netzengpässe werden präventive und kurative EMM in der Netzbetriebsoptimierung zentral koordiniert. Die Formulierung erfolgt als gemischt-ganzzahliges, lineares Optimierungsproblem mit linear abgebildeten Netzrestriktionen. Zielgröße der Optimierung ist die Minimierung der Kosten für EMM. Wesentliche Nebenbedingungen sind die Einhaltung der dauerhaft und temporär zulässigen Stromgrenzwerte PATL² und TATL³ und der Leistungsbilanz sowie der technischen und betrieblichen Restriktionen sämtlicher präventiver und kurativer Stellgrößen. Als Freiheitsgrade des Engpassmanagements stehen alle netz- und marktbezogenen EMM gemäß §13 EnWG zur Verfügung. Hinzu kommen Potentiale aus dem Verteilungsnetz sowie die Abregelung der Erzeugung von Erneuerbaren Energieanlagen.

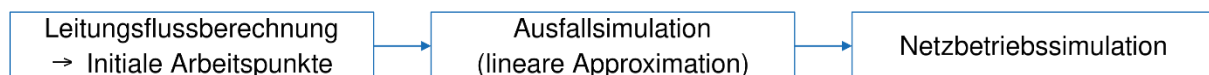


Abbildung 4 Verfahrensablauf des planungsorientierten Modells zur Simulation des Übertragungsnetzbetriebs

EMM werden endogen über eine kostenminimierende Zielfunktion und Netznebenbedingungen verknüpft. In der kurativen Netzbetriebsführung wird die Strombelastung jeder Leitung im Grundfall

¹ IAEW an der RWTH Aachen University, Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, Deutschland, Tel.: +49 (241) 80 92472, E-Mail: k.kollenda@iaew.rwth-aachen.de, Internet: www.iaew.rwth-aachen.de.

² Permanently Admissible Transmission Loading (PATL)

³ Temporarily Admissible Transmission Loading (TATL)

durch den dauerhaft zulässigen Stromgrenzwert I_{PATL} begrenzt. Unter Ausnutzung der temporären thermischen Überlastfähigkeit der Freileitungen ist im (n-1)-Fehlerfall eine Erhöhung des Stromes bis auf das Niveau des zum Zeitpunkt der Wirkung kurativer EMM temporär zulässigen Stromgrenzwertes I_{TATL} zulässig. Durch den Einsatz kurativer EMM muss die Strombelastung wieder auf ein Niveau unterhalb von I_{PATL} gesenkt werden. Beide Stromgrenzwerte bestimmen sich als Minimum der im jeweiligen Zeitraum gültigen thermischen Grenzen sowie einer absoluten oberen Grenze, die von weiteren limitierenden Faktoren, wie z.B. von der Schutzauslegung oder Grenzen der Spannungsstabilität, definiert wird. Die thermischen Grenzen sind abhängig von Art und Beschaffenheit der stromführenden Leiter, der Vorbelastung und von Witterungsbedingungen.

Ergebnisse

Anhand eines exemplarischen Zukunftsszenarios werden Jahreslaufsimulationen unter Variation der Annahmen zu den Stromgrenzwerten I_{PATL} und I_{TATL} durchgeführt, um deren Einfluss auf den EMM-Einsatz zu untersuchen. Die Ergebnisse zeigen eine starke Abhängigkeit des Potentials kurativer Maßnahmen von der unterstellten temporären Überlastfähigkeit der Betriebsmittel und der angenommenen absoluten oberen Grenze der Strombelastbarkeit. In den untersuchten Varianten kommt es zu einem umfangreichen Einsatz kurativer Maßnahmen. Dies führt jedoch zu starken Leistungsanpassungen im Fehlerfall und kann potentiell die Systemstabilität beeinflussen.

Grenzen der Untersuchungen und Ausblick

Im Rahmen der zur Abschätzung des Potentials kurativer Maßnahmen verwendeten planungsorientierten Simulation werden die technischen und betrieblichen Restriktionen der Betriebsplanungs- und Systemführungsprozesse teils stark vereinfacht abgebildet. Um auf Grundlage der hiermit gewonnenen Erkenntnisse praxistaugliche Betriebskonzepte für kurative Maßnahmen zu entwickeln, bedarf es einer betriebsorientierten Simulation, welche die Restriktionen genauer abbildet. Der beobachtete starke Einfluss der Annahmen für die Stromgrenzwerte PATL und TATL auf den EMM-Einsatz unterstreicht die Relevanz einer exakten Bestimmung dieser Parameter unter Berücksichtigung der zugrundeliegenden physikalischen Vorgänge und relevanten Einflussfaktoren (Leistungsparameter, Vorbelastung, Witterung, Reaktionszeiten der kurativen Freiheitsgrade). Die Betrachtung ist neben Freileitungen auch auf Transformatoren und Kabel auszuweiten. Anstelle der Annahme einer perfekten Voraussicht über den vollständigen Untersuchungszeitraum (Tage bis Jahre), ist eine hochaufgelöste Betrachtung des vor- und untertägigen Zeitbereichs in einem rollierenden Verfahren unter Berücksichtigung von Unsicherheiten notwendig. Die Validität der identifizierten EMM-Kombinationen ist aus Sicht der Systemstabilität zu prüfen und mögliche Transitionsprofile für deren Umsetzung zu ermitteln.

Referenzen

- [1] Hoffrichter, K. Kollenda, und M. Schneider, "Simulation of Curative Congestion Management in Large-Scale Transmission Grids," in 2019 54rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Bucharest, 2019.
- [2] T. van Leeuwen, "Einfluss von Unsicherheiten und Flexibilität auf den deutschen Übertragungsnetzbetrieb", Dissertation, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen University, Aachen, 2018.
- [3] S. C. Müller, "Techno-economic analysis of congestion management in the European transmission system under consideration of flexibility and uncertainty", Dissertation, TU Dortmund, Dortmund, 2015.

Förderhinweis

Dieser Beitrag wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) innerhalb des Forschungsprojektes "Innovationen in der Systemführung bis 2030 (InnoSys2030)" gefördert (FKZ: 0350036).

5.1.6. Entwicklung eines probabilistischen Netznutzungsmodells für die Bewertung von Netzausbau- und Verstärkungsvorhaben

Niklas ERLE^{1(*)}, Frey FLOREZ², Simon KRAHL³, Ulrich JANISCHKA⁴,
Albert MOSER⁵

Motivation

Zur Erreichung der klimapolitischen Ziele der Europäischen Union ist ein Strukturwandel des Elektrizitätsversorgungssystem notwendig. Infolgedessen werden die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vor große Herausforderungen gestellt. Die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energien und die stärkere Kopplung der europäischen Marktgebiete führen einer höheren Auslastung der vorhandenen Netzinfrastruktur. Schon heute sind im Netzbetrieb fast täglich Eingriffe der ÜNB notwendig, um die Systemsicherheit des Übertragungsnetzes zu gewährleisten [1].

Langfristig können diese mitunter teuren Eingriffe, wie beispielsweise Redispatch, durch eine Erweiterung der vorhandenen Netzinfrastruktur vermieden werden. Zu diesem Zweck werden in der Netzplanung der ÜNB geeignete Netzausbau- und verstärkungsmaßnahmen (NAVM) identifiziert. Die Umbauplanung konkretisiert die Pfade zur Erreichung der genehmigten Zieltopologien. Hier ist zu beachten, dass ein Teil der vorhandenen Netzinfrastruktur zeitweise freigeschaltet werden muss, um ein sicheres Arbeiten an den Netzbetriebsmitteln zu ermöglichen. Heutzutage wird in regionalen Betrachtungen geprüft, ob die ermittelten Umbaupfade umgesetzt werden können. Vielzahl und Umfang der genehmigten NAVM indizieren jedoch, dass zukünftig eine frühzeitige Planung der Umbaupfade unter Berücksichtigung der Interdependenzen zwischen verschiedenen NAVM erfolgen muss. Bei dem Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW wird daher der Prozess der Mehrjahresschaltplanung (MJSP) implementiert. Im Prozess sollen die relevanten NAVM und erwartete Instandhaltungsmaßnahmen für den Planungshorizont von 1-5 Jahren bewertet werden [2].

Analyse

Quantitative Netzanalysen im Rahmen der MJSP sind mit einer hohen Unsicherheit bezüglich der zu erwartenden Netznutzung verbunden. Diese Unsicherheit wird nach aktuellem Stand der Technik durch die Berücksichtigung verschiedener simulierter Marktszenarien adressiert. Die einzelnen Szenarien umfassen dabei in der Regel Marktsimulationen für ein Jahr im Stundenraster.

In der MJSP sollen kritische Kombinationen von verschiedenen NAVM und Instandhaltungsmaßnahmen frühzeitig identifiziert werden. Umfangreiche NAVM können dabei verteilt über mehrere Jahre einige hundert temporär notwendige Topologien umfassen. A priori können die kritischsten Situationen für die Netzsicherheit allenfalls durch planerisches Erfahrungswissen heuristisch ermittelt werden. Quantitative Netzanalysen sind daher für die MJSP aufgrund der hohen Anzahl an zu bewertenden Topologien auf Basis vollständiger Jahreslaufsimulationen wegen des zu hohen Rechenzeit- und Analyseaufwands nicht zielführend [2]. Daher ist ein Modell für die Netznutzung erforderlich, welches auf der einen Seite Aussagen über die Durchführbarkeit und verursachte Kosten durch betriebliche Eingriffe erlaubt, gleichzeitig aber von umfangreichen Simulationen abstrahiert. Ein geeignetes Modell soll im Folgenden vorgestellt werden.

Modell

Die Reduktion der synthetischen Netznutzungsfälle (NNF) aus den Marktszenarien erfolgt durch ein Clusterverfahren. Da in der MJSP verschiedene Topologien miteinander verglichen werden, sind die ursprünglichen Zeitreihen als Distanzmaß für das Clusterverfahrens ungeeignet. Eine Änderung des

¹ Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., Besselstraße 20-22, 68219 Mannheim, +49 241 997857-199, niklas.erle@fgh-ma.de, <https://www.fgh-ma.de/>

² Transnet BW GmbH

³ Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.

⁴ Transnet BW GmbH

⁵ Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.

Schaltzustandes kann einen höheren Einfluss auf die Netzsicherheit haben, als eine Leistungserhöhung eines Kraftwerks an einem elektrisch gut angebunden Übertragungsnetzknotten. Daher werden auf Basis von [3] im Distanzmaß die dualen Werte von kritischen Netzweigen aus einer vereinfachten DC-Leistungsflussoptimierung verwendet. Für jeden Cluster werden dabei zwei Netznutzungsfälle ermittelt:

- ein repräsentativer Netznutzungsfall (r-NNF): mittlere Situation zur Bewertung von Kosten
- ein kritischer Netznutzungsfall (k-NNF): extreme Situation zur Beurteilung der Umsetzbarkeit

Da die zeitliche Abfolge der NNF in den Marktszenarien bekannt ist, kann die Netznutzung als stochastischer Prozess modelliert werden [4]. Für die MSJP ist insbesondere relevant, wie wahrscheinlich die einzelnen Cluster für ein gegebenes Planungsdatum der zu bewertenden Kombinationen ist. Insbesondere kann für die gegebenen Planungsdaten der Kombinationen ein Startvektor bestimmt werden, der die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Anfangszustände repräsentiert. Der Startvektor berücksichtigt die Netznutzungsfälle um eine Umgebung von vier Wochen um die Planungsdaten. Als Bewertungskriterium für die Kombinationen kann anschließend die mittlere Zustandswahrscheinlichkeit der einzelnen Cluster über den relevanten Zeitraum bestimmt werden. Für den Fall, dass eine Kombination für insgesamt N Stunden notwendig ist, wird durch die N -malige Multiplikation des aktuellen Zustandsvektors v_t mit der Übergangsmatrix der Markoff-Kette $M_{Markoff}$ der Zustandsvektor der nächsten Stunde v_{t+1} ermittelt werden.

$$v_{t+1} = M_{Markoff} * v_t$$

Der Mittelwert über die Zustandswahrscheinlichkeiten der jeweiligen Stunden wird für die Ermittlung der durch die Topologien verursachten Kosten im Netzengpassmanagement herangezogen.

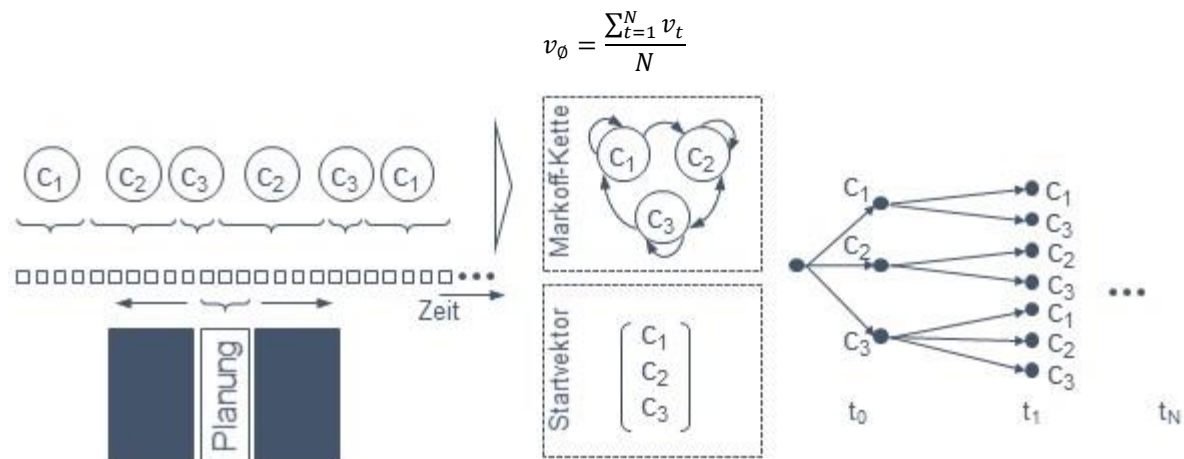


Abbildung 1: exemplarische Darstellung des probabilistischen Netznutzungsmodells

Referenzen

- [1] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), „Redispatch in Deutschland“, 2018, Berlin
- [2] N. Erle, "Bewertung der Durchführbarkeit geplanter Freischaltungen im Zeithorizont mehrerer Jahre", ETG-Kongress, 2019, Esslingen
- [3] Moormann, „Ermittlung robuster Schaltzustände für den Betrieb elektrischer Übertragungsnetze“, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, 2019, Aachen
- [4] Moormann, „Modellierung der zukünftigen Netznutzung elektrischer Übertragungssysteme als stochastischer Prozess“, 14. Symposium Energieinnovation, Graz, 2016

5.1.7. Auswirkungen Erneuerbarer Erzeugungsanlagen auf den dynamischen Blindleistungsbedarf des Übertragungsnetzes

Sirkka PORADA¹, Albert MOSER²

Hintergrund

Infolge klima- und energiepolitischer Zielsetzungen der Bundesregierung ist der Anteil Erneuerbarer Erzeugungsanlagen an der Gesamtstromerzeugung in den letzten Jahren stetig angestiegen. Es ist zu erwarten, dass der Anteil auch zukünftig noch weiter zunehmen wird [1]. Die Einspeiseleistung dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen, wie Photovoltaik- und Windenergieanlagen, unterliegt dabei ständigen wetterbedingten Schwankungen. Im Gegensatz zu konventionellen Erzeugungsanlagen, deren Einspeiseleistung meist für mindestens 15 Minuten konstant gehalten wird, ändert sich die Einspeiseleistung von Photovoltaikanlagen und Windenergieanlagen sekundlich abhängig von der solaren Einstrahlung bzw. Windgeschwindigkeit [2]. Abbildung 1 zeigt exemplarisch das Einspeiseprofil einer Windenergieanlage in 10-sekündlicher Auflösung. Diese Einspeiseschwankungen führen zu sich sekundlich ändernden Netznutzungssituationen, welche den Netzbetrieb vor zahlreiche Herausforderungen stellt, sowohl im Verteil- als auch Übertragungsnetz.

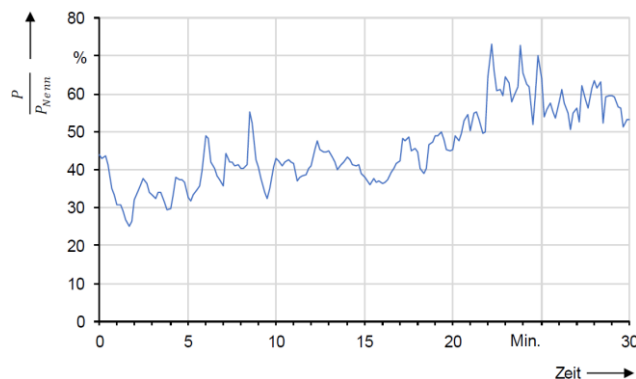


Abbildung 1: Wirkleistungseinspeiseprofil einer exemplarischen Windenergieanlage in 10-sekündlicher Auflösung

Eine zentrale Herausforderung ist die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes sowie die adäquate Bereitstellung von Blindleistung. So wurden u.a. die Netzanschlussbedingungen für Photovoltaik- und Windenergieanlagen um Vorgaben für die Blindleistungsregelung erweitert. Diese sahen zunächst eine $\cos(\rho)$ -Regelung der Anlagen vor und wurden dann um eine spannungsabhängige Q(U)-Regelung erweitert. Die VDE Anwendungsregeln 4110 und 4120 sehen für Anlagen, welche im Hoch- oder Mittelspannungsnetz angeschlossen sind, eine Ausstattung mit Fernwirktechnik vor, so dass der Anschlussnetzbetreiber dynamisch Sollwerte bzw. Kennlinien für die Spannungs- bzw. Blindleistungsregelung der einzelnen Anlagen vorgeben kann [3] [4].

Lokale Blindleistungsregelungen einzelner Erzeugungsanlagen führen jedoch dazu, dass durch die volatile Wirkleistungseinspeisung auch die Blindleistungseinspeisung der Anlagen gleichermaßen schwankt, wodurch der vertikale Blindleistungsfluss zur überlagerten Netzebene direkt beeinflusst wird [5].

Die Volatilität des Wirk- und Blindleistungsflusses hat zunehmenden Einfluss auf den Blindleistungshaushalt des Übertragungsnetzes und sollte daher in Stabilitätsuntersuchungen sachgerecht abgebildet werden. Insbesondere die häufig getroffene Annahme konstanter Wirk- und Blindleistungsflüsse im 15-Minuten-Zeitraster sind kritisch im Kontext zunehmender volatiler Erzeugung zu hinterfragen. Die Untersuchung dieses Sachverhaltes ist Schwerpunkt dieses Papers.

¹ Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) an der RWTH Aachen, Schinkelstr.6 52062 Aachen, +49 241 8096713., +49 241 8092197, s.porada@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

² Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) an der RWTH Aachen, Schinkelstr.6 52062 Aachen

Konkret soll untersucht werden, welchen Einfluss sekundliche Einspeiseschwankungen auf die Wirk- und Blindleistungsflüsse im Verteil- und Übertragungsnetz haben. Dabei werden auch unterschiedliche Blindleistungsregelungsstrategien der Erzeugungsanlagen berücksichtigt bzw. variiert.

Methodisches Vorgehen und Untersuchungsprogramm

Zur Beantwortung der aufgeworfenen Fragestellungen, bedarf es einer dynamischen Simulation des betrachteten Netzes. Hierfür wird ein am IAEW entwickeltes Simulationsverfahren angewendet, welches basierend auf einem impliziten Lösungsverfahren und den hinterlegten Komponenten- und Reglermodellen die Leistungsflüsse im Zeitbereich von Sekunden bis Minuten berechnet. Im Rahmen dieses Papers wird dieses Verfahren auf ein exemplarisches Mittelspannungsnetz angewendet und die vertikalen Wirk- und Blindleistungsflüsse im Zeitbereich ausgewertet. [6]

Hierfür werden für Photovoltaik- und Windenergieanlagen 10-sekündlich aufgelöste Einspeiseprofile erstellt, welche Wetterphänomene wie Wolkenzüge und Windflanken berücksichtigen.

Hierbei soll die Frage beantwortet werden, inwieweit eine detaillierte Abbildung dieser Einspeiseschwankungen in Spannungsstabilitätsuntersuchungen des Übertragungsnetzes Berücksichtigung finden sollten. Hierfür werden die Ergebnisse der Simulation basierend auf 10-sekündlich aufgelösten Einspeiseprofilen mit Simulationsergebnissen basierend auf 15-Minütig aufgelösten Einspeiseprofilen verglichen, welche heute typischerweise in netzbetrieblichen Untersuchungen verwendet werden. Dabei sollen insbesondere die Maxima und Minima der auftretenden vertikalen Leistungsflüsse sowie die maximal auftretenden Gradienten ausgewertet werden, welche den Blindleistungshaushalt des Übertragungsnetzes wesentlich beeinflussen. Diese Untersuchungen werden sowohl für eine $\cos(\rho)$ - sowie eine $Q(U)$ -Regelung der Anlagen durchgeführt, um zu untersuchen inwiefern eine spannungsabhängige Blindleistungsregelung der Anlagen Schwankungen der vertikalen Blindleistungsflüsse reduzieren kann.

Danksagung

Der Beitrag wurde im Rahmen des Forschungsprojektes "enera", Teil des Förderprogramms SINTEG des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), mit dem Förderkennzeichen 03SIN321 erstellt.



Referenzen

- [1] Umweltbundesamt, Erneuerbare Energien in Deutschland: Daten zur Entwicklung im Jahr 2018. Available: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/uba_hgp_eeinzahlen_2019_bf.pdf.
- [2] Patrick Milan, The conversion dynamics of wind energy systems treated as a complex stochastic process: Von der Fakultät für Mathematik und Naturwissenschaften der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg zur Erlangung des Grades und Titels eines Doktors der Naturwissenschaften Dr.rer.nat.
- [3] VDE-AR-N 4120 Anwendungsregel:2018-11 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung), 2018.
- [4] VDE-AR-N 4110 Anwendungsregel:2018-11 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung), 2018.
- [5] K. Taylor, P. Larscheid, T. van Leeuwen, and A. Moser, "Identifikation von Einflussfaktoren auf den Blindleistungsbezug unterlagerter Verteilnetze in der Hochspannungsebene," 15. Symposium Energieinnovation, Graz, Feb. 2018.
- [6] M. Maercks, S. Porada, and A. Moser, "Seite 1 von 12 Diskussion dynamischer und stationärer Spannungsstabilitätsuntersuchungen bei volatilen Übertragungsaufgaben," 15. Symposium Energieinnovation, Graz, Feb. 2018.

5.2. INTERDISZIPLINÄRE ASPEKTE (STREAM D2)

5.2.1. Innovationspartnerschaft – Innovative Ideen in der öffentlichen Beschaffung Umsetzen

**Georg ACHLEITNER¹, Brigitte BERNHARDT¹, Karlheinz MOICK²,
Sabrina STEINER¹, Christoph ORTNER¹**

Einleitung

Mit dem Inkrafttreten des Bundesvergabegesetzes 2018 können Infrastrukturunternehmen in Österreich Innovationen zur Umsetzung ausschreiben. Die Innovationspartnerschaft ist eine interessante Möglichkeit für Unternehmen, die dem Bundesvergabegesetz unterliegen, Innovationen zu entwickeln und mit interessierten Firmen umzusetzen. Dies hat den Vorteil, dass man eine eigene Idee, die im Unternehmen geboren wurde, mit Partnern implementiert und eine langjährige Partnerschaft eingehen kann.

In diesem Paper wird grundsätzlich über die Innovationspartnerschaft als neues Instrument berichtet und anhand der Innovationsausschreibung der APG Erfahrungswerte mitgeteilt und dargestellt. Es soll dies ein Anreiz sein, Innovationen nicht nur im eigenen Unternehmen zu entwickeln, sondern gemeinsam mit Partnern umzusetzen.

Umsetzung bei APG und erste Erfahrungen

APG ist eines der ersten Infrastrukturunternehmen in Österreich, die dieses neue und innovative Verfahren zur Entwicklung einer Idee anwenden.

APG hat das gemeinsam mit der TU Graz entwickelte und zum Patent angemeldete Verfahren zur zentralen Überwachung von Funktionen in Hochspannungsanlagen, das eine einfachere Systemkontrolle ermöglicht, zur Innovationspartnerschaft EU-weit ausgeschrieben.

APG führt das Verfahren in 4 Stufen durch:

1. EU-weite Ausschreibung
2. Machbarkeit Studie mit den 3 besten Anbieter
3. Prototypenentwicklung mit den 2 erfolgsversprechenden Anbietern
4. Marktreife Entwicklung und langjährige Zusammenarbeit mit dem Sieger dieses Verfahrens

Als ein sehr wichtiger Bestandteil hat sich bei diesem neuen Verfahren die Begleitung durch einen erfahrenen Vergabebjuristen auf dem Gebiet der Innovationen herausgestellt. Die Möglichkeit der Innovationspartnerschaft ist in vielen Dingen anders als eine Standardausschreibung, weshalb es naheliegend war sich bei der erstmaligen Ausschreibung einer Innovationspartnerschaft entsprechend beraten zu lassen.

Vorbereitende notwendige Tätigkeiten

Die erste große Hürde war bereits in der Vorbereitung zu nehmen, indem die gesamten voraussichtlichen Kosten von F&E bis zur Beschaffung der fertigen Geräte zu schätzen waren.

Dabei durften allerdings die geschätzten Kosten für F&E wertmäßig nicht unter einem bestimmten Prozentsatz in Relation zum Gesamtwert der geplanten Beschaffung im Vertragszeitraum liegen, andernfalls wäre die Wahl dieser neuen Verfahrensart nicht zulässig.

¹ Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), A-1220 Wien, +43 (0) 50 320-56338, georg.achleitner@apg.at

² Dr. Karlheinz Moick, Kanzlei Feuchtmüller Stockert Moick, Wiesingerstraße 3, 1010 Wien, T +43 1 8906036 | F -10, M+43 664 1535815, moick@fsm.law

Die Festlegung der Eignungs- und Auswahlkriterien für die Teilnahmeantragsphase, die vor allem auf Erfahrung im Bereich F&E abzielen sollte, erfolgte ebenso wie die Beschreibung des gesamten Projektablaufs inklusive Bewertung der Zwischenziele mit Unterstützung unseres externen Vergabeburisten.

Vor allem die Tatsache, dass das Vergabeverfahren an sich mit der Auswahl der am besten geeigneten Unternehmen beendet ist und die weiteren Stufen als Vertragserfüllung ablaufen, stellt eine Besonderheit dieser neuen Verfahrensart dar.

Schließlich wurden auch die Vertragsentwürfe für die drei Phasen - nach dem Abschluss des Vergabeverfahrens – von der Machbarkeitsstudie bis zum Abschluss eines Kaufvertrages - sowie hinsichtlich der Rechte für die Lizenzvergabe welche von der Rechtsabteilung der APG erstellt wurden, bereits als Teil der Ausschreibungsunterlagen an die qualifizierten Bewerber übermittelt.

Aktueller Stand bei dem ersten Innovationsverfahren der APG

Aktuell ist das Vergabeverfahren soweit abgeschlossen, dass die die besten Bewerber nach Auswertung der Jurybewertung ausgewählt und mit ihnen Vereinbarungen über die beiden ersten Phasen der Innovationspartnerschaft abgeschlossen werden konnten.

Zusammenfassung

Die Innovationspartnerschaft bietet für Unternehmen, die dem Bundesvergabegesetz unterliegen, die Möglichkeit Innovationen zu entwickeln und mit interessierten Firmen umzusetzen. Dies hat den Vorteil, dass man eine eigene Idee, die im Unternehmen geboren wurde, mit Partnern umsetzt und eine langjährige Partnerschaft eingehen kann.

Da die Innovationspartnerschaft eine komplett neue Verfahrensart im Bundesvergabegesetz darstellt, fehlen derzeit noch Erfahrungswerte. Dies hat sich auch im Vergabeprozess gezeigt. Durch die Tatsache, dass die Vergabe selbst mit der Auswahl der am besten geeigneten Unternehmen beendet ist und es dann nur mehr zu einer Vertragserfüllung kommt, ist ein wesentlicher Unterschied zu herkömmlichen Vergabeverfahren.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass dies eine sehr interessante Möglichkeit darstellt, neue Ideen umzusetzen und damit die Innovation im eigenen Unternehmen zu unterstützen und zu fördern. Es sollte genug Zeit in der Vorbereitung eingeplant und im Detail evaluiert werden, ob die Innovationsausschreibung die ideale Vergabeform darstellt (auch abhängig vom Verhältnis Innovation zum Gesamtwert).

5.2.2. Informationssicherheit in der Energieversorgung Anwendung des Netzinformationssicherheit- Gesetz

Oliver SKRBINJEK¹, Andreas STOCKNER², Manuel MESGEC¹, Georg ACHLEITNER²

Einleitung

Am 08.08.2016 wurde auf europäischer Ebene die Richtlinie 2016/1148 verabschiedet, die eine Vereinheitlichung des Sicherheitsniveaus in Branchen des öffentlichen Interesses innerhalb der Union adressiert. Mit dieser Richtlinie müssen alle Betreiber von wesentlichen Diensten ein definiertes Mindestmaß an Sicherheit erfüllen.

In Österreich wurde diese europäische Richtlinie am 05.02.2019 mit dem Bundesgesetz zur Gewährleistung eines hohen Sicherheitsniveaus von Netz- und Informationssystemen (NIS-G) umgesetzt. Ergänzend zum Gesetz wird in einer nationalen Richtlinie eine Festlegung getroffen welche Branchen davon betroffen sind und welcher Schwellwert innerhalb jeder einzelnen Branche als Grenzwert für die Anwendbarkeit gilt. Daher ist jeder Verteilernetzbetreiber, der den für ihn relevanten Schwellwert überschreitet, angehalten Maßnahmen zum Erreichen dieser Sicherheitsziele zu ergreifen.

An- und Herausforderungen

Das Gesetz wird durch weiterführende „Fact-Sheets“ ergänzt die dem betroffenen Netzbetreiber aufzeigen welche thematischen Schwerpunkte er in seine Betrachtung mit einbeziehen soll und grenzt diese, z.B. in ihrem Wirkungsbereich, auch ab. Im Wesentlichen werden die nachfolgenden Domänen adressiert:

- Governance and Ökosystem
- Absicherung von Schutz-, Automatisierungs- und Steuersystemen
- Verteidigung, Vorfallerkennung und Bewältigung von Vorfällen
- Resilienz

Viele Betreiber von wesentlichen Diensten haben bzw. hatten im Umfeld von Schutz-, Automatisierungs- oder Steuersystemen bis dato noch keine maßgeblichen Berührungspunkte mit der Informationssicherheit und bewegen sich hier auf „Neuland“. In Fachkreisen spricht man nicht in diesem Fall nicht mehr von IT-Security sondern von OT-Security (Operational Technologie).

Zusammenfassung

Grundsätzlich müssen die Anforderungen der Verfügbarkeit, der Integrität und der Vertraulichkeit der Systeme erfüllt bleiben. Für die Umsetzung müssen neue Systemfunktionen in bestehende Strukturen integriert und Bestandssysteme, sofern dies technisch möglich ist, adaptiert werden um erforderliche Schutzziele zu erreichen. Dies findet in allen Ebenen der Energieverteilung statt und verursacht, je nach angestrebtem Schutzziel und Ausprägung, erhebliche Investitions- und in Folge auch Systemwartungsaufwände.

Im Beitrag werden Mindestschutzziele aufgezeigt sowie geeignete Methoden und Mechanismen für einen Lösungsansatz beschrieben und in ihrer Umsetzung den einzelnen Domänen (SCADA, Kommunikation, Anlage, zentrale Services) in ihrer Anwendung zugeordnet. Diese Zuordnung ermöglicht eine Abschätzung von Investitions- und Personalaufwendungen.

Der Beitrag zeigt auch auf, dass ein Umdenken erfolgen muss und nicht nur das Energieübertragungsnetz sondern auch ein dazugehöriges Datennetzwerk sicher zu betreiben ist.

¹ Energienetze Steiermark, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz, oliver.skrbinjek@e-steiermark.com

² Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), A-1220 Wien, andreas.stockner@apg.at

5.2.3. Gemeinsames elektrotechnisches Messlabor von Unternehmen und technischen Schulen

**Hans-Jürgen WERNEGGER¹, Günter KOTSCHNIG², Walter AUERNIG³,
Andreas VIDONI⁴, Harald HUBER⁵, Heinz UNTERSTEINER⁶, Markus
WALDNER⁷**

Einleitung

Die Elektromobilität in Österreich nimmt langsam aber sicher an Fahrt auf. Nicht zuletzt durch die 2017 gestartete Investitionsförderung bei der Anschaffung von E-Fahrzeugen, zahlreichen Begünstigungen wie dem Entfall der motorbezogenen Versicherungssteuer, Vorsteuerabzugsfähigkeit, Entfall der Sachbezugsbesteuerung, Parkbegünstigungen in Städten, geringe Wartungskosten und vielen weiteren Vorteilen wird für immer mehr Privatpersonen und Unternehmen die Anschaffung eines Elektroautos zur wirtschaftlichen Alternative. [1]

- In diesem Zusammenhang ist es der Kelag ein großes Anliegen, die Verbreitung von Elektromobilität voranzutreiben und sieht ihre Rolle bei diesem Thema speziell in der Bewusstseinsbildung in der Bevölkerung, in der Entwicklung von Autostromprodukten und im Aufbau einer modernen Ladeinfrastruktur.
- Aus der Sicht des Netzbetreibers KNG-Kärnten Netz GmbH (kurz KNG) geht der Trend zu immer mehr Schnellladern mit höherer Ladeleistung sowie für das Laden zu Hause mit geringerer Leistung. Neben dem klassischen Netzausbau sind Entwicklungen intelligenter Lösungen für netzfreundliches Laden sowie zweckmäßige regulatorische Rahmenbedingungen für eine erfolgreiche Integration der E-Mobility in die Verteilernetze notwendig.
- Auch Bildungseinrichtungen beschäftigen sich bereits schon länger intensiv mit dem Thema E-Mobility. Die HTL-Mössingerstraße in Klagenfurt behandelt dabei das Thema E-Mobility in folgenden fachtheoretischen Unterrichtsblöcken:
 - Antriebstechnik (E-Mobilität, Batteriesysteme, Motortypen, Umformer, Lademöglichkeiten und -varianten, Fahrzeugtypen)
 - Energiesysteme (Netzurückwirkungen, Oberwellen, Flicker und Schwingungsanalysen)

Konzeption und Bau eines gemeinsamen elektrotechnischen Messlabors von Unternehmen und technischen Schulen

Die Kelag, die KNG und die HTL-Mössingerstraße haben mit der Konzeption und dem Bau eines gemeinsamen Messlabors im Kompetenzzentrum E-Mobilität der Kelag in der Kirchengasse ein österreichweit einzigartiges Projekt verwirklicht. Bei der Konzeption des Messlabors wurden die Bedürfnisse und Anforderungen von Praxis und Lehre kombiniert. Das Ergebnis mehrere High-Tech-Laborarbeitsplätze bestehend aus regelbaren Labornetzgeräten, Funktionsgeneratoren, Oszilloskopen,

¹ KNG-Kärnten Netz GmbH, Abteilung Diagnose und Instandhaltung HS, Kirchengasse 104, A-9020 Klagenfurt am Wörthersee, +43 (0)50525 1245, hans-juergen.wernegger@kaerntennetz.at

² Kelag, Abteilung Konzernlogistik, Kirchengasse 104, A-9020 Klagenfurt am Wörthersee, +43 (0)50525 1697, guenter.kotschnig@kelag.at

³ HTL-Mössingerstraße, Abteilung Elektrotechnik, Mössingerstraße 25, A-9020 Klagenfurt am Wörthersee, +43 (0)463-37978-300, walter.auernig@htl-klu.at

⁴ HTL-Mössingerstraße, Abteilung Elektrotechnik, Mössingerstraße 25, A-9020 Klagenfurt am Wörthersee, +43 (0)463-37978-310, andreas.vidoni@htl-klu.at

⁵ HTL-Mössingerstraße, Abteilung Elektrotechnik, Mössingerstraße 25, A-9020 Klagenfurt am Wörthersee, +43 (0)463-37978-310, harald.huber@htl-klu.at

⁶ HTL-Mössingerstraße, Abteilung Elektrotechnik, Mössingerstraße 25, A-9020 Klagenfurt am Wörthersee, +43 (0)463-37978-310, heinz.untersteiner@htl-klu.at

⁷ HTL-Mössingerstraße, Abteilung Elektrotechnik, Mössingerstraße 25, A-9020 Klagenfurt am Wörthersee, +43 (0)463-37978-310, markus.waldner@htl-klu.at

Leistungsanalysatoren, Power-Quality-Analysatoren und Störschreibern, die einen praxisnahen Unterricht ermöglichen. Kelag und KNG benötigen dieses Messlabor für eigene Anforderungen, wie zum Beispiel für Tests an Batterien, Aggregaten, PV-Anlagen, E-Fahrzeugen und E-Ladestationen.

Ausgangslage / Problemstellung

- > Steigende Zahl von PV-Anlagen, E-Fahrzeugen und Ausführungen von E-Ladestationen im Netz
- > Dzt. temp. Tests an Batterien, Aggregaten, PV-Anlagen, E-Fahrzeugen und E-Ladestationen



Zielsetzung und Nutzen

- > Generelle Erhöhung der Effizienz von Messungen durch fixes Messlabor (speziell das Ladeverhalten bei E-Fahrzeugen)
- > Regelmäßige Nutzung des Labors auch von Bildungseinrichtungen (Kelag-Lehrlingschule, HTL, BRG, PTS, WIFI, FH..)

Die HTL-Mössingerstraße arbeitete dabei an der Konzeption, am Bau und an der Einrichtung des Messlabors mit und entwickelte Laborübungen für die Schüler, die es zukünftig im Rahmen des regulären Unterrichts regelmäßig nutzen werden. Diese Einrichtung kann zukünftig auch von anderen Bildungseinrichtungen mit technischem Hintergrund genutzt werden. Auch die Lehrlinge der Kelag werden in Zukunft in diesem Messlabor praxisnahe zum Schwerpunkt E-Fahrzeuge unterrichtet.

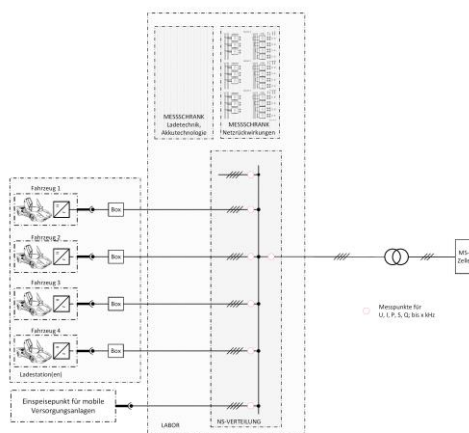


Abbildung 1) E-Technik Gesamtschema Messlabor

Abbildung 2) Erste Messungen an E-Autos im Messlabor

Beschreibung Innovation

- > Einzigartiges Kooperationsprojekt von KNG, Kelag und HTL Mössingerstraße (Wirtschaft und Schule)
- > Beitrag zur technischen Qualifikation der Jugend durch Mitnutzung von Bildungseinrichtungen
- > Das Interesse der Jugend am Thema E-Mobility wird geweckt, KNG / HTL - Mössingerstraße / Kelag werden dabei als kompetente(r) Netzbetreiber / Bildungseinrichtung /Energiedienstleister auf dem Gebiet der E-Mobility wahrgenommen
- > Messergebnisse von Schulen stehen der KNG/Kelag zur weiteren Verwendung zur Verfügung
- > Erhöhung der Besucherfrequenz, Steigerung der Bekanntheit und Erhöhung des Absatzes von Kelag-Produkten im Kompetenzzentrum E-Mobility der Kelag

Nächste Schritte

- Auswertung und Analyse der Messungen an E-Autos, Steigerung der Laborausnutzung durch andere Bildungseinrichtungen
- Erweiterung des Messlabors mit Übungen für die Themenkomplexe Grundlagen der E-Messtechnik, Netzurückwirkungsmessungen und Schutztechnikmessungen
- Erweiterung des Labors zu einer Prüfstelle für E-Ladestationen

Referenzen

- [1] Fact Sheet, Elektromobilität braucht starke und intelligente Netze, Kernaussagen zur Elektromobilität von Oesterreichs Energie, Wien, 15. Mai 2017

5.2.4. Quo vadis? – Artificial Intelligence in der Hochspannungstechnik

Bernhard SCHOBER¹, Uwe SCHICHLER²

Einleitung

Artificial Intelligence und Machine Learning sind zwei Begriffe der Moderne und in aller Munde. Kaum jemand ist sich jedoch darüber im Klaren, was sie genau bedeuten und wo sie überall ihre Anwendung finden. Künstliche Intelligenz kann viele Dinge des alltäglichen Lebens erheblich erleichtern, die für den Menschen viel Aufwand bedeuten würden. Das wohl bekannteste Beispiel für künstliche Intelligenz sind selbstfahrende Fahrzeuge, aber auch in vielen anderen alltäglichen Gewohnheiten, wie bei der Spracherkennung am Smartphone oder der automatisierten Diagnose im Bereich der Medizintechnik kommt sie zum Einsatz.

Die Energietechnik macht hier keine Ausnahme, denn auch hier können viele Beispiele gefunden werden in denen Artificial Intelligence ihre Anwendung findet. Angefangen bei Marktprognosen von Strompreisen und Vorhersagen vom Energieverbrauch, bis hin zu Lastflussberechnungen bzw. -optimierungen. Zur Diagnose von Betriebsmitteln im Netz, ist eine automatische Klassifikation des Zustandes unerlässlich. Die Teilentladungsmessung (TE) ist eine der wichtigsten Diagnosemethoden im Bereich der Hochspannungstechnik, jedoch können die Ergebnisse oft nur schwer klassifiziert werden. Ein menschlicher Experte braucht sehr viel Erfahrung und Knowhow, um korrekte Aussagen treffen zu können und stößt speziell bei Online-Monitoring-Anwendungen aufgrund der großen Datenmengen schnell an die Grenzen. Machine Learning kann diesen Vorgang erheblich erleichtern.

Artificial Intelligence – Machine Learning – Deep Learning

Die drei Begriffe Artificial Intelligence, Machine Learning und Deep Learning werden oft verwendet und miteinander vermischt, obwohl es eine klare Abgrenzung zwischen den einzelnen Begriffen gibt. Das nachfolgende Bild (Bild 1) soll die Unterscheidung verdeutlichen. Wie der Begriff Artificial Intelligence vermuten lässt, bedeutet er, menschliche Intelligenz in eine Maschine zu integrieren. Dieser Ausdruck ist ein Sammelbegriff und bedeutet, dass eine Maschine, basierend auf bestimmten Regeln, Probleme löst. Machine Learning ist eine Teilmenge hiervon und eine Möglichkeit, wie künstliche Intelligenz realisiert werden kann. Wie der Name auch hier vermuten lässt, wird einer Maschine antrainiert, bestimmte Entscheidungen, basierend auf den bereitgestellten Daten, zu treffen. Deep Learning seinerseits ist wiederum eine Teilmenge und Möglichkeit Machine Learning zu realisieren. Dies ist der nächste Evolutionsschritt von Machine Learning und versucht beispielsweise das menschliche Gehirn zu imitieren und basierend darauf Entscheidungen zu treffen.

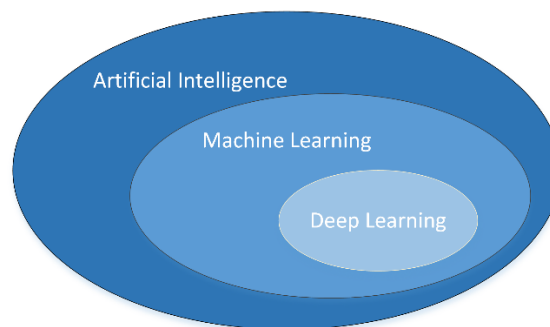


Abbildung 1: Abgrenzung der Begriffe Artificial Intelligence, Machine Learning und Deep Learning.

Diagnose und Zustandsbewertung elektrischer Betriebsmittel

Um eine sichere Energieversorgung zu gewährleisten, ist die Information des Zustandes von Betriebsmitteln unabdingbar. Dadurch können Ausfälle und Ersatzinvestitionen optimiert und Wartungs-

¹ Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +43 (0) 316 873 7423, bernhard.schober@tugraz.at, <http://www.ihs.tugraz.at>

² Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +43 (0) 316 873 7400, uwe.schichler@tugraz.at, <http://www.ihs.tugraz.at>

maßnahmen wirtschaftlich durchgeführt werden. Einer der wichtigsten Methoden den Zustand eines elektrischen Betriebsmittels zu untersuchen ist die Teilentladungsmessung. Diese Methode hat sich in den letzten Jahrzehnten weltweit etabliert. Trotz vieler Jahre Erfahrung, steht die Teilentladungsmessung immer noch vor neuen Herausforderungen. Die digitale Messtechnik hat einerseits viele Vorteile gebracht, jedoch werden andererseits auch die Datenflüsse und -mengen immer größer und komplexer. Menschliche Experten stoßen im Bereich des Online-Monitorings schnell an ihre Grenzen. Online-Monitoring kann im Bereich der Hoch- und Höchstspannung wesentliche wirtschaftliche Vorteile bringen, da Ersatzinvestitionen teuer und die entsprechenden Beschaffungszeiten lang sein können. Mit der Hilfe von Artificial Intelligence bzw. im speziellen Machine Learning, steht die Möglichkeit zur Verfügung, die ermittelten Messdaten automatisch zu klassifizieren. Dies kann wiederum für eine Risikobewertung und zur Entscheidungsfindung von Maßnahmen herangezogen werden.

Anwendungen von Artificial Intelligence in der Hochspannungstechnik

Im Bereich der Wechselspannungstechnik kommen automatisierte Monitoring-Systeme bereits seit Jahrzehnten zum Einsatz. Damit lassen sich die Gesamtlebenskosten, beispielweise von gasisolierten Systemen (GIS), reduzieren und die Lebensdauer verlängern [1]. Durch kontinuierliche Monitoring-Systeme ist der Ist-Zustand der Anlage jederzeit bekannt und es können dadurch Mängel frühzeitig erkannt werden. Durch den Vergleich der gemessenen Daten mit Referenzmustern ist es möglich, die Art des Teilentladungsdefektes zu bestimmen und zu identifizieren. Diese Art der Interpretation erfordert jedoch viel Erfahrung und die Verfügbarkeit eines menschlichen Experten. Frühere Publikationen haben bereits gezeigt, dass die automatisierte Identifikationsgenauigkeit mit ca. 70 % deutlich über der eines menschlichen Experten mit 30 % liegt [2]. Dieses Ergebnis unterstreicht weiter die Notwendigkeit von automatisierten und zuverlässigen TE-Identifikationssystemen.

Für Teilentladungsmessungen bei Gleichspannung stehen solche Systeme noch nicht zur Verfügung, da aussagekräftigen Identifikationsmethoden noch in der Entwicklung sind. Weiter sind auch die normativen Vorschriften der entsprechenden Norm IEC 60270 [3] in Bezug auf Messungen mit Gleichspannung nicht sehr detailliert.

Automatisierte TE-Identifikation bei Gleichspannung mit Machine Learning

Da die Zahl von Gleichspannungsbetriebsmitteln im Netz stetig steigt, ist es erforderlich, automatisierte Identifikationsmethoden auch für diese Spannungsart zu realisieren. Mit Hilfe von Machine Learning können die fundamentalen TE-Messdaten, wie die Amplitude und das zeitliche Auftreten der TE-Impulse, weiterverarbeitet und mit verschiedenen Algorithmen des maschinellen Lernens klassifiziert werden. Hierfür muss ein Algorithmus mit einem bestehenden Datensatz darauf trainiert werden, bestimmte Muster in den Daten zu erkennen. Basierend auf den erlernten Regeln, sollen in weiterer Folge Muster in neuen unbekanntenen Daten erkannt und richtig klassifiziert werden. Statistische Parameter, welche aus den Messdaten gewonnen werden können, wie beispielsweise Verteilungsparameter, Mittelwert und Standardabweichung, stellen bis jetzt die genaueste Methode dar, die Daten zu verarbeiten. Eine Klassifikationsgenauigkeit von bis zu 95 % konnte hiermit bei Gleichspannung bereits erreicht werden.

Referenzen

- [1] Beieler, Hücker, Katschinski, Kirschesch, Neumann, Ostermeier, Rudolph: "Intelligent Monitoring and Control Systems for modern AIS and GIS Substations", CIGRE Session, Report 34-113, Paris, France, 1998
- [2] Gorablenkow, Huecker, Schichler: "Application of UHF Partial Discharge Monitoring and Expert System Diagnosis", IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Arlington, USA, 1998
- [3] IEC 60270: "High-Voltage Test Techniques - Partial Discharge Measurements", Edition 3.1, 2015

5.2.5. Alles sicher? Arbeitnehmerschutz in elektromagnetischen Felder in Energieversorgungsanlagen

Katrin FRIEDL¹, Andreas ABART²

Motivation und zentrale Fragestellung

Seit Juli 2016 ist in Österreich die EU-Richtlinie 2013/35/EU [1] hinsichtlich elektromagnetische Felder am Arbeitsplatz mit der Verordnung für elektromagnetische Felder (VEMF) [2] in Österreich in nationales Recht umgesetzt. Gerade in Energieversorgungsanlagen gibt es eine Vielzahl von Quellen elektromagnetischer Felder. Um bei der Arbeitsplatzevaluierung im Bereich dieser Anlagen effizient und einheitlich vorzugehen, hat eine Expertengruppe des nationalen Normungsausschusses (OVE) eine nationale OVE Richtlinie R27 [4] erstellt.

Die dabei entwickelte Methode – die Zoneneinteilung zusammen mit dem Prüfvorgang über die Einhaltung der die Exposition begrenzenden Auslösewerte in diesen Zonen – wird in diesem Beitrag vorgestellt.

Methodische Vorgangsweise

In einem ersten Schritt wird ein EMF-Zonenkonzept für eine Anlage erstellt. Dabei werden die EMF-Zonen so gewählt, dass sich möglichst wenig Zutrittsverbote ergeben. Dabei wird allerdings auch schon berücksichtigt, dass in Bereich stärkerer EMF-Quellen, die Auslösewerte mancher Zonen nicht eingehalten werden können. Folgende Tabelle gibt einen Überblick über die EMF-Zonen:

Tabelle 1: Klassifikation der EMF-Zonen nach R27

EMF-zone	Auslösewert AW gemäß	AW 50 Hz E-Feld	AW 50 Hz B-Feld μT	Zutrittsverbot für:
0	1999 /519/EG [6] OVE EN 50527-1	5	100	Niemanden
A	Referenzwerte gem. R23-1, ICNIRP2010[5] (Allgemeinbevölkerung)	5	200	Schwangere ArbeitnehmerInnen, Personen mit aktiven Implanaten
B	Auslösewerte gemäß 2013/35/EU , ICNIRP 2010 – beruf. Exponierte	10/20	1000	Wie A, sowie Personen ohne Unterweisung hinsichtlich Mindestabstände
C _s	Expositionsgrenzwerte für sensorische Wirkungen			Wie B, sowie Personen unter 18 Jahren und weniger als 18 Monate einschlägige Praxis
C _h	Expositionsgrenzwerte für gesundheitliche Wirkungen			
X	Überschreitung der Expositionsgrenzwerte			All persons

Im Zweiten Schritt werden in einigen wenigen Prüfpunkten die Einhaltung der Auslösewerte überprüft.

Die Prüfpunkte werden im zugänglichen Bereichen dabei so gewählt:

- Möglichst nahe bei den stärksten Quellen (größte Ströme, höchste Spannungen, niedrigste Bodenabstände)
- An der Grenze zu Zonen mit höheren Grenzwerten, auch im Bereich wo die höchsten Expositionen erwartet werden (kleinster Abstand zu den Quellen)

Für diese Prüfpunkte wird mit Hilfe von in der R27 angegebenen Prüfradien systematisch die relevanten Quellen bestimmt.

¹ TU Graz, IEAN

² Netz Oberösterreich GmbH

Für einfache Situationen mit nur einer relevanten Quelle kann man schließlich auch sofort mit dem sogenannten Auslöseabstand bestimmen, ob in dem Abstand des Prüfpunkts zur Quelle der Auslöseabstand überschritten ist und damit die Auslösewerte eingehalten werden.

Sind mehrere relevante Quellen (das sind Quellen, die im Prüfpunkt eine Exposition von mehr als 20% des Auslösewerts verursachen, werden diese gemeinsam durch Summation der Auslösequotienten dieser relevanten Quellen bestimmt.

Kann der Nachweis mit Hilfe der Auslösequotienten / Auslöseabständen nicht erfolgen, besteht die Möglichkeit die Einhaltung der Auslösewerte mit weniger konservative Berechnungs- und Messverfahren zu zeigen die allerdings auch einen entsprechenden Modellierungsaufwand, bzw. Messaufwand mit sich bringen.

Der große Vorteil der in der R27 entwickelten Methode ist der, dass der Großteil der Prüfung mit Hilfe weniger Daten und Pläne bei geringem Aufwand erfolgen kann, und dabei die ungünstigsten Kombinationen berücksichtigt werden.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

In diesem Beitrag wird gezeigt, wie die Berücksichtigung der ungünstigsten Kombinationen erfolgt ist und welche Auswirkungen dies auf die Bewertung der Felder anhand von Beispielen hat.

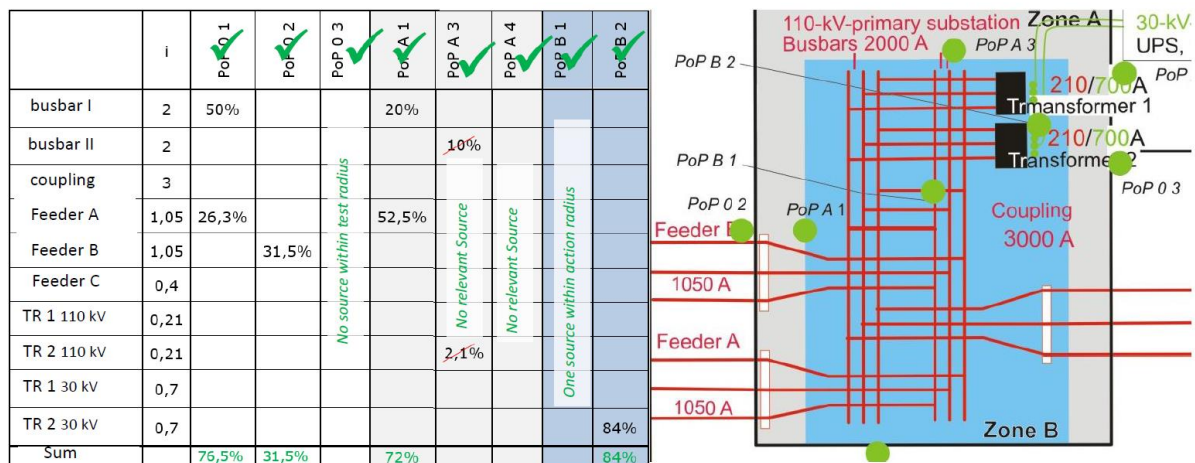


Abbildung 1: Zonenplan einer Anlage, mit Prüfpunkten.

Referenzen

- [1] European Parliament and council, 2013, "Directive 2013/35/EU on the minimum health and safety requirements regarding the exposure of workers to the risks arising from physical agents (electromagnetic fields)", Official Journal of the European Union, L179/1
- [2] Verordnung des Bundesministers für Arbeit, Soziales und Konsumentenschutz über den Schutz der Arbeitnehmer/innen vor der Einwirkung durch elektromagnetische Felder (Verordnung elektromagnetische Felder – VEMF), StF: BGBl. II Nr. 179/2016,
- [3] Einführungserlass zur VEMF GZ: BMASK-461.309/0007-VII/A/2/2016
- [4] OVE-Richtlinie R 27:2019-07-01 „Verfahren zum Nachweis der Einhaltung der Auslösewerte gemäß Verordnung Elektromagnetische Felder im Bereich elektrischer Energieversorgungsanlagen für Frequenzen von 0 bis 100 kHz“
- [5] ICNIRP, 2010, "Guidelines for limiting exposure to time-varying electric and magnetic fields (1Hz-100 kHz)", Health Physics. Vol. 84,383-887
- [6] Council Recommendation 1999/519/EC on the limitation of exposure of the general public to electromagnetic fields (0 Hz to 300 GHz)

5.3. NETZBETRIEB UND LEITWARTEN (STREAM D3)

5.3.1. Adaptives Netzäquivalent mit künstlichen neuronalen Netzen

Zheng LIU¹, Sebastian WENDE-VON BERG², Gourab BANERJEE¹, Nils BORNHORST¹, Tobias KERBER³, Andrea MAURUS⁴, Martin BRAUN^{1,2}

Inhalt

Im Rahmen des Projekts RPC2⁵ wird eine netzebenen- und netzbetreiberübergreifende Betriebsführung vom Fachgebiet Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze der Universität Kassel und dem Fraunhofer IEE mit den Verteilnetzbetreibern (VNBs) LEW Verteilnetz GmbH (LVN) und AllgäuNetz (AN) entwickelt und angewendet. Ziel ist es, das gemeinsame Blindleistungsmanagement der beiden VNBs zu optimieren, wobei Informationen über das jeweilige Nachbarnetz ausgetauscht werden müssen. Dazu ist es erforderlich, Netzäquivalente mit Hilfe einer Netzreduktionsrechnung zu ermitteln um den Datenaustausch möglichst gering zu halten und Netzdaten zu anonymisieren. Konventionale Netzäquivalentmethoden sind bspw. das Ward-Äquivalent und das REI-Äquivalent (REI: radial, equivalent, independent). Die Genauigkeit dieser Ansätze ist jedoch begrenzt bei Netztopologieänderung und signifikanter Netzzustandsänderung [1], falls keine erneute Netzreduktionsrechnung durchgeführt werden kann. Aufbauend auf dem Ansatz von künstlichen neuronalen Netzen (KNN) für eine Zustandsschätzung [2] wird in dieser Veröffentlichung eine innovative Netzäquivalentmethode basierend auf KNN (KNN-Äquivalent) vorgeschlagen. Die Genauigkeiten der verschiedenen Arten von Netzäquivalenten werden bewertet anhand der Fähigkeit, die originalen Spannungen während der Simulation mit Leistungs- und Netztopologieänderung abzubilden.

Methodik

Die Wechselwirkung zwischen den verbundenen Netzen spiegelt sich im sich ändernden Stromaustausch an den Übergabestellen wider, der im Wesentlichen durch den sich ständig ändernden Netzzustand, z.B. aufgrund von den Last- und Generatorprofilen sowie durch die Netztopologieänderungen verursacht wird. Die

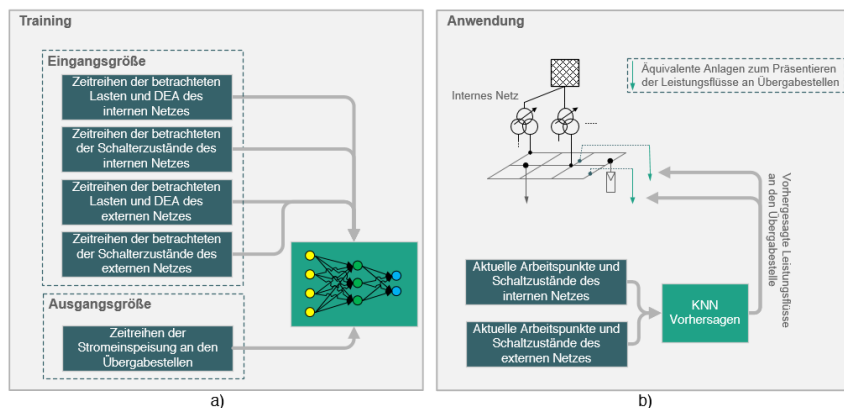


Abbildung 1: Konzept des KNN-basierten Netzäquivalents

¹ Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze/Universität Kassel, Wilhelmshöher Allee 71-73, 34121 Kassel, Deutschland, +49 561 8046409 zheng.liu@uni-kassel.de, nils.bornhorst@uni-kassel.de, gourab.banerjee@uni-kassel.de, martin.braun@uni-kassel.de, <http://www.uni-kassel.de>

² Netzplanung und Netzbetrieb/Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, Königstor 59, 34119 Kassel, Deutschland+49 561 7294298, sebastian.wende-von.berg@iee.fraunhofer.de, martin.braun@iee.fraunhofer.de, <https://www.iee.fraunhofer.de>

³ Assetmanagement HS/MS/LEW Verteilnetz GmbH, Schälzlerstraße 3, 86150 Augsburg, Deutschland, +49 821 3281342, tobias.kerber@lew-verteilnetz.de, www.lew-verteilnetz.de

⁴ Netzplanung/AllgäuNetz GmbH & Co. KG, Illerstraße 18, 87435 Kempten, Deutschland, +49 152 21870724, Andrea.Maurus@allgaeunetz.com, <https://www.allgaeunetz.com/>

⁵ Forschungsprojekt RPC2 (Reactive Power Control 2, FKZ:0350003A) ist gefördert durch Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

physikalische Beziehung zwischen dem Stromaustausch an den Übergabestellen und dem Netzzustand entspricht der Lastflussberechnung. Diese Beziehung wird in diesem Beitrag mit Hilfe von KNN ohne detaillierte Kenntnisse des Stromnetzes modelliert. Auf Basis von vorhandenen Zeitreihen lernt das KNN die Lastflussberechnung und bildet daraufhin den Einfluss des Nachbarnetzes auf den Stromaustausch an den Übergabestellen ab, siehe Abb. 1. Statt bei Schalthandlungen eine neue Netzreduktionsrechnung durchführen zu müssen, ist die Schalterstellung eine Eingangsgröße des KNN, so dass bei Schalthandlungen das KNN-basierte Netzäquivalent weder neu berechnet noch neu trainiert werden muss. Dadurch wird die Rechenzeit erheblich reduziert.

Sowohl das vorgeschlagene KNN-Äquivalent als auch das REI-Äquivalent werden in der Open-Source-Software pandapower [3] implementiert und verglichen. Als Testnetze werden die realen Netzmodelle von LVN und AN eingesetzt. Die beiden Netze sind gekoppelt bei zwei Übergabestellen und haben jeweils drei Schalter, die im Lauf der Simulation zur Realisierung der Netztopologieänderung ein- oder ausgeschaltet werden.

Erwartete Ergebnisse

Bisher wurden die Simulationen basierend auf zwei gekoppelten SimBench-Netzen [4] mit vorhandenen Zeitreihen ausgeführt. Abb.2 veranschaulicht die Simulationsergebnisse, bei denen lediglich Leistungsänderungen betrachtet werden. Es ist ersichtlich, dass die max. Spannungsfehler des Äquivalentnetzes zum originalen Netz bei der KNN-Methode fast immer

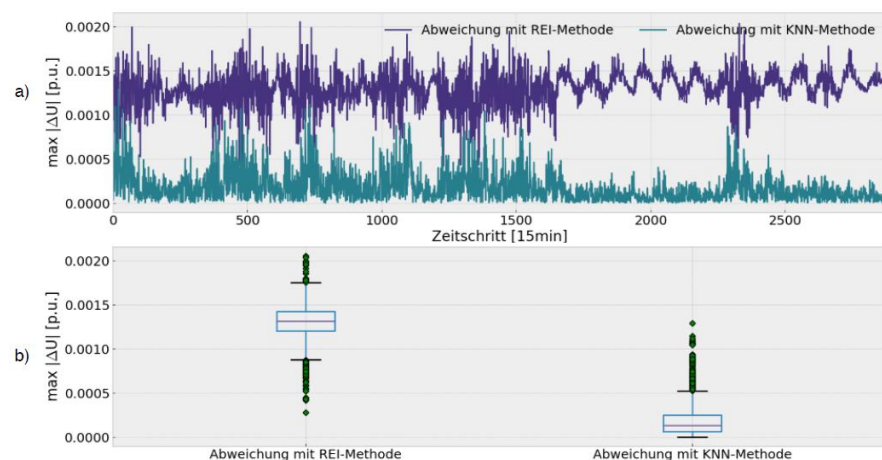


Abbildung 2: a) Abweichung der Spannungsamplitude mit beiden Netzäquivalentmethoden; b) Boxplot-Darstellung zur Abb. 2 a)

kleiner als die Unterschiede bei der REI-Methode sind. Die Vorteile der KNN-Methode wären unter der Berücksichtigung von Netztopologieänderung noch signifikanter.

Zusammenfassung / Ausblick

Gemäß den vorhandenen Ergebnissen werden die Genauigkeit und Praxistauglichkeit des KNN-Äquivalents validiert. Mittels der flexiblen Konfiguration der Eingangsgröße kann der Anwendungsbereich des KNN-Äquivalents noch erweitert werden, z.B. Netzäquivalent mit Berücksichtigung von Spannungsänderung und Netzregelung. Zukünftige wissenschaftliche Arbeiten könnte die Anwendung des KNN-Äquivalents in der Blindleistungsoptimierung zum Gegenstand haben.

Referenzen

- [1] Dy Liacco, T.E., Savulescu, S.C., Ramarao, K.A.: An on-line topological equivalent of a power system. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems PAS-97(5), 1550–1563 (1978). DOI 10.1109/TPAS.1978.354647
- [2] Menke J H, Bornhorst N, Braun M. Distribution system monitoring for smart power grids with distributed generation using artificial neural networks [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2019, 113: 472-480.
- [3] Thurner, L., Scheidler, A., Schäfer, F., Menke, J., Dollichon, J., Meier, F., Meinecke, S., Braun, M.: pandapower - an open-source python tool for convenient modeling, analysis, and optimization of electric power systems. IEEE Transactions on Power Systems 33(6), 6510–6521 (2018). DOI 10.1109/TPWRS.2018.2829021
- [4] SimBench, 2018, "Simulation data base for a consistent comparison of innovative solutions in the field of grid analysis, planning and operation management." URL: www.simbench.net (07.01.2018)

5.3.2. Power System Simulator – Ein dynamisches Simulationssystem für die Herausforderungen der zukünftigen Netzbetriebsführung

Nico BROSE¹, Harald SCHWARZ², Przemyslaw JANIK³, Benjamin BUCKOW⁴

Kurzzusammenfassung

In diesem Beitrag wird ein Simulationssystem zur Abbildung dynamischer Vorgänge in Netzleitwarten für die Netzbetriebsführung unter derzeitigen und zukünftigen Anforderungen sowie Herausforderungen der Transport- und Verteilnetze vorgestellt. Dabei wird kurz das Konzept des Systems, das Zusammenspiel zwischen Simulationskern und Visualisierungsoberfläche sowie der Einsatz des Systems beschrieben.

Einordnung in die Themenblöcke: Transport- und Verteilnetze; Methoden, Instrumente und Modelle

Motivation

Das elektrische Energiesystem in Europa, speziell in Deutschland, befindet sich seit circa 25 Jahren im Wandel. Beginnend mit einem über mehrere Jahrzehnte historisch gewachsenen, mit konventionellen Kraftwerken betriebenen Versorgungssystem hin zu einer liberalisierten Energieversorgung mit dem Fokus auf erneuerbaren Energieträgern.

Dies führt zu einer grundlegenden Neustrukturierung der Elektrizitätswirtschaft und ist gekennzeichnet durch eine sukzessive Zunahme des Stromhandels, steigendem Leistungsaustausch mit den benachbarten Stromnetzen sowie einen massiven Ausbau der Windenergie und der Solarenergie in Europa. Weiterhin ist die Neustrukturierung charakterisiert durch eine stetig zunehmende Integration von Energiespeicher (aller Art) und Elektroautomobilen in die Verteilungsnetze. Für Deutschland ist besonders zu berücksichtigen, dass die Kern- und Kohlekraftwerkskapazitäten geplant stillgelegt werden.

Diese technischen sowie wirtschaftlich gestiegenen Herausforderungen und die neuen Anforderungen sowie regulatorischen Rahmenbedingungen müssen auch vom Netzbetriebspersonal umgesetzt werden. In diesem Zusammenhang ist der jeweilige Netzbetreiber dazu angehalten, gem. der EU-Verordnung 2017/1485 Artikel 58 seine Mitarbeiter ausreichend auszubilden und zu trainieren [1, Art. 58]. Dies umfasst gemäß EU-Verordnung 2017/1485 Artikel 59 neben einem praktischen Training am Arbeitsplatz ein simulatorgestütztes Training [1, Art. 59], welches das Umfeld und die Funktionalitäten einer Leitwartenumgebung im Echtzeitbetrieb nachempfinden sowie eine ausreichend detaillierte Netzmodellierung umfassen soll.

Die hinreichende, den Anforderungen gerechte Schulung und das Training des Betriebspersonals sollte daher auch die aktuellen und zukünftigen Gegebenheiten in der Simulation des Netzbetriebes widerspiegeln. Dies beinhaltet Forschungstätigkeiten in dem Bereich besserer Funktionalitäten, Modelle und didaktischer Methoden zur angemessenen Schulung und Training in der Netzbetriebsführung. Es muss daher für das simulatorgestützte Training eine Leitwartenumgebung aufgebaut werden, welche die vorgenannten Aspekte abdeckt.

¹ BTU Cottbus-Senftenberg – Lehrstuhl Energieverteilung und Hochspannungstechnik, Siemens-Halske-Ring 13, 03046 Cottbus, Deutschland, +49 (0) 355 69 26 66, nico.brose@b-tu.de, <https://www.b-tu.de/fg-evh/>

² BTU Cottbus-Senftenberg – Lehrstuhl Energieverteilung und Hochspannungstechnik, Siemens-Halske-Ring 13, 03046 Cottbus, Deutschland, +49 (0) 355 69 45 02, harald.schwarz@b-tu.de,

³ Wrocław University of Science and Technology - Department of Electrical Engineering Fundamentals, Faculty of Electrical Engineering, 50-370 Wrocław, Wybrzeże Wyspiańskiego 27, Poland, przemyslaw.janik@pwr.wroc.pl

⁴ Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) – Technisches Kraftwerksmanagement, Von-Stein-Straße 39, 03050 Cottbus, Deutschland, +49 (0) 355 28873227, benjamin.buckow@leag.de

Konzept des Systems

Das System ist auf eine realitätsnahe Abbildung der komplexen Zusammenhänge zwischen Erzeugung, Übertragung und Abnahme in Elektroenergieversorgungssystemen ausgerichtet. Hierzu wurde die Netzleittechnik PRINS des Unternehmens BTC AG (heute PSI Software AG) verwendet, die über einen Fernwirkserver mit dem RMS-Echtzeit-Simulationskern PowerFactory der Firma DlgSILENT GmbH zur dynamischen Netzsimulation gekoppelt ist. Der Simulationskern übernimmt die Berechnung der dynamischen Netzvorgänge einschließlich der regelungstechnischen Prozesse in Echtzeit.

Die Konfiguration des Trainingssimulators ist angelehnt an die Organisationsstruktur eines Energieversorgungssystems mit mehreren Netzbetreibern und umfasst 14 Leitstände. Dabei wird im System das ostdeutsche Transport- und Verteil- sowie die Randnetze und die darin enthaltenen Einspeiser und Abnehmer mit ihren Aufgaben und Funktionen dargestellt. Hierbei kann das System auch zukünftige oder geplante Veränderungen des ostdeutschen Elektroenergieversorgungssystems wiedergeben. Derzeit umfasst das Netzmodell rund 180 Umspannwerke mit 13250 Leistungs- und Trennschalter sowie 600 Transformatoren, 1250 Leitungen, 250 Kraftwerksblöcke, 200 EEG-Sammeleinspeisungen und 1000 aggregierte Verbraucher. Über dieses Netzmodell hinaus können weitere Netze im System je nach Anforderung erstellt und erweitert werden.

Module und Funktionen

Über die Standardfunktionalitäten der Netzleittechnik (SCADA und HEO) hinaus wurden weitere Funktionen und Module aufgebaut, angepasst und entwickelt.

- RMS-Echtzeit-Simulationsberechnung, Netzsicherheits-, Kurzschlussstromberechnung
- Kraftwerksmodelle (Thermische Kraftwerke, Gaskraftwerke, GuD-Anlagen, Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerke)
- Verschiedene EEG-Modelle auch basierend auf meteorologischen Daten (Wind, Photovoltaik, Biomasse, Speicher)
- Dynamische Verbraucher (Lasten, aggregierte Lasten und Ladeinfrastruktur für Elektromobilität)
- Ganglinienverwaltungen (z. B. sonnig/windig, Sommer/Werktag)
- Auswertungs- und Analysefunktionen speziell für Schulungen und Trainingssitzungen
- Regelleistungserbringung und Einspeisemanagement
- Transformatoren (Zweiwickler, Dreiwickler, in Längs-, Quer- und Schrägregelung mit der Möglichkeit der automatischen Trafostufung)

Mit dem System lassen sich eine Vielzahl von Trainingssituationen abdecken:

- Grundlagen Netz- und Systemführung sowie des Kraftwerksbetriebes
- Zusammenspiel konventioneller Kraftwerke mit EEG-Anlagen
- Netzbetriebsführung des ostdeutschen Stromnetzes
- Beherrschung von derzeitigen und zukünftigen kritische Netzsituationen
- Zerfall und Synchronisation von mehreren Netzinseln
- Netzwiederaufbaumaßnahmen

Ergebnis

Das Trainingssystem kann auf Basis der entwickelten Betriebsmittel- und Netzmodelle die dynamischen Vorgänge für den Netz-Normalbetrieb, wie auch für den gestörten Netzbetrieb unter Einbeziehung der durch die Netzcodes definierten Kraftwerkseigenschaften betriebsrealistisch simulieren.

Zielgruppe für das System sind Dispatcher für wiederkehrende Trainingseinheiten und die Anwendung in der universitären Lehre und Ausbildung.

Referenzen

- [1] Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (2017): VERORDNUNG (EU) 2017/1485 DER KOMMISSION vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (Abl. (EU) L 220 S. 1).

5.3.3. Plattform für Pilot Systeme im Netzoperationsbetrieb

Benjamin REQUARDT¹, Sebastian WENDE-VON BERG², Martin BRAUN³

Einleitung

Der Umbau der Stromversorgung in Deutschland fordert neue Lösungen an Informationstechnologien im Energiesektor. Bisherige Software Systeme zur Steuerung der Stromnetze werden oft nur von einem Anbieter beim Netzbetreiber betrieben und sind somit in sich geschlossene Systeme. Wir präsentieren eine Plattform (beeDIP⁴), die es dennoch ermöglicht von anderen Anbietern Lösungen am realen Stromnetz zu erproben. Dabei muss nicht in das bisherige System eingegriffen werden und auch die Sicherheit des Gesamtsystems bleibt erhalten.

Neue Software Lösungen für die Energiewende erforderlich

Durch den Umbau der Stromversorgung in Deutschland und den erhöhten Anteil an dezentralen Erzeugern werden neue Ansprüche an Informationsverarbeitungstechnologien im Energiesektor gestellt [1] [2]. Somit steigt auch der standardisierte Informationsaustausch zwischen den Akteuren, der teilweise bereits durch GLDPM⁵ geregelt wird. Die inzwischen erhebliche und weiter zunehmende Erzeugung von Strom aus Wind- und PV-Anlagen ist stark abhängig von der Wetterlage und damit schwer planbar. Dies kann zu Engpässen und Schwankungen im Stromnetz führen, deren effiziente Vermeidung und Auflösung zukünftig z.B. durch Redispatch 2.0 [3] geregelt werden sollen. Des Weiteren stehen für solche Aufgaben immer weniger konventionelle Kraftwerke zur Verfügung, die gesichert Systemdienstleistungen bereitstellen können. Natürlich können Systemdienstleistungen für das Verteilnetz und das Übertragungsnetz auch von dezentralen Erzeugungsanlagen zur Verfügung gestellt werden. Diese Bereitstellung von Systemdienstleistung aus Wind- und PV-Anlagen erfordert aber aufgrund deren volatilen Verhaltens intelligente Software und Algorithmen. Optimierungsverfahren können dann dabei helfen, das volatile Verhalten der dezentralen Erzeuger für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen besser zu koordinieren [4] [5].

Testen von neuen Ansätzen im Netzoperationsbetrieb

Um neue Methoden oder Ansätze zu evaluieren ist es sinnvoll, diese final im realen Netzbetrieb zu testen. Dabei sind Anwendungen für den Netzbetrieb oft in sich geschlossene Systeme [6], die Lösungen von anderen Anbietern nicht zulassen. Die neuen Lösungsansätze benötigen in der Regel statische (z.B. Topologiedaten über das Stromnetz) aber auch sich ändernde Daten (z. B. Messwerte). Diese Daten werden meist von unterschiedlichen Quellen zur Verfügung gestellt (z.B. Leitwarte etc.). Das Ziel der in diesem Beitrag vorgestellten Software Plattform ist es, diese unterschiedlichen Daten in ein einheitliches Datenmodell zu transformieren und den neuen Lösungsansätzen über moderne Schnittstellen bereitzustellen. Für die Modellierung von Stromnetzdaten hat sich der CIM6 Datenstandard etabliert [7]. Dieser bildet die vorhandenen Elemente (zum Beispiel Leitungen, Transformatoren) und ihre Verbindungen untereinander in ein einheitliches Datenmodell ab. Mit Hilfe der Plattform und deren Methoden können unterschiedliche Datenquellen performant und mit Hilfe von CIM einheitlich interpretierbar erfasst werden. Die Plattform selber basiert auf Microservices [8] und unterteilt verschiedene Funktionalitäten in Module. Ein neues Modul (z.B. Optimierer für Wirk- oder Blindleistung) kann durch die bereitgestellte Plattform API⁷ und dessen Methoden, die für

¹ Fraunhofer IEE, Königstor 59, 34119 Kassel, +495617294381, Benjamin.Requardt@iee.fraunhofer.de, <https://www.iee.fraunhofer.de/de/geschaeftsbereiche/energiesystemtechnik/netzplanung-und-netzbetrieb.html>

² Fraunhofer IEE, Königstor 59, 34119 Kassel, +495617294298, Sebastian.Wende-von.berg@iee.fraunhofer.de

³ Fraunhofer IEE, Königstor 59, 34119 Kassel, +495617294118, Martin.Braun@iee.fraunhofer.de

⁴ <https://www.iee.fraunhofer.de/de/geschaeftsbereiche/energiesystemtechnik/netzplanung-und-netzbetrieb/werkzeuge/beedip.html>

⁵ Bereitstellungsmethodik für die einheitliche Erhebung von Erzeugungs- und Lastdaten

⁶ Common Information Model

⁷ application programming interface


unterschiedliche Programmiersprachen (Java, C#, Python etc.) zur Verfügung steht, an die bestehenden Module anschließen. Durch die API wird definiert, von welchen anderen Modulen es Daten erhalten möchte (sobald diese zur Verfügung stehen) und welche Datenpunkte das Modul anbietet. Die Plattform und dessen API regeln dabei den Datenaustausch und Datenintegration verschiedener Quellen und Formate, wobei die Module auf unterschiedlichen Systemen (Server etc.) in Betrieb genommen werden können. Hierdurch entsteht eine hohe Skalierbarkeit und Resilienz, die für Netzoperationsbetriebe erforderlich ist. Für die Darstellung und Konfiguration der Module können Visualisierungsanwendungen mit Hilfe der Plattform API entwickelt werden, die auf einer zentralen Webseite dargestellt werden. Die Plattform wird bereits in verschiedenen Forschungsprojekten eingesetzt z.B. SysFlex¹. Das Paper zeigt die angewandte Methodik und Software Architektur der Plattform. Des Weiteren werden Anwendungsfälle dargestellt, die durch die Plattform implementiert worden sind und welche Vorteile sich durch diese ergeben.

Zusammenfassung

Die Plattform ermöglicht es, dass andere Anbieter neue Lösungen an realen Stromnetz testen können ohne in das bestehende System einzugreifen. Durch die bereitgestellten Methoden können verschiedene Module schnell in die Plattform integriert werden und verschiedene Datenquellen in das einheitliche CIM Format konvertiert werden. Hierdurch wird die Interpretierbarkeit von unterschiedlichen Datenformaten erhöht und vereinheitlicht, was die Entwicklung neuer Module und Integration in bestehende Systeme deutlich vereinfacht. In Zukunft sollen mit Hilfe der Plattform neue Lösungen z.B. für eine bessere Integration von Elektromobilität in das Stromnetz entwickelt werden.

Referenzen

- [1] S. D. Ramchurn, P. Vytelingum, A. Rogers und N. R. Jennings, „Putting the ‘Smarts’ into the Smart Grid: A Grand Challenge for Artificial Intelligence,“ *Communications of the ACM*, pp. 86-97, 2012.
- [2] V. C. Güngör, D. Sahin, T. Kocak, S. Ergüt, C. Buccella, C. Cecati und G. P. Hancke, „Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards,“ *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL INFORMATICS*, Bd. 7, Nr. 4, pp. 529-539, 2011.
- [3] bdew, „Redispatch 2.0 | BDEW,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.bdew.de/energie/redispatch-20/>.
- [4] S. Wende - von Berg, Bornhorst, Gehler, Schneider und Hänchen, „SysDL 2.0 - Systemdienstleistungen aus Flächenverteilnetzen: Methoden und Anwendungen,“ *14. Symposium Energieinnovation, Graz*, Februar 2016.
- [5] P. Palensky und D. Dietrich, „Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads,“ *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL INFORMATICS*, Bd. 7, Nr. 3, pp. 381-388, 2011.
- [6] G. Dán, H. Sandberg und M. Ekstedt, „Challenges in Power System Information Security,“ *IEEE Security & Privacy*, pp. 62-70, 2012.
- [7] M. Uslar und M. Specht, „Standardization in Smart Grids,“ 2013, pp. 99-114.
- [8] S. Newman, „Microservices,“ Rheinbreitbach, 2015, pp. 22-29.

¹  This work is based on results from the EU-SysFlex project. This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 773505. The authors are solely responsible for this publication.

5.3.4. Der Sinn der Beschränkung.

Annette HOPPE¹

Einleitung und Problemstellung

Technische Entwicklungen haben in der Menschheitsgeschichte immer wieder zu Entwicklungsschüben geführt, die gesellschaftliche Veränderungen mit sich brachten [1]. Die Menschen wurden jedes Mal vor neue Herausforderungen gestellt, oft ungefragt. Anpassungszwänge erforderten Lernprozesse. Das war schon sehr in der Menschheitsgeschichte oft der Fall, nur haben wir mit den Prozessen der Digitalisierung eine neue Qualität dieser Entwicklung erreicht. Die Dimension Geschwindigkeit ist ein besonderes Problem in den momentan geforderten Anpassungen. Gleichzeitig sind viele neue technische Produkte und Prozesse in ihrer Gesamtheit nicht von jedem zu verstehen [2].

Die Handlungsoptionen haben sich riesig vergrößert und keine Hilfe bei der vorurteilsfreien Anwendung ist gegeben. Der Mensch wird oft nur zum Nutzer und Konsumenten, denn die Zeit, die er bräuchte, um die Prozesse lernend zu verstehen, gibt ihm diese rasante Entwicklung nicht. Dadurch entsteht ein weiteres gesellschaftliches Problem. Es fehlen mehr und mehr die Fachkräfte. Die Aus- und Weiterbildung wird von der Entwicklung überholt. Unternehmen sehen sich der Verheißung des Neuen ausgesetzt und geraten in einen Veränderungs- und Modernisierungsdruck. Hinterfragen wir bei jeder neuen Entwicklung eigentlich noch die Sinnhaftigkeit für uns, oder sind wir schon getrieben, weil wir nicht zurückbleiben wollen? Müssen wir nicht mehr und mehr auch Risiken für Sicherheit und erfolgreiches Handeln diskutieren, ohne die positiven Effekte zu vernachlässigen?

Wandel und Anpassung

Der schnelle Wandel erfordert auch eine schnelle Anpassung jedes einzelnen Menschen an neue Bedingungen. Deshalb begegnet uns die permanente Forderung nach immer mehr Flexibilität in allen Lebensbereichen. Doch, was bedeutet das für den Einzelnen? Welche physischen und psychischen Prozesse „verbergen“ sich hinter schnellen „Anpassungen“? Es sind Entscheidungen, die in schneller Abfolge getroffen werden müssen. Diese setzen aber die Wahrnehmung und Bewertung von Alternativen voraus. Zeitdruck und Multioptionalität erschweren diesen Prozess. Zusätzlich verstärkt die Angst falsch oder fehlerhaft zu entscheiden den Druck.

Erleben wir gegenwärtig eine Phase der Entwicklung mit ständiger Beanspruchung, ja Überforderung? Oder ist das ein evolutionärer Prozess, an dessen Ende eine flexibel angepasste Elite sich behauptet? Was passiert mit uns Menschen in der nahen und fernerer Zukunft? Welche Antworten kann die Wissenschaft aus heutigen Erkenntnissen schon geben? Alternativen zu erkennen und zu bewerten, um Entscheidungen zu treffen, ist kein genetisch festgeschriebenes Programm. Entscheiden muss der Mensch lernen, denn die Optionen verändern sich Zeit seines Lebens [3].

Gestaltungsansätze und Handlungsempfehlungen

Die Forschung hat wissenschaftlich analysiert und verschiedene Theorien entwickelt, mit dem Ziel menschliches Entscheiden zu verstehen, zu erklären und zu unterstützen. Dabei wurden unterschiedliche Ansätze, Modelle und Gestaltungshinweise veröffentlicht, die oft Prozesse beschreiben. Nachfolgend sollen einige Ansätze davon ausgewählt und diskutiert werden. dabei wird auf psychologische Erkenntnisse eingegangen und es werden Bezüge zu neuen arbeitswissenschaftlichen Forschungen hergestellt [4]. Eigene wissenschaftliche Studien werden in die Diskussion einbezogen und mögliche Handlungsempfehlungen für Hersteller und Nutzer moderner Technik abgeleitet.

¹ Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Fachgebiet Arbeitswissenschaft/ Arbeitspsychologie, Siemens-Halske-Ring 14, 03046 Cottbus, Tel. +49-355-694824, Fax +49-355-694866, hoppe@b-tu.de, www.b-tu.de/fg-arbeitswissenschaft/

Referenzen

- [1] Korunka, C., Kubeck, B. (2013): Beschleunigung im Arbeitsleben – neue Anforderungen und deren Folgen, in: Junghanns, G., Morschhäuser, M., (Hrsg.): Immer schneller, immer mehr – Psychische Belastung bei Wissens- und Dienstleistungsarbeit, VS Springer, Wiesbaden.
- [2] Junghanns, G., Morschhäuser, M. (2013): Psychische Belastung bei Wissens- und Dienstleistungsarbeit – eine Einführung, in: Junghanns, G., Morschhäuser, M., (Hrsg.): Immer schneller, immer mehr – Psychische Belastung bei Wissens- und Dienstleistungsarbeit, VS Springer, Wiesbaden. Artinger, F., Petersen, M., Gigerenzer, G., Weibler, J. (2015): Heuristics in adaptive decision strategies in management, in: Journal of Organizational Behaviour, 36, S. 33-52.
- [3] Heckhausen, J., Heckhausen, H. (2010): Motivation und Handeln, Springer, Berlin Heidelberg.
- [4] Hoppe, A. (2009): Technikstress – Theoretische Grundlagen, Praxisuntersuchungen und Handlungsregularien, Shaker Verlag, Aachen.

5.3.5. Sichere Energieerzeugung und -verteilung durch gezielte Aufmerksamkeitslenkung in Leitwarten

Rico GANSSAUGE¹, Annette HOPPE¹, Anna-Sophia HENKE¹, Norman RESSUT¹, Uwe GEISLER¹

Einleitung und Problemstellung

Die Anstrengungen zur Erreichung der europäischen Klimaziele erfordern tiefgreifende Veränderungen in der Art und Weise wie Energie erzeugt und verteilt wird. Die Herausforderung besteht hier beispielsweise in der zunehmenden Einbindung erneuerbarer Energien, welche tageszeitlich und wetterabhängig stark schwanken können sowie durch die zunehmend flexibilisierte Nachfrage in den Energiemärkten, die z.B. durch den Wandel hin zur Elektromobilität angetrieben wird. Dies bedingt unter anderem, dass die mit der Energieerzeugung in Kraftwerken oder mit der Energieverteilung in Netzleitstellen betrauten Beschäftigten schneller und flexibler reagieren müssen, als dies bisher der Fall war. Beispielhaft zeigt dies die Anzahl der Netzeingriffe (Redispatch) bei den Übertragungsnetzbetreibern in Deutschland, welche in der Vergangenheit stark zugenommen haben und sich seitdem auf hohem Niveau bewegen [1].

Die Tätigkeit in Leitwarten

Bei der Energieerzeugung und -verteilung spielen Tätigkeiten in Leitwarten eine besondere Rolle. In ihnen werden maßgebliche Steuer- und Überwachungshandlungen ausgeführt, die einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Gesamtanlage unterstützen müssen. Im Zuge der eingangs beschriebenen Herausforderungen sowie durch einen allgemeinen Wandel im Zuge der Digitalisierung ist zukünftig mit einem Anstieg dieser Art von Arbeitsplätzen zu rechnen [2]. Die dortige Tätigkeit ist in hohem Maße verantwortungsvoll, denn mögliche Fehler des Bedienpersonals können weitreichende Konsequenzen haben. Ein Großteil des Informationsaustausches im Rahmen der Mensch-Maschine-Interaktion findet dabei zwischen dem Operator und dem Leitsystem statt. Üblicherweise erfolgt die Informationsdarbietung auf einer Vielzahl von Bildschirmen. Konfigurationen mit bis zu acht Monitoren und zusätzlichen Großbildwänden sind keine Seltenheit. Von dieser Vielzahl werden jedoch nur wenige häufiger genutzt [3]. Bedingt durch dieses Nutzungsverhalten kann die Situation eintreten, dass sich wichtige Information außerhalb des direkten Blickfeldes des Operators befindet. Sie erscheint dann im so genannten peripheren Blickfeld, wird dort wesentlich schlechter wahrgenommen und könnte möglicherweise sogar übersehen werden. Das Leitsystem soll für entsprechende Extremfälle zwar technische Sicherungsmaßnahmen vorhalten [4]. Wenn diese jedoch eingreifen, ist das üblicherweise mit Erzeugungsverlusten verbunden und sollte deshalb unbedingt vermieden werden. Deshalb sollen Signale eine angemessene visuelle Qualität besitzen, um die Aufmerksamkeit des Operators zuverlässig lenken. Ziel der Untersuchung war deshalb, Signale zu identifizieren, welche im peripheren Blickfeld die Aufmerksamkeit des Operators zuverlässig lenken, ohne diesen übermäßig zu beanspruchen.

Blickbereiche des Menschen

Bei ruhigem Kopf mit bewegten Augen wird üblicherweise ein Blickbereich von ca. 15° um die Sehachse gut abgedeckt, so dass entsprechend dort eine auftauchende Information gut erkannt wird [5]. Darüber hinaus sind horizontal bis zu ca. 90° beiderseits und vertikal bis ca. 45° nach oben und ca. 70° nach unten visuelle Wahrnehmungen möglich. Die Wahrnehmungen sind jedoch in diesem Bereich nicht so deutlich, so entspricht z.B. die Sehschärfe 45° entfernt von der Sehachse nur noch 5% [6]. Farben werden ebenfalls schlechter bis gar nicht wahrgenommen [7], lediglich starke Helligkeitskontraste werden gut erkannt [5]. Außerdem können Maskierungseffekte durch das visuelle Grundrauschen sich verändernder Anzeigen auf den Bildschirmen auftreten, was möglicherweise die Erkennung wichtiger

¹ Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Fachgebiet Arbeitswissenschaft/ Arbeitspsychologie, Siemens-Halske-Ring 14, 03046 Cottbus, Tel. +49-355-694822, Fax +49-355-694866, sekr-awip@b-tu.de, www.b-tu.de/fg-arbeitswissenschaft/

Signale verschlechtert [8]. Ansatzpunkte, um Aufmerksamkeit zu lenken, können die gute Erkennung von Bewegungen [9] und hervorstechend andersartigen Objekten [10] im peripheren Blickfeld sein.

Laborexperiment

Unter Nutzung der Ansatzpunkte der dargestellten guten Kontrast- und Bewegungswahrnehmung wurde ein Laborexperiment konzipiert und durchgeführt. In diesem Experiment bindet eine Problemlöseaufgabe die Aufmerksamkeit im zentralen Blickfeld [11]. Gleichzeitig wurden vor einem komplexen und dynamischen Hintergrund im peripheren Blickfeld zufällig Signale dargeboten, deren Erkennung quittiert werden sollte. Der Hintergrund wurde in Anlehnung an Schemata aus der chemischen Industrie [12] erstellt, ca. 1/3 aller Anzeigen änderten sich alle 3 sec. Die Signale bildeten die unterschiedlich kontrastreiche Umrandung einer auf den Sehabstand von 76,6 cm normierten Mindestschriftgröße von 3,8 mm ab. Vier Helligkeitskontraste von hellem Grau bis Schwarz wurden in vier verschiedenen Frequenzen von 0 Hz – 5 Hz dargeboten. Mittels Blickerfassung wurde zusätzlich überprüft, ob sich der Blick der Probanden auch tatsächlich vor der Erkennung des Signals wie intendiert bei der Problemlöseaufgabe im zentralen Blickfeld befunden hatte.

Ergebnisse

Der Artikel legt die inferenzstatistische Auswertung der Erkennungshäufigkeiten dar, ausgehend von den Hypothesen, dass hohe Frequenzen und hoher Helligkeitskontrast besser erkannt werden als niedrige Frequenzen und geringer Helligkeitskontrast soll eine stattfinden. Außerdem wird auf die Abnahme der Erkennung mit steigendem Winkel im peripheren Blickfeld eingegangen. Aus den Ergebnissen werden erste Handlungsempfehlungen für den Einsatz in der arbeitsgestalterischen Praxis eingegangen.

Die Durchführung des Laborexperiments wird durch Mittel der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG) unter der Projekt-Nr. 358406233 ermöglicht.

Referenzen

- [1] Informationsportal der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Netztransparenz.de [Zugriff 19.11.2019]
- [2] Andelfinger, V., Hänisch, T.: Industrie 4.0 – Wie cyber-physische Systeme die Arbeitswelt verändern. Wiesbaden: Springer-Gabler, 2017, S. 9.
- [3] Kockrow, R.: Eye-Tracking Studien in Leitwarten – Evaluation einer 'Visuellen Komfortzone' für Operatortätigkeiten. Dissertationsschrift. Aachen: Shaker, 2014.
- [4] DIN EN 61511-1:2019-02. Funktionale Sicherheit - PLT-Sicherheitseinrichtungen für die Prozessindustrie - Teil 1: Allgemeines, Begriffe, Anforderungen an Systeme, Hardware und Anwendungsprogrammierung. Berlin: Beuth
- [5] Schmauder, M., Spanner-Ulmer, B.: Ergonomie - Grundlagen zur Interaktion von Mensch, Technik und Organisation. Hanser, München, 2014
- [6] Schlick, C., Bruder, R., Luczak, H.: Arbeitswissenschaft. Springer Vieweg, Berlin, 2018, S. 214
- [7] Ditzinger, T. (2013). Illusionen des Sehens. Springer Spektrum, Heidelberg
- [8] Huckauf, A.: Zur Bedingungsanalyse lateraler Maskierung. Shaker: Aachen, 1999
- [9] Birbaumer, N., Schmidt, R.: Biologische Psychologie. Springer Medizin, Heidelberg, 2010, S. 406
- [10] Vollrath, M. (2013). Ingenieurpsychologie. Psychologische Grundlagen und Anwendungsgebiete. Kohlhammer, Stuttgart
- [11] Mueller, S., Piper, B.: The Psychology Experiment Building Language (PEBL) and PEBL Test Battery. J Neurosci Methods, 222, 2014, S. 250 – 259.
- [12] DIN EN ISO 10628-2:2013. Schemata für die chemische und petrochemische Industrie - Teil 2: Graphische Symbole. Berlin: Beuth

5.3.6. Kurzpausengestaltung in der Leitwarte

Alexander EZZELDIN¹, Annette HOPPE¹, Susann RÖMING¹

Zukünftige Herausforderungen in Leitwarten

In der modernen Arbeitswelt und im Zuge der Digitalisierung von Industrie 4.0 [1] 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 [2]. Mit der möglichen Minderung der Aufmerksamkeit bei selten auftretenden, relevanten Reizen [3] kann es zu möglichen risikobehafteten Fehlhandlungen kommen, welche weitreichende unerwünschte Konsequenzen haben können. Eine mögliche Unterstützung könnte das Einführen von geeigneten Kurzpausen in den Arbeitsablauf darstellen. Ziel dieser Laborgrundlagenstudie ist daher die Ableitung von Handlungsempfehlungen zur belastungsoptimierten Pausenregimegestaltung für Arbeitnehmer, die an Operatoren- und Kontrollarbeitsplätzen arbeiten und dementsprechend erhöhten Anforderungen an selektiven Aufmerksamkeitsfunktionen ausgesetzt sind.

Theoretischer Hintergrund und Motivation

Bei der Energieerzeugung und -verteilung spielen Tätigkeiten in Leitwarten eine besondere Rolle. In ihnen werden maßgebliche Steuer- und Überwachungshandlungen ausgeführt, die einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Gesamtanlage unterstützen müssen. Im Zuge der eingangs beschriebenen Herausforderungen sowie durch einen allgemeinen Wandel im Zuge der Digitalisierung ist zukünftig mit einem Anstieg dieser Art von Arbeitsplätzen zu rechnen [4]. Die dortige Tätigkeit ist in hohem Maße verantwortungsvoll, denn mögliche Fehler des Bedienpersonals können weitreichende Konsequenzen haben. Ein Großteil des Informationsaustausches im Rahmen der Mensch-Maschine-Interaktion findet dabei zwischen dem Operator und dem Leitsystem statt. Üblicherweise erfolgt die Informationsdarbietung auf einer Vielzahl von Bildschirmen. Konfigurationen mit bis zu acht Monitoren und zusätzlichen Großbildwänden sind keine Seltenheit [5]. Daraus wird ersichtlich, dass die Tätigkeit an solchen Arbeitsplätzen ein Höchstmaß an Verantwortung sowie Gewissenhaftigkeit erfordert und besonders hohe Anforderungen an die Aufmerksamkeit der Arbeitenden stellt. Die bisherigen Empfehlungen zur Pausengestaltung beziehen sich jedoch auf dominant physisch anforderungsreiche Tätigkeiten und ergaben wenig Evidenz, dass sich Aktivpausen und Entspannungspausen in ihrer Wirkung unterscheiden [6]. Das vorgestellte Forschungsprojekt greift daher die allgemeine Forderung der Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin nach Folgestudien hinsichtlich der Frage auf, welche Pausengestaltung optimal dafür geeignet ist, um der entstehenden Belastung durch Tätigkeiten mit dominant psychischen Anforderungen zielführend entgegenzuwirken.

Aufbau der Laborgrundlagenstudie

Die Untersuchungen wurden im vollklimatisierten Ergonomielabor des FG Awip durchgeführt, um normgerechte Bedingungen [7] sicherzustellen. Dies schließt entsprechende standardisierte Beleuchtungs- und Klimabedingungen entsprechend der umgebungsbezogenen Anforderungen an Leitzentralen ein. Das ca. 2,5-stündige Versuchsdesign umfasste die Bearbeitung eines Wahrnehmungs- und Aufmerksamkeitstests mit dem Fokus auf der selektiven Aufmerksamkeit, bei dem die Probanden, ähnlich wie bei der Tätigkeit in der Leitwarte, auf relevante Reize reagieren und irrelevante Reize ignorieren sollten. Für die selektive Aufmerksamkeit stehen in dem verwendeten Testsystem insgesamt drei Subtests zur Verfügung. Dabei handelt es sich um zwei unimodale Subtests bestehend aus jeweils insgesamt 144 visuellen bzw. auditiven Reizen, von denen jeweils 30 Reize relevant sind, sowie einem crossmodalen Subtest bei dem 100 Reize bestehend aus visuellen und auditiven Reizkombinationen präsentiert werden, von denen 38 relevant sind [8]. Darüber hinaus wurde über die gesamte Versuchslaufzeit das EEG-Signal der Versuchsperson aufgezeichnet, um das Leistungsspektrum, bestehend aus Alpha-, Beta- und Thetafrequenzbändern, jeder einzelnen

¹ Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Fachgebiet Arbeitswissenschaft/ Arbeitspsychologie, Siemens-Halske-Ring 14, 03046 Cottbus, Tel. +49-355-694822, Fax +49-355-694866, sekr-awip@b-tu.de, www.b-tu.de/fg-arbeitswissenschaft/

Versuchsperson ermitteln und Ableitungen zur bioelektrischen Aktivität bestimmter Gehirnregionen treffen zu können [9, 10]. Neben den objektiven Parametern des Testsystems, wie bspw. der Reaktionszeit, der Anzahl falscher Alarme, der Anzahl der verpassten Reize sowie der Anzahl der richtigen Reaktionen, wurden zusätzlich Fragebögen zur subjektiv empfundenen Beanspruchung sowie Ermüdung in verschiedenen Testphasen erhoben. Diese Fragebögen umfassten den Kurzfragebogen zur subjektiv erlebten psychischen Beanspruchung (KAB), die Skala zur Erfassung subjektiv erlebter Anstrengung (SEA), den Kurzfragebogen zum allgemeinen Zustand (MSP) sowie die Karolinska Sleepiness Scale (KSS) [11] und wurden in digitalisierter Form abgefragt. Die Erfassung vielfältiger Parameter sollte dabei vor allem dazu dienen, um das objektive und subjektive Empfinden der Versuchspersonen vergleichen zu können.

Ergebnisse

Nach Abschluss der Konzeption und Evaluation des Versuchsdesigns mittels Pretests hat sich gezeigt, dass das Versuchsdesign zur Untersuchung der Fragestellung geeignet ist. Möglichkeiten zur Optimierung wurden hinsichtlich der Fragebogengestaltung sowie der sehr aufwendigen Auswertungsmethode deutlich. Die Gesamtstichprobe umfasst 76 Versuchspersonen, wovon jeweils 38 Probanden eine Aktivpause bzw. Entspannungspause absolvierten. Es gibt zum gegenwärtigen Auswertungsstatus Trendaussagen, dass die individuelle körperliche Konstitution eine entscheidende Rolle bei der Erholung durch die unterschiedliche Pausengestaltung spielt.

Referenzen

- [1] Spath, D, Ganschar, O, Gerlach, S, Hämmerle, M, Krause, T, Schlund, S (2013). Produktionsarbeit der Zukunft – Industrie 4.0. Stuttgart: Fraunhofer IAO.
- [2] Böhle, F (2017) Arbeit als Subjektivierendes Handeln - Handlungsfähigkeit bei Unwägbarkeiten und Ungewissheit. Wiesbaden: Springer
- [3] Posner, MI, Rafael, RD (1987) Cognitive theories of attention and the rehabilitation of attention deficits. In: Meier MJ, Benton AL, Diller L (Hrsg.) Neuropsychological Rehabilitation. Churchill Livingstone, Edingburgh.
- [4] Andelfinger, V., Hänisch, T.: Industrie 4.0 – Wie cyber-physische Systeme die Arbeitswelt verändern. Wiesbaden: Springer-Gabler, 2017, S. 9.
- [5] Kockrow, R.: Eye-Tracking Studien in Leitwarten – Evaluation einer 'Visuellen Komfortzone' für Operatortätigkeiten. Dissertationsschrift. Aachen: Shaker, 2014.
- [6] Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin (BAuA) (2016): Psychische Gesundheit in der Arbeitswelt – Pausen – Forschung Projekt F2353, Dortmund/Berlin/Dresden, verfügbar unter: <https://www.baua.de/DE/Angebote/Publikationen/Berichte/F2353-3b.pdf>
- [7] DIN EN ISO 11064-6:2005: Ergonomische Gestaltung von Leitzentralen - Teil 6: Umgebungsbezogene Anforderungen an Leitzentralen. Berlin: Beuth.
- [8] Schuhfried, G. (2018): Manual Wahrnehmungs- und Aufmerksamkeitsfunktionen-Batterie (WAF), Mödling: Schuhfried GmbH
- [9] Wascher E., Rascha B., Sängler J, Hoffmann S., Schneider D., Rinkeauer G., Heuer H., Gutberlet I. (2014): Frontal theta activity reflects distinct aspects of mental fatigue. *Biological Psychology* 96 (2014), S. 57–65
- [10] Trejo L. J., Kubitz K., Rosipal R., Kochavi R. L., Montgomery L. D. (2015): EEG-Based Estimation and Classification of Mental Fatigue. *Psychology*, 2015, S.6
- [11] Åkerstedt, T., Gillberg, M.: Subjective and Objective Sleepiness in the Active Individual., *International Journal of Neuroscience*, 52:1-2, 1990, S. 29-37

5.3.7. Radio in der Leitwarte – Unterstützung oder Ablenkung?

Holger BIALEK¹, Roberto KOCKROW¹, Annette HOPPE¹

Neue Herausforderungen in Leitwarten

Der Wandel hin zu erneuerbaren Energien stellt die verantwortlichen Akteure vor neue Anforderungen. Dies betrifft insbesondere die Beschäftigten in Leitwarten, einem Arbeitsbereich, der bei Energieerzeugung und –verteilung in Zukunft an Bedeutung gewinnen wird [1]. Diese Arbeitssysteme sind durch hochgradige Automatisierung gekennzeichnet und ermöglichen eine ortsunabhängige Überwachung und Steuerung von Prozessen [2]. Einerseits ist durch die Herausforderungen bezüglich tages- und jahreszeitlicher Schwankungen erneuerbarer Energien mit mehr Bedienerfordernissen zu rechnen, wie das Beispiel der hohen Anzahl notwendiger Netzeingriffe (Redispatch) zeigt [3]. Auf der anderen Seite ist die Tätigkeit jedoch durch einen erheblichen Anteil vergleichsweise monotoner Überwachung gekennzeichnet. Hier besteht jedoch das Risiko einer herabgesetzten Wachsamkeit [4, 5]. Diese wiederum kann zum Übersehen bedeutsamer Informationen und Signale führen, was möglicherweise weitreichende unerwünschte Konsequenzen haben kann. Eine mögliche Kompensation könnte das Abspielen von Radioprogrammen darstellen. Deshalb wurde eine Grundlagenstudie mit dem Ziel, die Wirkung von Radio bei einer monotonen Überwachungstätigkeit zu untersuchen und generalisierbare Handlungsempfehlungen abzuleiten, durchgeführt.

Theoretischer Hintergrund und Ziel

Bei längeren und relativ eintönigen Überwachungsanteilen innerhalb der Tätigkeit ist eine besondere Form der Aufmerksamkeit, die Vigilanz, gefordert [5]. Dabei ist bekannt, dass diese Form der Aufmerksamkeit bereits nach relativ kurzer Zeit nachlässt und somit die Entdeckungsleistung von Signalen sinken kann, was auf physiologische Ursachen zurückgeführt wird [4, 6]. Eine normgerecht und optimal gestaltete Arbeitsumgebung verhindert, dass sonstige Störfaktoren übermäßig wirksam werden [7]. Somit kann die arbeitswissenschaftliche Forschung weitere Kriterien untersuchen, die hier unterstützend wirken können, der Faktor Radio kann möglicherweise durch seine inhärent aktivierende Wirkung zur Verringerung des Vigilanzverlustes beitragen [8, 9]. Andererseits sind jedoch auch negative Auswirkungen denkbar und möglich [10], z.B. eine Verringerung der Entdeckungsleistung auf Grund von Ablenkung [11]. Aus der langjährigen Praxisforschung am Fachgebiet Arbeitswissenschaft/ Arbeitspsychologie (FG Awip) war tendenziell ein Einfluss des Radios auf die Vigilanz ableitbar [12]. Somit ergab sich die Notwendigkeit, diese Auswirkungen von Radioprogrammen auf die Vigilanz bei Überwachungstätigkeiten in einer grundlagenwissenschaftlichen Studie systematisch zu untersuchen.

Aufbau der Laborstudie

Die Untersuchungen wurden im vollklimatisierten Labor des FG Awip durchgeführt, um normgerechte Bedingungen [7] sicherzustellen. Damit konnten Störeinflüsse auf die Vigilanz weitgehend ausgeschlossen und die gefundenen Effekte tatsächlich auf den Faktor Radio zurückgeführt werden. Die Untersuchung erfolgte mit insgesamt N = 48 Teilnehmern, die in gleicher Anzahl auf die Versuchsgruppe mit der Bedingung Radio und die Kontrollgruppe ohne die Bedingung Radio geteilt wurden. Die Lautstärke der Versuchsbedingung Radio wurde anhand der Normenreihe für Leitwarten [7] auf 45 dB(A) festgelegt, bei der Kontrollbedingung herrschte ein Hintergrundgeräuschpegel von 30 dB(A). Als Versuchsbedingung wurde analog der Praxiserfahrungen [12] ein kontemporärer Radiomitschnitt genutzt, der in der 33-minütigen Versuchsdurchführung verschiedene, etwa gleich verteilte Musik- und Wortanteile enthielt. Er wurde so gewählt, dass Tagesbezüge weitgehend ausgeschlossen werden konnten. Als Abbild einer Überwachungsaufgabe wurde der Mackworth-Clock-Test (MCT) in der Variante nach Muggenburg gewählt [13]. Mit diesem konnten Fehler und Reaktionszeiten unter den beiden Bedingungen erhoben werden. Zusätzlich dazu wurde die subjektive und objektive Schläfrigkeit aufgezeichnet. Als subjektives Verfahren diente die KSS-Skala [14], bei der der Proband sein Müdigkeitsempfinden auf einer zehnstufigen Skala mit verbalen Ankern einschätzt.

¹ Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Fachgebiet Arbeitswissenschaft/ Arbeitspsychologie, Siemens-Halske-Ring 14, 03046 Cottbus, Tel. +49-355-694822, Fax +49-355-694866, sekr-awip@b-tu.de, www.b-tu.de/fg-arbeitswissenschaft/

Ein objektives Verfahren ist der pupillographische Schläfrigkeitstest „F2D“ (Firma Amtech, Dossenheim), der vermittelt über die zentralnervöse Aktivierung ebenfalls Aussagen über die Vigilanz gestattet [15].

Ergebnisse

Ausgehend von den Hypothesen zur Veränderung der Vigilanz über den Zeitraum der Versuchsdurchführung werden die Ergebnisse hinsichtlich der unterschiedlichen subjektiven und objektiven Verfahren dargelegt. Es zeigte sich ein erwarteter Rückgang der Vigilanz. Desgleichen erfolgt die Darlegung der Ergebnisse zu den Hypothesen, welche die Wirkung des Radios betreffen. Hier konnten vor allem bei dem objektiven Verfahren (F2D) Unterschiede gefunden werden. Schlussendlich kann ein positiver Einfluss untermalender Radiobeschallung auf den Erhalt der Vigilanz nicht eindeutig belegt werden, wobei die Befunde auch keine negativen Folgen zeigen. Eine geringere objektiv gemessene Schläfrigkeit der Probanden legt aber nahe, eine leise Radiodarbietung sowohl während monotoner und konzentrativer Tätigkeitsanteile zu tolerieren. Die abgeleiteten Erkenntnisse bezüglich der Radiowirkung können helfen, Überwachungstätigkeiten in Leitwarten sicherer zu gestalten und so zum Gesamtziel einer ökologisch verträglichen Stromversorgung beizutragen.

Referenzen

- [1] Herczeg, M.: Prozessführungssysteme. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag, 2014
- [2] Böhle, F.: Arbeit als Subjektivierendes Handeln - Handlungsfähigkeit bei Unwägbarkeiten und Ungewissheit. Wiesbaden: Springer. 2017, S. 175-181
- [3] Informationsportal Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: Netztransparenz.de [19.11.2019]
- [4] DIN EN ISO 10075-1:2018. Ergonomische Grundlagen bezüglich psychischer Arbeitsbelastung - Teil 1: Allgemeine Aspekte und Konzepte und Begriffe. Berlin: Beuth, S. 8
- [5] Posner, M., Rafael, R.: Cognitive theories of attention and the rehabilitation of attention deficits. In: Meier MJ, Benton AL, Diller L (Eds.) Neuropsychological Rehabilitation. Edinburgh: Churchill Livingstone. 1987, S. 182-201
- [6] Herczeg, M.: Software-Ergonomie. Theorien, Modelle und Kriterien für gebrauchstaugliche interaktive Computersysteme, 4. Auflage, Berlin, Boston: De Gruyter, 2018, S. 159
- [7] DIN EN ISO 11064-6:2005: Ergonomische Gestaltung von Leitzentralen - Teil 6: Umgebungsbezogene Anforderungen an Leitzentralen. Berlin: Beuth
- [8] Rötter, G.: Musikpsychologische Grundlagen. In: Rötter, G. (Hrsg.): Handbuch Funktionale Musik – Psychologie-Technik-Anwendungsbeispiele. Wiesbaden: Springer, 2017, S. 33
- [9] Scott, W. E.: Activation Theory and Task Design., Organizational behavior and human performance, 1, 1966, S. 3-30
- [10] Rötter, G., Reinhardt, J.: Musik am Arbeitsplatz In: Rötter, G. (Hrsg.): Handbuch Funktionale Musik – Psychologie-Technik-Anwendungsbeispiele. Wiesbaden: Springer, 2017, S. 235
- [11] de la Motte-Haber, H.: Funktionale Musik. In: Rötter, G. (Hrsg.): Handbuch Funktionale Musik – Psychologie-Technik-Anwendungsbeispiele. Wiesbaden: Springer, 2017, S. 24
- [12] Rockau, M., Hoppe, A.: Der Einfluss von Radiomusik auf die Schläfrigkeit des Menschen bei Dauerüberwachungstätigkeiten. In: Hoppe, A. (Hrsg.): BeHerrscht die Technik!?, Band 3, Aus der Reihe: Arbeit und Technik im Wandel, Aachen: Shaker Verlag, 2016, S. 246
- [13] Schuhfried, G. (2010): Manual VIGIL., Mödling: Schuhfried GmbH
- [14] Åkerstedt, T., Gillberg, M.: Subjective and Objective Sleepiness in the Active Individual., International Journal of Neuroscience, 52:1-2, 1990, S. 29-37
- [15] Wilhelm, B.: Prävention schläfrigkeitsbedingter Verkehrsunfälle in Deutschland – Welchen Beitrag kann die Pupillographie leisten? Bonn: Kirschbaum Verlag, 2010

5.4. SYSTEMSICHERHEIT (STREAM D4)

5.4.1. Störlichtbogensicherheit in Trafostationen – Praktische Erfahrungen

Dominik CZESCHKA^{1,2}, Marcus MILNERA³, Katrin FRIEDL⁴,

Verteilnetz mit neuen Herausforderungen

Die Verteilnetze der Nieder- und Mittelspannung spielen bei der Transition zu einer nachhaltigen Energieerzeugung und -nutzung eine entscheidende Rolle. Der zunehmende Einsatz von elektrischer Energie, beispielsweise im Bereich der Individualmobilität, Raumklimatisierung, sowie die Verdichtung der Industrialisierung in urbanen Gebieten bewirkt eine zunehmende Auslastung der Netzinfrastruktur sowie der dabei eingesetzten elektrischen Betriebsmittel. Unter diesen Rahmenbedingungen sind Anforderungen an diese Infrastruktur wie hohe Verfügbarkeit bei geringer Sichtbarkeit und geringem räumlichem Platzbedarf, sowie Personensicherheit, Planungssicherheit und effizienter Betrieb in Einklang zu bringen.

Transformatorstationen dienen als Verknüpfungspunkt von Mittelspannungsnetz und Niederspannungsnetz. Sie sind aufgrund der Nähe zu Endkunden in deren unmittelbar umliegenden öffentlichen Raum situiert oder direkt in Wohn- und Geschäftsgebäude integriert. Insbesondere im urbanen Bereich ist die Aufstellung freistehender Transformatorstationen durch die räumliche Situation oftmals nicht möglich, sodass diese vorzugsweise in Gebäuden – z. B. in Räumlichkeiten im Kellerbereich – untergebracht werden müssen.



Abbildung 1: Beispiele für freistehende Transformatorstationen v.l.n.r.: Sonderstation, Betonfertigteilstation, Turmstation

Aufgrund dieser Entwicklungen ist die frühzeitige Betrachtung der Störlichtbogensicherheit von besonderer und zunehmender Relevanz. Die Berücksichtigung von adäquaten Druckentlastungswegen in der Planung von Einbaustationen erspart beispielsweise hohe Folgekosten.

Druckbelastung durch Störlichtbögen

Der Störlichtbogen stellt ein bekanntes, wenn auch seltenes Fehlerbild dar. Kommt es zum Isolationsversagen und bildet sich ein Lichtbogen, folgt ein rascher Druckanstieg verbunden mit Heißgasströmen in der Transformatorstation. Dieses Ereignis stellt eine potente Gefahr für Bedienpersonal, Passanten sowie die bauliche Struktur dar. Die bei diesem Fehlerfall auftretenden

¹ IES Institut für Elektrotechnik und Sicherheitswesen Ziviltechniker GmbH, Gastgebgsasse 27, 1230 Wien, +43 660 905 1007, czechka@ies-zt.at, www.ies-zt.at

² Technische Universität Graz - Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, www.tugraz.at/institute/iean

³ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Wien, marcus.milnera@ait.ac.at, www.ait.ac.at/ueber-das-ait/center/center-for-energy/

⁴ Technische Universität Graz - Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, katrin.friedl@tugraz.at, www.tugraz.at/institute/iean

Heißgasströme sowie die Druckbelastung müssen daher bei Planung, Auslegung und Errichtung der Gebäudestruktur berücksichtigt werden.

Bei fabrikfertigen Transformatorstationen kann dies durch normativ festgelegte Typprüfungen erfolgen (ÖVE/ÖNORM EN 62271-202) bzw. können bestehende Typprüfergebnisse auf abgeänderte Stationsvarianten umgelegt werden. Bei der Durchführung einer Störlichtbogenprüfung wird ein Lichtbogen in der Station gezündet und anhand von Prüfkriterien, das Bestehen bzw. Nicht-Bestehen des Prüflings ermittelt. Bei Einbaustationen in Gebäuden kann in der Planungsphase eine rechnerische Überprüfung der Druckbelastung erfolgen. Für die Druckermittlung stehen unterschiedliche Werkzeuge zur Verfügung, welche grob in drei Gruppen eingeteilt werden können.

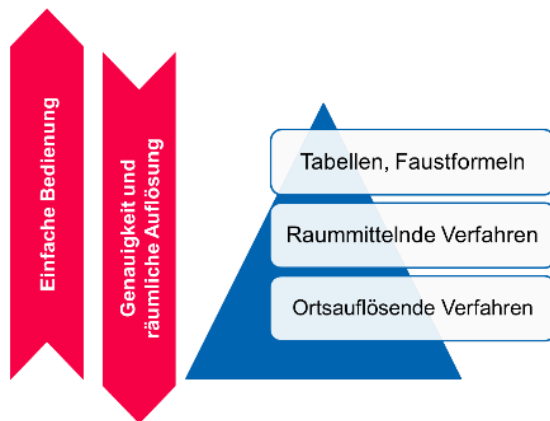


Abbildung 2: Verfahren zur Ermittlung des Störlichtbogendrucks

Als Beispiel für die einfachste Form der Ermittlung von maximal möglichen Druckwerten, sei auf [1] verwiesen. Verfahren, die zwischen unterschiedlichen Entlastungsräumen differenzieren, jedoch in diesen homogene Verhältnisse ansetzen, werden als „raummittelnde Verfahren“ bezeichnet (vgl. „Basic Model“ [2]). Die Berücksichtigung physikalischer Phänomene variiert jedoch je nach Programm stark. Eine detaillierte Nachbildung von Störlichtbogenereignissen und deren Druckentwicklung ist mit ortsauflösenden Verfahren möglich. Die diskretisierte Raumnachbildung ist in diesem Fall die Grundlage für die Computational-Fluid-Dynamics-(CFD)-Berechnung.

Ergebnisse aus Prüfungen

Im Zuge von Typprüfungen wurden Druckverläufe aufgezeichnet und den Simulationsdaten gegenübergestellt. Die Auswertung der Druckmessungen zeigt, dass diese im Allgemeinen unter den konservativen Berechnungsergebnissen liegen. Insbesondere das Abklingverhalten fiel bei den gemessenen Druckdaten deutlich schneller aus, als dies bei den Simulationen der Fall war.

Darüber hinaus konnte im Versuch gezeigt werden, dass die Reduktionswirkung des Lichtbogenenergieabsorbers bei der ersten Druckspitze stärker als erwartet ausfällt. Die erste Druckspitze konnte auf rund 50% reduziert werden.

Referenzen

- [1] F. Pigler, "Druckbeanspruchung der Schaltanlagenräume durch Störlichtbögen.", Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 1976
- [2] N. Uzelac, et al. "Tools for the Simulation of the Effects of the Internal Arc in Transmission and Distribution Switchgear.", Brochure 602, CIGRE Working Group A3.24, 2014

5.4.2. Anforderungen an die Messtechnik für KS- und ES-Untersuchungen in Stromnetzen

Werner SCHOEFFER¹

Kurzfassung

Messungen in den Stromnetzen und Untersuchungen des Verhaltens dieser Stromnetze bei Erd- und Kurzschlüssen stellen auch die Messtechnik vor neue Herausforderungen. Der fortschreitende Netzausbau und die rasante Entwicklung bei den dezentralen Einspeisern sind ebenso eine Ursache der veränderten Gegebenheiten wie der steigende Verkabelungsanteil und die immer volatileren Lasten.

Die Kenntnis über das Verhalten der Stromnetze bei verschiedenen Schaltzuständen und Ereignissen wird daher immer wichtiger für die Netzbetreiber um auch in Zukunft einen sicheren Betrieb gewährleisten zu können. Durch die rasanten Veränderungen aufgrund der bereits genannten Gründe steigt auch die Häufigkeit solcher Untersuchungen und wird in Zukunft immer wiederkehrende Versuche notwendig machen.

Die Messtechnik für solche Untersuchungen muss auch an solche Gegebenheiten gerüstet sein.

- Rüstzeiten gering zu halten und schnelle präzise Aussagen machen zu können wird dabei eine der zu bewältigenden Herausforderungen sein.
- Großflächig ausgedehnte Versuche in Stromnetzen erfordern zeitsynchrone Messwerte an verschiedenen Stellen im Netz.
- Immer schneller werdende transiente Erscheinungen erfordern schnellere Wandler und Aufzeichnungsmethoden.
- Ereignisse visuell und numerisch festzuhalten erleichtert die Bewertung und verdeutlicht die Ergebnisse.

Das Paper berichtet über einige Beispiele mit APG, Netz Oberösterreich und Energienetze Steiermark, wie aktuell solche Versuche durchgeführt wurden und zeigt die Vorteile und Unterschiede auf.

¹ ARTEMES GmbH, Hauptplatz 105, A-8552 Eibiswald, +43 664 5403106, Werner.schoeffler@artemes.org, www.artemes.org

5.4.3. Relay Protection Systems Performance due to Current Transformer Saturation

Goran JURISIĆ¹, Anthea ŠTOR², Blaženka BRKLJAČ³, Juraj HAVELKA⁴,
Igor KUZLE⁵

Introduction

Relay protection systems are vital to the electrical power grid and form the base for the continuous development of a more complex transmission and distribution grid. Protective relays must be reliable, selective and fast, therefore the quality of the obtained measurement data from current and voltage transformers is essential. Technical requirements for current transformer (CT) selection depend on the protection function performed by a numerical protection system. To demonstrate the impact of inadequately selected CTs for protective relays, a series of primary test cases on CTs have been performed and analyzed. Furthermore, the impact of saturated CTs on the performance of various numerical protection algorithms has been analyzed.

Behavior of current transformers at increased primary current

The ideal CT would have equal primary and secondary amperage throughout the operation area. However, real CTs expose an incremental ratio error when increasing the primary current and constant impedance on the secondary side. The ratio error of the CTs depends not only on the impedance of the secondary circuit, but also on the type of transformer core. Namely, according to IEEE recommendations [1], there are two types of CTs: measuring and protective, with specially defined transformer characteristics in the operation area above the nominal operation.

The basic characteristic of the protective CT is linear transmission of the primary current above the nominal value. For example, a protective CT type 5P10 has an accuracy limit (ratio error) of 5% and an accuracy limit factor 10. This means that CT will give a maximum 5% ratio error when the fault current reaches 10 times the rated value. After that the secondary current of the CT will be distorted due to saturation.

To demonstrate the impact of the inadequate design of CTs, primary experiments were carried out on the measuring circuit of the relay protection system. In the test setup, the 75A / 5A transmission ratio transformer, the accuracy class 5P10 and the power of 5VA, were used. As a regulated power source, the ISA STS 5000 instrument was used to generate 800 AAC. The primary circuit contained five windings through the enclosed current transformer, expanding the test area up to 4000 AAC. Resistor load of 0.4Ω was connected to the secondary circuit, which corresponds to twice the nominal load. In addition to the regulated load itself, a numeric protective relay is connected with the activated event recording function. A simplified display of the metering circuit is shown in Fig 1 (left).

The test results are shown graphically on Fig. 1 (right) for the electrical currents at the primary circuit of the CT and the secondary circuit current converted to the primary value. It is shown how the secondary current waveform distortion increases significantly with the amplitude of the primary current. Furthermore, the waveform of the secondary current obtained from the protection relay record faithfully maps the measured current on the secondary side of CT.

¹ HELB Ltd., Industrijska ulica 1, Božjakovina, Croatia, goran.jurisc@helb.hr

² University of Zagreb, Faculty of Electrical Engineering and Computing, Unska 3, Zagreb, Croatia, anthea.stor@fer.hr

³ KONČAR – Electronics and Informatics Inc., Fallerovo šetalište 22, Zagreb, Croatia, bbrkljac@koncar-inem.hr

⁴ University of Zagreb, Faculty of Electrical Engineering and Computing, Unska 3, Zagreb, Croatia, juraj.havelka@fer.hr

⁵ University of Zagreb, Faculty of Electrical Engineering and Computing, Unska 3, Zagreb, Croatia, igor.kuzle@fer.hr

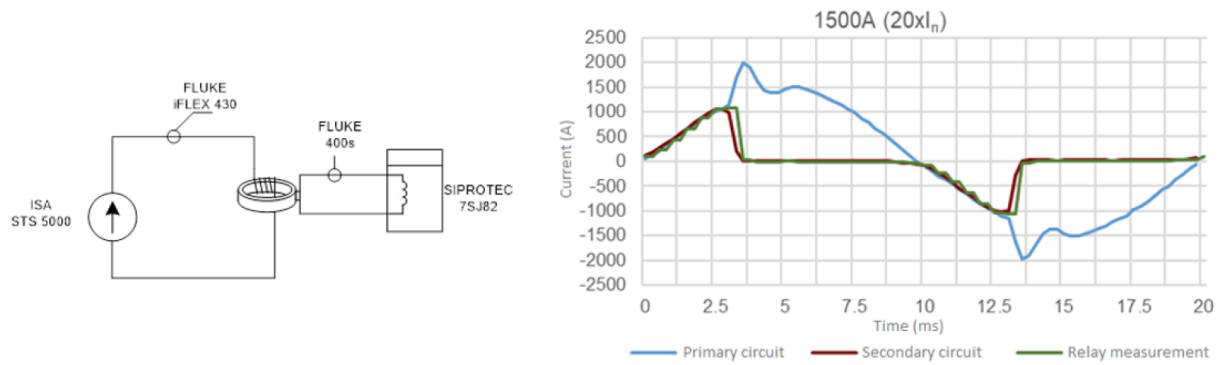


Figure 1: Simplified presentation of measurement layout (left) and measured waveforms (right).

Response of numerical algorithms for signal amplitude estimation

The secondary current signal values are the input parameters of the phasor estimation algorithms. They effectively filter out high-frequency perturbations/oscillations, harmonics, noise, and direct current components and determine the amplitude and phase of input signal.

Green color in Fig. 2 shows amplitude estimation of the DFT and H-DFT algorithms, with earlier measured CT secondary current distorted waveform as an input signal. Obviously, there is a significant deviation of both algorithms in scaled amplitude estimation, whereby the H-DFT algorithm achieves a slightly better result. The scaled primary circuit current amplitude is 1, while algorithms based on Fourier's transformation result are estimated between 0.21 and 0.25. Algorithms for overcurrent or short-time protection functions based on the amplitude estimation results trigger circuit breakers, which means that in case of poorly dimensioned current transformers there is a "underestimation" of the amplitude of the fault current that lead to unselectivity and unreadability of protection relays.

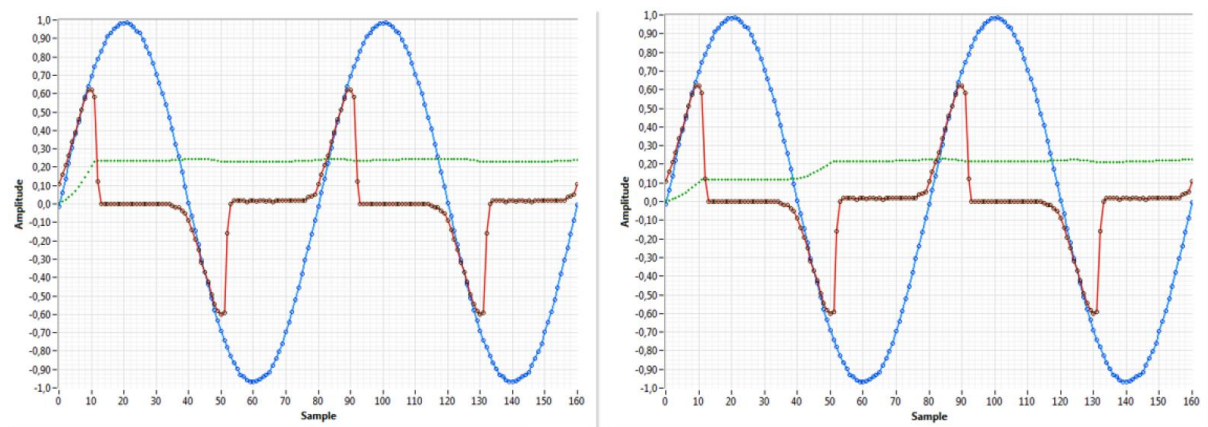


Figure 2: H-DFT (left) and DFT algorithm response (right) to current waveform of saturated transformer (1500A).

Conclusion

Inadequately designed current transformers have direct implications on reliability of protection relays so special attention must be paid when dimensioning CTs, not only from the aspect of thermal and mechanical stresses but also from the aspects of protective functions that would be implemented. Understanding the operation of numerical protection algorithms and from that necessary criteria for current transformers dimensioning, enable the fulfillment of all technical criteria with economic optimization of equipment and hence avoidance of unnecessary "over dimensioning" of CTs.

Referenzen

- [1] C37.110-1996 - IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes

5.4.4. Digitization of Measures Cascading for the System Safety of Power Grids by openKONSEQUENZ Process for Development of Open Source Software

Jürgen MEISTER¹, Sebastian LEHNHOFF¹, Andre GÖRING¹, Thomas ALTHERR²

New Software Flexibility Needed For Energy System Transition

The steadily growing integration of decentral renewable energy resources, the changing regulation, its business pressure in the unbundled energy sector and the transformation to smart grids drive the need of up-to-date software systems of grid operators for managing and operating their electrical network [1] [2] [3]. These systems have to be flexible enough to integrate and support new functionalities to cope with fast regulation updates in the field of distributed renewable energy resources as well as coordinated flexibility measures in grid operation. This is challenging in the field of Supervisory Control and Data Acquisition Energy Management Systems and Distribution Management Systems (SCADA-EMS/DMS) software, which has grown historically over decades and it is originally not designed for short software update cycles, driven by changes in regulation or business models.

The development of new functionality in the context of SCADA, EMS/DMS and GIS systems is cost intensive and often very slow because of system complexity, vendor lock-ins of distribution system operators (DSO) to their software manufacturers and highly individualized customer installations requiring the adaption of functionality from software vendors. DSOs depend on their corresponding software vendors for expanding the functionality of subsystems in the software landscape. This has an enormous impact on development efforts, development quality and development costs [4].

openKONSEQUENZ-Processes for Consortial Development of Open Source Solutions for Grid Operators

These problems are addressed by an industry consortium of five major DSOs, software development companies and researchers – the openKONSEQUENZ e.G.³. In this consortium, technical and processual standards have been developed to facilitate the development of modular open source software in SCADA-EMS/DMS. First, a micro service based approach [5] makes interfaces explicit but preserves flexibility in implementation. Second, standardized interfaces based on the established Common Information Model (CIM – IEC 61970, 61968, 62325) [6] are developed. This usage of open and standardized interfaces allows common data exchange between proprietary subsystems from different vendors and Open Source-based subsystems. Third, a reference architecture provides a framework, where several grid operators together can develop / let develop new functionality and all grid operators use the same software from the same source. Fourth, based on the reference architecture a reference platform is established for development, branch integration, quality assurance, demonstration and roll-out of productive systems, which can in mid-term significantly speed up software development and delivery cycles. Fifth, rules for quality assurance, software architecture and graphical user interface, software tools and documentation have been developed in openKONSEQUENZ to ensure high quality software and seamless handover of software artefacts between developers. Sixth, the software is developed in Eclipse Foundation Projects under Eclipse Foundation License – this yields open source software, which can be refined by software development companies for deriving of commercial versions from Open Source modules.

¹ OFFIS - Institut für Informatik, Escherweg 2, 26121 Oldenburg, Telefon: +49 441/9722-170, juergen.meister@offis.de, sebastian.lehnhoff@offis.de, andre.goering@offis.de, www.offis.de

² EWE NETZ GmbH, Cloppenburger Str. 302, 26133 Oldenburg, Telefon: +49 441/4808-2514, thomas.altherr@ewe-netz.de, www.ewe-netz.de

³ www.openkonsequenz.de

New openKONSEQUENZ-Module “Cascading of Measures for the System Safety of Electrical Power Supply Networks (VDE-AR-N 4140)”

In this paper we will show how openKONSEQUENZ processes for consortial software development are applied for conceptualization and implementation of an Open Source software tool for "Cascading of Measures for the System Safety of Electrical Power Supply Networks (VDE-AR-N 4140) [7]. This VDE application rule specifies how network operators must work together in a cascade in the event of cross-network hazards and faults. At the present state, these requirements are mostly implemented analogue using a telephone cascade from TSO to first level DSOs and often to lower level DSOs. A complete digitization and thus automation of this functionality with system and architecture concepts of classical EMS/DMS would require a synchronized upgrade of practically all network control system installations (several hundreds) in Germany. openKONSEQUENZ is currently working on the conception and development of an Open Source **Cascade Information Tool (CIT)** that implements the requirements of VDE-AR-N 4140. CIT will allow cross-company digitization of the cascade process through simple deployability and loose coupling with SCADA-EMS/DMS. This simplifies and accelerates the automation of central Smart Grid functionality to eliminate network wide hazards and faults. Existing openKONSEQUENZ software modules such as standby planning and operation diary, already meaning an important digitization benefit to users, are used house-internally. In the present work, the above mentioned core ideas and concepts of the openKONSEQUENZ processes and the openKONSEQUENZ reference architecture are applied to the digitization of information exchange between grid operating companies in the event of cross-network hazards and faults, showing the challenges and the strength of this vendor-decoupled solution, especially in such cross-company scenarios.

Summarizing, this paper will introduce the openKONSEQUENZ process for the development of modular open source software using the Cascade Information Tool (CIT) as a case study. After then we will discuss the advantages and shortcomings of the adaption Open Source and related methodologies in grid operation and why in case of CIT it will significantly speed up the digitization of the “Cascading of Actions for the System Safety” [7] by DSOs in Germany.

Referenzen

- [1] German Government, “Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende,” Bundesgesetzblatt Jahrgang 2016 Teil I Nr. 43, Bonn, 2016.
- [2] German Government, “Gesetz zur Erhöhung der Sicherheit informationstechnischer Systeme (IT-Sicherheitsgesetz),” Bundesgesetzblatt Jahrgang 2015 Teil I Nr. 31, Bonn, 2015.
- [3] Selhofer, K. Tidten and S. Beirer, “Whitepaper Anforderungen an sichere Steuerungs- und Telekommunikationssysteme,” BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Österreichs E-Wirtschaft, Wien/Berlin, 2018.
- [4] ARGE KONSEQUENZ, “Machbarkeitsstudie – Konsortiale Softwareentwicklung auf der Basis von Open-Source-Software,” ARGE KONSEQUENZ, 2013.
- [5] J. Lewis and M. Fowler, “Microservices,” *martinfowler.com*, 2014. [Online]. Available: <https://martinfowler.com/articles/microservices.html>. [Accessed 27 November 2019].
- [6] M. Uslar, M. Specht, C. Dänekas, J. Treffke, S. Rohjans, J. M. Gonzáles, C. Rosinger and R. Bleiker, “ICT and Energy Supply: IEC 61970/61968 Common Information Model,” in *Standardization in Smart Grids*, Berlin Heidelberg, Springer-Verlag, 2013, pp. 99-114.
- [7] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., “Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen (VDE-AR-N 4140),” VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Berlin, 2017.

5.4.5. Parallel Breadth- and Depth-First Monte Carlo Tree Search Algorithms for Investigating Power System Restoration

Elmira TORABI¹, Yi GUO¹, Wolfgang GAWLIK¹, Philipp HINKEL², Marian ZUGCK², Wolfram WELLßOW², Robert SCHMARANZ³, Ewald TRAXLER⁴, Leopold FIEDLER⁴

Introduction

Blackouts are rare events, and have major consequences on economy and society as recently reported worldwide [1]. Offering a fast, secure and reliable restoration after blackouts, which is the aim of the ongoing project RestoreGrid4RES, is of great importance. For this purpose, an automated power system restoration (PSR) algorithm is developed for investigating different PSR strategies [2]. This algorithm is programmed in MATLAB and includes load flow calculation and evaluation of the system's dynamic behavior. Moreover, parallel depth-first search (DFS), parallel own depth-first search, (oDFS) and parallel breadth-first search (BFS) based on Monte Carlo approach are implemented to identify possible PSR paths.

For the evaluation of all generated possible PSR paths, key performance indicators (KPI) are implemented. Based on the evaluation of KPI, possible paths can be put into different categories of PSR strategies based on the developed matrix of network restoration strategies in [3].

Method

PSR is represented as a high dimensional tree [4], that is explored by a Monte Carlo tree search algorithm. Two general strategies are applied: BFS always starts with the currently lowest level of stored unexplored nodes, which makes the root of the tree wider. DFS takes and calculates one of the last generated unexplored nodes, which means a fast growing tree. BFS and DFS can be implemented in parallel, namely different processors execute several MATLAB scripts with the same algorithm (BFS or DFS) at the same time. In addition, parallel oDFS means that MATLAB scripts are run on different processors and each processor can only access its own created unexplored nodes. This paper focuses on the sequential combination of parallel oDFS and parallel BFS considering static load flow, dynamic frequency deviations and cold load pickup.

To speed up the performance of path identification, either BFS or DFS, or a combination of both are carried out in parallel by running several MATLAB scripts among a number of processors on the most powerful Austrian supercomputer - Vienna scientific cluster (VSC-3)⁵. Furthermore, to shorten communication time and the time needed to store all calculated nodes, the indicated algorithm is extended to save the calculated children nodes on a MySQL database located at VSC.

As depicted in Figure 1, the search algorithm begins by expanding the initial state. All children nodes of initial states are calculated through parallel BFS by executing MATLAB scripts on parallel processors. Afterwards, all children nodes of nodes in level 1 are calculated up to a certain level (e.g. level 3 in this paper). The generated and stored children nodes from this level are defined as initial states for parallel oDFS. At each later step, one of the previously generated children nodes is expanded until an end node is reached. For generated paths, an end node is defined as having 50% of the total load supplied.

¹ TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, FB: Energiesysteme und Netze, Gußhausstraße 25/370-1, 1040 Wien, Tel.: +43-1-58801-370{134|128|111}, Fax.: +43-1-58801-370199, {torabi|guo|gawlik}@ea.tuwien.ac.at, www.ea.tuwien.ac.at

² TU Kaiserslautern, ESEM, Erwin-Schrödinger-Straße, 67663 Kaiserslautern, Deutschland, Tel.: +49-631-205-{3562|2846|2021}, Fax.: +49-631-205-2168, {hinkel|zugck|wellssow}@eit.uni-kl.de, www.eit.uni-kl.de/esem

³ KNG-Kärnten Netz GmbH, Arnulfplatz 2, 9020 Klagenfurt, Österreich, Tel.:0043-(0)525-1633, robert.schmaranz@kaerntennetz.at, www.kaerntennetz.at

⁴ Netz Oberösterreich GmbH, Neubauzeile 99, 4030 Linz, Österreich; Tel.: +43-59070-3193; Fax.: +43-59070-53193; {ewald.traxler|leopold.fiedler}@netzgmbh.at, www.netzooe.at

⁵ <http://vsc.ac.at/>

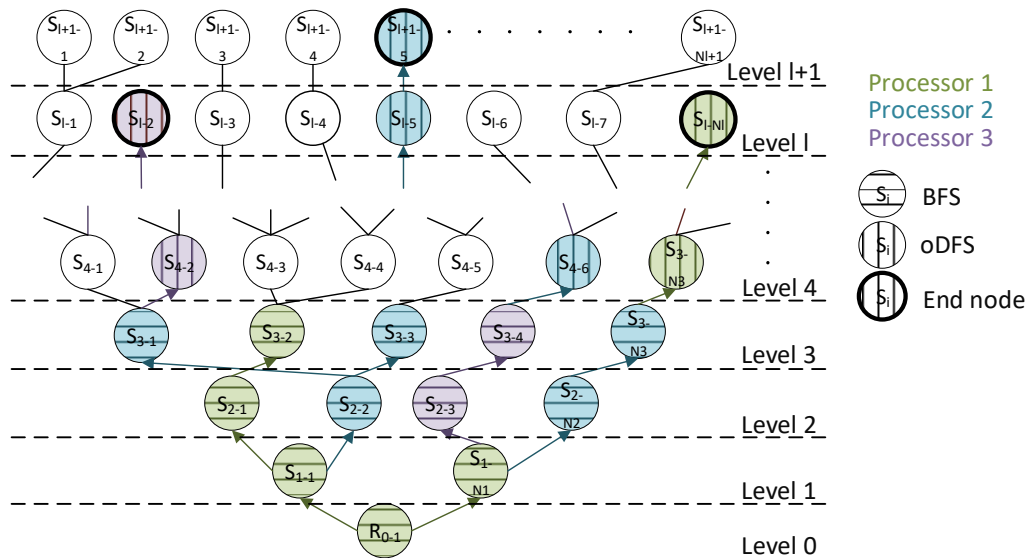


Figure 1: Combination of parallel BFS and parallel oDFS based on Monte-Carlo approach

Results Represented by Key Performance Indicators

Global and individual KPI are defined to evaluate possible PSR paths. Some representative global KPI, such as speed of restoration, the required number of switching actions, energy provided during restoration, maximum and minimum voltages as well as static and dynamic frequency deviation, are presented in [2].

Apart from those global KPI, individual KPI are introduced and investigated in this paper. Individual KPI are valid only for a specific state occurring during the system restoration. Generally, any individual KPI may be made global by integrating or averaging it over the system restoration time. However, a normalization may be necessary if PSR paths with different PSR times are compared, as these values might differ significantly.

System step load ability is defined by the maximum load step $\Delta P_{\max}(t)$ that the system can support during transient conditions and in steady state without reaching critical frequency limits. Besides, active power reserves in the system, $P_{\text{reserve,up}}(t)$ and $P_{\text{reserve,down}}(t)$, are defined as:

$$P_{\text{reserve,up}}(t) = P_{\text{system,max}}(t) - P_{\text{system}}(t) \quad (1)$$

$$P_{\text{reserve,down}}(t) = P_{\text{system}}(t) - P_{\text{system,min}}(t) \quad (2)$$

where $P_{\text{system}}(t)$ is active power of load supplied by the total system. $P_{\text{system,max}}(t)$ and $P_{\text{system,min}}(t)$ are total maximum and minimum connected available generation capacity, respectively. The same approach is possible for reactive power. However, reactive power reserves are not further addressed and analyzed in this paper. A combination of global and individual KPI gives a suggestion which PSR path is best, meaning the most efficient, reliable and secure path.

References

- [1] H.-W. Borries, „Blackouts-Szenarien und ihre Bewältigung durch Krisen-/Verwaltung-/Katastrophenschutzstäbe der öffentlichen Hand,“ Conference Blackout, Cologne, Germany, 2018.
- [2] E. Torabi, et al. „An Approach for Fast, Secure and Reliable Network Restoration after Blackouts,“ submitted to PSCC, Portugal, 2020.
- [3] Y. Guo, et al. „Review on Network Restoration Strategies as A Part of the RestoreGrid4RES Project,“ 15. Symposium Energieinnovation, Graz, Austria,
- [4] E. Torabi, et al. "Impact of renewable and distributed generation on grid restoration strategies." CIRED, Madrid, Spain, 2019.

5.4.6. Dynamic Simulation of the Imbalance Netting Process and Cross-Border Activation of Automatic Frequency Restoration Process

Marcel TOPLER¹, Boštjan POLAJŽER²

Abstract

This paper discusses the Imbalance Netting Process (INP) between interconnected control areas (CAs) that was implemented in Continental Europe due to the high costs of balancing energy. The primary goal of INP is to net the demand for balancing energy between participating CAs with different signs of interchange power variation. In this way, INP reduces the amount of activated regulating reserve, consequently, costs related to ancillary services are also reduced. What is more, INP should also improve frequency quality. In addition, the new network codes require further cost optimization in a way that optimizes the activation request for automatic frequency restoration process (aFRP). Therefore, INP will be further developed in a way that will enable cross-border activation of aFRP. However, contrary to INP, cross-border activation of aFRP is possible only between participating CAs with equal signs of interchange power variation. Therefore, the impact of INP and cross-border activation of aFRP on frequency quality and provision of Load-Frequency Control (LFC) is analyzed thoroughly. Results obtained with dynamic simulations of a three CA testing system confirm that INP, as well as cross-border activation of aFRP, reduce balancing energy and, consequently, release regulating reserve. In addition, the unintended exchange of energy is also reduced. Furthermore, the obtained results also indicate the impact of INP and cross-border activation of aFRP on performance of the frequency control.

The imbalances between production and consumption are reflected in the frequency deviation, which must be limited by different target values, and the frequency is regulated at different levels [1]. Frequency quality has been declining in recent years [2], and INP, as well as cross-border activation of aFRP, are expected to have a positive impact on its quality and on the provision of LFC. In [3] it is shown that INP releases regulating reserve without affecting the provision of LFC. According to [4], INP reduces the frequency deviation, but cases of frequency degradation also exists. Basic framework of cross-border activation of aFRP is given in [5].

Each Transmission System Operator (TSO) provides LFC in its CA, thus eliminates the frequency deviations and interchange power variations of the cross-border transmission lines. Interchange power variation and frequency deviation of the i -th CA are defined as $\Delta P_i = P_{ai} - P_{si}$ and $\Delta f_i = f_{ai} - f_{si}$, respectively. Here P_{ai} and f_{ai} denote actual, i.e., measured values, whereas P_{si} and f_{si} denote scheduled values. The imbalance between production and consumption of the i -th CA, which also includes the frequency deviation, is measured as $ACE_i = \Delta P_i + B\Delta f_i$, where B_i is the frequency bias coefficient.

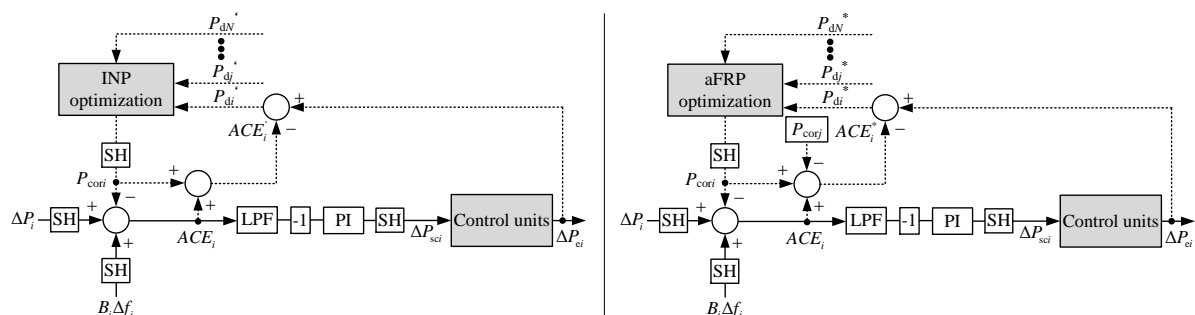


Figure 1: Block diagram of LFC (solid line) with INP optimization (dotted line) – left and with aFRP optimization (dotted line) – right for the i -th CA.

The basic LFC structure for the i -th CA is shown in Figure 1 with solid line, where LPF denotes a Low-Pass Filter, PI is a Proportional-Integral Controller and SH denotes Sample and Hold with a sampling

¹ University of Maribor, Faculty of Electrical Engineering and Computer Science, Koroška cesta 46, 2000 Maribor, Slovenia, +386 2 22 07 340, marcel.topler@um.si

² University of Maribor, Faculty of Electrical Engineering and Computer Science, Koroška cesta 46, 2000 Maribor, Slovenia, +386 2 22 07 076, bostjan.polajzer@um.si

time T_s . A negative control-feedback is incorporated as -1 gain. The output of LFC is scheduled control power ΔP_{sci} , which is distributed between the different control units that participate in LFC. Individual control units change active electric power accordingly and their sum is denoted as ΔP_{ei} . The input variable for INP and cross-border activation of aFRP is demand power P_{di}' and P_{di}^* , which determine the total power to be compensated with participating CAs that have either opposite sign of ACE_i' or equal sign of ACE_i^* . The demand power is given as $P_{di}' = \Delta P_{ei} - ACE_i'$ for INP and $P_{di}^* = \Delta P_{ei} - ACE_i^*$ for cross-border activation of aFRP, where $ACE_i^* = \Delta P_{ei} + B_i \Delta f_i - P_{corj}$. Output variable of INP and cross-border activation of aFRP is incorporated as $ACE_i = (\Delta P_i + B_i \Delta f_i) - P_{corj}$. The structure of the LFC with INP is shown in Figure 1 – left with a dotted line, whereas cross-border activation of aFRP is incorporated in Figure 1 – right with a dotted line.

The initial load value ΔP_{Li} was set to zero in all three CAs. A simultaneous step change of all the loads was applied at $t = 10$ s and $t = 100$ s, where the magnitudes were set according to Figure 2.

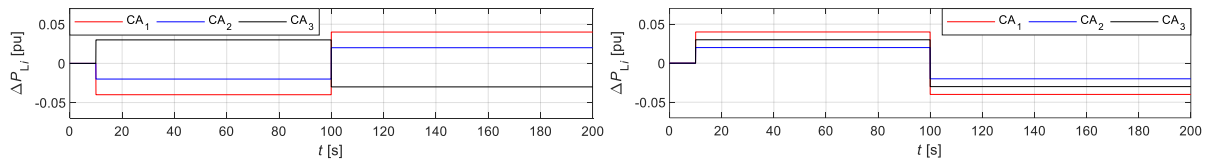


Figure 2: Step change of ΔP_{Li} used in numerical simulations for three CAs with INP – left and with cross-border activation of aFRP – right.

The impact of INP is shown in Figure 3 – left, where in all three CAs, the values of ACE_i and ΔP_{sci} were reduced. In addition, the impact of cross-border activation of aFRP is shown in Figure 3 – right. Clearly, the values of ACE_i and ΔP_{sci} were increased for the system with cross-border activation of aFRP in CAs that had to activate its control units due to the demand from connecting CAs and vice versa.

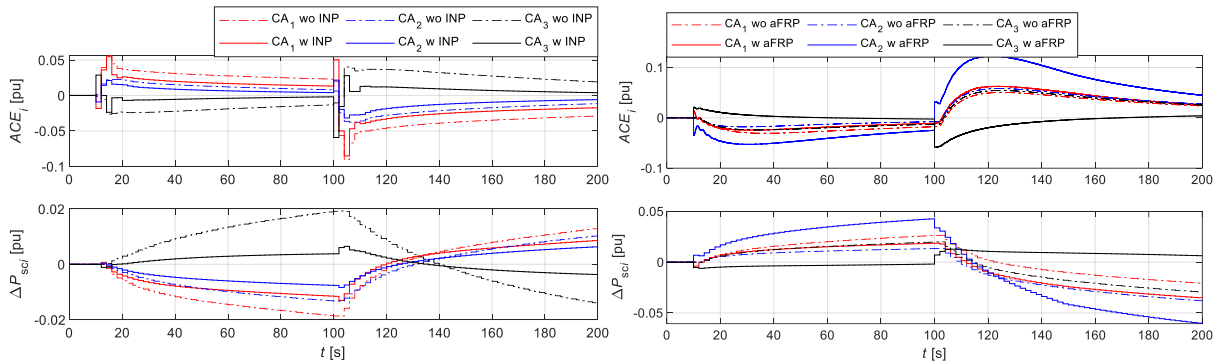


Figure 3: Time response of ACE_i and ΔP_{sci} for three CAs, where “wo” is without and “w” is with INP – left and with cross-border activation of aFRP – right.

In the full paper, thorough analysis will be performed with dynamic simulations of a three CA testing system. In this way, positive impact of INP and cross-border activation of aFRP on frequency quality and provision of LFC will be shown, in addition to the main differences between INP and cross-border activation of aFRP.

References

- [1] Establishing a guideline on electricity transmission system operation, Commission Regulation (EU) 2017/1485, Aug. 2017.
- [2] Operational Reserve Ad Hoc Team Report, ENTSO-E, Brussels, Belgium, May 2012.
- [3] P. Zolotarev et. al., “Grid control cooperation – a framework for technical and economical cross-border optimization for load frequency control,” Cigre 2012, vol. C2-107, 2012.
- [4] M. Topler et. al., “Impact of Imbalance Netting Cooperation on Frequency Quality and Provision of Load-Frequency Control,” *EEEIC / I&CPS Europe*, Genova, Italy, 2019, pp. 1-6.

5.5. KOMPONENTEN (STREAM D5)

5.5.1. Modellansatz zur Weiterentwicklung der Zustandsbewertung von Transformatoren mit Hilfe der kontinuierlichen Gas-in-Öl-Analyse

Christof RIEDMANN¹, Uwe SCHICHLER², Wolfgang HÄUSLER³,
Wolfgang NEUHOLD⁴

Einleitung

Bei der Zustandsbewertung von Transformatoren zählt die Gas-in-Öl-Analyse zu dem am weitesten verbreiteten und akzeptierten Verfahren. Zur elektrischen Isolierung sowie zur Kühlung der Transformatoren wird vorwiegend Mineralöl eingesetzt. Durch elektrische und thermische Überbeanspruchungen im Isoliersystem des Transformators kann es zu einer Aufspaltung der Kohlenstoff-Kohlenstoff- bzw. Kohlenstoff-Wasserstoff-Bindungen kommen. Nach dieser Aufspaltung rekombinieren die daraus entstandenen Spaltprodukte unter anderem zu den sogenannten Schlüsselgasen, welche in gelöster oder ungelöster Form vorliegen können [1].

Mit Hilfe der Gas-in-Öl-Analyse wird die Konzentration der einzelnen Schlüsselgase im Mineralöl bestimmt. Anhand der relativen Verhältnisse der Gaskonzentrationen ist es möglich, auf die Art des Defekts im Inneren des Transformators rückzuschließen. Mit Hilfe der absoluten Gaskonzentrationen kann die Kritikalität eines Defekts bestimmt werden [1].

Entgasung an der Phasengrenzfläche – Problemstellung

Die meisten Bewertungsmethoden gehen von der Kenntnis der tatsächlichen Gaskonzentrationen oder Gasänderungsraten aus. Aufgrund der Diffusion der Schlüsselgase in die Gasphase im Ausdehnungsgefäß, beziehungsweise über die Trocknungsvorlage auch in die Umgebungsluft, kann es hierbei aber zu einer signifikanten Verfälschung der gemessenen Gaskonzentrationen kommen. Somit ist die Berücksichtigung der Diffusion bei der Auswertung der Gas-in-Öl-Analyse von zentraler Bedeutung [2].

Unter der Diffusion wird der Stofftransport infolge der stochastischen thermischen Bewegung der Moleküle verstanden. In dem hier betrachteten Fall bewegen sich die gelösten Gasmoleküle von deren Entstehungsort (Defektstelle) weg und streben eine Gleichverteilung der Gaskonzentration im Gesamtsystem an. Teil des Gesamtsystems ist bei frei-atmenden Transformatoren jedoch auch die Gasphase im Ausgleichsgefäß bzw. die Umgebungsluft. Die Umgebungsluft weist hierbei sehr geringe Konzentrationen an Schlüsselgasen auf. Das bedeutet, dass es nach einer kurzzeitigen Gasbildung zu einer Entgasung des Mineralöls bis unter die Nachweisgrenze kommt und dass sich bei einer kontinuierlichen Gasbildung ein Gleichgewicht zwischen Gasverlusten und Gasbildung einstellt. Die Diffusionsströme und somit die Entgasung des Mineralöls sind sehr stark von der Löslichkeit der unterschiedlichen Gase und der Temperatur der beteiligten Medien abhängig [2, 3].

Dies bedeutet für die Gas-in-Öl-Analyse folglich, dass es zu einer Verfälschung der Interpretationsgrundlage kommen kann. Weiter führt dies dazu, dass geringere Gaskonzentrationen bzw. Gasänderungsraten gemessen werden als tatsächlich aufgrund der Kritikalität des Defekts vorliegen sollten und somit der Zustand des Transformators falsch bewertet wird, insofern diese Verfälschung nicht berücksichtigt wird. Darüber hinaus können sich die relativen Verhältnisse der

¹ Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +43 (0) 316 873 7411, christof.riedmann@tugraz.at, <http://www.hspt.tugraz.at>

² Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +43 (0) 316 873 7400, uwe.schichler@tugraz.at, <http://www.hspt.tugraz.at>

³ Industrie Automation Graz, Autaler Strasse 55, 8074 Raaba, +43 (0) 316 405 105 12, wolfgang.haeusler@iag.co.at, <https://www.iag.co.at>

⁴ Industrie Automation Graz, Autaler Strasse 55, 8074 Raaba, +43 (0) 316 405 105 13, wolfgang.neuhold@iag.co.at, <https://www.iag.co.at>

Gaskonzentrationen untereinander verschieben, da verschiedene Gase mit unterschiedlichen Geschwindigkeiten diffundieren. Folglich kann ein vorliegender Defekt einer falschen Defektart zugewiesen werden, was Auswirkung auf die zu setzenden Handlungen hat.

Modellvorstellung – Lösungsansatz

Um eine korrekte Zustandsbewertung durchführen zu können, ist es wesentlich, die tatsächlichen Gaskonzentrationen bzw. Gasänderungsraten zu ermitteln. Das heißt, dass die gemessenen Gaskonzentrationen um die Entgasung an der Phasengrenzfläche bereinigt werden müssen oder die Bewertungsverfahren anzupassen sind. Dies ist nur möglich, wenn die Gasverluste an der Phasengrenzfläche quantifiziert werden können. Ziel des gegenwertigen Forschungsprojekts DGA4PE am Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement ist es, ein geeignetes Modell zu entwickeln.

Bei der Grenzschichttheorie wird zwischen dem Einschicht-Modell und dem Zweischicht-Modell sowie zwischen dem Stagnant-Film-Modell und dem Surface-Renewal-Modell unterschieden. Beim Einschichtmodell wird angenommen, dass es nur einen Übergangsbereich zwischen der flüssigen und gasförmigen Phase gibt wohingegen bei dem Zweischichtmodell sowohl ein Übergang im Bereich der Gasphase als auch ein Übergang im Bereich der Flüssigphase angenommen wird. Die Grenzflächen können hierbei als Widerstand des Massenstroms betrachtet werden. In den meisten Fällen ist der Widerstand in der einen Grenzschicht deutlich größer als in der anderen und folglich ist die Betrachtung einer Grenzschicht meist ausreichend. Bei schwer löslichen Gasen dominiert der Widerstand der Flüssigkeitsgrenzschicht und bei leicht löslichen Gasen der Widerstand der Gasgrenzschicht [3, 4].

Der Massenstrom über die Phasengrenzfläche ist im Wesentlichen vom Konzentrationsgradienten zwischen der flüssigen und gasförmigen Phase, der Phasengrenzfläche an sich und den Diffusionskoeffizienten abhängig und kann mit den Fick'schen Gesetzen beschrieben werden. Ein weiteres Problem bei der Ermittlung der zeitabhängigen Konzentrationsgradienten ist, dass die Konzentrationen einmal in Form der Konzentration an in Öl gelösten Gasen und einmal in Form eines Partialdrucks in der Gasphase vorliegen. Den Zusammenhang zwischen den beiden Größen liefert das Gesetz nach Henry. Jedoch sei hier angemerkt, dass eine starke Temperaturabhängigkeit der gegebenen Koeffizienten vorliegt und diese nach aktuellem Stand der Wissenschaft nur experimentell bestimmt werden können. Ebenso wie die Henry-Konstanten weisen auch die Diffusionskoeffizienten sowohl eine starke Abhängigkeit von der Temperatur als auch von dem Gas selbst auf. Hierbei ist jedoch nach aktuellem Wissenstand eine Bestimmung mit Hilfe von mathematischen Verfahren sowie anhand der Stoffeigenschaften der beteiligten Materialien und Molekülen möglich [2, 4].

Die Beschaffenheit der Grenzschicht ist für die Modellbildung von großer Bedeutung. Abhängig von dem verwendeten Fluid ergibt sich die Grenzschicht nach der Grenzschichttheorie als zu bestimmende Konstante, welche oftmals als Grenzschichtdicke bezeichnet wird. Der Einfluss der Ausdehnung der Grenzschichtoberfläche kann einfach ermittelt werden, da im Ausdehnungsgefäß keine turbulenten Verhältnisse auftreten. Somit ergibt sich die Grenzschichtdicke als zu definierende Konstante.

Referenzen

- [1] N. A. Bakar, A. Abu-Siada, S. Islam: „A Review of Dissolved Gas Analysis Measurement and Interpretation Techniques“, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 30, No. 3, 2014
- [2] C. Riedmann, U. Schichler: „Online DGA – State of the Art and Influencing Parameters“, 5th Int. Conference on Condition Monitoring, Diagnosis and Maintenance, Bukarest, Rumänien, Report 59, 2019
- [3] E. L. Cussler: „Diffusion – Mass Transfer in Fluid Systems“, 3. Auflage, Cambridge University Press, 2009
- [4] A. Müller: „Fehlgasverluste frei-atmender Leistungstransformatoren“, Dissertation, Universität Stuttgart, sierke Verlag, 2017

5.5.2. Warum der Einsatz von Pflanzenölen in der Hochspannungstechnik ökologisch und ökonomisch sinnvoll ist

Ernst PAGGER¹, Sabine BOWERS²

Motivation

Seit den 70er Jahren ist man bemüht Isolierflüssigkeiten zu entwickeln, die umweltfreundlich sind und einen deutlich höheren Brennpunkt als Mineralöl haben. Gerade bedingt durch den niedrigen Flamm- und Brennpunkt von Mineralöl kam und kommt es immer wieder zu schweren Unfällen an Hochspannungsanlagen verbunden mit Verletzten und sogar Toten [1].

Neben der angestrebten CO₂-freien Energieerzeugung sollte auch die Energieübertragung möglichst frei von fossilen Produkten (kein Mineralöl als Isolierflüssigkeit) ein Ziel sein.

Historische Entwicklung

Von den 1930er bis in die 1970er Jahre wurden schwer entflammbare PCB-haltige Isolierflüssigkeiten eingesetzt, um die Brandlast zu minimieren. Der Einsatz dieser Flüssigkeiten in Transformatoren wurde aber weltweit verboten, nachdem ihre Toxizität für die Umwelt und die hohe Krebslast in den späten 70ern erkannt wurde.

Seit Beginn der 1980er Jahre sind synthetische Ester auf dem Markt. Diese Isolierflüssigkeiten haben einen hohen Flamm- und Brennpunkt und sind biologisch abbaubar. Ihre Herstellung ist bedingt durch den Herstellungsprozess – Synthese im Autoklaven – teuer und verleiht, nachdem die Zutaten aus dem Erdöl stammen, dem Produkt einen großen ökologischen Fußabdruck.

In den frühen 1990er Jahre brachte damals Cooper, jetzt Cargill, den ersten natürlichen Ester zur Verwendung als Isolierflüssigkeit auf dem Markt. Die Isolierflüssigkeit mit der Bezeichnung Envirotemp FR3™ wird bereits in über zwei Millionen Transformatoren bis zu einer Spannungsebene von 420kV [2] weltweit eingesetzt. In den letzten Jahren sind verstärkt Isolierflüssigkeiten auf Basis natürlicher Ester (Pflanzenöle) auf dem Markt gekommen.

Rohstoffe für die Pflanzenöle

Der Rohstoff für die Isolierflüssigkeiten auf Basis natürlicher Ester sind die Früchte und Samen diverser Pflanzen wie Palmen, Sojabohnen, Raps, Sonnenblumen etc.

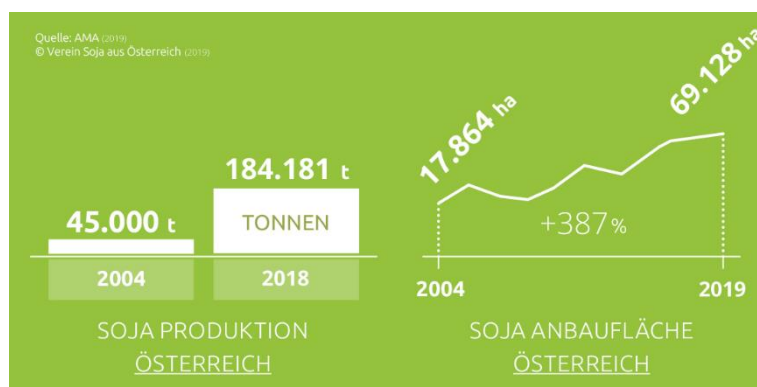


Abbildung 1: Die Entwicklung der Sojaproduktion in Österreich [3]

Das für die FR3™ Fluid Produktion verwendete Öl stammt aus der Sojabohne und ist ein Nebenprodukt bei der Sojaschrottherstellung für die Tiernahrung. Hier haben in den letzten Jahren die Mengen weltweit, aber auch in Österreich (Abbildung 1), deutlich zugenommen und große Mengen an Sojabohnenöl stehen für industrielle Zwecke zur Verfügung. Mit einem Ölgehalt von ca. 20% würden alleine die in Österreich anfallenden Mengen für die Füllung

von jährlich ca. 30000 Verteiltransformatoren ausreichen. Der überwiegende Teil des Sojaöls geht in die Biodieselproduktion. Dieser Weg ist auch nach Nutzung als Isolierflüssigkeit möglich und sinnvoll,

¹ EPP Consulting GmbH, Heiligenstädter Lände 29 2.OG, 1190 Wien, +436602367283, office@epp-consulting.at, www.epp-consulting.at

² Cargill Deutschland GmbH, Cerestarstrasse 2, 47809 Krefeld, +4915222609155, Sabine_Bowers@cargill.com, www.envirotempfluids.com

wobei das Potential, welches diese Isolierflüssigkeit in der Spannungstransformation bietet [4], genutzt werden kann.

Ökologisches Potential – im Speziellen bei Einsatz von Sojabohnenöl

- Reduzierte Brandgefahr – K Flüssigkeit mit einem Brennpunkt von >300 °C [5], [6]
- Vollständig biologisch abbaubar
- Reduzierter Flächenbedarf für die Geräteaufstellung
- Anpassung an den flexiblen Energiebedarf [7]

Ökonomisches Potential – im Speziellen bei Einsatz von Sojabohnenöl

- Reduzierte Abstände von Transformatoren zu benachbarten Geräten und Gebäuden [5], [6]
- Reduzierte Anforderungen an die Aufstellung zum Schutz gegen Leckverlusten [5]
- Höhere thermische Belastbarkeit – bessere Anpassung an die Energiewende

Istzustand und Ausblick

Die ökonomischen und ökologischen Vorteile von Sojabohnenöl in der Verwendung als Isolierflüssigkeit sind eng mit den technischen Möglichkeiten dieser Isolierflüssigkeit verbunden. In Verbindung mit TUK (thermally upgraded paper) als Feststoffisolierung kann diese Isolierflüssigkeit mit einem um 20 °C höheren Hotspot ohne Verlust an Lebenszeit der Geräte betrieben werden [8]. Dieses günstige Verhalten wird im Konzept des „Sustainable Peak Load Transformer“ von einem Transformatorhersteller genutzt [9].

Ein Beispiel aus Brasilien zeigt, dass bei der Errichtung eines Umspannwerkes Kosten von 20 % gegenüber Mineralöl eingespart werden können, wenn ein natürlicher Ester – in diesem Fall FR3™ Fluid – als Isolierflüssigkeit verwendet wird [10]. Die Kostenersparnis wurde erreicht durch:

- ✓ Wegfall von 6 Feuerschutzwänden
- ✓ Wegfall von 7 Ölauffangwannen
- ✓ Reduzierung der benötigten Bodenfläche um 2.500 m²

Das Beispiel zeigt deutlich, welchen wertvollen Beitrag pflanzliche Isolierstoffe, neben den außer Streit vorhandenen klimarelevanten positiven Eigenschaften, bei Einsatz im urbanen Bereich bieten.

Referenzen

- [1] Pagger E., Thelen M.: Reduzierung der Umweltgefährdung durch den Einsatz natürlicher Ester; Oberlausitzer Energie-Symposium 2017; Zittau
- [2] Envirotemp™ FR3™ Fluid; Guide for Storage, Installation, Commissioning and Maintenance of FR3 Fluid Filled Transformers; G2300; April 2017
- [3] <https://soja-aus-oesterreich.at/nachhaltigkeit/>
- [4] Pagger E., Bowers S.: Die Verwendung von Sojabohnenöl in der Hochspannungstechnik; 10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien; 2017
- [5] ÖVE/ÖNORM E 8383, Starkstromanlagen mit Nennwechselspannung über 1kV; Ausgabe 2000-03-01
- [6] ÖV E/ÖNORM EN 61936-1, Starkstromanlagen mit Nennwechselspannung über 1kV; 2015
- [7] Thelen M.: Alternative Isolierflüssigkeiten – Natürliche Ester für einen flexiblen Energiebedarf; Life Needs Power, Hannover; 2018
- [8] IEC 60076-14, Liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials; 2013
- [9] Sustainable Peak Load Distribution Transformers; Westrafo; Chiampo; 2017
- [10] Da Silva R., Coelho A.: Recognition of the benefits by the use of Transformers and Reactors immersed in insulating fluid with high fire point (K Class): the case of Fire Department of Sao Paulo state Brazil; CIGRE Canada Conference, Montreal, Quebec; 2019

5.5.3. Herausforderungen bei automatisierter, drohnengestützter Inspektion elektrischer Betriebsmittel

Gernot KOMAR¹, Oliver PISCHLER², Uwe SCHICHLER³

Einleitung

Um die Ausfallssicherheit von Stromnetzen zu gewährleisten, werden deren Infrastrukturkomponenten wie z.B. Freileitungen in regelmäßigen Abständen inspiziert. Diese periodischen Begehungen und Befliegungen durch geschultes Personal sind mit einem hohen Zeit- und Kostenaufwand verbunden.

Daher etablieren sich zunehmend UAV (Unmanned Aerial Vehicles, „Drohnen“) als Werkzeug in der Inspektion sicherheitsrelevanter Netzinfrastruktur (z.B. Freileitungen und Umspannwerke). Da sich die meisten Defekte an Infrastrukturkomponenten entweder im Wellenlängenbereich des sichtbaren Lichts oder im IR- bzw. UV-Bereich manifestieren, ist es ausreichend, eine entsprechende Inspektionsdrohne mit drei Spezialkameras auszustatten, um zumindest in der Theorie den Großteil der Inspektionssaufgaben abzudecken. Für den flächendeckenden praktischen Einsatz fehlt es aber bisher an der automatischen Bewertung und damit einhergehenden Komplexitätsreduktion der anfallenden Daten. Um eine solche automatische Bewertung mit Hilfe von Deep Learning Algorithmen durchführen zu können, wurden die speziellen Bedingungen, die im Falle einer drohnengestützten Inspektion herrschen, im Rahmen des durch den Klima- und Energiefonds geförderten FFG-Projekts VOLT AIR untersucht.

Umgebungsbedingungen

Vor der Nutzung im UAV-Bereich haben sich UV- und IR-Kamerasysteme bereits vielfach in stationären Anwendungsfällen bewährt. Bei der Portierung derartige Systeme in den UAV-Bereich sind allerdings einige Einflussfaktoren zu beachten. Um das volle Potenzial unbemannter Befliegungen ausschöpfen zu können, ist es beispielsweise sinnvoll, die Inspektionen bei Geschwindigkeiten im Bereich von ca. 10 m/s durchzuführen. Hieraus ergibt sich die Fragestellung, inwieweit die Leistungsfähigkeit durch die hieraus resultierende Verkürzung der Belichtungszeiten beeinträchtigt wird. Desweiteren müssen sowohl infolge sicherheitstechnischer Überlegung als auch infolge optischer Anforderungen (Field of View) vergleichsweise große Abstände zum zu inspizierenden Betriebsmittel eingehalten werden. Insbesondere in Verbindung mit hohen Relativgeschwindigkeiten kann ein erhöhter Beobachtungsabstand die Sensitivität der Kamerasysteme allerdings zusätzlich entscheidend beeinflussen.

Sensorik

Um jene Sensoren zu wählen, welche bei einer luftgestützten Inspektion die bestmöglichen Ergebnisse unter Berücksichtigung der oben genannten Umgebungsbedingungen liefern, wurden verschiedene UV- und IR-Sensoren in Labor- und Freifeldversuchen evaluiert. Hierzu wurden unterschiedliche thermische und Korona-generierende Defektbilder mit entsprechenden Laboraufbauten künstlich erzeugt.

Ferner wurde mithilfe des gesammelten Bildmaterials versucht zu bewerten, welche Analyseverfahren zur Quantifizierung der Defekte einsetzbar sind, wenn die Bilder nicht vorab von einem Experten beurteilt werden. Im Falle des UV-Systems ist dies eine besondere Herausforderung, da hierzu gegenwärtig keine standardisierten Methoden existieren.

¹ Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +43 (0) 316 873 7422, gernot.komar@tugraz.at, <http://www.ihs.tugraz.at>

² Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +43 (0) 316 873 7417, oliver.pischler@tugraz.at, www.ihs.tugraz.at

³ Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +43 (0) 316 873 7400, uwe.schichler@tugraz.at, www.ihs.tugraz.at

5.5.4. Ruhende stromführende Verbindungen für langfristig zuverlässige, stationäre und mobile Betriebsmittel

Steffen GROßMANN¹, Stephan SCHLEGEL²

Inhalt

In Komponenten, Betriebsmitteln und Anlagen der elektrischen Energietechnik ist eine Vielzahl ruhender, nicht schaltender, stromführender Verbindungen enthalten, deren zuverlässige Funktion über Jahrzehnte langfristig sichergestellt sein muss, um Verfügbarkeit, Energieeffizienz, Nachhaltigkeit und Sicherheit ganzer Systeme zu gewährleisten. Der Ausfall einer einzigen Verbindung kann gravierende Folgen für Systeme von Infrastruktur, Industrie, Verkehr, Gesundheitswesen und Haushalte haben. Eine Überwachung ist aufgrund der großen Anzahl derartiger Verbindungen unmöglich. Daher werden hohe Anforderungen an die Gestaltung, Herstellung und Montage gestellt.

Die zunehmende Einspeisung regenerativer Energien mit veränderten Lastprofilen, höherer Auslastung bestehender Anlagen und Systeme, der Einsatz hoch belasteter Betriebsmittel unter extremen Klimata und in der Elektromobilität, sowie das Bestreben nach immer größerer Kompaktheit und dem steigenden Kostendruck bedingen ein stark wachsendes Interesse an diesen bisher weniger beachteten Komponenten in der Elektroenergietechnik.

Am Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik der TU Dresden, IEEH, wird dazu seit vierzig Jahren Grundlagen- und anwendungsorientierte Forschung betrieben. Dieser Beitrag will einen Überblick über Methoden und Ergebnisse dieser Arbeiten geben.

Methodik

Das Langzeitverhalten stromführender Verbindungen wird maßgeblich **von der Güte im Neuzustand** beeinflusst, charakterisiert durch

- Leiter- und Beschichtungswerkstoffe
- Gestaltung und Bemessung (z. B. Oberflächenstrukturen, Kontaktkräfte)
- Montage (z. B. Vorbehandlung von Kontaktflächen, Einhalten von Montageparametern)

und den elektrischen, thermischen, mechanischen und umgebungsbedingten Belastungen, die auf **die Alterungsmechanismen**

- Chemische Reaktionen (Korrosion wie Oxidation oder galvanische Korrosion)
- Kraftabbau (Setzen, Kriechen, Spannungsrelaxation)
- Interdiffusion (Bilden intermetallischer Phasen in Bimetall-Verbindungen)
- Reibverschleiß (Relativbewegung zwischen Kontaktpartnern)
- Elektromigration (Leerstellenwanderung bei besonders hohen Stromdichten)

wirken, bestimmt. Um die Wirkung der konstruktiven und betriebsbedingten Einflussgrößen auf das Langzeitverhalten einer Verbindung bewerten und in Modellen beschreiben zu können, sind umfangreiche Untersuchungen zu den einzelnen Alterungsmechanismen, teilweise über mehrere Jahre andauernd, erforderlich. Dabei hat die Temperatur der Verbindung einen wesentlichen Einfluss auf die Alterungsgeschwindigkeit.

Ergebnisse

Zum Bewerten von ruhenden stromführenden Verbindungen wird für gestreckte Leiter häufig der Gütefaktor k_v als designunabhängiges Kriterium verwendet. Der prinzipielle Verlauf (Abbildung 1) macht die Abhängigkeit vom Neuzustand (mit der Phase der Formierung) und der Alterung (relative Ruhe,

¹ Steffen Großmann, TU Dresden, Institut für elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Mommsenstraße 10, 01062 Dresden, DEUTSCHLAND, +49 351 463 33428, steffen.grossmann@tu-dresden.de, www.tu-dresden.de/etieeh

² Stephan Schlegel, dtö. +49 351 463 32746, stephan.schlegel@tu-dresden.de

beschleunigte Alterung) bis zum Ausfall der Verbindung deutlich und wird für viele verschiedene Einflussgrößen untersucht.

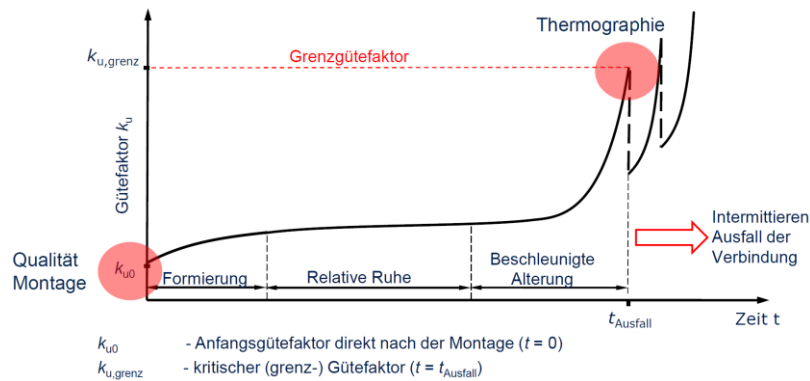


Abbildung 1: Verlauf des Gütefaktors k_u (schematisch) zur Bewertung des Langzeitverhaltens mit typischen Phasen, der Güte im Neuzustand und dem Grenzgütefaktor als Ausfallkriterium

Beispielsweise kann damit der Kraftabbau während des Betriebs bei verschiedenen Temperaturen und für unterschiedliche Werkstoffe berechenbar gemacht und der sich damit ergebende Anstieg des Gütefaktors über die Lebensdauer abgeschätzt werden. Damit ist es möglich, für unterschiedliche Konfigurationen zulässige Grenztemperaturen anzugeben (Abbildung 2) [1].

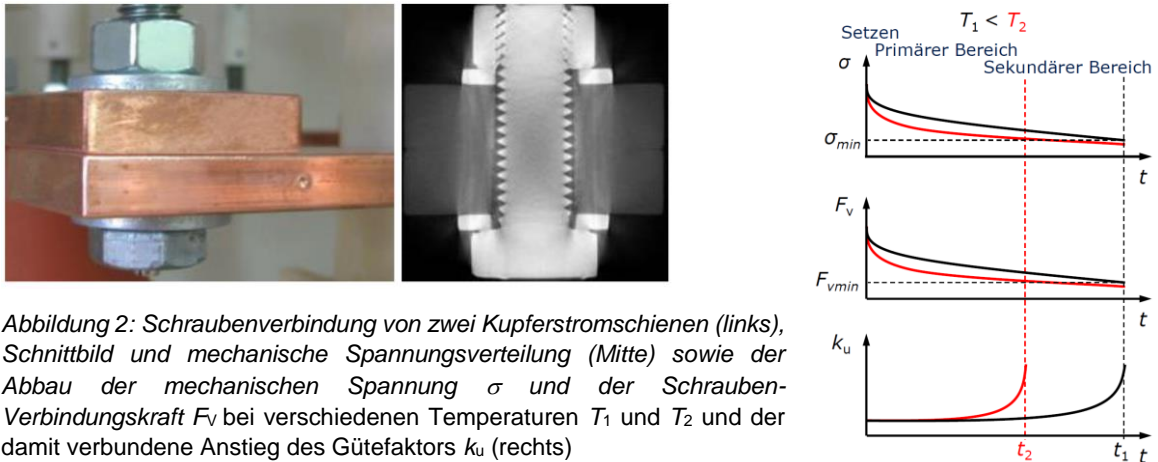


Abbildung 2: Schraubenverbindung von zwei Kupferstromschiene (links), Schnittbild und mechanische Spannungsverteilung (Mitte) sowie der Abbau der mechanischen Spannung σ und der Schrauben-Verbindungskraft F_v bei verschiedenen Temperaturen T_1 und T_2 und der damit verbundene Anstieg des Gütefaktors k_u (rechts)

Andere Untersuchungen liefern Aussagen zur Alterung durch chemischen Reaktionen, zur Bildung intermetallischen Phasen durch Interdiffusion und deren elektrischen und physikalischen Eigenschaften bei Bimetall-Verbindungen sowie zur Änderung des Verbindungswiderstandes durch Reibverschleiß insbesondere bei Steckverbindungen.

Referenzen

- [1] S. Schlegel, "Langzeitverhalten von Schraubenverbindungen mit Stromschiene aus Reinkupfer in der Elektrotechnik unter besonderer Berücksichtigung der Temperatur", Dissertation TU Dresden, 2011

5.5.5. Prüfmethode umrichtergekoppelter Erzeugungseinheiten für das zukünftige Energienetz

Manuel GALLER^{1(*)}, Ziqian ZHANG¹, Robert SCHÜRHBURER¹

Gegenstand der Forschung

Energieerzeugung basierend auf leistungselektronisch gekoppelten Anlagen bieten die Vorteile hinsichtlich Flexibilität im Betrieb, jedoch existieren auch Herausforderungen bei ihrer Verwendung, etwa dürfen die Stabilitätsgrenzen im Betrieb nicht verletzt werden. Um die Stabilität des elektrischen Energiesystems bei einer Versorgung aus hauptsächlich leistungselektronisch gekoppelten Einheiten gewährleisten zu können, ist eine Überprüfung des in den Netzanschlussbedingungen geforderten Fehlerverhaltens nötig [1]. Die derzeit standardmäßig eingesetzten Testmethoden [2, 3, 4] decken jedoch reale Fehlerereignisse im Netz oftmals nicht korrekt ab. So wurde in etlichen Fällen ein Stabilitätsverlust beim Auftreten von Spannungseinbrüchen beobachtet, obwohl die Erzeugungseinheiten die Standardtests korrekt absolviert hatten. Der Grund liegt zum Teil in unzureichenden Testmethoden, welche das komplexe Verhalten im Fehlerfall nicht vollständig nachstellen können. Aus diesem Grund soll ein neuer, realistischerer Ansatz [5] zur Überprüfung des Netzverhaltens von umrichterbasierter Erzeugung vorgestellt werden. Dieser Ansatz stützt sich auf den Einsatz von Power/Controller-Hardware -In-The-Loop (PHIL bzw. CHIL) Systemen [6]. Dadurch wird eine einfachere, realistischere und auch umfangreichere Validierung des Verhaltens gewährleistet.

Vorgangsweise

Es werden vorhandene Stabilitätsprüfmethode [2, 3, 4] zur Bewertung des Netzanschlussverhaltens von leistungselektronischen Anlagen betrachtet und mit neuen Testmethoden verglichen [6, 7]. Die neuen Möglichkeiten der Stabilitätsprüfung von solchen Anlagen werden gegenübergestellt und die Sinnhaftigkeit derzeitiger Prüfmethode beleuchtet. Als Ausgangspunkt wird bei den Untersuchungen ein Standardfehlerfall für Netzanschlussbewertungen herangezogen, der sogenannte Low Voltage Ride Through (LVRT). Bei der Netzanschlussbewertung wird darauf geachtet, dass eine elektrische Anlage solch ein Fehlerereignis ohne Netztrennung, etwa resultierend aus Überschreiten von Grenzwerten aufgrund von Stabilitätsproblemen, durchfahren muss. Im Gegensatz zu den Standardtestverfahren, bei denen annähernd ideale Spannungsquellen verwendet werden, wird mit dem vorgestellten Netzanschlussstest nun ein realistisches repräsentatives Netz in der Simulation und dem anschließenden HIL-Test berücksichtigt. Die Bewertung des korrekten Erfüllens der geforderten Bedingungen kann mit einem Power oder Controller Hardware-In-The-Loop System durchgeführt werden, ein solches ist schematisch in Bild 1 dargestellt.

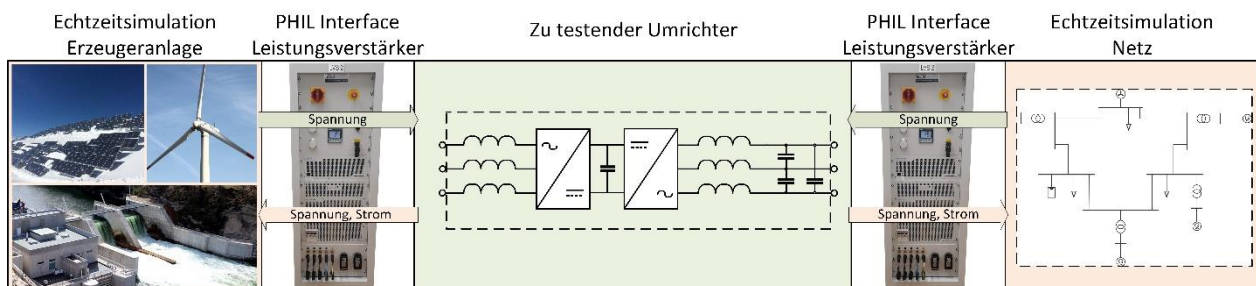


Bild 1: Aufbau eines Power-Hardware-in-the-Loop (PHIL) Testsystems

¹ Technische Universität Graz – Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Inffeldgasse 18/1, +43-316-873-7551, office.ian@tugraz.at, www.ian.tugraz.at

Ergebnisse

Bei der Untersuchung der herkömmlichen Testmethoden wird festgestellt, dass die vorhandenen Prüfmethode, die auf herkömmlichen Stromerzeugungsanlagen basieren, das reale Netz nicht realistisch darstellen können. Daher müssen diese Prüfmethode verbessert werden. In Anbetracht dieser Mängel der vorhandenen Stabilitätsprüfverfahren werden in diesem Dokument Prüfverfahren und Ausrüstungen vorgeschlagen, die auf Power-Hardware-in-the-Loop basieren. Die neue verwendete Testmethode beschleunigt die technische Bewertung des Netzanschlussverhaltens der wechselrichterbasierten Stromerzeugungsanlagen und verbessert die Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit des zukünftigen Stromversorgungssystems. Die verwendete neue Testmethode mit HIL-Systemen kann die reale Umgebung auf der Seite des Stromnetzes und der Seite der Energieerzeugungsanlage reproduzieren und führt somit zu realistischen Testergebnissen.

Referenzen

- [1] E-Control, „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen,“ 2017. [Online].
- [2] 1547-2018 IEEE, „IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces,“ 2018.
- [3] OVE EN 61000-4-11, Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) Teil 4-11: Prüf- und Messverfahren – Prüfungen der Störfestigkeit gegen Spannungseinbrüche, Kurzzeitunterbrechungen und Spannungsschwankungen, 2019.
- [4] ÖVE/ÖNORM EN 61000-3-11, „Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 3-11: Grenzwerte - Begrenzung von Spannungsänderungen, Spannungsschwankungen und Flicker in öffentlichen Niederspannungs-Versorgungsnetzen - Geräte und Einrichtungen mit einem Bemessungsstrom ≤ 75 A, die ei,“ 2001.
- [5] Z. Zhang, R. Schürhuber, G. Chen und Y. Zhang, „Stability and stability tests of inverter based power generation equipment,“ 13. ETG/GMA-Fachtagung - Netzregelung und Systemführung, 2019.
- [6] Z. Zhang und L. Fickert, „Power hardware-in-the-loop test for cyber physical renewable energy in-feed: Retroactive effects and an optimized power Hardware-in-the-Loop interface algorithm.,“ 17th International Scientific Conference on IEEE, 2016.
- [7] R. Schürhuber und Z. Ziqian, „Stability of Grid-connected Photovoltaic Inverters During and After Low Voltage Ride Through,“ 8th Solar Integration Workshop: International Workshop on Integration of Solar into Power Systems, 2018.

5.6. LASTFLUSSASPEKTE (STREAM D6)

5.6.1. Innovationen der APG im Bereich von Freileitungen

Klemens REICH¹

Motivation

Das System Freileitung wird seit über 100 Jahren stetig weiterentwickelt und aktuellen Anforderungen angepasst.

Freileitungen sind nicht nur robuste, sondern auch langlebige Assets – Innovationen betreffen daher nicht nur neue Freileitungen, die Optimierung von Komponenten und die Entwicklung neuer Verfahren für Planung, Errichtung und Instandhaltung, sondern auch die Adaptierung von bestehenden Freileitungen mit einem Alter von teilweise 50 Jahren und mehr.

Die Austrian Power Grid AG ist als größter österreichischer Netzbetreiber ist in laufender Kooperation mit österreichischen Universitäten und der Industrie und ist auch aus internationaler Sicht an vorderster Front im Zusammenhang mit Innovationen im Bereich von Freileitungen zu finden.

Methodik

Der Beitrag gibt einen Überblick über aktuelle Innovationen der APG im Bereich von Freileitungen, wobei insbesondere auf folgende Themen eingegangen wird:

- Einsatz von Drohnen für Planung von neuen und Instandhaltung bzw. Zustandsbewertung von bestehenden Freileitungen
- Einsatz von Sensorik (IoT) auf Leiterseilen und Masten und Einbindung in Betriebsprozesse
- Umweltaspekte von Freileitungen, v.a. Schall und EMF
- Beurteilung und Anpassung an sich ändernde Rahmenbedingungen (Klimakrise)
- Weiterentwicklung Dynamic Line Rating
- Innovative Komponenten und Mastdesign

Ergebnisse

In diesem Beitrag werden der aktueller Stand der Entwicklung und Ergebnisse anhand von konkreten Innovationprojekten und Forschungsaktivitäten der APG gezeigt. Dabei werden neben technischen und betrieblichen Ergebnissen auch auf wirtschaftliche und organisatorische sowie rechtliche Aspekte eingegangen. Mögliche Ansätze für weitere Impulse im Sinne eines wirksamen Beitrages zum Erreichen des übergeordneten Gesamtzieles Energiewende und #mission2030 werden ebenso aufgezeigt.

Referenzen

- [1] G. Achleitner, K. Reich und H. Popelka, „Entwicklungen und Innovationen beim Übertragungsnetzbetreiber“, OGE Tagung 2018, Wien

¹ Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), A-1220 Wien, +43 (0) 50 320-56362, +43 (0) 50 320 - 156362, klemens.reich@apg.at, www.apg.at

5.6.2. Lastflussmonitoring im Stromnetz mit künstlicher Intelligenz

Alfons HABER¹, Klaus NAGL², Werner SCHÖFFER³

Inhalt

Der Beitrag der dezentralen Erzeugungsanlagen zum Lastfluss im Stromnetz nimmt kontinuierlich zu, die Lastflussrichtungen ändern sich insbesondere in Abhängigkeit der Erzeugungssituation. Der Beitrag von den Erzeugungsanlagen verändert bzw. beeinflusst auch die Netzqualität, konkret im Verteilnetz die Spannungsqualität. Die veränderten Lastflüsse ändern den Netzbetrieb, die Netzplanung und die Einsatzplanung von Erzeugungsanlagen, die hier auch flexibel eingesetzt werden können. Für diese Bereiche ist es jedoch erforderlich, dass wesentliche Netzparameter bekannt sind. Im Verteilernetz ist die Erfassung von diesen Lastflüssen nicht vorgesehen, dies liegt u.a. im Aufwand und den Kosten.

Nachfolgend werden Beispiele für die Erfassung von Lastflüssen unter Einbeziehung der künstlichen Intelligenz dargestellt. Anhand dessen können bessere Aussagen zur Netzqualität erzielt und die Flexibilität von Erzeugungsanlagen erhöht werden.

Methode

Im Zusammenhang mit bisherigen Erfahrung und Modellen der Lastflussmessungen werden unterschiedliche Methoden präsentiert. Dieses System der Messwerterfassung soll u.a. durch die Aggregation von Messpunkten, mit den zeitlichen Abstimmungen, äußerst schnell auf Schwankungen reagieren können, wodurch ein wesentlicher Beitrag zur Stabilität des Stromnetzes geliefert werden kann. Anhand der Messmethoden sollen wesentliche Parameter der Lastflüsse erfasst und zeitlich synchronisiert erfasst werden.

Es erfolgt somit eine Kombination aus Messtechnik und einer neuen Software. Mit Hilfe des Einsatzes von künstlicher Intelligenz [1] sollen selbstlernende Algorithmen entwickelt werden, welche die Netzqualität standardisiert bewerten und auch einen Beitrag zur Regelenergie liefern kann. So gilt es mittels der zu entwickelnden Schwarmintelligenz Daten zu aggregieren und den Netzbetreibern zur Verfügung zu stellen.

Ergebnisse

Anhand der neuen Methoden können Lastflüsse im Netz, deren Richtungen, wesentliche technische Parameter sowie weiterführende Spannungsqualitätsparameter zur Bewertung der Netzqualität erfasst und über die künstliche Intelligenz aggregiert dargestellt werden. Hierdurch wird die Basis für die zukunftsweisende und optimierte Erfassung von wesentlichen Netzparametern gelegt, welche aufgrund der zeitnahen und umfassenden Auswertung einen wesentlichen zukünftigen Beitrag für den Betrieb und die Planung von Verteilnetzen liefert.

Referenzen

- [1] Consolinno: KI im Dienst der Netzdienlichkeit, ZfK+ Strom, 2019

¹ HAW Landshut, Am Lurzenhof 1, D-84036 Landshut, +49 871-506 230, Fax + 49 (0)871-506 9230, Alfons.Haber@haw-landshut.de, www.haw-landshut.de

² Consolinno Energy GmbH, Franz-Mayer-Straße 1, D-93053 Regensburg, +49 941 46297-521, k.nagl@consolinno.de, www.consolinno.de

³ ARTEMES GmbH, Hauptplatz 105, A-8552 Eibiswald, Tel +43 3466 42071, werner.schoeffler@artemes.org, www.artemes.org

5.6.3. Power Flow Forecasting with Low Prediction Error

Boris BIZJAK¹

Introduction

Predicting the future has been a great motivation for the human mind for centuries. Today's prediction methods are based on time series theory. Time series harbor a wealth of information. With proper mathematical and statistical processing, they give us prediction models. With forecasting models, we can predict the future. The goal is to make the forecast with as low error as possible.

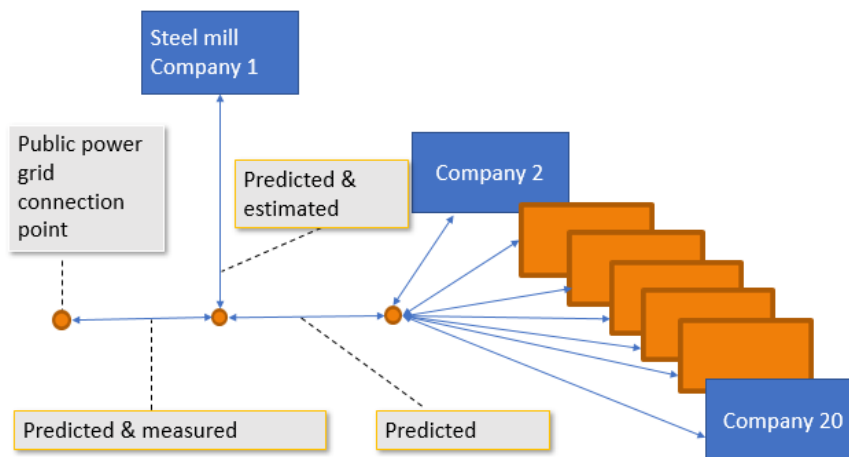


Figure 1: Block diagram of industrial complex and branches with forecasted power flows.

The motivation is to predict as low error as possible the amount of energy we need in the next few days, which can be useful in reducing the cost of electricity. Secondly, the question is why would we produce more energy than we need and thus pollute the environment? We present power flow forecasts for three branches of one energy node at the entrance of a large industrial complex. The Root-Mean-Square Error (RMSE) is a measure of the quality of the different forecasting models for the same time series. The classic prediction model for the described case reaches $RMSE = 3389$. Power flow forecasting model with low prediction error reaches $RMSE = 2584$, in other words, we have improved the forecast model by over 30%. The prediction step is 1 hour or 15 min. The results can be represented by a forecast error for the next hour on with 6% error and the next 48 hours with 12% error.

Methodology of Work

The methodology of the work is based on time series theory, statistics and machine learning. The forecasting methodology is supported by a database and visualization is performed through a secure Web server. The work process is basically classical: first, based on the characteristics of the time series of the measured electricity consumption, we choose the appropriate forecasting methodology. The methodology chosen returns a prediction model, but with indeterminate parameters. The parameters of the prediction model are then calculated by the program before each prediction. Up to this point the methodology is completely usually.

In order to achieve low prediction error, classical work procedures need to be modified. Simplified, for each time series at branch, it is necessary to determine what is the useful signal and what is the noise. The prediction is then made only for the useful signal, because the noise interferes with the forecast. After the prediction is completed, the noise is again added to the useful signal. That's how we get power flow forecasting with low prediction error. In this way, the basic measuring time series of the measured

¹ University of Maribor, FERi, Koroška cesta 46, Maribor, E-mail: boris.bizjak@um.si, tel. +386 41 327 348

energy was processed - it is the first input signal. In order to perform the described procedures, we used two different forecast model, which partially covers the dynamic property of consumption in each branch.

The second input time series is a planned production of the arc furnace in the company 1. For low prediction error, it is necessary to determine what information the predictor of the production of the arc furnace must contain. The predictor should be as simple as possible. A periodogram was used to optimize the content of the predictor. The result is a bit surprising: for a prediction with a low error it is only necessary to know the time interval from when and until the production in the furnace will run. So, the predictor only has a value of 0 or 1.

Results

The solution itself is folded from standard software modules that are purchased on the market. The smartness of our application is the way we used and modify standard modules. Such application solutions require close cooperation with the technical staff of the client who lives and works in such an industrial complex, only in this way can we understand what information the time series contains.

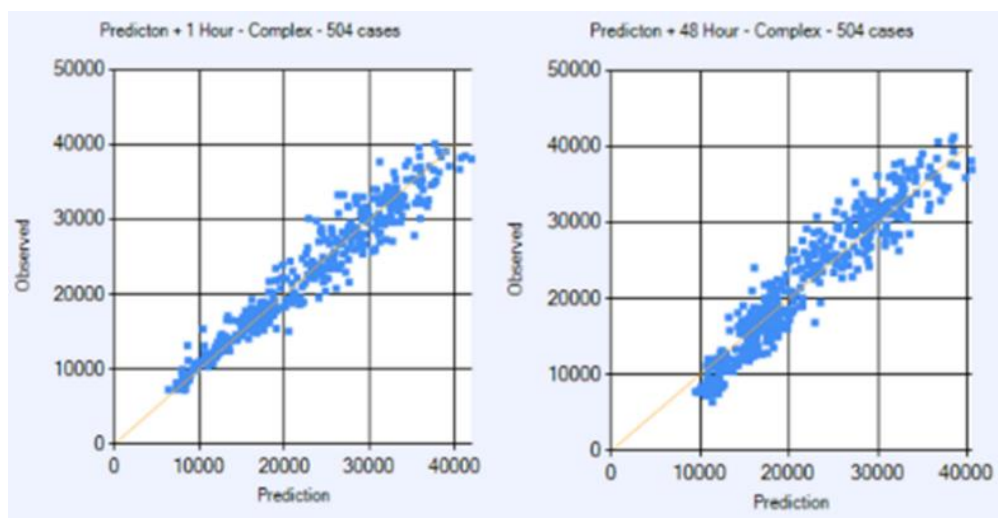


Figure 2: Power flow prediction with low error for next 48 hours at public grid connection point.

Branch A represents prediction of the power flow from the public grid, the total energy consumption and has the result: for the next 24 hours: $R^2_{24} = 0.93$ $MAPE_{24} = 9.9\%$; for the next 48 hours: $R^2_{48} = 0.91$ $MAPE_{48} = 12.3\%$ $RMSE_{48} = 2584$ (Figure 2).

Branch B represents power flow prediction to the company 1, the largest consumer of power, with a typical coefficient of determination $R^2_{48} = 0.93$. Branch C represents a flow to all other businesses with $MAPE_{48} = 7\%$.

References

- [1] Douglas C. Montgomery, George C. Runger, Applied Statistics and Probability for Engineers, Wiley, 2003.
- [2] George E. P. Box Gwilym M. Jenkins Gregory C. Reinsel. Time series analysis, forecasting and control, 2014, Wiley.

5.6.4. Methodik zur Erstellung reduzierter, elektrischer Netze Für Zeitreihenbetrachtungen mit hohen Abbildungsgenauigkeiten

Anna TRAUPMANN¹, Thomas KIENBERGER⁽¹⁾

Motivation und zentrale Fragestellung

Um auch in Österreich das globale Ziel eines dekarbonisierten Energiesektors zu erreichen, muss die Nutzung langfristig verfügbarer, erneuerbarer Energien weiter ausgebaut werden. Aufgrund der wetter- und jahreszeitbedingt fluktuierenden Einspeisungen erneuerbarer Energien werden die heutigen Netzstrukturen, vor allem elektrischer Netze, stark belastet, was die Netzstabilität beeinträchtigt. Daher, kommt es zunehmend zur Abregelung oder sogar Abschaltung erneuerbarer Energiequellen, um das Gleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Energie sowie die Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten. Um dennoch einen weiteren Ausbau erneuerbarer Energien voranzutreiben, müssen Flexibilisierungsmaßnahmen in der Energieversorgungs- sowie Verbraucherstruktur implementiert werden. Auf Seiten der Energienetze wird der Ansatz hybrider, energieträgerübergreifender Netze verfolgt, welche die derzeit noch unabhängig voneinander betriebenen Energieträgernetze über Koppelungstechnologien verbinden. In Hybridnetzen ist es möglich, erneuerbar erzeugten Strom, welcher zu einem bestimmten Zeitpunkt im elektrischen Netz nicht verbraucht werden kann, über intersektorische Lastverschiebungen in anderen Energieträgernetzen zu nutzen oder zu speichern. Um herauszufinden welchen Beitrag hybride Netze zur Erreichung des Ziels der Dekarbonisierung leisten können, müssen Szenarien über lange Zeiträume mit genauen Modellen für die einzelnen Energieträgernetze berechnet werden. [1] [2]

Daher soll im Rahmen dieser Arbeit eine Methode vorgestellt werden, welche unter Anwendung des zellularen Ansatzes die Erstellung eines solchen Netzmodells für den Energieträger Strom ermöglicht. Mit diesem Modell können schnelle, aber gleichzeitig exakte Berechnungen über lange Zeiträume mit hoher zeitlicher und örtlicher Auflösung der Erzeuger-, Verbraucher- und Speicherstrukturen (Verwendung von Zeitreihen z.B. mit 15-Minuten-Werten) durchgeführt werden. Dieses Stromnetzmodell kann dann im hybriden Gesamtansatz eingesetzt werden.

Methodische Vorgehensweise

Der zellulare Ansatz bietet eine möglichst generische und modulare Betrachtung von Netzstrukturen mit örtlicher Auflösung des energieträgerübergreifenden Energieausgleichs. Das Netz wird dabei nach geografischen Gesichtspunkten in Energiezellen eingeteilt, welche die niedrigste Systemebene darstellen, auf der je nach Netzsituation ein möglichst effizienter Energieausgleich erfolgen kann. Um schnelle Netzberechnungen zu ermöglichen, muss die Systemkomplexität und –größe des Originalnetzes verringert werden, weshalb alle Netzknoten innerhalb einer Energiezelle in einen fiktiven Netzknoten aggregiert und die Leistungen der in diesen Netzknoten vorhandenen Betriebsmittel aufsummiert werden. Übrig bleiben im reduzierten Netz die fiktiven Zellenknoten mit aggregierten Betriebsmitteln sowie die Verbindungsleitungen zwischen den Zellen. [3] [4] [5] Die Herausforderung für die Modellierung der elektrischen Netze bei der Anwendung des zellularen Ansatzes ist, dass aufgrund des Aggregationsschrittes die ursprüngliche Netzstruktur verändert wird. Da dabei Informationen über das Gesamtnetz verloren gehen, müssen diese über entsprechende Kompensationsmethoden ausgeglichen werden. Diese Abweichungen zwischen dem realen, nicht reduzierten Netz und dem reduzierten Zellenmodell sind auf die vernachlässigten Leitungen innerhalb der Zellen zurückzuführen, welche bei der Aggregation aus dem Netz „entfernt“ werden. Bei den Abweichungen handelt es sich daher um die Summe der (belastungsabhängigen) Verlustleistungen, welche in den vernachlässigten Leitungen der jeweiligen Zelle entstehen. Diese Verlustleistungen beeinflussen die Lastflüsse zwischen den Zellen, die Gesamtnetzverluste sowie die Leistung im Slack-Knoten.

¹ Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, Tel.: +43 3842 402 5414, E-Mail: anna.traupmann@unileoben.ac.at, Web: www.evt-unileoben.at

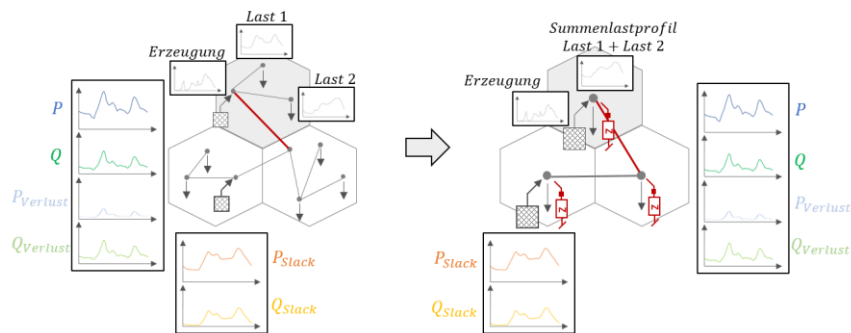


Abbildung 1: Beispielhafte Schritte bei der Anwendung des zellularen Ansatzes für Zeitreihenberechnungen

Nachdem jede Leitung über ihre π -Ersatzschaltung hinsichtlich Leitermaterial, Isolierung sowie elektromagnetischem Feldaufbau und damit Wirk- und Blindleistungsverlusten vollständig charakterisiert werden kann, erfolgt die Kompensation über die Parameter dieser π -Ersatzschaltung. Die Summe aller Leitungswiderstände R , aller Leitungsinduktivitäten L und aller Leitungskapazitäten C parametrieren das Kompensationselement jeder Zelle. Daher stellt dieses Kompensationselement für jede Zelle einen mit der Last veränderbaren, komplexen Widerstand dar. Aufgrund der Veränderbarkeit dieser komplexen Widerstände wird genau die Summe der (belastungsabhängigen) Verlustleistungen der Leitungen nachgebildet, sodass auch für Zeitreihenberechnungen in jedem Zeitschritt ein an den Lastzustand angepasstes Modell entsteht.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Anhand eines Beispielnetzes auf der Mittelspannungsebene wird gezeigt, mit welcher Genauigkeit das reduzierte Zellenmodell das reale Mittelspannungsnetz nachbilden kann. Jeder Verbraucher bzw. Erzeuger an einem Netzknoten in diesem Mittelspannungsnetz entspricht einem untergelagerten Niederspannungsnetz und/oder einer direkt angeschlossenen Verbraucher- bzw. Erzeugereinheit. Die Summen der hinterlegten Standardlast- bzw. Standarderzeugungsprofile des jeweiligen Niederspannungsnetzes stellen die Verbraucher- und Erzeugereinheiten im Mittelspannungsnetz dar. Mit Hilfe eines MATLAB®-Berechnungsprogrammes wird eine AC-Lastflussrechnung für das reale, nicht reduzierte Netz durchgeführt, in der die zugehörigen Lastflüsse, Gesamtnetzverluste sowie Slack-Leistungen bestimmt werden. Danach erfolgt die Aggregation der zuvor eingeteilten Zellen, sowie der Ausgleich der vernachlässigten Leitungen mittels Serien-RLC-Moduls, welches in den fiktiven Netzknoten im Zellenmittelpunkt angebracht wird. Anschließend wird eine AC-Lastflussrechnung für das reduzierte Netz durchgeführt, sodass die Abweichungen zwischen reduziertem und nicht reduziertem Netzmodell berechnet werden können. Durch Auswertung dieser Abweichungen in Diagrammen soll gezeigt werden, dass sich die Abweichungen in einem vernachlässigbaren Bereich befinden und die reduzierten Zellenmodelle das reale Netz vollständig nachbilden können. Zusätzlich soll die Zeitersparnis bei der Verwendung reduzierter Zellennetze betrachtet werden, sodass Aussagen darüber getroffen werden, wann Nutzen und Aufwand für die Anwendung der Reduktion gegeneinander abzuwägen sind.

Referenzen

- [1] Zentrum für Energiewirtschaft und Umwelt (e-think), „Energie in Zahlen 2018 – Entwicklung in Österreich Datenbasis 2017“, Dezember 2018.
- [2] Hinterberger, R., „Hybridnetze und Synergiepotentiale mit kommunalen Infrastrukturen“, Visions- und Strategiepaper, BMVIT, NACHHALTIGWIRTSCHAFTEN, September 2014.
- [3] Böckl, B.; Greiml, M.; Leitner, L.; Pichler, P.; Kriechbaum, L.; Kienberger, T., „HyFlow – A Hybrid Load Flow-Modelling Framework to Evaluate the Effects of Energy Storage and Sector Coupling on the Electrical Load Flows“, energies, MDPI, Februar 2019
- [4] Böckl, B.; Kriechbaum, L.; Kienberger, T., „Analysemethode für kommunale Energiesysteme unter Anwendung des zellularen Ansatzes“, 14. Symposium Energieinnovation (EnInnov 2016).
- [5] Vopava, J.; Böckl, B.; Kriechbaum, L.; Kienberger, T., „Anwendung zellulärer Ansätze bei der Gestaltung zukünftiger Energieverbundsysteme“, e&i Elektrotechnik und Informationstechnik 134, vol.3, pp. 229-237, 2017.

5.6.5. Verlustminimierung in gekoppelten HS/HS-Netzen unter Nutzung einer mathematischen Optimierung

Yannic HARMS^{1(*)}, Steffen MEINECKE², David Sebastian STOCK¹, Martin BRAUN^{1,2}

Vorbemerkung

Diese Veröffentlichung basiert auf Erkenntnissen aus dem Forschungsprojekt „RPC2 - Netzbetreiberübergreifendes Blindleistungsmanagement in Verteilnetzen“ [1], welches durch das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen der Fördermaßnahme „Anwendungsorientierte nichtnukleare FuE“ finanziert wird. (Förderkennzeichen: 0350003A)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Hintergrund und Zielstellung

Das Ziel der Bundesregierung ist es, den Anteil des Stroms am Bruttostromverbrauch aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2035 auf 55 bis 60 % und bis zum Jahr 2050 auf mindestens 80 % zu erhöhen [2]. Dieses Ziel wird durch den zunehmenden Ausbau von erneuerbaren Erzeugungsanlagen erreicht, welche vornehmlich dezentral an das Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz angeschlossen werden. Durch die fluktuierende Wirkleistungseinspeisung der erneuerbaren Erzeugungsanlagen und die damit einhergehenden Änderungen der Blindleistungsflüsse im elektrischen Energieversorgungssystem wird ein Blindleistungsmanagement für einen stabilen Netzbetrieb dieser Netzebenen wichtiger, wenn nicht gar notwendig. Die Nutzung von Blindleistungspotentialen zwischen Höchstspannungs- und Hochspannungsnetzen sind dabei Inhalte aktueller Forschungsprojekte wie z. B. [3]. Die innerhalb dieser Veröffentlichung präsentierte Methodik beschreibt das Blindleistungsmanagement zwischen zwei gekoppelten Hochspannungsnetzen mit unterschiedlichen Netzbetreibern. Die Umsetzung des Blindleistungsmanagements erfolgt dabei mit einer mathematischen Optimierung und kann im Rahmen des Netzbetriebs zur Blindleistungsoptimierung zwischen den beiden gekoppelten Hochspannungsnetzen eingesetzt werden.

Methodik

Im Rahmen des Forschungsprojekts „RPC2“ und weiterer Forschungsprojekte ist am Fraunhofer IEE ein Optimierungswerkzeug mit verschiedenen Funktionalitäten entwickelt worden. Dazu gehört beispielsweise die netzebenenübergreifende Blindleistungsoptimierung hinsichtlich verschiedener Zielgrößen wie Spannungs- oder Blindleistungssollwerte an den Netzverknüpfungspunkten oder die optimierte Übertragungsnetzplanung. Die Modellierung der Optimierungsmodelle sowie die mathematische Optimierung erfolgen dabei in AMPL („A Mathematical Programming Language“) [4] und die Datenbereitstellung in Python. Die spezifische Herausforderung der hier dargestellten Methodik der Blindleistungsoptimierung zwischen zwei gekoppelten Hochspannungsnetzen mit unterschiedlichen Netzbetreibern besteht in der Nichtverfügbarkeit der vollständigen Netzdaten des jeweils benachbarten

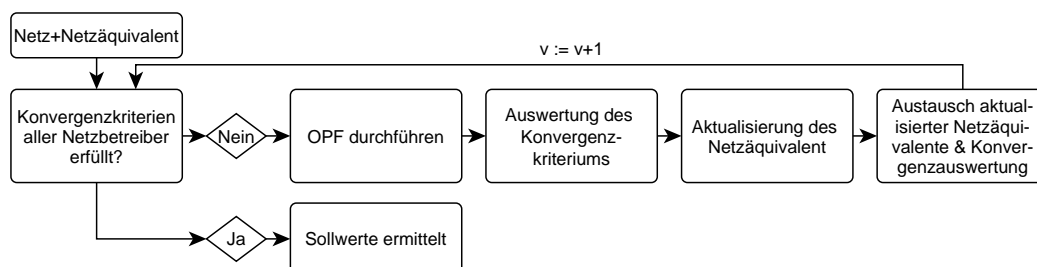


Abbildung 1: Ablauf der iterativen Optimierung aus Sicht eines Netzbetreibers

¹ Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, Königstor 59, 34119 Kassel, yannic.harms@iee.fraunhofer.de, Tel.: +49 561 7294-455, www.iee.fraunhofer.de

² Universität Kassel, Wilhelmshöher Allee 71-73, 34121 Kassel, steffen.meinecke@uni-kassel.de, Tel.: +49 561 804-6084, www.uni-kassel.de/eecs/en/fachgebiete/e2n

Netzbetreibers. Diese Problematik wird durch die Nutzung von Netzäquivalenten innerhalb der mathematischen Optimierung gelöst. Dazu wird ein iterativer Prozess entwickelt, welcher den Austausch der Netzäquivalente der Netzbetreiber untereinander beinhaltet. Unter Berücksichtigung der Netzäquivalente in Verbindung mit der eigenen vollständigen Netzbeschreibung kann jeder Netzbetreiber einen separaten Optimal Power Flow (OPF) [5] durchführen. Die Einführung eines Konvergenzkriteriums wie die maximal zulässige Änderung der Blindleistungseinspeisung der Generatoren sichert dabei die Konvergenz des Iterationsverfahrens. Der iterative Prozess läuft dabei so lange bis das Konvergenzkriterium mithilfe iterativ aktualisierter Netzäquivalente erfüllt ist. Der grundlegende Ablauf dieser Methodik aus Sicht eines Netzbetreibers ist in Abbildung 1 dargestellt.

Ergebnisse

Die Methodik wurde zunächst innerhalb einer Beispielsimulation anhand des 39 Bus New England System (in der Implementierung von [6]) durchgeführt, welches hierfür in zwei unabhängige Netzgebiete aufgeteilt wird. Obwohl es sich bei diesem Testsystem um ein Übertragungsnetzmodell handelt, wird die Methodik an diesem präsentiert, da die Optimierung unabhängig von der Spannungsebene angewendet werden kann. Durch die Aufteilung in zwei Netzgebiete lässt sich die Methodik zur Optimierung der eigenen Netzgruppe unter Berücksichtigung der benachbarten Netzgruppe in Form eines Netzäquivalents evaluieren. Außerdem werden beispielhafte, synthetische Last- und Erzeugungszeitreihen mit zehn Zeitschritten implementiert. Abbildung 2 stellt die Verlustminimierung der ursprünglichen (schwarz) und der optimierten (grau) Netzzustände dar. In Ergänzung zeigt Abbildung 3 die Änderungen der Blindleistungseinspeisungen durch die Generatoren nach der Optimierung im Vergleich zum Ausgangszustand. Aus den beiden Abbildungen lässt sich erkennen, dass die Netzverluste für die unterschiedlichen Zeitschritte unter Nutzung der Blindleistungsflexibilitäten der Generatoren durch die netzbetreiberübergreifende Optimierung unter Einsatz von Netzäquivalenten deutlich minimiert werden können.

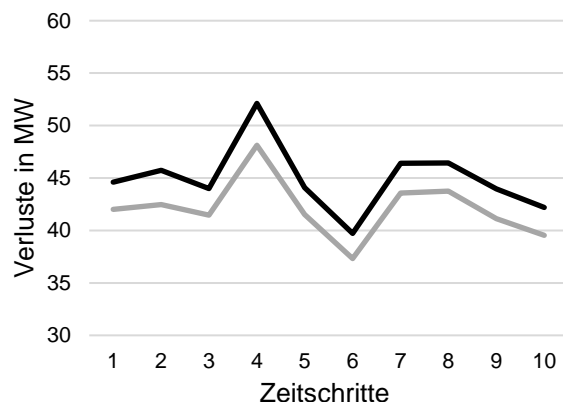


Abbildung 2: Systemverluste der Ausgangszustände (schwarz) und der optimierten Netzzustände (grau) unter Einsatz von Netzäquivalenten für das 39 Bus New England Test System.

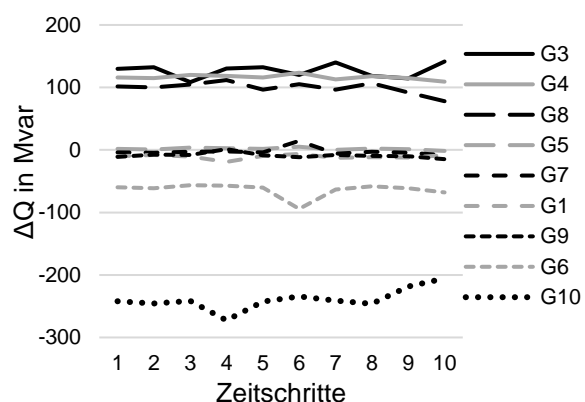


Abbildung 3: Änderung der Blindleistungseinspeisungen der Generatoren nach der Optimierung im Vergleich zum Ausgangszustand.

Referenzen

- [1] Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, „RPC2 - Netzbetreiberübergreifendes Blindleistungsmanagement in Verteilnetzen,“ [Online]. Available: <https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/laufende/rpc2.html>.
- [2] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017), 2017.
- [3] „EU-SysFlex - WP6: Demonstration of flexibility services from resources connected to the distribution network,“ [Online]. Available: <http://eu-sysflex.com/workpackages/wp6-demonstration-of-flexibility-services-from-resources-connected-to-the-distribution-network/>. [Zugriff am 26 November 2019].
- [4] R. Fourer, D. M. Gay und B. W. Kernighan, AMPL A Modeling Language for Mathematical Programming, 2003.
- [5] J. Zhu, Optimization of Power System Operation, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2009.
- [6] DlgSILENT GmbH, 39 Bus New England System, DlgSILENT PowerFactory, r4652.

5.6.6. Power Quality Index: Erfahrungen und Umsetzung

Werner SCHOEFFER¹

Kurzfassung

Bereits beim letzten Grazer Energie-Innovationssymposium wurde über Überlegungen zu einem Power Quality Index berichtet [1]. In einer einfachen Kennzahl sollte die nicht geringe Menge an Kennwerten der Spannungsqualität zusammengefasst werden [2]. Ziel war es einerseits Langzeitbeobachtungen durchführen zu können und andererseits dem/der nicht so im Detail versierten Anwender_in eine Übersicht über die Netzqualität zu geben.

- Spannungsqualität wird auch aufgrund einer ständig steigenden Anzahl an Energiekonzepten für Industrie- und Gewerbebetriebe auf der Anwender_innenseite immer aktueller. Die interne und die externe Versorgungssicherheit sollte ja eben auch in solchen Konzepten ein integraler Bestandteil sein.
- Aktuelle Entwicklungen der Verbraucherstruktur, speziell der Leistungselektronik, und neue Normen mit Limits für höhere Frequenzbänder [4, 5] weiten das Thema Spannungsqualität bis 150 kHz aus.

In diesem Paper sollen jetzt erste Erfahrungen mit diesem Wert gezeigt und auch aktuelle Fragestellungen angesprochen werden.

- Wie kann so ein Wert als integraler Bestandteil von Energiekonzepten Anwendung finden?
- Wie verhält sich der Wert in der Realität tatsächlich und können daraus wirklich Rückschlüsse gezogen werden?
- Wie könnten die neuen Frequenzbänder bis 150 kHz in so einem Wert einbezogen werden?

Referenzen

- [1] Paper: Beitrag zur Definition eines Power Quality Index, 2018, Graz, Symposium Energieinnovation
- [2] ÖVE/ÖNORM EN 50160:2011: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen
- [3] ÖVE/ÖNORM EN 61000-4-30:2016: Verfahren zur Messung der Spannungsqualität
- [4] IEC 61000-2-2 Ed2 Amd 1:2017
- [5] IEC 61000-2-2 Ed2 Amd 2:2018

¹ ARTEMES GmbH, Hauptplatz 105, A-8552 Eibiswald, +43 664 5403106, werner.schoeffler@artemes.org, www.artemes.org

6 STREAM E: ZUKUNFTSFÄHIGE VERTEILNETZE

6.1. NETZAUSBAUPLANUNG (STREAM E1)

6.1.1. Ein Beitrag zu Künftigen Herausforderungen in der Netzplanung bei Verteilnetzbetreibern

Christin SCHMOGER¹

Ausgangssituation & abgeleitete Fragestellungen: Was treibt uns?

Die Integration von Erneuerbaren Energien bei gleichzeitig geänderten Bezugskundenverhalten im Gesamtenergiesystem stellt die Planung von Verteilnetzen vor eine Vielzahl neuer Aufgabenstellungen, um auch künftig ein zukunftssicheres Netz zu gewährleisten. Auch mit Hilfe der Digitalisierung wird sich dabei die Rolle des Planers verändern.

Am Beispiel der E.DIS Netz GmbH – die mit 10 GW an installierter Leistung bei derzeit knapp 2 GW Bezugslast im Nord-Osten Deutschlands – mitten in den Herausforderungen der deutschen Energiewende steckt, sollen Entwicklungstendenzen und auch konkrete Umsetzungsprojekte diskutiert werden. Dabei liegt der Schwerpunkt auf den Fragestellungen:

- Welche Herausforderungen sehen wir künftig? Wie wird sich die Planung von Verteilnetzen weiterentwickeln?
- Was tut ein Netzbetreiber heute, um diesen künftigen Aufgaben gerecht zu werden? Wie vielfältig sind heutige Projekte schon aufgestellt?
- Wie entwickeln sich die – klassischen Netzthemen weiter im Zuge von Flexibilisierung und Netzausbau?
- Wie ändert sich die künftige Rolle des Netzplaners von heute?

Heutige und Künftige Entwicklungen im Netz am Beispiel der E.DIS

Entwicklungstendenzen: Netze und Planungsmethoden ändern sich

Die Verteilnetzbetreiber sind mit einer Vielzahl von hochkomplexen, wechselnden Themenstellungen heute und in Zukunft betraut. Der Beitrag gibt einen Überblick über die Einflüsse:

- Politische Entwicklungen und der gesellschaftliche Wandel zum „grünen Strom“
 - mit weiterem Zuwachs an EEG,
 - mit neuen Kundengruppen in der E-Mobilität, Wärmepumpen, PtX-Anwendungen
- führen künftig zu hohen Flexibilitätspotentialen in unseren Netzen durch steuerbare Erzeuger, Speicher und Lasten bis hin zur Sektorenkopplung.
- Gleichzeitig ist der Planer mit neuen Netzkonzepten, wie intelligenten, automatisierten Netzen mit deutlich höherem Datenpotential bis hin zu zellularen, sektorgekoppelten Netzstrukturen
- und Planungsinstrumenten wie der Spitzenkappung oder dem witterungsgeführten Freileitungsbetrieb für einen optimierten Netzausbau konfrontiert.

Hieraus ergeben sich neue planerische Herausforderungen zur Einbindung der Kundengruppen, aber auch vielen neuen Möglichkeiten, Netze intelligenter und optimierter zu planen. Um ein zukunftssicheres Verteilnetz zu garantieren – mit hoher Versorgungszuverlässigkeit unserer Netzkunden spielt die Digitalisierung dabei eine wesentliche Rolle. Digitale Anwendungen unterstützen den Netzplaner im Netzplanungsprozess, um die komplexen und wechselnden Herausforderungen im Netzgeschäft zu

¹ Schmoger: E.DIS Netz GmbH, Langewahlerstr. 60, 15517 Fürstenwalde (Spree), +49 3361 702452, christin.schmoger@e-dis.de

meistern. Mit Hilfe der Digitalisierung kann einerseits durch Anwendung einer Vielzahl von Datenquellen das Systemabbild optimiert werden, andererseits können Planungsprozesse effizienter und händelbarer gestaltet werden.

Von der Gegenwart in die Zukunft geblickt

Die heutige Netzplanung basiert bei der E.DIS vorrangig auf deterministischen Verfahren zur Planung von HS- und MS-Netzen. Die digitalisierte Planung könnte künftig mit automatisierten, zeitreihenbasierten Tools über die Verwendung neuer Datenquellen (intelligentere Ortsnetzstationen) bis hin zur Anwendung neuer Technologien (RPA, virtual reality) dieses Planungsumfeld von der Niederspannung bis hin zur Hochspannung verändern. Am Beispiel der Niederspannung, die bisher in der strategischen Netzplanung kaum eine Rolle spielte, soll im Beitrag aufgezeigt werden, wie sich künftig die Netzplanung ändern kann.

Ausgewählte Projekte aus der Gegenwart

Die Transformation des Energiesystems und die damit einhergehenden Änderungen in unseren Verteilnetzen resultiert in einer Vielzahl hochkomplexer Fragestellungen. Anhand ausgewählter Projekte der E.DIS soll aufgezeigt werden, wie vielfältig diese Themenstellungen sein können, die heute schon betrachtet werden, um sich den Herausforderungen der Zukunft zu stellen:

- Digiplan als Projekt zur automatisierten Anschlussbewertung von EEG-Anlagen,
- IELECTRIX: Innovativer Einsatz von mobilen Speichern bei Netzbetreibern im Feldversuch,
- Zukunftsszenarien der Sektorenkopplung und mögliche Folgen für Netzbetreiber im Energiewendelabor EWL.

Klassische Netzthemen entwickeln sich weiter...

Es sind eine Vielzahl an kleinteiligen Aufgaben für Netzbetreiber zu bewältigen, um den Herausforderungen gerecht zu werden zu vermeiden. Bei all den neuen Planungswerkzeugen zum optimierten Netzausbau und Netzbetrieb dürfen wir nicht die Entwicklungen der Netze durch den (Kabel-)zubau bei den reinen energietechnischen Themen vergessen. Auch hier verschärfen sich planerische Fragestellungen aus dem Alltag oder neue Themen kommen hinzu. Hier beschäftigt sich die E.DIS mit ausgewählten Forschungsschwerpunkte auf den Gebieten:

- Sternpunkterdung: von den Grenzen Resonanzsternpunktbehandlung über den Betrieb mit niederohmig geerdeten Netzen und die Kopplung von Netzen unterschiedlicher Sternpunkterdung bis zur Herausforderung Erdungsanlagen (gemeinsames Forschungsprojekt mit der TU Graz) korrekt auszulegen,
- geänderter Blindleistungsbedarf unserer (HS-)Netze.

Zusammenfassung: Die Rolle des Netzplaners ändert sich...

Die Entwicklungen im Energiesystem durch wachsende und neue Kundenfelder (Bezugs- und Einspeiserkunden), aber auch Entwicklungstendenzen in der Digitalisierung stellt Verteilnetzbetreiber vor hochkomplexe Fragestellungen. Hier wird sich künftig der Planungsprozess von Netzen und somit die Rolle des Netzplaners ändern. Eine vollständig automatisierte Netzplanung ist zwar durch die differenzierten, vielfältigen Freiheitsgrade und Randbedingungen in der Interpretation der Ergebnisse und strategischen Entscheidung perspektivisch nicht absehbar. Künftig werden sich Planer jedoch intensiver mit Modellierungen des Systemabbilds bis hin Grundsatzfragen der Netze und deren Entwicklung beschäftigen.

Somit spielen Verteilnetzbetreiber eine wesentliche Rolle, um einen Beitrag zur Lösung der Herausforderungen der Energiewende zu leisten - künftig kostengünstig und effizient Netze mit hoher Kundenzufriedenheit zur Verfügung zu stellen.

6.1.2. Auswirkungen asymmetrisch angeschlossener dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Effektivität gängiger Netzplanungskriterien

Christian AIGNER¹, Rolf WITZMANN¹

Motivation

Die dezentrale Einspeisung erneuerbarer Energien erfolgt zu einem beachtlichen Teil durch Klein- und Kleinstanlagen, welche in der Regel nicht dreiphasig an das Stromsystem angeschlossen werden. In der VDE AR-N4100 [3] ist eine Schiefastgrenze von 4,6 kVA je Phase und Netzanschlusspunkt festgelegt, bis zu welcher der Anschluss erfolgen darf. Untersuchungen zeigten dabei, dass bei den Netzbetreibern kaum Kenntnis über die Aufteilung in den Kundenanlagen herrscht, womit von keiner gleichmäßigen Phasenaufteilung, wie üblicherweise bei der Netzplanung angenommen - ausgegangen werden kann. Im Folgenden soll untersucht werden, welche Auswirkungen asymmetrische Einspeisung auf symmetrisch ausgelegte Netze hat.

Methodik

Netzmodell und Versorgungsaufgabe

Als Untersuchungsgrundlage dient ein ländlich geprägter, synthetisch erzeugter Mittelspannungsstrang mit einer Gesamtlänge von 20 km und 33 unterlagerten Niederspannungsnetzen ländlichen und dörflichen Typs [1], [2]. Dies ermöglicht eine spannungsebenen-übergreifende Betrachtung. Insgesamt stehen 1208 potenzielle Netzverknüpfungspunkte für den Anschluss von dezentralen Erzeugern zur Verfügung. Die Anlagenleistungen sind der Verteilung aus dem deutschen DEA-Register entnommen. Um eine Repräsentativität zu erreichen, wird für alle Berechnungen ein probabilistischer Ansatz mit 1000 Zufallsverteilungen angewendet [1]. Darüber hinaus bleibt der Einfluss von Verbrauchern vernachlässigt.

Szenarien

Es werden drei Anschlusszenarien (siehe Tabelle 1) definiert. Im ersten Fall wird dabei der Anschluss mit den vom VDE [3] empfohlenen maximalen Schiefast durchgeführt, im nächsten Szenario wird der vorgegebene Maximalwert erweitert. Der letzte Fall spiegelt in einem Netzgebiet ermittelte reale Verhältnisse wider [4].

Tabelle 1: Phasenaufteilung der Erzeugungsanlagen

Szenario	S_4,6 kVA	S_7,4 kVA	S_zufDis [3]
Verteilung auf Außenleiter	$\leq 4,6 \text{ kVA}$: 100% L1 $> 4,6 \text{ kVA}$: 100% L123	$\leq 7,4 \text{ kVA}$: 100% L1 $> 7,4 \text{ kVA}$: 100% L123	$\leq 5,0 \text{ kVA}$: 85% L1 $5,0 \dots 10 \text{ kVA}$: 55%: L12, 20% L123, 15% L1 $\geq 10 \text{ kWp}$: 90% L123, 10% L12, L13

Durchdringungsgrade

Der Durchdringungsgrad wird im symmetrischen Fall beginnend mit dem ermittelten minimalen Integrationspotenzial von 2 MWp schrittweise bis zu einer Volldurchdringung mit 14 MWp gesteigert. Durch automatisierten Netzausbau wird für die Einhaltung aller Grenzwerte (Spannungsband und thermische Betriebsmittelauslastung) im symmetrischen Fall gesorgt. [1]

Ergebnisse

Abbildung 1 stellt den prozentualen Anteil an Knoten mit Grenzwertverletzungen im Netzgebiet bei asymmetrischer Belastung dar. Die Mittellinie repräsentiert den Median, die obere und untere Linie das

¹ Technische Universität München, Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze, Arcisstr. 21, Tel.: 089 289 25587, www.hsa.ei.tum.de; christian.aigner@tum.de

5%- und 95%-Quantil. Dabei kann es schon bei Einhaltung der gegebenen Schiefastgrenze vereinzelt zu ungeplanten Spannungsbandverletzungen kommen. Die Anschlusszenarien „S_7.4kVA“ und „S_zufDis“ führen bei symmetrischer Netzplanung zu unzulässigen Spannungsanhebungen in der Niederspannung (3%-Kriterium) und zur Überschreitung der maximal zulässigen Betriebsspannung von $U_n+10\%$ (10%-Kriterium) nach EN 50160. Die alleinige Einhaltung des Spannungsunsymmetriekriteriums (EN50160) reicht dabei nicht aus, um den asymmetriebedingten Spannungsbandverletzungen entgegenzuwirken. Die Überlastung von Transformatoren nimmt ebenfalls zu. Darüber hinaus wird das Verhalten bei Anwendung von statischer Spannungshaltung, für welche bei asymmetrischer Einspeisung abweichende Vorgaben gemacht werden, untersucht.

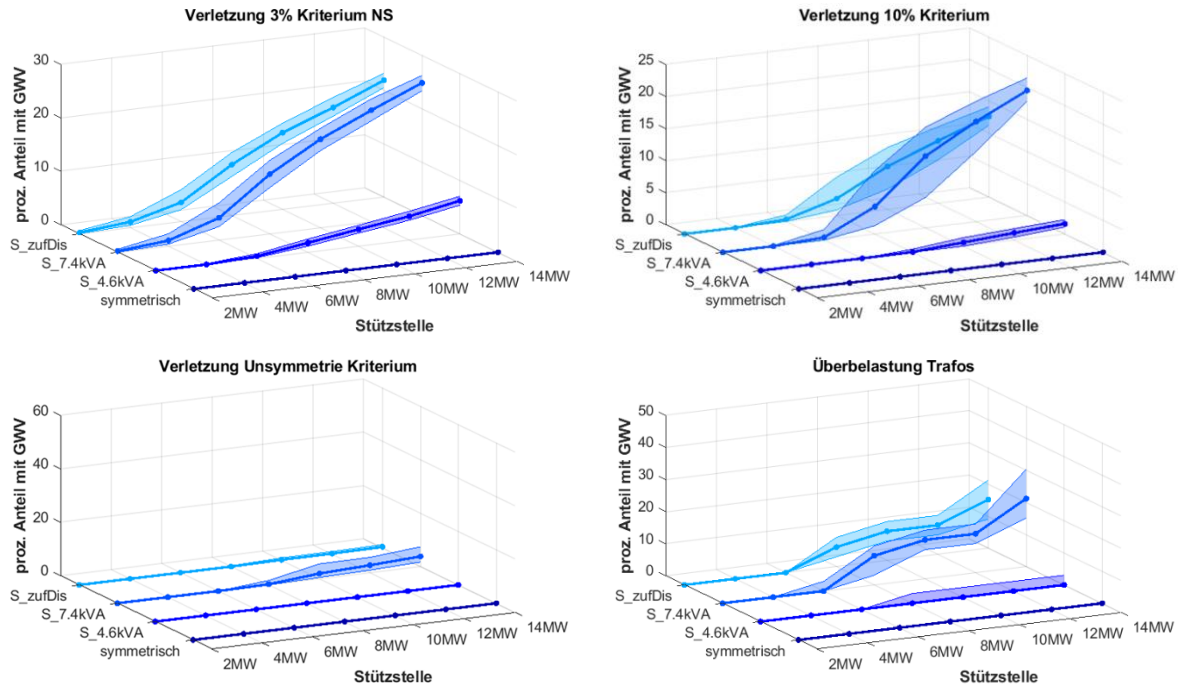


Abbildung 1: Verletzung von Spannungsgrenzwerten und Trafoüberlastung durch Asymmetrische Einspeisung

Zusammenfassung

In den Untersuchungen zeigt sich ein signifikanter Einfluss asymmetrisch einspeisender Erzeugungsanlagen. Eine Erweiterung der in [4] festgelegten Schiefastgrenze von 4,6kVA, wie sie beispielsweise subtil durch Elektromobilität erfolgt, scheint nicht sinnvoll und kann eine Anpassung gängiger Netzplanungsgrundsätze erforderlich machen. Die Vorgabe und Kenntnis der Phasenaufteilung und eine asymmetrische Netzverträglichkeitsprüfung seitens der Netzbetreiber kann künftig notwendig werden.

Referenzen

- [1] Aigner, C., Witzmann, R.: Influence of power system planning criteria on hosting capacity of distribution grids with high DER-penetration, Conference on Sustainable Energy Supply and Energy storage systems (NEIS), Hamburg, 20.-21. September 2018.
- [2] Lindner, M. et al.: Aktuelle Musternetze zur Untersuchung von Spannungsproblemen in der Niederspannung, 14. Symposium Energieinnovation, Graz, 10.-12. Februar 2016
- [3] VDE-AR-N 4100, Technische Anschlussregeln Niederspannung, VDE Verlag GmbH, Berlin, 2019
- [4] Pardatscher, R.: Planungskriterien und Spannungsqualität in Mittel- und Niederspannungsnetzen mit hoher Photovoltaik-Einspeisung, Dissertation, TU-München, 2015

6.1.3. Ein 3D Decision Support System zur realistischen Planung von Hochspannungsleitungen

Joram SCHITO¹, Ulrike Wissen HAYEK², Martin RAUBAL³

Inhalt

Im Zuge der Energiewende ist es nötig, das europäische Stromnetz auszubauen, da erwartungsgemäß mehr Strom durch das Netz fließen wird und die Stromspitzen zeitlich unvorhersehbarer verteilt sein werden. Dennoch werden Hochspannungsleitungen und insbesondere Freileitungen von weiten Teilen der Bevölkerung häufig negativ wahrgenommen: Die Masten stören das Landschaftsbild und das unheimliche Knistern des unsichtbaren Stroms kann bei betroffenen Personen Unbehagen auslösen. Dennoch ist der Wille, auf Strom zu verzichten vergleichsweise gering – nicht zuletzt, da Elektrizität volkswirtschaftlich wichtig ist und zum gesellschaftlichen Wohlstand beiträgt.

Um den Widerstand gegenüber neuen Hochspannungsprojekten zu mindern, forschen zwei Gruppen an der ETH Zürich an einem **3D Decision Support System (3D DSS)**, siehe Abb. 1), das aufgrund eines Szenarios den optimalen Leitungskorridor berechnet und in 3D darstellt. Während sich das Projekt 2014–2017 der Bestimmung optimaler Freileitungspfade widmete, wird seit 2018 an der Bestimmung optimaler Pfade für Erdkabel geforscht. Das entwickelte System erfüllt hierbei drei Funktionen: Die **Planungsfunktion** unterstützt Planer bei der Findung optimaler Alternativen für Korridore und Trassen auf einer objektiven Entscheidungsgrundlage, indem es diese schnell, einfach und zuverlässig berechnet. Die **Analysefunktion** unterstützt Entscheidungsträger beim Vergleich unterschiedlicher Alternativen zur Findung einer besten Alternative. Die **Kommunikationsfunktion** fördert die Kommunikation zwischen unterschiedlichen Interessensvertretern und gestaltet den Planungsprozess transparent, was zu mehr Akzeptanz führen soll. Insgesamt soll mit dem 3D DSS der Planungsprozess vereinfacht werden, was die Kosten senkt und zur schnelleren Umsetzung der Energiewende führt.

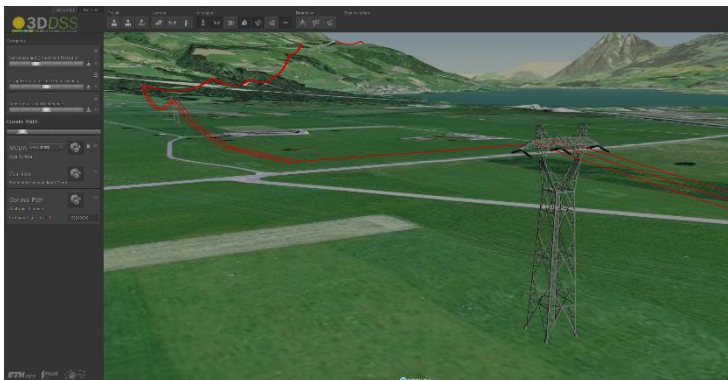


Abbildung 1: Die 3D DSS-Schnittstelle mit der Visualisierung eines Teils des Studiengebiets in der Zentralschweiz. Die visualisierte Freileitung wurde mit zufälligen Werten generiert und bildet ein fiktives Szenario ab.

Methodik

Das 3D DSS wendet die mathematischen Ansätze der Multikriteriellen Entscheidungsanalyse (MCDA) auf Konzepte an, mit denen Geografische Informationssysteme (GIS) räumliche Probleme lösen. Konkret wurde in Zusammenarbeit mit unseren Forschungspartnern ein Entscheidungsmodell mit rund 60 Faktoren aus den Bereichen *menschlicher Lebensraum*, *natürlicher Lebensraum* und *technische Umsetzbarkeit* erstellt, die allesamt eine räumliche Ausdehnung haben (z.B. Naturdenkmäler,

¹ ETH Zürich, Institut für Kartografie und Geoinformation, Stefano-Franscini-Platz 5, 8093 Zürich, +41446338114, jschito@ethz.ch, www.joramschito.ch

² ETH Zürich, Planung von Landschaft und Urbanen Systemen, Stefano-Franscini-Platz 5, 8093 Zürich, +41446333007, wissen@nsl.ethz.ch, <https://plus.ethz.ch/chair/people/person-detail.html?persid=109719>

³ ETH Zürich, Institut für Kartografie und Geoinformation, Stefano-Franscini-Platz 5, 8093 Zürich, +41446333026, mraubal@ethz.ch, www.raubal.ethz.ch

Kulturgüter, Wasserschutzgebiete, etc.). Den Faktoren werden Schutzziele zugewiesen, welche die Benutzer des 3D DSS bewerten (z.B. Bündelung fördern, Risiken minimieren, die belebte Natur schützen, etc.). Aus diesem Interessensszenario berechnet das 3D DSS über *Weighted Linear Combination* eine Kostenoberfläche, welche den Widerstand zum Bau einer neuen Hochspannungsleitung darstellt. Von dieser werden dann mit dem *Dijkstra-Algorithmus* der optimale Korridor und die optimale Trasse abgeleitet. Im Gegensatz zu ähnlichen Projekten erforscht die ETH Zürich hauptsächlich Ansätze, welche die **realistische Modellierung der Korridore und Trassen** beabsichtigt. Folgend werden einige aktuelle Erkenntnisse beschrieben, welche für eine realistische Modellierung besonders wichtig sind. Für die genaue Beschreibung der Funktionsweise des 3D DSS wird auf [1], [2] und [3] verwiesen.

Ergebnisse

Das 3D DSS schützt wertvolle Schutzgebiete über die gesetzlichen Grenzen hinaus

Angenommen, ein Schloss mitsamt dem umliegenden Schlosspark steht bis zu seiner Grenze unter Schutz. Aus psychologischer Sicht wird in der Nähe dieser abgegrenzten Schutzzone auch dann eine Schutzwirkung wahrgenommen, wenn diese von Gesetzes wegen nicht gegeben ist. Dieses Konzept wurde erstmals in [4] vorgestellt und in [3] als ausschlaggebendste Komponente bestätigt. Die Möglichkeit, Schutzgebiete über ihre eigentlichen Grenzen hinaus zu schützen, führt zu mehr Korridorvarianten, zu einem nachsichtigeren Umgang mit Schutzgebieten und zu mehr Kompromissbereitschaft.

Das 3D DSS fördert die Selbstkritik von Experten und regt zu Diskussionen an

Angenommen, Planungsexperten entwickeln ein Szenario, welche Faktoren wie stark vor dem Bau einer Hochspannungsleitung geschützt werden sollen, so stellt sich auch jeder Experte vor, welche Trassenführung diesem Szenario am ehesten entsprechen würde. Eine im Frühjahr 2019 durchgeführte Studie mit 10 Experten [5] verglich diese eigene Idealvorstellung mit der Lösung, die das 3D DSS berechnete und zeigte die Unterschiede mit 3D-Visualisierungen und Diagrammen. Die Resultate zeigen, dass das 3D DSS in der Lage ist, die Vorstellung über die genaue Linienführung zu revidieren, sollte sie in Widerspruch zum festgelegten Szenario und zu den definierten Schutzziele liegen.

Das 3D DSS fördert eine realistische Modellierung durch ein cleveres Entscheidungsmodell

Angenommen, das gleiche Moorschutzgebiet wurde sowohl auf Landes- als auch auf Bundesebene definiert, so würde ein Entscheidungsmodell, welches das gleiche Gebiet doppelt berücksichtigt, dieses überbewerten. Beim 3D DDSS sind alle Faktoren thematisch so aufgeschlüsselt, dass Gebiete mit einem höheren Schutz derselben Kategorie (z.B. Moorschutz) in niedrigeren Schutzstufen nicht mehr vorkommen. Dies vereinfacht die Diskussionen über die optimale Trassenführung, da die Stakeholder gezielt entscheiden können, welche Verwaltungsgliederungsstufe welche Schutzstufe erhalten soll. Zudem identifiziert eine Analysefunktion Gebiete, die zwar geschützt sind, aber überspannt werden können. Dies ermöglicht den Stakeholdern, die Diskussionen auch auf solche Schutzgebiete zu erweitern.

Referenzen

- [1] M. Raubal, J. Schito, A. Grêt-Regamey, und U. Wissen Hayek, «Einsatz von 3D GIS zur transparenten und nachhaltigen Planung von elektrischen Versorgungsnetzen», Bundesamt für Energie BFE, Ittigen (Switzerland), Schlussbericht SI/507073-01, 2017.
- [2] J. Schito, «Hochspannungsleitungen planen und deren Akzeptanz erhöhen – mit dem 3D Decision Support System der ETH Zürich», in Tagungsband Wissenschaftsdialog 2018, Bonn (Germany), 2018, S. 30–37.
- [3] J. Schito, U. Wissen Hayek, und M. Raubal, «Enhanced multi criteria decision analysis for planning power transmission lines», in Proceedings 10th International Conference on Geographic Information Science (GIScience 2018), Melbourne (Australia), 2018, Bd. 114.
- [4] J. Schito, «Modeling and optimizing transmission lines with GIS and Multi-Criteria Decision Analysis», it – Information Technology, Bd. 59, Nr. 1, S. 1–9, Jan. 2017.
- [5] J. Schito, J. Jullier, und M. Raubal, «A Framework for Integrating Stakeholder Preferences when Deciding on Power Transmission Line Corridors», EURO Journal on Decision Processes: Special Issue on Environmental Decisions, 2019.

6.1.4. Generation Adequacy – Lastdeckungsanalysen: derzeitige Aufgaben des Übertragungsnetzbetreibers und zukünftige Herausforderungen basierend auf den Forderungen des Clean Energy Packages

Marlene PETZ¹, Georg ACHLEITNER²

Ein hohes Maß des Ausbaus erneuerbarer Energieformen sowie die Stilllegung thermischer Kraftwerke aus Gründen der Wirtschaftlichkeit, Umweltvorgaben oder politischen Entscheidungen, beeinflussen in sehr hohem Ausmaß die Aufgaben des Übertragungsnetzbetreibers in der heutigen Zeit. Der Ausblick in die Energiezukunft, wie sie die #mission2030 für Österreich plant, gepaart mit europäischen Vorgaben, wie etwa jene aus dem Clean Energy Package, führen zu großen Herausforderungen, welche die Übertragungsnetzbetreiber in Europa in den kommenden Jahren intensiv beschäftigen werden. Ganz besonderes Augenmerk wird auf die Fragestellung gelegt, ob die Energienachfrage der Zukunft zu jeder Stunde des Jahres durch die im eigenen Land vorhandene Erzeugung unter Berücksichtigung der Importmöglichkeiten aus den Nachbarländern gedeckt werden kann.

Inhalt

Generell wird zur Beurteilung der Versorgungssicherheit am Strommarkt der Begriff System Adequacy verwendet, welcher sich aus den beiden Teilbereichen der Generation Adequacy und Transmission Adequacy zusammensetzt:

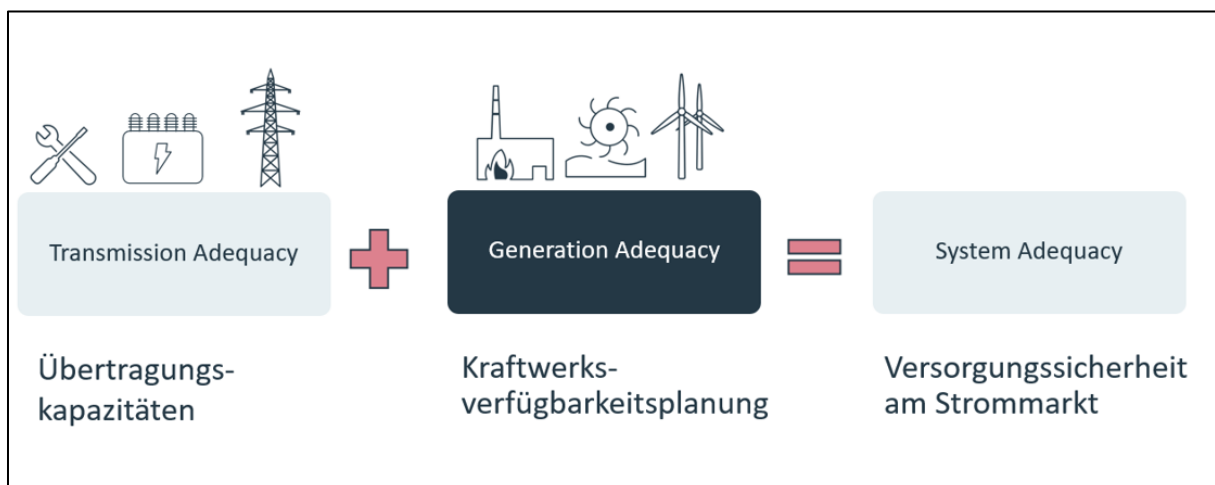


Abbildung 1: System Adequacy - Zusammensetzung

Generation Adequacy (oder auch Ressource Adequacy) beschreibt die Aufgabe der Verfügbarkeitsplanung von Kraftwerksleistung, welche benötigt wird, um die prognostizierte zukünftige Last zu decken. Im Bereich der Transmission Adequacy wird der Fokus daraufgelegt, ob vorhandene Leitungskapazitäten ausreichen, um die Energiemengen der Zukunft auszutauschen. Nachdem es im europäischen Verbundsystem nicht mehr zulässig ist, solche Analysen für ein Land isoliert anzustellen, wird immer von einem gesamteuropäischen Modell ausgegangen und gegebenenfalls nationale Analysen basierend auf dem europäischen Modell durchgeführt.

¹ Austrian Power Grid AG, Wagramerstraße 19; 1220 Wien, 050320 56186, marlene.petz@apg.at, <https://www.apg.at/>

² Austrian Power Grid AG, Wagramerstraße 19; 1220 Wien, 050320 56338, georg.achleitner@apg.at, <https://www.apg.at/>

Methodik

In den vergangenen Jahren haben Lastdeckungsanalysen (auch als Angemessenheit der Ressourcen bezeichnet) immer mehr an Bedeutung gewonnen und es hat sich ein Portfolio an unterschiedlichen Prozessen für den langfristigen bis kurzfristigen Planungshorizont entwickelt (siehe [2]). Im Folgenden wird ein Überblick über die unterschiedlichen bereits etablierten Generation Adequacy Prozesse geliefert:

- Mid-Term Adequacy Forecast
- Pentilateral Energy Forum
- Seasonal Outlooks (Winter / Summer Outlook)
- Short Term Adequacy

Nachdem sich der Trend weg von deterministischen Analysen (wenige Zeitpunkte mit hoher Last) hin zu probabilistischen Berechnungen abgezeichnet hat, wird in diesem Artikel ein Einblick in die Art und Weise der Modellierung des Mid Term Adequacy Forecasts (kurz MAF) gegeben. Probabilistische Berechnungen im Bereich der Generation Adequacy Assessments helfen, stochastische Unschärfen (z.B. klimatische Bedingungen, ungeplante Ausfälle von thermischen Kraftwerken oder Kuppelleitungen) im Modell zu berücksichtigen. Hierbei werden basierend auf einer historischen Datenbasis Monte Carlo-Simulationen angewandt, um mit Hilfe von statistischen Verfahren einen Mittelwert über die Vielzahl der Simulationsergebnisse für das betrachtete Jahr auszuwerten (siehe [1]).

Dieser probabilistische Ansatz hat sich im Rahmen des Mid Term Adequacy Forecasts als eine sehr günstige Methode zur Berechnung der Adequacy Indikatoren herausgestellt und soll in naher Zukunft auch für kurzfristigere Prozesse angewandt werden. Dies resultiert auch aus Forderungen des Clean Energy Packages.

Ergebnisse

Es stellen sich für den Übertragungsnetzbetreiber aus der Verordnung (EU) 2019/943 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt Kapitel IV – Angemessenheit der Ressourcen, Aufgaben im Bereich der Berechnungen zur Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen (siehe [2]). Hierfür wurden innerhalb der Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber Arbeitsgruppen etabliert, welche sich mit neuen Methoden zur Berechnung der Angemessenheit der Ressourcen auseinandersetzen. Ein Einblick in die Ergebnisse dieser Arbeit wird im Rahmen des Vortrags geliefert.

Referenzen

- [1] ENTSO-E: "Mid-Term Adequacy Forecast 2018 Edition", Brussels, 2018
- [2] M. Petz et al.: "Advanced modelling of generation adequacy in Europe", 54th International Universities Power Engineering Conference, Bucharest, 2019

6.1.5. Integrierter Framework für die Planung zukünftiger elektrischer Energiesysteme

Frey FLOREZ¹

Motivation

Deutschland ist seit dem Beginn der Umsetzung der Integration der erneuerbaren Energien in das bestehende Energieversorgungssystem mit mehreren Herausforderungen konfrontiert. Dazu gehören neben schwierigen politischen Entscheidungen auch Anpassung und Veränderungen des Energiemarktes, technische Sachzwänge und die soziale Akzeptanz. Naturkatastrophen, wie in Japan (Fukushima 2011) sorgten für eine frühe Abschaltung der Kernkraftwerke, die durch erneuerbare Ressourcen ersetzt werden sollen, bevor deren Restlaufzeit erreicht ist. Trotz dieser Hindernisse wuchs die Integration der erneuerbaren Energien in ihrer Entwicklung stetig.

Heute hat die Energiewende in Deutschland die Mittelfristplanung (t+4, t+3, t+2, t+1) und Netzbetriebsplanung² erreicht, die neue Komplexitäten mit sich bringt. Beispielsweise die erste Phase des Kohleausstiegs, die Durchführung der Netzausbauprojekte, stetig steigende Anzahl von Redispatch-Maßnahmen und Spannungsabweichungen. Diese Komplexität stellt die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) nicht nur auf der Prozessebene vor neue Herausforderungen, sondern auch bei der Entwicklung von Technologieplattformen, die die zukünftige Planung und den Betrieb des Stromnetzes gewährleisten [1].

Analyse und Beschreibung des Problems

Der Schwerpunkt dieser Arbeit ist die Entwicklung einer IT-Simulationsplattform, die den Übertragungsnetzbetreibern ermöglicht kritische Betriebsbedingungen zu antizipieren und zu reproduzieren unter Berücksichtigung verschiedener Netzplanungsphasen, wie Langfrist-, Mittelfrist- und Kurzfristplanung sowie dem Austausch von oben genannten kritischen Betriebsinformation zwischen den Nachbarn ÜNB.

Die Entwicklung der elektrischen Energiesysteme und die Entwicklung der technologischen Geschäftsarchitekturen teilen gemeinsame Elemente, wie zum Beispiel dezentrale Modelle, verschiedene Dienstleister bzw. Softwareprovider und hohe Modularität oder verteilte Plattformen. Basierend auf dieser Prämisse wurde eine verteilte, serviceorientierte Technologieplattform entwickelt, die u.a. diese Elemente einbindet.

Schließlich werden in diesem Artikel die Schlüsselemente analysiert, die den Grad und den Weg der digitalen Transformation und Modernisierung des Prozesses bestimmen, die von einem Netzbetreiber erreicht werden [2], [3].

Integrierte Plattform und Simulationsergebnisse

Das vorrangige Ziel dieses entwickelten Modells besteht darin eine Simulationsumgebung für die Charakterisierung, Modellierung und Implementierung von Bewertungsmethoden, Algorithmen oder ganzen Softwarelösungen aufzuzeigen, die die rapiden und kontinuierlichen Veränderungen in der ÜNB-Prozesskette als Ergebnis der Energiewende und der digitalen Transformation unterstützen.

Besondere Aufmerksamkeit wurde auf die Modellierung und Implementierung des deutschen Übertragungsnetzes gelegt unter Berücksichtigung der Gewährleistung von ÜNB-Anforderungen an einen sicheren Netzbetrieb. Dies spiegelt sich bei der Konzeption und Implementierung der Softwarekomponenten für das Netzsicherheitsassessment wider. Die Auswirkungen der Prognoseunsicherheiten in den Sicherheitsprozessen der ÜNBs werden ebenfalls untersucht und darüber hinaus wird ein Sicherheitsindex vorgeschlagen.

¹ Dr.-Ing. Frey Florez, Transnet BW GmbH, Pariser Platz Osloer Straße 15 – 17 70173 Stuttgart. T +49 711 21858-3439, f.florez@transnetbw.de, <https://www.transnetbw.de>

² Netzbetrieb Planung beinhaltet: Year-Ahead, Week-Ahead, Day-Ahead, Intraday und Netzbetrieb

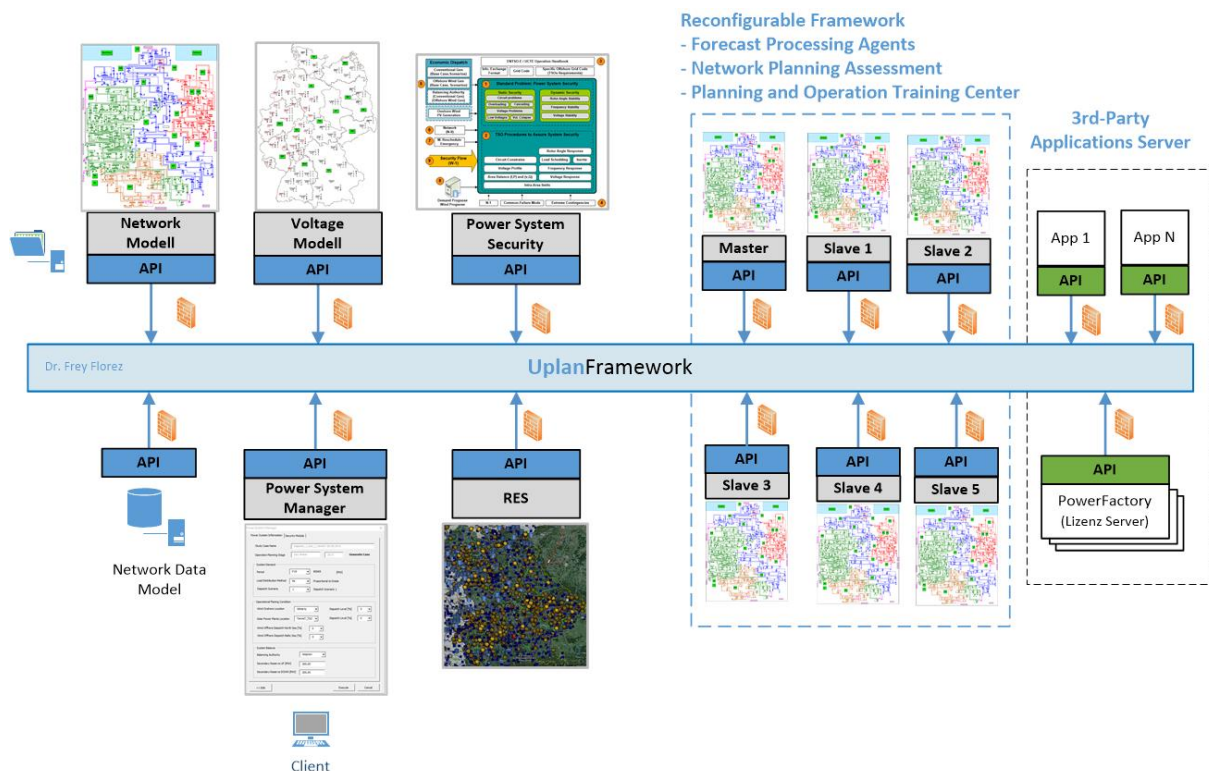


Abbildung 1: exemplarische Darstellung der integrierten Plattform

Die Simulationen, die in dieser Forschungsarbeit durchgeführt wurden, wurden in verschiedene Kategorien eingeteilt.

Die erste Gruppe von Simulationen widmet sich der Validierung der Simulationsumgebung und des in PowerFactory modellierten Stromnetzes. Eine weitere Gruppe von Simulationen wurde durchgeführt, um Störungen (N-1, N-2 und N-k) in dem Benchmarkmodell des deutschen Stromnetzes zu untersuchen.

Ein weiterer Simulationsansatz verwendet „quasi-steady-state“ Simulationen, die die Auswirkungen der Prognoseunsicherheiten in den ÜNB-Sicherheitsbewertungsverfahren untersucht. Rund 200 „Dispatch-Szenarien“ wurden für den Day-Ahead-Planungshorizont erstellt unter Berücksichtigung mehrerer Variablen, wie die Höhe der Windeinspeisung (offshore und onshore), der Austausch von konventionellen Erzeugungen, die Anfragen von TSOs gemäß der Bilanz der Regelzone, die verschiedenen Lastbedingungen, die Spannungskompensationen, die Spannungen in wichtigen Umspannwerken und „Re-dispatches“.

Zuletzt werden die Simulationsergebnisse genutzt, um die Vorteile und Grenzen in der Simulationsumgebung zusammenzustellen und Empfehlungen für die weitere Forschung auszusprechen.

Referenzen

- [1] Florez, Frey. Characterization, Modelling and Implementation of TSO Security Process and its Application in the Operational Planning of Sustainable Electric Power Systems. Kassel University Press, Kassel, Univ., Diss. 2017.
- [2] Siebel M. Thomas, "The Digital Enterprise," in Digital Transformation: Survive and Thrive in an Era of Mass Extinction, 1 Ed., Ed. USA: RosettaBooks, 1994, p.p. 187-211.
- [3] R. C. Basole, "Accelerating Digital Transformation: Visual Insights from the API Ecosystem," in IT Professional, vol. 18, no. 6, pp. 20-25, Nov.-Dec. 2016.

6.2. MITTELSPANNUNGSNETZE I (STREAM E2)

6.2.1. Modellierung robuster repräsentativer synthetischer Mittelspannungsnetze

Pascal PFEIFER¹, Jacob TRAN², Marvin BERNS³, Simon KRAHL⁴, Albert MOSER⁵

Inhalt

Eine Vielzahl aktueller und zukünftiger Herausforderungen für die Stromnetze findet in der Verteilungsebene statt. Dies umfasst neben dem Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) zukünftig vor allem neuartige Lasten, wie beispielsweise Elektromobilität und Wärmepumpen. Um diesen Herausforderungen zu begegnen, werden vermehrt intelligente Betriebsstrategien diskutiert, erprobt und umgesetzt. Das klassische Verteilungsnetz entwickelt sich somit zunehmend zum sogenannten Smart Grid. Zusätzliche denkbare netzbetriebliche Freiheitsgrade sind dann neben netzbezogenen Maßnahmen, wie etwa die optimierte Nutzung von Schaltmaßnahmen und Transformatorstufungen, auch die netzdienliche Nutzung kundenseitiger Flexibilitätspotentiale.

Welche Ansätze und Technologien sich hierbei besonders eignen, ist Untersuchungsgegenstand aktueller Forschung. Dazu werden typischerweise reale Netzdaten oder einfach typisierte synthetische Netzmodelle – etwa der Kategorien städtisch, vorstädtisch und ländlich – verwendet. Durch die Betrachtung weniger ausgewählter Topologien und Versorgungsaufgaben ist eine Allgemeingültigkeit der Ergebnisse oft nicht gewährleistet, da Verteilungsnetze in Deutschland ein sehr heterogenes Bild zeichnen. Dies äußert sich etwa durch verschiedene Kundenstruktur, Landbedeckung und -nutzung im Netzgebiet oder den Ausmaßen der Netze. Eine Option zur Ableitung allgemeingültiger Aussagen ist eine Untersuchung aller Verteilungsnetze. Da die Verteilungsnetztopologien nicht öffentlich verfügbar sind, ist dies jedoch nicht realisierbar. Zudem ist eine Untersuchung sämtlicher Verteilungsnetze – in Deutschland sind dies 4500 Stück [1] – rechenzeitintensiv und aufwendig. Dies gilt insbesondere, wenn zukünftige Szenarien, wie etwa der weitere Zubau von EE-Anlagen, berücksichtigt werden sollen.

In dieser Veröffentlichung wird deshalb eine Methode vorgestellt, mit der repräsentative synthetisch erzeugte Mittelspannungsnetzmodelle abgeleitet werden können. Diese Modelle spiegeln dabei die Heterogenität der tatsächlichen Netze wider und sind zudem robust über mehrere Szenarien repräsentativ. Die modellierten Netze können dann für Simulationen genutzt werden, auf deren Basis allgemeingültige Aussagen in Abhängigkeit der gegenwärtigen und zukünftigen Ausprägung des Elektrizitätsversorgungssystem abgeleitet werden können.

Methodik

Repräsentative Netzmodelle müssen die unterschiedlichen Ausprägungen der zugrundeliegenden Gesamtheit aller Netze berücksichtigen. Dazu ist zunächst notwendig, diese Unterschiede anhand verschiedener Parameter zu analysieren und regional auszuwerten. Die verwendeten Auswertungsgrößen sind dabei die Fläche des Netzgebiets, der Anteil an bebauter Fläche und Gewerbefläche, die Bevölkerungsdichte sowie die installierte Leistung von Photovoltaik- und Windenergieanlagen unterteilt nach Anschlussebene (Spannungsebenen und Umspannebenen). Diese Daten werden aus öffentlich verfügbaren Quellen abgeleitet. Die beschriebenen Größen werden so für

¹ FGH e.V., Roermonder Str. 199, 52072 Aachen, Tel.: 0049 241 997 857-10, Fax: 0049 241 997 857-22, pascal.pfeifer@fgh-ma.de, <https://www.fgh-ma.de>

² FGH e.V., jacob.tran@fgh-ma.de

³ Bachelorstudent an der RWTH Aachen, marvin.berns@rwth-aachen.de

⁴ FGH e.V., simon.krahl@fgh-ma.de

⁵ FGH e.V., albert.moser@fgh-ma.de

alle 4500 deutschen Verteilungsnetze und zudem für alle betrachteten Szenarien bestimmt. Annahmen aus Szenarien werden dazu regional aufgeschlüsselt.

Ziel ist es dann, aus der Gesamtheit der Netzgebiete Repräsentanten auszuwählen. Dazu werden sowohl dichte-basierte als auch partitionierende Clusterverfahren vergleichend angewendet. Bewertungsmaße sind dabei die Homogenität der Cluster, die Anzahl der Cluster sowie der Fehler des typisierten Netzgebiets zur Gesamtheit der Elemente des Clusters.

Für die ermittelten repräsentativen Netzgebiete werden anschließend synthetische Netzmodelle erzeugt. Aufbauend auf den zuvor beschriebenen Netzgebietscharakteristika und Daten aus Geoinformationssystemen werden Lasten und Erzeugungseinheiten geographisch verortet. Anschließend wird über einen adaptierten Tourenplanungsalgorithmus die Netztopologie modelliert (vgl. Abbildung 1 links) [2]. Die Versorgungsaufgabe und Netztopologie werden in Abhängigkeit der Szenarien angepasst.

Ergebnisse

Als Untersuchungsrahmen dienen vier im Forschungsprojekt *enera* definierte Szenarien. Diese unterscheiden sich nicht nur im Hinblick auf den regionalen Zubau von EE-Anlagen, sondern auch bezüglich der Lasterhöhung aufgrund neuartiger Netznutzung. Ein vorläufiges exemplarisches Ergebnis ist in Abbildung 1 rechts dargestellt. Mittels eines k-Means-Algorithmus wurden die Verteilungsnetze neun Clustergruppen zugeordnet. Eine Validierung der Ergebnisse sowie die optimale Auswahl der Auswertungsgrößen und des resultierenden Cluster-Algorithmus sind gegenwärtig noch in Untersuchung und werden in der finalen Veröffentlichung präsentiert.

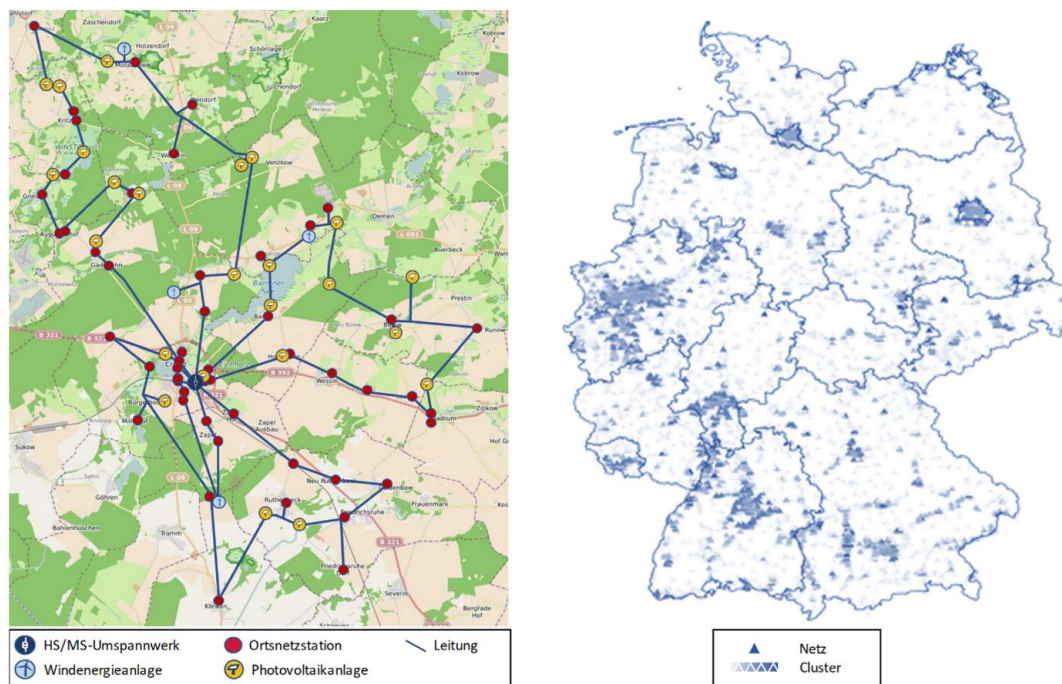


Abbildung 1: Links: Exemplarisches synthetisches Mittelspannungsverteilungsnetz
Rechts: Ergebnis der Clusterung unter Anwendung eines angepassten k-Means-Algorithmus

Der Beitrag wird im Rahmen des Forschungsprojektes „enera“, Teil des Förderprogramms SINTEG des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), mit dem Förderkennzeichen 03SIN321 erstellt.

Referenzen

- [1] Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), 2014, Moderne Verteilernetze für Deutschland: Verteilernetzstudie, RWTH Aachen und O. E-Bridge.
- [2] J. Tran, C. Wirtz, P. Pfeifer, D. Wursthorn, H. Vennegeerts, A. Moser, 2019, Modelling of synthetic power distribution system in consideration of the local electricity supply task, 25th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), Madrid/Spain.

6.2.2. Monitoring in der Mittelspannungsebene mit Künstlichen Neuronalen Netzen – Eine Validierung der Methodik auf Basis von gemessenen Ortsnetzstationen

Marcel DIPP¹, Jan-Hendrik MENKE¹, Sebastian WENDE - VON BERG²,
Andrea MAURUS³, Tobias KERBER⁴, Martin BRAUN^{1,2}

Diese Veröffentlichung basiert auf Erkenntnissen aus dem Forschungsprojekt Netzbetreiberübergreifendes Blindleistungsmanagement in Verteilnetzen (RPC2), welches durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert wird. (Förderkennzeichen: 0350003C)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Motivation und Zielsetzung

Aufgrund der historisch gewachsenen Struktur existieren in der Mittelspannungsebene nur wenige Messeinrichtungen. In der Regel sind nur die HS/MS-Umspannstationen vollständig ausgemessen. Weitere Messungen finden sich vereinzelt an MS/NS-Ortsnetzstationen. Der aktuelle Zustand über sicherheitsrelevante Systemgrößen wie Leistungsstrom, Spannungsbetrag, Wirk- und Blindleistung ist mit Ausnahme der verfügbaren Messwerte unbekannt. Mit dem voranschreitenden Ausbau volatiler dezentraler Erzeugungsanlagen und dem variierenden Lastverhalten der Stromkunden, erhöht sich die Wahrscheinlichkeit für Grenzwertverletzungen innerhalb der Mittelspannungsebene [1]. Eine Detektion kritischer Netzzustände kann durch die geringe Anzahl an Messungen nicht gewährleistet werden. Der Zubau von Messeinrichtungen ist für den Netzbetreiber aufgrund der Kosten für die notwendige Kommunikations- und Messtechnik sowie Wartungs- und Personalkosten meist unwirtschaftlich. Um Sichtbarkeit und Transparenz in der Mittelspannungsebene zu erzeugen, arbeiten wir an einer Methodik, die elektrische Variablen im Stromnetz mittels künstlicher neuronaler Netze (KNN) schätzt [2]. In dieser Arbeit wird eine Validierung der Methodik vorgenommen, wobei im Forschungsprojekt RPC2 (Reactive Power Control 2) die elektrischen Variablen in realen Mittelspannungsnetzen der Verteilnetzbetreiber LEW Verteilnetz GmbH und AllgäuNetz geschätzt werden und anschließend ein Vergleich mittels gemessener Jahreszeitreihen von MS/NS-Ortsnetzstationen stattfindet.

Methodik

Die Trainingsdaten werden mit Leistungsflussberechnungen auf Basis von Zeitreihen eines Jahres und den zugehörigen Messdaten erstellt. Hierbei werden Einspeisezeitreihen für Wind, Biogas, Wasserkraft,

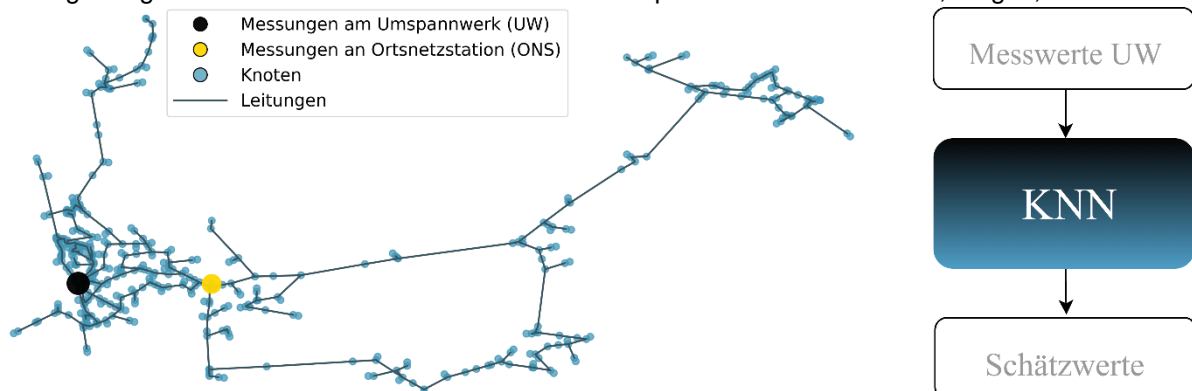


Abbildung 1: Mittelspannungsnetzgebiet (links) und Schema für den operativen Betrieb des Monitorings (rechts)

¹ Universität Kassel, Fachgebiet Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze, Wilhelmshöher Allee 71-73, D-34121 Kassel, +49 561 8046432, marcel.dipp@uni-kassel.de

² Abteilung Netzplanung und Netzbetrieb, Fraunhofer IEE, Königstor 59, D-34121 Kassel

³ Netzplanung/AllgäuNetz GmbH & Co. KG, Illerstraße 18, D-87435 Kempten

⁴ Assetmanagement HS/MS/LEW Verteilnetz GmbH, Schälzlerstraße 3, D-86150 Augsburg

und Photovoltaik berücksichtigt [3]. Standardlastprofile repräsentieren die verschiedenen Lasttypen. Die Lastzeitreihen werden zusätzlich durch gleichverteiltes Rauschen gewichtet, um individuelles Lastverhalten realistischer nachzubilden. Die Netzstruktur, sowie Platzierung, Typ, und Messrauschen werden in pandapower [4] abgebildet. Anschließend werden KNNs (*Multilayer Perceptrons*) mit geeigneten Sets an Hyperparametern in PyTorch [5] trainiert und somit in die Lage versetzt, Ausgangsvariablen als Approximationsfunktionen einer geringen Anzahl von Eingangswerten zu beschreiben. Für das Training der KNN werden nur die Messungen des HS/MS-Umspannwerks berücksichtigt. Im nächsten Schritt schätzen die trainierten KNNs anhand der wenigen Messwerte am HS/MS-Umspannwerk die elektrischen Variablen im gesamten Mittelspannungsnetz (Abbildung 1). Zuletzt erfolgt eine Auswertung der Schätzgenauigkeit durch den Vergleich mit den realen Messreihen der MS/NS-Ortnetzstationen.

Ergebnisse

Insgesamt wurden zwei verschiedene Netzgebiete für die Validierung herangezogen. Dabei zeigen die Ergebnisse der Simulationen, dass die KNN in der Lage sind, die elektrischen Zustandsgrößen adäquat zu schätzen. Abbildung 2 zeigt die Wirkleistungsschätzungen der KNN im Vergleich zu den realen Zeitreihen, der zwei Messeinrichtungen für P1 und P2 der MS/NS-Ortnetzstation (ONS) für das Netzgebiet aus Abbildung 1. Hierdurch wird gezeigt, dass KNNs in der Lage sind, elektrische Variablen auch während des operativen Betriebs zu schätzen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Ortsnetzstationen nur einen Ausschnitt des gesamten Mittelspannungsnetzes repräsentieren.

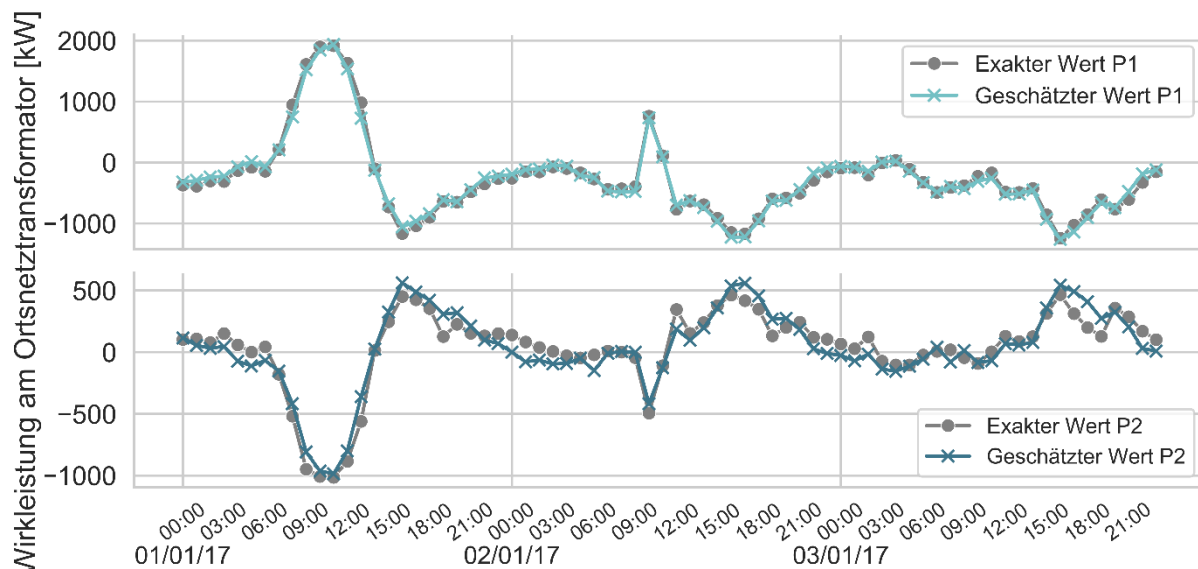


Abbildung 2: Vergleich realer Messreihen der ONS (Exakter Wert P1 und P2) mit den Schätzergebnissen der KNN (Geschätzter Wert P1 und P2) im Zeitraum: 01.01.17-03.01.17

Referenzen

- [1] Deutsche-Energie-Agentur: dena Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Dezember 2013.
- [2] J.-H. Menke, N. Bornhorst, and M. Braun: Distribution System Monitoring for Smart Power Grids with Distributed Generation Using Artificial Neural Networks, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 113, December 2019, Pages 472-480.
- [3] M. Dipp, J.-H. Menke, S. Wende - von Berg, M. Braun, Training of Artificial Neural Networks Based on Feed-in Time Series of Photovoltaics and Wind Power for Active and Reactive Power Monitoring in Medium-Voltage Grids, *INFORMATIK 2019*, Bonn
- [4] Thurner, L.; Scheidler, A.; Schäfer, F.; Menke, Braun, M et al.: pandapower - An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(6):6510–6521, Nov 2018.
- [5] Paszke, Adam; Gross, Sam; et al., Automatic differentiation in PyTorch, NIPS-W, 2017.

6.2.4. Identifikation auslegungsrelevanter Kurzschlüsse in Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetzen

Raphael BLEILEVENS¹, Albert MOSER¹

Hintergrund und Motivation

Aufgrund der Entwicklungen auf dem Gebiet der Leistungselektronik und der gestiegenen Bedeutung der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) für das Elektrizitätsversorgungssystem rücken Gleichstromnetze auch auf Mittel- und Niederspannungsebene zunehmend in den Fokus der Forschung. So wird beispielsweise im Projekt „Direct Current Components + Grid“ (DCC+G) [1] die Nutzung eines Niederspannungsgleichstromnetzes zur Verteilung in Gebäuden untersucht und der Forschungscampus Flexible Elektrische Netze (FEN) [2] untersucht Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetze für die öffentliche Elektrizitätsversorgung.

Für die Planung von Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetzen ist äquivalent zur Planung von Drehstromnetzen die Kenntnis der maximalen Kurzschlussströme zur wirtschaftlich angemessenen Auslegung stromführender Betriebsmittel notwendig. Dabei ist für die erforderliche Kurzschlussstromberechnung zur Reduktion des Rechenbedarfs die Kenntnis über die auslegungsrelevanten Kurzschlüsse erforderlich. Aus diesem Grund ist das Ziel dieser Arbeit die Identifikation der auslegungsrelevanten Kurzschlüsse in Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetzen.

Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetzen

Der Aufbau von Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetze unterscheidet sich vom Aufbau heutiger Mittel- und Niederspannungsnetze im Wesentlichen durch die benötigten Umrichter und Gleichspannungswandler an den Schnittstellen zu anderen Netzen [3]. Ansonsten werden wie für Drehstromnetze die stromführenden Betriebsmittel Leitungen, Sammelschienen, Leistungsschalter und ggf. Trennschalter benötigt. Hinsichtlich der Ausführung dieser stromführenden Betriebsmittel im Vergleich zu Drehstrombetriebsmitteln können jedoch deutliche Unterschiede existieren. Bspw. ist das Funktionsprinzip heutiger Leistungsschalter nicht anwendbar für Gleichstromnetze. Aber auch die Ausgestaltung von Leitungen kann sich unterscheiden, da für Gleichstromsysteme unterschiedliche Stations- und Leitungskonfigurationen möglich sind [4]. Nach [5] sind dabei insbesondere die monopolaren Systeme für die Mittel- und Niederspannungsebene relevant. Die monopolaren Systeme (asymmetrischer Monopol und symmetrischer Monopol) sind in Abbildung 1 dargestellt.

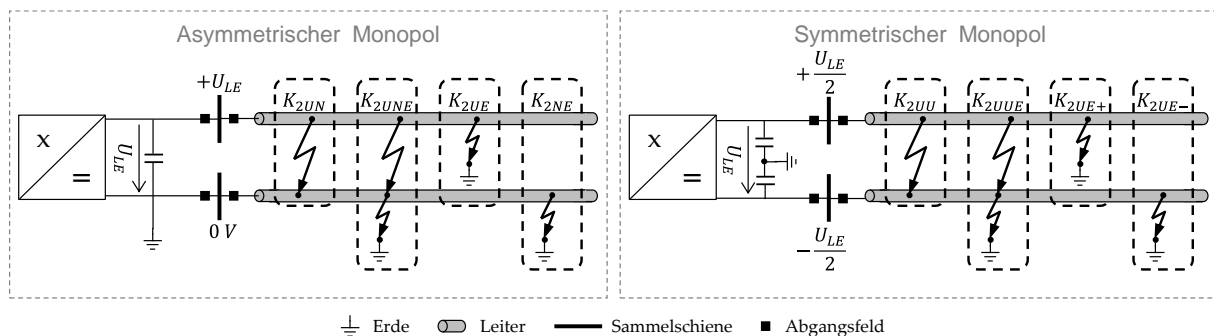


Abbildung 1: Asymmetrischer Monopol und symmetrischer Monopol mit den möglichen Kurzschlussarten

Wie zu erkennen ist, sind unterschiedliche Kurzschlussarten für den asymmetrischen und den symmetrischen Monopol möglich. Hinsichtlich dieser Kurzschlussarten werden im Rahmen dieser Arbeit die für die vorgestellten stromführenden Betriebsmittel relevanten Kurzschlussarten identifiziert. Zudem hat die Kurzschlussposition einen wesentlichen Einfluss auf den von den stromführenden Betriebsmitteln erfahrenen Kurzschlussstrom, sodass neben den relevanten Kurzschlussarten auch die relevanten Kurzschlusspositionen identifiziert werden.

¹ IAEW der RWTH Aachen University, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Deutschland, Tel.: +49 (0)241 80 - 93049, r.bleilevens@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

Methodischer Ansatz

Zur Identifikation der relevanten Kurzschlussarten und –positionen werden transiente Berechnungen für die möglichen Kurzschlussarten und verschiedene Kurzschlusspositionen für exemplarische, vermaschte 6-Knoten Gleichstromnetze durchgeführt. Diese transienten Berechnungen basieren auf einer numerischen Zeitverlaufsimulation, durchgeführt mit PLECS, welches ein Simulationstool speziell für leistungselektronische Systeme darstellt. Somit erlaubt PLECS die detaillierte Berücksichtigung des Verhaltens von Umrichtern und Gleichspannungswandlern im Kurzschlussfall. Anhand der berechneten Kurzschlussstromverläufe jedes stromführenden Betriebsmittels werden abschließend mithilfe von Bewertungskenngrößen die relevanten Kurzschlussarten und –positionen identifiziert. Bei den Bewertungskenngrößen handelt es sich um die aus der Drehstromkurzschlussstromberechnung bekannten Stoßkurzschlussströme und thermisch äquivalenten Kurzzeitströme [6].

Ergebnisse

Für den asymmetrischen Monopol wurden zwei relevante Kurzschlussarten ermittelt, zum einen der zweipolige Kurzschluss mit Erdberührung K_{2UNE} und zum anderen der zweipolige Kurzschluss ohne Erdberührung K_{2UN} . Für den symmetrischen Monopol haben sich ebenfalls der zweipolige Kurzschluss mit Erdberührung K_{2UUE} und der zweipolige Kurzschluss ohne Erdberührung K_{2UU} als relevante Kurzschlussarten herausgestellt, wobei beide Kurzschlussarten dieselben Kurzschlussströme verursachen.

Hinsichtlich der relevanten Kurzschlusspositionen hat sich herausgestellt, dass die Betrachtung von Kurzschlüssen an Sammelschienen und direkt hinter Abgangsfeldern von Sammelschienen ausreicht, um die auslegungsrelevanten Kurzschlussströme zu berechnen.

Danksagung

Gefördert durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF, FKZ03SF0488), Forschungscampus Flexible Elektrische Netze (FEN)

Referenzen

- [1] U. Boeke, R. Weiß, A. Mauder, L. Hamilton, and L. Ott, "White Paper: Efficiency Advantage Efficiency Advantages of ± 380 V DC Grids in Comparison with in Comparison with 230 V/400 V AC Grids,"
- [2] Bundesministerium für Bildung und Forschung, "Der Forschungscampus Flexible Elektrische Netze," https://www.bmbf.de/upload_filestore/pub/Der_Forschungscampus_Flexible_Elektrische_Netze.pdf.
- [3] J. Priebe, N. Wehbring, and A. Moser, "Design of Medium Voltage DC Grids– Impact of Power Flow Control on Grid Structure," 2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2018.
- [4] M. K. Bucher, "Transient Fault Currents in HVDC VSC Networks During Pole-to-Ground Faults," Dissertation, Eidgenössische Technische Hochschule (ETH), Zürich, 2014.
- [5] R. Bleilevens, J. Priebe, N. Wehbring, and A. Moser, "Reliability Analysis of DC Distribution Grids," 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2019.
- [6] G. Balzer, D. Nelles, and C. Tuttas, Kurzschlussstromberechnung nach IEC und DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2002-07: Grundlagen, Anwendung der Normen, Auswirkungen der Kurzschlussströme, 2nd ed. Berlin: VDE Verlag GmbH, 2009.

6.2.5. Umsetzbarkeit und Auswirkungen von Peak Shaving für Stromkunden in der Nieder- und Mittelspannungsebene

Lorenz VIERNSTEIN¹, Rolf WITZMANN

Inhalt

Mit sinkenden Batteriespeicherpreisen rücken zunehmend weitere Anwendungsfälle in den Fokus und eröffnen auch kleineren Stromkunden im Verteilnetz die Möglichkeit, ihre Strombezugskosten durch Peak Shaving (PS) zu optimieren. Dieser Beitrag analysiert die entstehenden kundenseitigen Einsparungsmöglichkeiten sowie die Auswirkungen auf das Verteilnetz hinsichtlich des entstehenden Lastintegrationspotentials für unterschiedliche (mögliche) Netzentgeltmodelle und aktuelle sowie zukünftige Batteriespeicherpreise.

Methodik

Zur Ableitung repräsentativer Ergebnisse werden 250 Jahresprofile von Kunden mit registrierender Leistungsmessung analysiert und einer Optimierung der Strombezugskosten unterzogen (Abbildung 1).

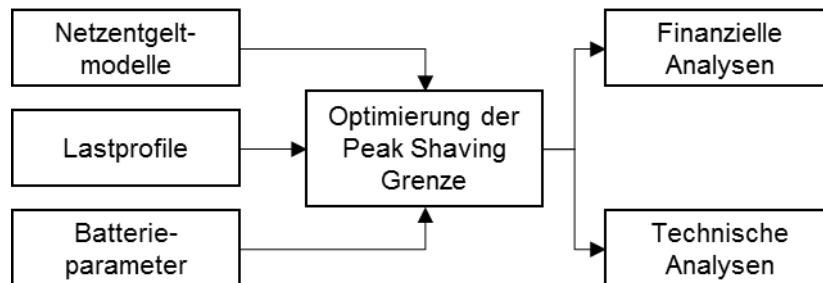


Abbildung 1: Vorgehensweise bei der Analyse der Auswirkungen von Peak Shaving

Dabei wird unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Netzentgelte K_{NE} und Batteriepreise das Minimum der Strombezugskosten K_{ges} (vgl. Formel 1) ermittelt. Dabei werden die Strompreisbestandteile wie Beschaffung (k_{EEX}), Konzessionsabgabe ($k_{Abgaben}$), Steuern (k_{Steuer}) und Umlagen ($k_{Umlagen}$) ebenso mit berücksichtigt wie die auf Basis der Annuitätenmethode anzusetzenden Investitionskosten ($k_{kap,BSS}$) und Betriebs- und Wartungskosten für die Batterie ($f_{O\&M}$) (vgl. Formel 2). Die anzusetzenden Netzentgelte basieren auf einer Analyse der veröffentlichten Preislisten deutscher Verteilnetzbetreiber unter Berücksichtigung der Volllaststunden t_{FLH} (Formel 3).

$$K_{ges} = (k_{EEX} + k_{Abgaben} + k_{Steuer} + k_{Umlagen}) \cdot E_{ges} + K_{NE} + K_{BSS} \quad (1)$$

$$K_{BSS} = (k_{kap,BSS} \cdot E_{BSS})(f_a + f_{O\&M}) \quad (2)$$

$$t_{FLH} = \frac{E_{ges}}{P_{max}} \quad (3)$$

Ergebnisse

Die Volllaststunden sind ein wichtiges Maß für die Gleichmäßigkeit des Energiebezugs. Durch Peak Shaving werden diese durch Reduktion von P_{max} bei nahezu konstantem Energiebezug erhöht. Abbildung 2 zeigt ein Histogramm, welches den Anteil der Lastprofile für den jeweiligen Bereich der Volllaststunden darstellt. Darin erkennt man, dass es gravierende Unterschiede bzgl. der Rentabilität von Peak Shaving auf Grundlage der zu entrichtenden Netzentgelte gibt. In Netzgebieten mit niedrigen Kostensätzen (HoU_{min}) besteht für keines der untersuchten Kundenprofile ein ausreichender Anreiz, die Spitzenleistung mittels Batteriespeicher zu reduzieren. Bei in Deutschland typischen Leistungspreisen (HoU_{med}) ist unter den für ca. 2021 zu erwartenden Batteriepreisen bereits für ca. 30 % der Kunden der

¹ Technische Universität München / Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze
Arcisstraße 21, 80333 München, Tel: +49 (0)89 289 25090, Fax: +49 (0)89 289 25089,
Lorenz.Viernstein@tum.de, www.een.ei.tum.de

Einsatz von Batteriespeichern zum Reduktion der Spitzenlast und damit der zu entrichtenden Netzentgelte wirtschaftlich. Durch die bei den höchsten Netzentgelten gesteigerten Anreize zum Spitzenlastmanagement steigt der Anteil dieser Kunden auf 37 %. Dabei ist in Abbildung 2 deutlich der Trend zu einer stärkeren Reduktion der maximalen Leistung zu erkennen (Verschiebung zu höheren Werten für t_{FLH}).

Durch die bei $t_{FLH} < 2500$ h niedrigeren leistungsbasierten Netzentgelte, wird für diese Kunden kein Anreiz zur Spitzenlastreduktion gesetzt. Peak Shaving ist hier nicht rentabel, die bei $t_{FLH} > 2500$ h niedrigeren energiebezogenen Netzentgelte wirken sich hier noch nicht stark genug aus.

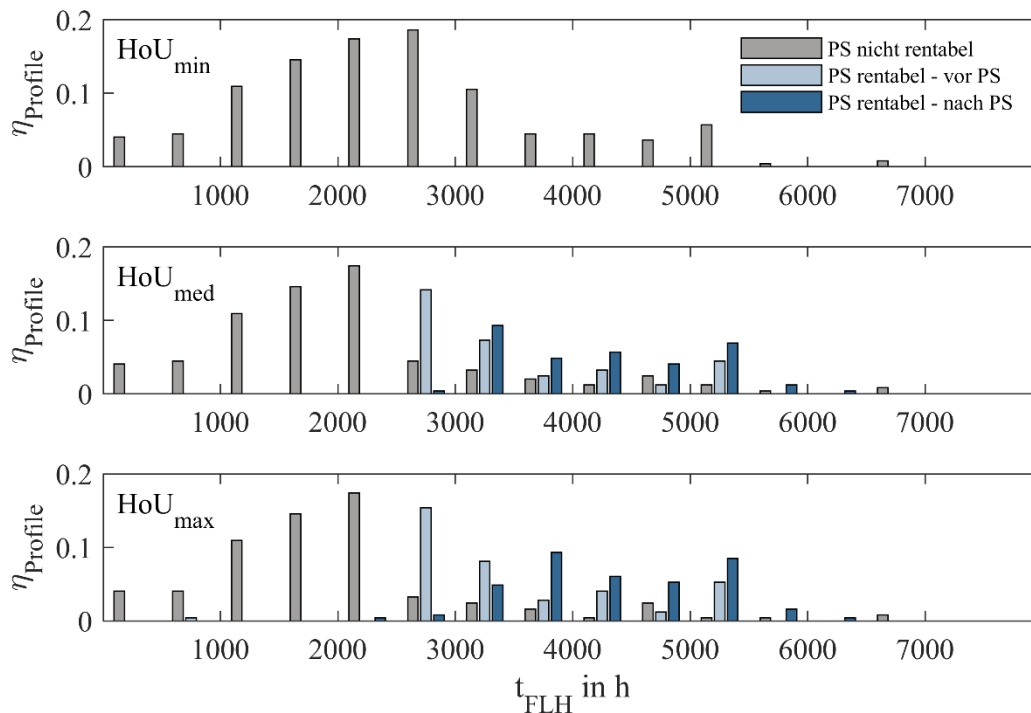


Abbildung 2: Einfluss unterschiedlicher Kostenansätze in der Netzentgeltsystematik mit Berücksichtigung der Volllaststunden t_{FLH} (Annahme: Batteriepreise für 2021)

Die kundenseitigen Einsparungen wirken sich auch auf die Einnahmensituation des Verteilnetzbetreibers aus. Unterstellt man einen gleichbleibenden Kundenstamm und die vollständige Ausnutzung des wirtschaftlichen Potentials für Peak Shaving bei den Kundenanlagen, so sind Rückgänge bei den Netzentgelten von 15-20 % zu erwarten. Diesen stehen unter Berücksichtigung der dann reduzierten Spitzenleistungen jedoch erhöhte Lastintegrationspotentiale gegenüber, die über eine Monte-Carlo-Simulation ermittelt werden.

Eine Analyse des Alterungsverhaltens der Batteriespeicher auf Basis von [1] zeigt keine starken Abweichungen der zu erwartenden Lebensdauern von Literaturwerten. Der Vergleich mit Dieselgeneratoren als Alternativtechnologie zur Dämpfung der Lastspitzen zeigt unter keinen Umständen Vorteile für den Einsatz von Dieselgeneratoren.

Referenzen

- [1] M. Naumann et al., „SimSES: Software for techno-economic Simulation of Stationary Energy Storage Systems“ in International ETG Congress 2017: 28-29 November 2017, 2018.

6.3. VERTEILNETZE (STREAM E3)

6.3.1. Diagnosemanagementsystem für Mittelspannungskabel bei der KNG-Kärnten Netz GmbH - ein Erfahrungsbericht

Hans-Jürgen WERNEGGER¹, Albert GLANZNIG², Gert MITTERLING³,
Karl SCHOAß⁴, David STURM⁵, Tobias NEIER⁶

Motivation

Aufbauend auf einer Studie mit der TU-Graz aus dem Jahr 2017, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, wurde im Jahr 2018 der Startschuss für die Einführung einer zustandsbasierten Instandhaltungsstrategie für Mittelspannungskabel bei der KNG-Kärnten Netz GmbH gegeben. Diese Publikation soll einen Einblick über die systematische Weiterentwicklung (Erfahrungen, Probleme, Analyse, Lösungsansätze und Festlegungen) dieses Diagnosemanagementsystems bei der KNG-Kärnten Netz zwei Jahre nach der Einführung geben.

Methodik

Der strategische Zustand (Abbildung 1) von Assets leitet sich grundsätzlich aus dem technischen Zustand und der Wichtigkeit ab. Der technische Zustand eines Assets ergibt sich dabei aus dem intervallgesteuert inspizierten bzw. diagnostizierten Zustand und einer Pönalisierung (Alter, Technik). Die Wichtigkeit beschreibt im Wesentlichen, die bei einem Ausfall maßgebenden Faktoren für eine rasche Wiederversorgung. In Abbildung 2 vergleichen wir die Instandhaltung einer Freileitung mit einem MS-Kabel. Bei einem MS-Kabel wird zukünftig die visuelle Inspektion der Kabelendverschlüsse um eine $\tan\delta$ -Verlustfaktormessung erweitert. Die $\tan\delta$ -Verlustfaktormessung folgt dabei aber nicht einem Inspektionsintervall.

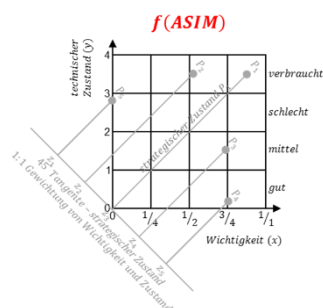


Abbildung 1: Ermittlung des strategischen Zustandes

Freileitung (z.B.)	Instandhaltung NM-I	MS-Kabel (z.B.)
Fehlerbild - visuelle Kontrolle	Inspektion (SAP-Meldung)	Fehlerbild-Diagnosemessung
Trasse, Spechtlöcher, BMF	Wartung	Kabelmantelfehler, TE
Mastwechsel	Instandsetzung	Reparatur
Verkabelung oder 1:1 Ersatz	Verbesserung	Teilaustausch, Erneuerung
Σ (baulicher Zustand aus Inspektion, Alterspönale, Technikpönale)	Technischer Anlagenzustand	Σ (diagnostischer Zustand aus Inspektion, Alterspönale, Technikpönale)

Abbildung 2: Vergleich in der Instandhaltung zwischen Freileitung und MS-Kabel

Die Reihenfolge der Messungen folgt dabei einem komplexen mathematischen Modell, dass die Überlebensfähigkeit eines MS-Kabels berechnet. Das Modell wird mit den tatsächlichen

¹ KNG-Kärnten Netz GmbH, Abteilung Diagnose und Instandhaltung HS, Kirchengasse 104, A-9020 Klagenfurt am Wörthersee, +43 (0)50525 1245, hans-juergen.wernegger@kaerntennetz.at

² KNG-Kärnten Netz GmbH, Abteilung Diagnose und Instandhaltung HS, Kanzelweg 19, A-9523 Landskron, +43 (0)50525 2212, albert.glanznic@kaerntennetz.at

³ Abteilung Diagnose und Instandhaltung HS, Kanzelweg 19, A-9523 Landskron, +43 (0)50525 2750, gert.mitterling@kaerntennetz.at, <http://www.kaerntennetz.at/>

⁴ KNG-Kärnten Netz GmbH, Abteilung Instandhaltung NS/MS, Arnulfplatz 2, A-9020 Klagenfurt am Wörthersee, +43 (0)50525 2500, karl.schoass@kaerntennetz.at

⁵ KNG-Kärnten Netz GmbH, Abteilung Instandhaltung NS/MS, Arnulfplatz 2, A-9020 Klagenfurt am Wörthersee, +43 (0)50525 2286, david.sturm@kaerntennetz.at

⁶ Baur GmbH, Regional Sales Manager & Technical Advisor, Raiffeisenstrasse 8, A-6832 Sulz, +43 (0)5522 4941 167, t.neier@baur.at

Zustandsergebnissen abgeglichen. Das Alterungsmodell wird somit schrittweise an den technischen, also den diagnostizierten Zustand angepasst. Mit dem in der KNG implementierten MS-Diagnosemanagementsystem wurde ein kontinuierlicher Übergang von einer ereignisorientierten hin zu einer zustandsorientierten MS-Kabel-Instandhaltungsstrategie eingeleitet. In Abbildung 3 sind die Meilensteine für die Umsetzung des MS-Diagnosemanagementsystems abgebildet.

- Inspektionsprozess MS-Kabel** → **ZIEL:** MS-Kabel ident zu anderen MS/NS Assets inspizieren und in Standardprozess integrieren
- Technischer Zustand MS-Kabel** → **ZIEL:** Bestimmung der Nutzungs- bzw. Verweildauer, der Lebensdauerkurve
- Strategischer Zustand MS-Kabel** → **ZIEL:** Berücksichtigung von diagnostiziertem Zustand (Messergebnisse) und technologischer Faktoren (Alter und Technik) sowie der Wichtigkeit zur Priorisierung
- Restlebensdauer MS-Kabel** → **ZIEL:** Maximierung der Nutzungsdauern bei gutem Zustand und proaktiver Kabeltausch bei schlechten Kabelzuständen
- Auswahl zu messender Kabelstrecken** → **ZIEL:** Festlegung welche MS-Kabel zuerst gemessen werden
- Organisation MS-Kabelmessung** → **ZIEL:** Optimierung Systematik, Zeitaufwand und Kosten, Übernahme (Transformation) Messdaten von Baur und teilautomatisierte Auswertung der Messdaten und Kategorisierung des MS-Kabelzustandes
- Dokumentation - GIS Schemaplan** → **ZIEL:** 3-phasiger Schemaplan im GIS im Jahr 2020, Dokumentation von Sachdaten, Events, Muffen, Messungen und Mantelfehler
- Aktionsplan** → **ZIEL:** Festlegung eines Aktionsplanes für die nächsten 5 Jahre

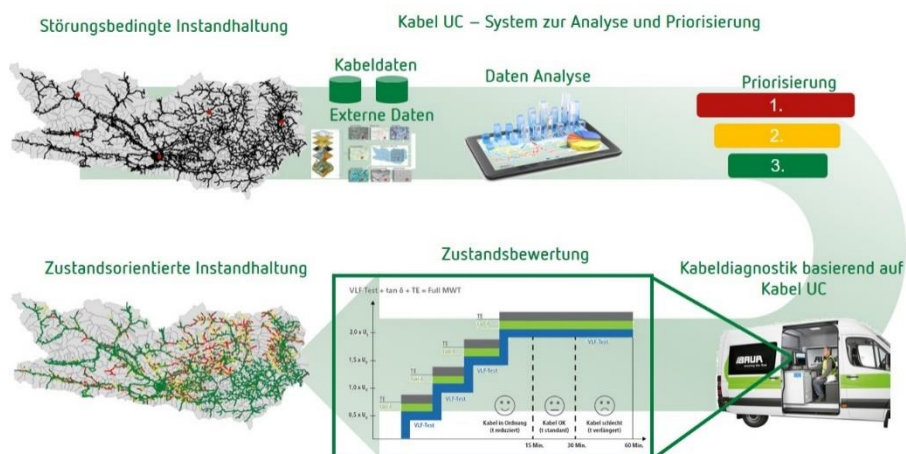


Abbildung3: Weg von einer ereignisorientierten zu einer zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie

6.3.2. Ein Beitrag zu Sicherheitsbetrachtungen an Erdungsanlagen in NOSPE-Mittelspannungsnetzen Mittels einen Erdkurzschlussversuch

Christin SCHMOGER¹

Zielstellung

Die Integration von Erneuerbaren Energien bei gleichzeitig geänderten Bezugskundenverhalten im Gesamtenergiesystem stellt die Planung von Verteilnetzen vor eine Vielzahl neuer Aufgabenstellungen, um auch künftig ein zukunftssicheres Netz zu gewährleisten. Der EEG-bedingte Netzausbau beeinflusst durch den Zubau von Kabelstrecken in Hochspannungs- und Mittelspannungsnetzen auch rein energietechnische Themen erheblich, wie den Umgang mit der Sternpunktbehandlung respektive auch der Personensicherheit. Die deutsche Fassung der DIN EN 50522 [1] legt dabei die Rahmenbedingungen zur Auslegung von Erdungsanlagen fest, die in der Praxis vor allem in NOSPE (niederohmig geerdet)-Mittelspannungsnetzen zu Fragestellungen hinsichtlich der korrekten Anwendung und Interpretation führen. Erstmals im deutschsprachigen Raum wurden Erdkurzschlussversuche in der brandenburgischen Uckermark (Deutschland) durchgeführt. Die Darstellung realer Strom- und Spannungsverteilungen liefert einen Aufschluss über die korrekte Interpretation der theoretischen Modellansätze nach der DIN EN 50522 sowie eine Diskussion über die Anwendung möglicher weiterführender Modelle (nach der TU Graz wie in [2] diskutiert]. Dieser Beitrag beschäftigt sich mit der Motivation zur Durchführung bis zur Konzeption und Auswertung solcher Versuche. Diese wurden in einem gemeinsamen Forschungsprojekt der E.DIS Netz GmbH, der TU Graz (unterstützt durch Prof. Fickert) und der OMICRON electronics GmbH durchgeführt und in [3] ausführlich dargestellt.

Motivation zur Durchführung von Erdkurzschlussversuchen

Die DIN EN 50522 [1] legt Rahmenbedingungen für die Auslegung von Erdungsanlagen hinsichtlich der Berührungs- und Schrittspannung fest. Wesentliche Idee des dort verwendeten Modells ist dabei, den Anteil des Fehlerstroms zu bestimmen, der zu einer möglicherweise personengefährdenden Potentialanhebung führt, für die in Abhängigkeit der Zeit Grenzwerte vorgegeben werden. Für die praktische Auslegung sind die Planungsparameter Erdungsimpedanz und Reduktionsfaktor relevant. Über den Fehlerstrom und den Reduktionsfaktor, der die Stromaufteilung des Fehlerstroms definiert, sowie die max. mögliche Berührungsspannung (resultierend aus dem Schutzkonzept) wird ein Grenzwert für die jeweilige Erdungsanlage als Erdungsimpedanz festgelegt und dieser messtechnisch geprüft. Vorrangig in Mittelspannungsnetzen bestehen dabei gegenwärtig während des Planungsprozesses Unsicherheiten hinsichtlich der geeigneten Wahl von Parametern zur technisch und wirtschaftlich optimierten Auslegung einer Erdungsanlage:

Im Vergleich zu den theoretischen Modellen trifft man in der Praxis oft auf ein über viele Jahre gewachsenes inhomogenes MS-Netz mit unterschiedlichen Kabeltypen und Querschnitten. In diesem Zusammenhang existieren die unterschiedlichsten Interpretationen, wie der Reduktionsfaktor zu bilden ist. Anhand der theoretischen Analysen zur Stromverteilung nach dem Modell von [1] und den praktischen Versuchen soll die Fragestellung geklärt werden, wie der Reduktionsfaktor in MS-Netzen zu interpretieren und ermitteln ist.

In der Praxis kommen zur Bewertung von Erdungsanlagen unterschiedliche Messverfahren zum Einsatz. Praktische Untersuchungen zeigen auf, dass teilweise deutliche Messabweichungen zwischen den Verfahren zustande kommen. Es stellt sich die Frage, welche Aussagekraft diese in Bezug auf die Bewertung der Erdungsimpedanz besitzen und wie künftig die Ergebnisse für den messtechnischen Nachweis der Erdungsimpedanz zu werten sind.

Zur Beantwortung der Fragestellungen wurde erstmals im deutschsprachigen Raum eine Methodik zur Auswertung der Parameter in einem Erdkurzschlussversuch entwickelt und an einem Beispielnetz real im Oktober 2018 in der brandenburgischen Uckermark (Deutschland) durchgeführt. Es konnte damit

¹ Schmoger: E.DIS Netz GmbH, Langewahlerstr. 60, 15517 Fürstenwalde (Spree), +49 3361 702452, christin.schmoger@e-dis.de

erstmalig mittels eines verteilten Messsystems die Stromverteilung in einem einpoligen Erdkurzschluss aufgenommen werden. Die Versuchsergebnisse wurden mit Berechnungsverfahren (auf Basis bereits entwickelter Modelle) und Messverfahren verglichen und Handlungsempfehlungen abgeleitet.

Methodik

Wichtiger Ausgangspunkt für die Konzeption und Auswertung von Erdkurzschlussversuchen zur Darstellung der Stromverteilung und resultierenden Bewertung der Berührsituation ist ein Verständnis zum Modell der (DIN) EN 50522. Für ein leichteres Verständnis wurde dieses in [3] auf den Fall eines vollverkabelten Mittelspannungskabelnetzes übertragen und neue Begriffsdefinitionen auf Basis des Modells vorgeschlagen. Anhand dieses Modells können einerseits die praktischen Herausforderungen des Planers diskutiert werden. Andererseits wird auf die Herausforderung eingegangen, dass aufgrund von Überlagerungseffekten an der Fehlerstelle das Modell der EN 50522 nicht eindeutig durch eine Messung nachzubilden ist mit Messwerten. Es wurde daher eine Methodik zur (messtechnischen) Auswertung dieses Überlagerungseffekts in [3] zur normgerechten Bewertung von Reduktionsfaktor und Erdungsimpedanz entwickelt. Ebenfalls musste eine Auswertungslogik entwickelt werden, um entsprechend die Forschungsfragen beantworten zu können.

Die Darstellung der Stromverteilung im Erdkurzschluss und deren Forschungsfragen stellt resultierend einige besondere Herausforderungen an den Versuchsaufbau und seine Durchführung, welche ebenfalls kurz im Beitrag dargestellt werden. Ebenso sei auf die Ergebnisse und fortführende Handlungsempfehlungen einzugehen.

Ergebnisse

Es konnte erstmalig mittels eines verteilten Messsystems die Stromverteilung in einem einpoligen Erdkurzschluss aufgenommen und entsprechend der Randbedingungen der EN 50522 interpretiert werden. Die Auswertung liefert einen Diskussionsbeitrag, wie sich künftig die Auslegung der Erdungsanlagen unter Betrachtung geeigneter Mess- und Berechnungsverfahren weiterentwickeln kann.

Die Betrachtungen zum Reduktionsfaktor verdeutlichen, dass die Ermittlung für inhomogene Kabelstrecken (d. h. unterschiedliche Kabeltypen) in einem MS-Stich nicht hinreichend genau nach der DIN EN 50522 beschrieben ist, sodass Unklarheiten über den Planungsprozess entstehen. Theoretische und aufbauend praktische Analysen entwickeln in Hinblick auf diese Problemstellung die bestehenden Berechnungsverfahren weiter und schlagen u. a. auf Basis des Versuchs entsprechende Sicherheitsaufschläge vor. Ebenso wird aufgrund der vielfältigen Interpretationen des Reduktionsfaktors in der Praxis unter Verifikation realer Versuche eine eindeutige Definition vorgeschlagen.

Die Dissertation zeigt mittels einer theoretischen Analyse der Stromflüsse auf den Erdrückleitungspfaden im Versuch (Erdkurzschluss) und Messverfahren auf, dass in Messverfahren wie der „*Strom-Spannungsmethode mit Einspeisung über die Gegenstation*“ die klassische Erdungsimpedanz lt. EN 50522 nur näherungsweise bestimmt wird.

Die Interpretation der Erdungsimpedanz wirkt sich unmittelbar auf die Bestimmung des Reduktionsfaktors aus. Anhand der Ergebnisse aus dem Erdkurzschlussversuch und den Vorgaben aus der DIN EN 50522 könnten beide Kombinationen (nach dem klassischen Modell und dem Modell der TU Graz) praktische Anwendung finden.

Referenzen

- [1]] DIN EN 50522: VDE 0101-2:2011-11: Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1kV.
- [2] Mallits, T.: Fehlerstromaufteilung und Potentialverhältnisse in komplexen (Globalen-) Erdungssystemen und deren Einfluss auf die Beurteilung. Dissertation. TU Graz, 2018.
- [3] Schmogger, C.: Sicherheitsbetrachtungen im Fall von stromstarken Erdfehlern in NOSPE-Netzen und bei Netzkopplung. Dissertation. BTU Cottbus-Senftenberg, 2019.

6.3.3. Herausforderungen an Erdungs- und Potentialausgleichssysteme von DC-Energieübertragungskabeln

Martin FÜRNSCHUB^{1(*)}, Moritz PICHLER², Robert SCHÜRHUBER³
Herwig RENNER⁴, Stephan PACK⁵, Ernst SCHMAUTZER⁶

Motivation

Die kabelgebundene Gleichstromenergieübertragung nimmt bei der Netzplanung einen immer höher werdenden Stellenwert ein, da mit ihr elektrische Energie verlustarm über mehrere 100 km übertragen werden kann. Bei solch langen Übertragungsstrecken können die DC-Kabel allein aus Fertigungsgründen nicht in einem Stück produziert und aus bautechnischen Gründen nicht in einem Stück verlegt werden, somit ist die DC-Energieübertragungsstrecke zu segmentieren; wobei die einzelnen Kabelsegmente in sogenannten Muffen miteinander verbunden werden. Häufig werden dazu Muffengruben verwendet, die wie die gesamte DC-Energieübertragungsstrecke mit Erdungs- und Potentialausgleichssystemen zu versehen sind, welche u.a. zum Schutz des DC-Energieübertragungssystems und dem Personenschutz im Betrieb, bei Messungen und Instandsetzungsarbeiten und vor allem während eines Fehlerfalles dienen. Da jede Muffengrube und die Ausführung des Kabelbegleiterders Kosten generiert, sollen mit dieser Arbeit anhand eines Rechenmodells gezeigt werden, welchen Einfluss ein Begleiterder hat und wie groß der Abstand zwischen den Muffengruben und deren Erdungssystemen maximal sein darf, mit dem Ziel, dass während eines Fehlerfalles oder Blitzschlages die DC-Kabel infolge der transienten Spannungsbeanspruchung keinen Schaden erleiden. Als Charakteristikum gilt hierbei jene Spannung, welche zwischen dem äußeren Kabelschirm und dem Erdreich auftritt.

Methodik

Zur Berechnung des maximalen Abstandes zwischen den Muffengruben l_{\max} wird ein eigens erstelltes EMTP-RV-Modell verwendet, mit welchem folgendes in Abbildung 1 dargestelltes, DC-Energieübertragungssystem modelliert wird.

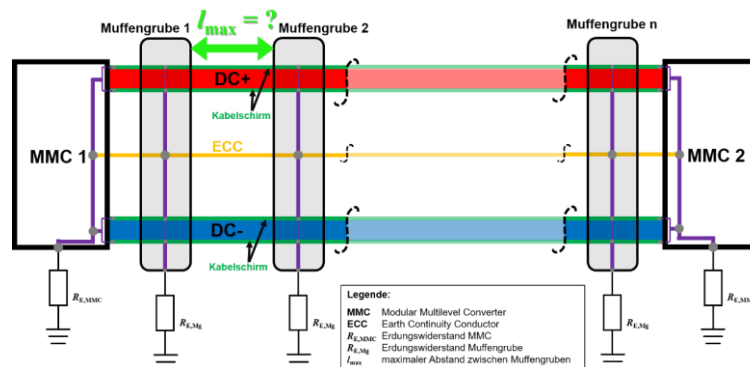


Abbildung 1: Schematische Darstellung des modellierten DC-Energieübertragungssystems

Beispielhaft wird die Nennspannung auf 500 kV, die Nennleistung auf 2 GW und die Länge der Übertragungsstrecke auf 300 km festgelegt. Zum Schutz des Kabelsystems wird mittig über den beiden

¹ Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Technische Universität Graz, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, martin.fuernschuss@tugraz.at

² KPMG Advisory GmbH, Porzellangasse 51, 1090 Wien, moritzpichler@kpmg.com

³ Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Technische Universität Graz, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, robert.schuerhuber@tugraz.at

⁴ Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Technische Universität Graz, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, herwig.renner@tugraz.at

⁵ Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, pack@tugraz.at

⁶ Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Technische Universität Graz, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, schmautzer@tugraz.at

Kabeln ein blanker Begleiterder (ECC... Earth Continuity Conductor) bestehend aus Kupfer verlegt, welcher ebenso in die Muffengruben geführt wird. In diesen wird der Kabelschirm mit dem ECC und der Erdungs-/PA-Anlage der Muffengrube verbunden.

Ausschlaggebend für die maximale Distanz zwischen den Muffengruben ist die auftretende Spannung zwischen Kabelschirm und Erdreich, welche bei folgenden Ereignissen nicht überschritten werden darf:

- Blitzeinschlag an einem MMC (MMC: Modular Multi-Level Converter)
- Direkter Blitzeinschlag in das Erdreich der Kabeltrasse
- Schalthandlungen an einer MMC-Station
- Kurzschluss entlang der Kabelstrecke

Weiters werden dieselben Untersuchungen ohne ECC durchgeführt, um dessen Nutzen beurteilen zu können. Umso kleiner der Anlagenerdungswiderstand $R_{E,Mg}$ ist, desto wirksamer ist die Erdungsanlage einer Muffengrube, aber im Umkehrschluss auch die Ausführung der Erdungsanlage kapitalintensiver (bei gleichem spezifischen Erdwiderstand). Zur Berücksichtigung dieses Umstandes wird der Anlagenerdungswiderstand der Muffengruben ebenso variiert.

Ergebnisse

Die Schirm-Erde-Spannung U_{Sch} gilt bei der Bewertung der Ergebnisse als Referenz; sie darf einen bestimmten Spannungswert nicht überschreiten, da es sonst zu einem Durchschlag entlang der äußeren Isolierschicht der DC-Kabel kommen würde. In diesem Beitrag wird die maximale Schirm-Erde-Spannung mit $U_{Sch} = 15$ kV festgelegt (realistischer Wert).

Blitzeinschlag an einem MMC

Bei einem Blitzeinschlag in einer MMC-Station ist die Distanz zwischen den Muffengruben irrelevant; hier ist vor allem der Anlagenerdungswiderstand der MMC-Station, sowie die Distanz zwischen der MMC-Station und der ersten Muffengrube von Bedeutung. Beide Werte sollten möglichst gering sein.

Direkter Blitzeinschlag in das Erdreich der Kabeltrasse

Die Untersuchung eines Blitzeinschlages in das Erdreich der Kabeltrasse zeigt, dass der ECC auch dem Blitzschutz dient. Der ECC leitet Blitzströme ab, ohne dass die maximale Schirm-Erde-Spannung der Kabel überschritten wird.

Schalthandlungen an einer MMC-Station

Treten an einer MMC-Station Schaltüberspannungen auf, so hat primär der Anlagenerdungswiderstand der MMC-Station Auswirkung auf die Schirm-Erde-Spannung. Umso geringer dieser ist, desto kleiner ist auch die Schirm-Erde-Spannung.

Kurzschluss entlang der Kabelstrecke

Bei einem (Erd-)Kurzschluss entlang der Kabelstrecke ist die Distanz zwischen den Muffengruben, der Anlagenerdungswiderstand und ob ein Begleiterder beigelegt wird von großer Bedeutung.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Verlegung eines ECC auch hier sinnvoll ist. Es wird die Abhängigkeit der maximalen Distanz zwischen den Muffengruben von dem Anlagenerdungswiderstand der Muffengruben reduziert, da er im Fehlerfall eine potentialausgleichende und differenzspannungsreduzierende Wirkung zwischen den Erdungssystemen der einzelnen Muffengruben hat.

Ökonomische Betrachtung

Die Berechnungsergebnisse zeigen, dass durch den Einsatz eines Kabelbegleiterders einerseits die Anzahl der Muffengruben reduziert werden kann und andererseits die Erdungsanlagen der Muffengruben einen höheren Anlagenerdungswiderstand haben können, ohne dass die maximal Schirm-Erde-Spannung überschritten wird. Somit können sich sowohl die Investitions- als auch die Instandhaltungskosten einer DC-Energieübertragungsstrecke reduzieren.

ONS 1 bis 7, Abgang B: ONS 8 bis 13) und die MS-Kabel an beiden Abgängen mit bis zu 130 % des Nennstroms belastet werden können. Dadurch kann die versorgbare Last im Normalbetrieb erhöht werden. Bei idealer Lastaufteilung kann im Normalbetrieb theoretisch eine maximale Auslastung der MS-Kabel an den drei Abgängen von 87 % ($87\% = (2 \cdot 130\%) / 3$) anstatt bisher 65 % erreicht werden. Wie gut die Methode an realen Netzen funktioniert, hängt davon ab, wie gut die Mittelsehne im Lastzentrum liegen, sich die Last der ONS im Ring durch Schalthandlungen aufteilen lässt und wie homogen die verlegten Kabeltypen sind.

Die Vorgehensweise bei der Trennstellenoptimierung ist abhängig vom Fehlerort und wird in Abbildung 1 mit Hilfe von fünf Fehlerzonen A, AC, C, BC und B dargestellt. Für einen Kabelfehler mit Abschaltung in Zone A (blau) zwischen ONS 1 und 2 wird nachfolgend die Vorgehensweise beschrieben:

1. Fehlerortung und Freischaltung der betroffenen Kabelverbindung (zwischen ONS 1 und 2)
2. Wiederversorgung der ONS 1 durch Zuschaltung des betroffenen Abgangsfelds A
3. Lastverlagerung durch Verschiebung der Trennstelle an ONS 9 nach ONS 7 in die Zone BC
4. Wiederversorgung der restlichen ONS in Zone A durch schließen der Trennstelle bei ONS 5

Die Wiederversorgung aller ONS bei einem Fehler in Zone A läuft wie im vorhergehenden Beispiel immer gleich ab, wobei sie sich durch die Freischaltung der vom Fehler betroffenen Leitungsverbindung im 1. Schritt unterscheiden kann. Sollte der Fehler in einer anderen Zone auftreten, ist die dafür notwendige Vorgehensweise für alle Fehlerzonen in Tabelle 1 beschrieben.

Tabelle 1: Vorgehensweise bei der Trennstellenoptimierung im Fehlerfall an MS-Ringen mit Mittelsehne

Vorgehensweise	Fehlerzone	A	AC	B	BC	C
1. Fehlerortung und Freischaltung der betroffenen Kabelverbindung durch zwei Trennstellen		Abhängig von der betroffenen Kabelverbindung				
2. Wiederversorgung des betroffenen Abgangsfeld , wenn der Fehler nicht direkt nach dem Abgang liegt		A	C	B	C	#
3. Lastverlagerung an den beiden nicht betroffenen Abgängen durch Verschiebung der Trennstelle z.B. von ONS 9 nach ONS 7 in Zone BC \triangleq 9 \rightarrow 7 BC		9 \rightarrow 7 BC	#	5 \rightarrow 7 AC	#	V1: 9 \rightarrow 7 BC oder V2: 5 \rightarrow 7 AC
4. Wiederversorgung der restlichen ONS des betroffenen Netzstrangs durch schließen der Trennstelle		5	5	9	9	V1: 5 oder V2: 9

Bei einem Fehler in Zone AC oder BC ist keine Lastverlagerung und deshalb im 3. Schritt keine Handlung (#) notwendig. Gleiches gilt für die Wiederversorgung im 2. Schritt beim Fehler in Zone C. Bei der Lastverlagerung im 3. Schritt (Zone C) kann zwischen Variante V1 und V2 ausgewählt werden.

Erkenntnisse und Ausblick

Die Trennstellenoptimierung im Fehlerfall an MS-Ringen mit Mittelsehne ermöglicht eine erhöhte Kabelauslastung im Normalbetrieb und dadurch auch ein höheres Aufnahmepotential für zukünftige Lasten. Der manuelle Schaltungsaufwand gegenüber dem aktuellen Entstörungskonzept kann durch die Automatisierung von mindestens drei ONS reduziert werden oder entfallen. Diese befinden sich bei den beiden initialen Trennstellen (ONS 5 und 9) sowie der zentralen ONS (ONS 7) an der Mittelsehne. Die Bewertung der aktuellen Auslastung für die unterschiedlichen Schaltzustände erfordert zusätzliches Messequipment in den ONS. Die Installation von Messequipment und die Automatisierung von Schaltanlagen mit Fernzugriff kann durch die Anforderungen des Konzeptes gezielt an den entsprechenden ONS erfolgen. Bei bereits bestehender Sensorik, Aktorik sowie Informations- und Kommunikationsinfrastruktur kann die Optimierung direkt umgesetzt werden. Die Langfassung enthält Untersuchungsergebnisse an 46 realen MS-Netzen, die zeigen, welche Voraussetzungen für eine wirkungsvolle Anwendung der optimierten Entstörung erfüllt sein müssen und wie stark das Aufnahmepotential erhöht werden kann. Die Netze gliedern sich in bestehende MS-Ringe mit Mittelsehne und MS-Ringe, die im Simulationsmodell um eine Mittelsehne erweitert werden.

Referenz

- [1] S. Kreutmayr, C. J. Steinhart, M. Finkel, C. Gutzmann und R. Witzmann, „Integration Potential of Urban MV Grids for Future Loads – Methodology and Analysis in a Real Grid,“ in CIGRE Chengdu 2019 Symposium, 2019.
- [2] P. Steffens, Innovative Planungsgrundsätze für ländliche Mittelspannungsnetze, Dissertation, Wuppertal: Bergische Universität Wuppertal, 2018.
- [3] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Berlin, 2012.

6.4. MITTELSPANNUNGSNETZE II (STREAM E4)

6.4.1. Netzausbaubedarf im Niederspannungsnetz zur Erreichung der #mission2030-Ziele

Herwig RENNER¹, Michael KERNITZKYI, Kurt KÖNIGHOFER, Manuel STROHMAIER², René BRAUNSTEIN³, Johannes WISIAK³, Franz STREMPFL³

Inhalt

Österreich bekennt sich zu den internationalen Klimazielen und einer aktiven Klimaschutz- und Energiepolitik. Mit der Klima- und Energiestrategie #mission2030 werden die entsprechenden Leitlinien zur Erreichung dieser Ziele vorgegeben. Unter anderem wird für das Jahr 2030 eine vollständige Deckung des nationalen Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energiequellen angestrebt. Hochgerechnet bedeutet dies für die Steiermark eine installierte PV-Leistung im Bereich von 1500 MW. Das entspricht etwa einer Verzehnfachung in Relation zum Ausbaustand 2019. Im Rahmen dieses Beitrags soll abgeschätzt werden, welche Netzausbaumaßnahmen in den Niederspannungsnetzen erforderlich sind, um die angepeilte installierte PV-Leistung im Netz ohne Verletzung des vorgegebenen Spannungsbandes und ohne Überlastung der Betriebsmittel unterzubringen.

Methodik

Auf Basis der vorliegenden Daten wurden ca. 7000 Niederspannungsnetze mit den relevanten elektrischen Daten in einem Matlab-Modell nachgebildet. Die Endpunkte als Stickleitungen wurden als Hausanschlussleitungen interpretiert und stellen potenzielle Anschlusspunkte von neuen PV-Anlagen dar. Die aktuelle Netzlast steht in Form von Jahresenergieverbräuchen, aufgeschlüsselt nach Kundengruppen (Standardlastprofile) und Niederspannungsnetzen zur Verfügung.

Die Untersuchung erfolgt in zwei Schritten. Zuerst wird der Ist-Zustand hinsichtlich Spannungsniveau und Betriebsmittelbelastung analysiert. Dazu werden zwei extreme Zeitpunkte herausgegriffen und über die Standardlastprofile die jeweiligen Leistungen berechnet.

- 1) Winter-Werktag 17:00, keine PV-Einspeisung, maximale Last
- 2) Sommer-Sonntag, 13:00, maximale PV-Einspeisung, minimale Last

Die Aufteilung der Last auf die Netzknoten erfolgt mit einem Aufteilungsschlüssel, der unter anderem die individuelle Netzimpedanz und die Belastbarkeit der Anschlussleistung berücksichtigt. Außerdem erfolgt über ein statistisches Modell eine Zuordnung zu den einzelnen Phasen. Über eine Lastflussrechnung werden die Knotenspannungen und Betriebsmittelauslastungen ermittelt. Über den Vergleich der Spannungen für die beiden gewählten Lastfälle kann für jeden Anschlusspunkt das aktuell ausgenutzte Spannungsband ermittelt werden.

Für das Jahr 2030 werden die Lasten unter Anwendung von synthetischen Lastprofilen für die unterschiedlichen Nutzungstypen errechnet. Ausgehend von aktuellen Verbrauchsdaten bzw. Lasten werden Steigerungsraten für den Stromverbrauch auf den Netzebenen 6 und 7 sowie die gesteuerte Ladung von Elektrofahrzeugen und der Einsatz von Heizungswärmepumpen berücksichtigt. Zudem wurde auch eine Prognose über die regionale Verteilung der zusätzlichen PV-Anlagen erstellt.

¹ Institut für Elektrische Anlagen und Netze/TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +43 316 873-7557, herwig.renner@tugraz.at, www.tugraz.at/institute/iean

² LIFE/JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH, Waagner-Biro-Strasse 100, 8020 Graz, +43 316 876-7600, life@joanneum.at, www.joanneum.at/life

³ Energienetze Steiermark GmbH, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz, +43 316 90555-52714, rene.braunstein@e-netze.at, johannes.wisiak@e-netze.at, franz.strempfl@e-netze.at, www.e-netze.at

Hinsichtlich der Einspeise- und Verbrauchsszenarien für Photovoltaikanlagen 2030, wurden relevante Indikatoren für die PV-Adaption sowie gegenwärtige Ausbaumuster analysiert. Auf Basis dieser Analyse wurden 3 Szenarien anhand von statistischen Prognosemodellen errechnet. Die Untersuchung der Adaptionen erfolgte anhand einer umfassenden Literaturrecherche sowie statistischer Analyseverfahren. Um die PV Nutzung zukünftig abschätzen zu können, wurden 14 unabhängige Variablen auf Zusammenhang untersucht. Es stellten sich mehrere Variablen als gute Prädiktoren für die PV-Adaption heraus, welche in weiterer Folge in die Prognosemodelle integriert wurden. Es wurden drei Zukunftsszenarien für das Jahr 2030 implementiert und jeweils regional hochaufgelöste Erzeugungs- und Verbrauchsmuster berechnet:

- 1) Ausbau nach freien Potenzialflächen
- 2) Ausbau nach bisherigen Trends
- 3) Ausbau nach sozioökonomischen Faktoren

Die Netze wurden in weiterer Folge nach Kriterien in Cluster eingeteilt:

- Spannung und Betriebsmittelauslastung in Ordnung: keine Maßnahmen erforderlich
- Betriebsmittelauslastung zu hoch: Netzverstärkung erforderlich
- Spannung vereinzelt zu hoch: vereinzelt Netzverstärkung oder Q(U)-Regelung erforderlich
- Spannung generell zu hoch: Umstellung Transformator oder Q(U)-Regelung erforderlich
- Spannung generell mit PV zu hoch und ohne PV zu niedrig: Regelbare Ortsnetzstation erforderlich

Mit diesen Ergebnissen lässt sich der notwendige Aufwand für Adaptionen und Netzausbauten im Niederspannungsnetz quantifizieren und über standardisierte Kosten für Einzelmaßnahmen finanziell abschätzen.

Ergebnisse

Die exakte Zuordnung der neuen PV-Anlagen zu Anschlusspunkten ist noch nicht abgeschlossen. Um die Methode prinzipiell zu testen wurde in einem ersten Schritt angenommen, dass 1000 MW in der Netzebene 6 und 7 installiert werden und jedes 2. Objekt für eine PV-Installation geeignet ist. Weiters wurden die unterschiedlichen Ausrichtungen der PV-Anlagen und mögliche lokale Abschattungen mittels eines Gleichzeitigkeitsfaktors von 0,7 berücksichtigt.

Eine sortierte Darstellung der resultierenden Spannungen im Netz ist in Abbildung 1 zu sehen. Durch den Netzbetreiber wird für die Spannungsabfälle im Niederspannungsnetz (inklusive Transformator) ein Band von 8% nach unten und 3% nach oben vorgegeben. Der obere Spannungsgrenzwert wird infolge des PV-Ausbaus bei 7 % der Niederspannungsabzweige überschritten.

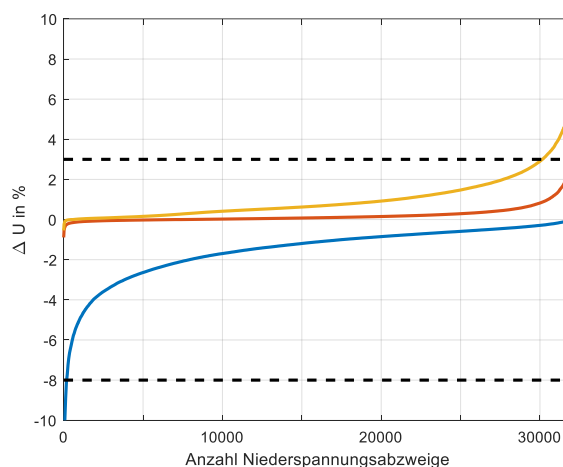


Abbildung 1: Sortierte Darstellung der Knotenspannungen aller Niederspannungsabzweige;
 blau: niedrigste Phasenspannung je Abzweig für Winter-Werktag 17:00, Istzustand
 rot: höchste Phasenspannung je Abzweig für Sommer-Sonntag 13:00, Istzustand
 gelb: höchste Phasenspannung je Abzweig für Sommer-Sonntag 13:00, PV-Ausbau
 schwarz-strichliert: Grenzen für den Spannungsabfall im Niederspannungsnetz

6.4.2. Echtzeit-Zustandsschätzung und Leitungslängen-Identifikation in Niederspannungsnetzen

Hanko IPACH¹, Bendic RITT², Christian BECKER³

Inhalt

Im Zuge der Integration dezentraler Erzeugungsanlagen und neuartiger Lasten kann es in elektrischen Niederspannungsnetzen vermehrt zu unzulässigen Stromflüssen und Spannungswerten kommen. Um einen teuren und ineffizienten Netzausbau zu vermeiden, wird eine aktive Steuerung der Niederspannungs-Netznutzer durch die Verteilnetzbetreiber als vorteilhafte Lösung gesehen [1]. Der daraus resultierende Bedarf neuer Betriebsführungskonzepte wird im Forschungsprojekt *OUREL* adressiert, innerhalb dessen ein Verfahren zur optimalen Steuerung der flexiblen Anschlussnehmer in Niederspannungsnetzen im Sinne eines maximalen Nutzens aller Teilnehmer entwickelt wird [2].

Wesentliche Voraussetzung für die netzdienliche Steuerung von Lasten und Erzeugungsanlagen ist die Erfassung des Netzzustands, die durch Zustandsschätzungs-Verfahren (engl. State Estimation, SE) realisiert werden kann. Speziell für Verteilungsnetze wurde das leitungsstrombasierte Verfahren entwickelt, das insbesondere dann numerisch effizient ist, wenn auf Spannungsbetragmessungen verzichtet wird [3]. Die dabei getroffene Voraussetzung bekannter Leitungslängen ist in realen Niederspannungsnetzen nicht immer erfüllt.

In diesem Beitrag wird ein Verfahren zur leitungsstrombasierten Zustandsschätzung und Leitungslängenidentifikation in Niederspannungsnetzen in Echtzeit vorgestellt, das auf der zyklischen Erfassung von Messdaten der angeschlossenen Letztverbraucher basiert, wie sie beispielsweise durch Smart-Meter geliefert werden können. Während die Zustandsschätzung in jedem Zyklus der Messdatenerfassung auf Basis der Strom- und Leistungsmessungen durchgeführt wird, bildet eine Aggregation der geschätzten Netzzustandsdaten über mehrere Zyklen die Grundlage zur Identifikation der Leitungslängen anhand der Spannungsmesswerte. Dabei kommt ein Least-Squares-Verfahren zur Anwendung. In jedem Identifikations-Durchlauf wird eine inkrementelle Änderung des Netzmodells durchgeführt – auf diese Weise „erlernt“ der Algorithmus die realen Leitungslängen im Laufe der Zeit.

Methodik

In Abbildung 1 wird die zeitliche Abfolge von Netzzustandsschätzung (Branch-Current State-Estimation, BC-SE) und Leitungslängenidentifikation (Least-Squares Line-Identification, LS-LI) mit den dazugehörigen Datenflüssen visualisiert. Ein Zeitschritt entspricht dem Intervall der Messwerterfassung.

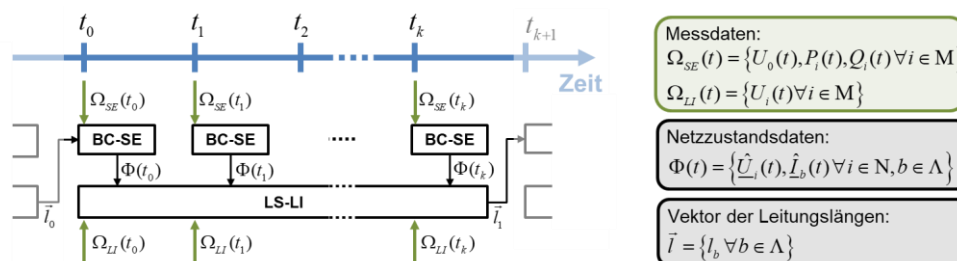


Abbildung 1: Ablauf des Zustandsschätz- und Leitungslängenidentifikationsverfahrens (eigene Darstellung). Darin bezeichnet M die Menge aller Netzknoten, bei denen Messdaten erhoben werden, Λ die Menge der Leitungen und N die Menge aller Knoten des Niederspannungsnetzes.

¹ Technische Universität Hamburg, Institut für Elektrische Energietechnik, Harburger Schloßstr. 20, 21079 Hamburg, Hanko.Ipach@tuhh.de, Tel. +4940428783405, Fax +4940428782382, www.ieet.tuhh.de

² Stromnetz Hamburg GmbH, Bramfelder Chaussee 130, 22177 Hamburg, Bendic.Ritt@stromnetz-hamburg.de, Tel. +4940492028522, www.stromnetz-hamburg.de

³ Technische Universität Hamburg, Institut für Elektrische Energietechnik, Harburger Schloßstr. 20, 21079 Hamburg, C.Becker@tuhh.de, Tel. +4940428783113, Fax +4940428782382, www.ieet.tuhh.de

Der BC-SE-Algorithmus aus [1] wird in jedem Zeitschritt anhand der Messwerte $\Omega_{SE}(t)$ und der aktuellsten Leitungslängenschätzung \vec{l}_0 ausgeführt. Die Netztopologie sowie die Impedanzbeläge der Leitungen werden dabei als bekannt vorausgesetzt. Die Spannungsmessungen an den Anschlussnehmern werden bei der Zustandsschätzung nicht berücksichtigt, sodass eine rechenintensive Matrixinversion lediglich bei der Initialisierung notwendig ist.

Nach einer parametrisierten Anzahl k an BC-SE-Durchläufen berechnet der neu entwickelte LS-LI-Algorithmus einen neuen Leitungslängenvektor \vec{l}_1 anhand der Spannungsmessungen sowie der Netzzustandsdaten der vergangenen k Zeitschritte. Der Zusammenhang zwischen den Leitungslängen l_b , $b \in \Lambda$ (mit der Menge Λ der Leitungen) und den Spannungsbeträgen U_i , $i \in M$ (mit der Menge M der Netzknoten mit Messgerät) lässt sich ausdrücken als

$$U_i = \left| \underline{U}_0 - \sum_{b \in P(0,i)} l_b \cdot \underline{Z}_b \cdot \underline{I}_b \right|, \quad (1)$$

wobei \underline{U}_0 die komplexe Spannung an der Ortsnetzstation (ONS) bezeichnet, $P(0,i)$ den Pfad von der ONS zum Knoten i , \underline{Z}_b die Impedanz der Leitung b und \underline{I}_b den komplexen Strom der Leitung b . Aus der Linearisierung von (1) wird ein Least-Squares-Verfahren zur Angleichung von geschätztem Knotenspannungsvektor $\hat{\vec{u}}$ und gemessenem Knotenspannungsvektor \vec{u} formuliert, gemäß dessen sich der Vektor der Leitungslängenänderungen $\Delta \vec{l}$ ergibt zu

$$\Delta \vec{l} = (H^T H)^{-1} (H^T (\vec{u} - \hat{\vec{u}})). \quad (2)$$

Dabei bezeichnet H die Jakobi-Matrix, die die partiellen Ableitungen von (1) nach den Leitungslängen enthält. Der Vektor \vec{l} wird dementsprechend aktualisiert zu $\vec{l}_1 = \vec{l}_0 + \Delta \vec{l}$.

Ergebnisse

Die Anwendbarkeit des Verfahrens wird anhand von Simulationen in MATLAB untersucht. Als Testnetze werden ein reduziertes CIGRE-Benchmark-Netz [4] und der IEEE European Low Voltage Test Feeder verwendet, wobei jedem Lastknoten minütlich aufgelöste Lastprofile aus [5] über einen Zeitraum von einem Jahr zugeordnet werden. Als Messwerte für Spannungen sowie Wirk- und Blindleistungen werden Referenzwerte aus einer Lastflussrechnung mit normalverteilten Messfehlern beaufschlagt.

Um unterschiedliche Lastsituationen abzubilden, wird das Verfahren für zufällig gewählte Startzeitpunkte des Referenzjahres wiederholt. Dabei zeigt sich für hinreichende Anzahlen k an aggregierten Zeitschritten eine robuste Konvergenz der Leitungslängenschätzung. Das vorgestellte Verfahren erscheint somit z.B. geeignet für den Einsatz in dezentralen Niederspannungsnetzüberwachungssystemen zu sein, um dort auf der Basis von Smart-Meter-Daten in Ergänzung der effizienten Zustandsschätzung mögliche Ungenauigkeiten des Netzmodells zu korrigieren.

Referenzen

- [1] W. Zander et al, Gutachten Digitalisierung der Energiewende. Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, Berichtsjahr 2018, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energie-wende-thema-2.html>, Zugriff am 18.09.2019
- [2] DFG Gepris, Detailseite Projekt: Optimale Nutzung Regenerativer Energien in Niederspannungsverteilnetzen, <https://gepris.dfg.de/gepris/projekt/426655646>, Zugriff am 18.09.2019
- [3] M. E. Baran and A. W. Kelley, "State estimation for real-time monitoring of distribution systems," IEEE Trans. Power Syst., vol. 9, pp. 1601–1609, Aug. 1994.
- [4] CIGRE Task Force C6.04.02, Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources, Technical Brochure no. 575, 2014, ISBN 978-285-873-270-8
- [5] Tjaden, T.; Bergner, J.; Weniger, J.; Quaschnig, V.: Repräsentative elektrische Lastprofile für Einfamilienhäuser in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis", Datensatz, Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, 2015.

6.4.3. Entwicklung und Validierung eines optimalen Platzierungsalgorithmus für μ PMUs im Niederspannungsnetz

Michael KELKER¹, Armina BERRADA¹, Katrin SCHULTE¹, Jens HAUBROCK¹

Einleitung

Die deutsche Bundesregierung plant, dass bis zum Jahr 2025 40 bis 45 % des in Deutschland verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Energien bezogen wird [1]. Die immer stärkere Einspeisung von dezentralen Energie-Systemen (DES) und erneuerbaren Energien in das Verteilnetz und der geplante Kohle-Ausstieg der deutschen Bundesregierung im Jahr 2038 stellen die Verteilnetz-Betreiber vor neue Herausforderungen. Neben der Energieerzeugung durch DES stellen auch Elektrofahrzeuge (EFZ) mit ihrer hohen Ladeleistung von bis zu 22 kW und in Zukunft voraussichtlich noch höher, ein Risiko für einen zuverlässigen Verteilnetzbetrieb dar. Die Sektorenkopplung zwischen dem Stromnetz und den EFZs ist ein wichtiger Schritt der Energiewende [2]. Um die Spannungsqualität auf allen Netzebenen, den sicheren und zuverlässigen Betrieb der elektrischen Netze und den kostspieligen Ausbau der elektrischen Netze zu gewährleisten, müssen die volatilen DES und EFZs innerhalb einer Netzzelle informativ miteinander verbunden und intelligent gesteuert werden. Da jedoch überwiegend keine Messtechnik auf Niederspannungsebene installiert ist, fehlen die notwendigen Eingangsdaten für eine solche Steuerung. Ein flächendeckender Ausbau der NS-Netze mit Messtechnik an jeden Knoten ist nicht wirtschaftlich. Im Folgenden wird die Entwicklung und Validierung eines neuartigen optimalen Platzierungsalgorithmus (OPA) für μ -Phasor-Measurement-Units (μ PMUs) im NS-Netz vorgestellt. Durch den Algorithmus wird ein Optimum zwischen Wirtschaftlichkeit, Anzahl der eingesetzten μ PMUs und ein Maximum der Beobachtbarkeit eines NS-Netzes erreicht.

Entwicklung und Validierung eines optimalen Platzierungsalgorithmus (OPA)

μ PMUs messen die Spannungszeiger an den Knoten, an denen sie installiert sind, und die Stromzeiger der an den Knoten angeschlossenen Leitungen, synchronisieren die Messdaten zeitlich mittels GPS und übertragen die Daten in Echtzeit. Aus den Leitungsdaten lässt sich die Spannung der benachbarten Knoten bestimmen. Um ein Optimum zwischen Maximum an Beobachtbarkeit im NS-Netz und wirtschaftlich eingesetzte Messtechnik zu erhalten, werden verschiedene Kriterien betrachtet und darauf basierend ein OPA für μ PMUs im NS-Netz entwickelt und validiert: Netzknoten dürfen maximal von einer μ PMU messtechnisch erfasst werden und das größte Verhältnis von gemessenen Knoten zu eingesetzten μ PMUs soll erreicht werden.

Beschreibung Algorithmus

Der entwickelte Algorithmus lässt sich in mehreren Schritten aufteilen. Als erster Schritt wird zu einem elektrischen Netz mit k Knoten eine Matrix $(\zeta)_n$ mit $k \times k$ Dimensionen gebildet, welches die Topologie der Knoten-Zweig Matrix beschreibt. In $(\zeta)_n$ wird ein Wert gleich 1 gesetzt, wenn eine Verbindung der Knoten besteht und 0 wenn nicht. Anschließend erfolgen $n-1$ Iterationsschritte entsprechend der Anzahl an gewählten μ PMUs, welche in dem Netz eingesetzt werden. Im ersten Iterationsschritt $n-1 = 0$ werden die Werte der Spalten aufsummiert, sodass eine Matrix $(\sigma)_n$ mit $1 \times (k-n)$ Dimensionen entsteht. $(\sigma)_n$ beschreibt pro Netzknoten die Anzahl an benachbarten Netzknoten im zu betrachtenden NS-Netz. Nun wird der Knoten $k_{\max,n}$ mit der höchsten Anzahl an benachbarten Knoten ausgewählt. An diesen Knoten wird die erste μ PMU platziert. Da über den Stromphasor und den Leitungsdaten die benachbarten Knoten bestimmt werden können, wird die Zeile und Spalte des Knoten $k_{\max,n}$ in $(\zeta)_n$ gelöscht, sodass die Dimension von $(\zeta)_n$ nun $(k-n) \times (k-n)$ beträgt. Im nächsten Iterationsschritt werden wieder die Werte der Spalten in der Matrix $(\zeta)_n$ aufsummiert, dass eine neue Matrix $(\sigma)_n$ entsteht und der Knoten bestimmt wird, wo die nächste μ PMU im Netz platziert wird. Wenn mehrere Knoten $k_{\max,n}$ die höchste Anzahl an benachbarten Netzknoten aufweisen werden nach dem Algorithmus entsprechend viele Varianten gebildet. Die Iterationen wiederholen sich bis $n-1$, welches die Anzahl der einsetzenden μ PMUs beschreibt, erreicht ist. Nach Durchlauf aller Iterationen bestehen verschiedene

¹ Fachhochschule Bielefeld Institut für Technische Energie-System (ITES), Interaktion 1 33619 Bielefeld, +49.521.106-70352, michael.kelker@fh-bielefeld.de, fh-bielefeld.de

Auslegungsmatrizen $(\mathbf{A})_m$ mit einer Dimension von $1 \times n$. Abschließend wird die optimale Auslegungsmatrix $(\mathbf{A})_{m,\max}$ bestimmt, welche die Netzknoten darstellt, wo die Messtechnik optimal zu platzieren ist, um mit einer gewählten Anzahl an μ PMUs die maximale Anzahl an Netzknoten messtechnisch zu erfassen.

Betrachtetes NS-Testnetz

Zu Prüfung und Validierung des entwickelten OPA ist ein Niederspannungsnetz mit 219 Knoten, das ein reales lokales Netz darstellt, in MATLAB/Simulink modelliert worden [3]. Das Netz beinhaltet 199 Einfamilienhäuser, 25 EV-Ladestationen mit unterschiedlichen Ladekapazitäten und 10 PV-Anlagen.

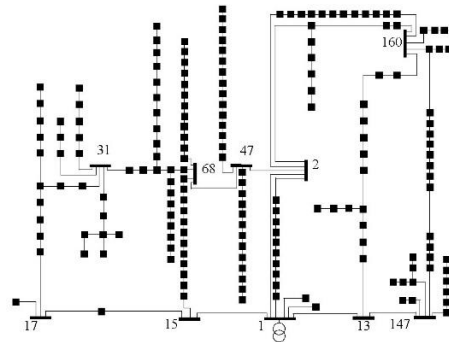


Abbildung 1: Schematische Darstellung des verwendeten NS-Netzes zur Validierung des entwickelten OPA

Ergebnisse

Der entwickelte OPA ist mit verschiedenen Anzahlen an μ PMUs an dem beschriebenen NS-Netz mit 219 Knoten validiert worden. Folgend sind die beispielhaften Ergebnisse für 3, 5 und 7 μ PMUs in Tabelle 1 dargestellt, wobei das Verhältnis die gemessenen Knoten zu allen Netzknoten beschreibt.

Tabelle 1: Ergebnisse des OPA bei 3, 5, 7 μ PMUs

Anzahl μ PMUs	3	5	7
$(\mathbf{A})_{m,\max}$	(1,31,147)	(1,2,31,147,160)	(1,2,31,42,68,147,160)
Verhältnis	8,67 %	13,24 %	16,89 %

Wie gefordert ergeben sich durch den OPA verschiedene Auslegungsmöglichkeiten für μ PMUs im betrachteten Netz, um mit möglichst wenig Messtechnik eine maximale Anzahl an Netzknoten zu überwachen.

Zusammenfassung und Ausblick

Es ist ein OPA entwickelt und anhand eines 219 Knotigen NS-Netzes validiert worden. Die Ergebnisse zeigen, dass der Algorithmus nach gewählten Optimierungsansatz gute Ergebnisse liefert. Für ein gewähltes Netz werden verschiedene Platzierungsmöglichkeiten von μ PMUs definiert und die optimale Platzierung bestimmt. Künftig wird basierend auf der optimalen μ PMU-Platzierung ein künstliches neuronales Netz zur Zustandsabschätzung in Verteilnetzen entwickelt werden. Zusätzlich wird der OPA nach weiteren Optimierungsansätzen, wie zum Beispiel Anteil an DES an einen Netzstrang und auch Genauigkeit der geplanten Zustandsabschätzung, erweitert werden.

Referenzen

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), "Erneuerbare Energien in Zahlen", Druck- und Verlagshaus Zarbrock, September 2018
- [2] P. Komarnicki, J. Haubrock, Z. A. Styczynski, "Elektromobilität und Sektorenkopplung", Springer Verlag, 2018

6.4.4. Feldtestergebnisse einer kommunikationsbasierten Spannungsregelung für niederspannungsnetze

Bastian MAUCHER¹, Hannes MALLEIER¹, Sebastian ECKSTEIN¹, Rolf WITZMANN¹

Problemstellung und Motivation

Der steigende Zubau von Erzeugungsleistung in den Niederspannungsnetzen führt zunehmend zu einer Lastflussumkehr und damit zu einer Spannungsanhebung an den Niederspannungs-Netzknoten, wodurch immer häufiger Spannungen auftreten, die außerhalb des zulässigen Spannungsbandes liegen. Bereits seit einigen Jahren bewähren sich im Feldeinsatz die zahlreichen dezentralen Spannungsregelmechanismen, hier vor allem die Blindleistungsregelung durch PV-Wechselrichter (z.B. durch $Q(U)$, $\cos\phi(P)$ oder $\cos\phi_{\text{fix}}$) oder der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren bzw. Längsreglern. Allerdings sind die nutzbaren Leistungskapazitäten der Erzeugungsanlagen bzw. deren Umrichter vielfach nicht vollständig ausgenutzt. Daher verwendet der im Folgenden beschriebene Ansatz ein kommunikationsbasiertes Spannungsregelkonzept, welches beide Arten der Regelung (dezentral mittels Kennlinien bzw. mithilfe eines zentralen Controllers) miteinander verbindet und somit die Betriebsmittel optimal auslastet.

Eine weitere Erhöhung des Beitrags aktiv regelbarer Netzbetriebsmittel zur Spannungsregelung verringert nicht zuletzt das Ausmaß des konventionellen Netzausbaus.

Lösungsansatz

Die Kernidee der übergeordneten Spannungsregelung ist die Überwachung neuralgischer Netzspannungen durch einen zentralen Controller. Im Idealfall liefern bereits die aktiv regelbaren Erzeugungsanlagen selbst die benötigten Daten – es können aber auch externe Messpunkte in das Regelkonzept eingebunden werden. Abhängig vom ermittelten Spannungsniveau kann das Netz mit den dezentralen Spannungsregelmechanismen betrieben werden (autonomer Betrieb) oder der zentrale Controller aktiviert durch Sollwertvorgaben freie Leistungsreserven der regelbaren Betriebsmittel (geregelter Betrieb). Der genaue Ablauf des hierarchisch aufgebauten Regelkonzepts wurde bereits in [1], die Simulations- und Laborergebnisse in [2] und [3] gezeigt. Für den Feldtest steht bisher nur eine Ebene (zentrale Regelung der PV-Anlagen) zur Verfügung – die Hardware zur Umsetzung der weiteren Ebenen befindet sich im Einbau. Die übergeordnete Spannungsregelung wurde im Zuge des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Forschungsvorhabens „Verteilnetz 2020“ entwickelt.

Regelkonzept für den Feldtest

Die PV-Anlagen des Netzes regeln im autonomen Modus dezentral nach der Standard- $Q(U)$ -Kennlinie nach VDE-AR-N 4105. Der zentrale Regler überwacht sekundlich die Netzspannungen aller elf, über Breitband-Powerline (BPL) angebotenen, regelbaren PV-Anlagen. An einzelnen Anlagen wird aufgrund von Einspeisespitzen bereits die maximale Blindleistung nach $Q(U)$ eingespeist bzw. treten Spannungsüberhöhungen auf. Andere Anlagen können zum selben Zeitpunkt allerdings noch Leistungsreserven für die Spannungsregelung zur Verfügung stellen.

Kommt es zu Verletzungen des vordefinierten Spannungsgrenzwertes, wechselt der Controller in den geregelten Modus und der PI-Regler berechnet aus den ermittelten Leistungsreserven der PV-Anlagen Stellwerte zur Ausregelung der Spannungsverletzungen. Die PV-Anlagen werden nacheinander, entsprechend einer vorab durchgeführten Sensitivitätsanalyse, aktiviert.

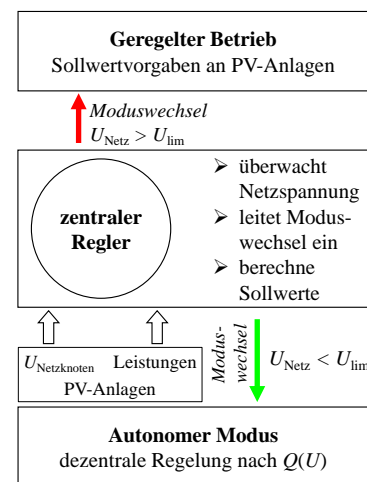


Abb. 1: übergeordnete Spannungsregelung im Feld

¹Technische Universität München, Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze, Arcisstr. 21, Tel.: 089 289 25585, www.hsa.ei.tum.de; bastian.maucher@tum.de

Ist die Spannungsverletzung behoben und speisen alle regelbaren Anlagen wieder weniger Blindleistung als vor dem Moduswechsel ein, wechselt das Netz wieder in den autonomen Modus zurück (vgl. Abb. 1).

Messergebnisse

Im Feldtestgebiet Unterfarnbach (Netzbetreiber: infra Fürth GmbH) konnte das simulativ und im Labor getestete Regelkonzept auch im realen Netzbetrieb umgesetzt werden. In den letzten Jahren wurden in diesem Netzgebiet fast 1 MW_p an PV-Erzeugung installiert (bei 500 kW Spitzenlast)

Das Niederspannungsnetz ist mittelspannungsseitig an ein lastdominiertes Umspannwerk angeschlossen, welches auf eine Sollspannung von 20,4 kV regelt. Aufgrund des Leistungsbezugs des gesamten Mittelspannungsnetzes wird die Spannung um die Mittagszeit nach oben gestuft, was die Netzspannung an den Ausläufern im Netzgebiet Unterfarnbach zusätzlich ansteigen lässt. Daher lassen sich bereits jetzt Spitzenwerte von über 245 V messen. Ein weiterer Zubau erneuerbarer Einspeiser würde dies zusätzlich verschlechtern.

Das im Feld implementierte Regelkonzept begrenzt diese Spannungsspitzen. Hierfür wurde der zentrale Regler, mithilfe zuvor aus Messungen ermittelter maximal vorkommender Spannungsgradienten im Netz, sehr konservativ ausgelegt, um Schwingungen zu verhindern. Ein wichtiges Augenmerk bei der Implementierung ist darüber hinaus die Berücksichtigung von Verbindungsausfällen der BPL und die damit verbundenen Maßnahmen im Ablauf der Regelung.

Für die Bestimmung der Wirksamkeit der Regelung wurden drei Szenarien untersucht und verglichen:

- keine Spannungsregelung aktiv
- $Q(U)$
- kommunikationsbasierte Spannungsregelung.

Die Spannung kann mittags, insofern genügend freie Kapazitäten zur Verfügung stehen, auf dem gewünschten Spannungssollwert von 1,04 pu gehalten und somit im Vergleich zu den anderen Szenarien verbessert werden (vgl. Abb. 2). Das spannungssenkende Potential beträgt in etwa 2 V im Netz bzw. 4 V unter Einbeziehung des Spannungsfalls über den Ortsnetztransformator.

Referenzen

- [1] B. Maucher, M. Meyer, K. Hitzelberger und R. Witzmann, „Superordinate Control for Increasing Feed-in Capacity and Improving Power Quality in Low Voltage Distribution Grids“, NEIS Conference, Hamburg 2018.
- [2] B. Maucher, P. Gamper, M. Meyer und R. Witzmann, „Model-lierung einer Softwareautomatisierung für ein übergeordnetes Regelungskonzept für smarte Verteilnetze in PSS Sincal/Netomac“, Zukünftige Stromnetze, Berlin 2019.
- [3] B. Maucher, M. Meyer und R. Witzmann, „Superordinate Voltage Control in Smart Low-Voltage Grids – Laboratory and Field Test Results“, CIRED Conference, Madrid 2019.

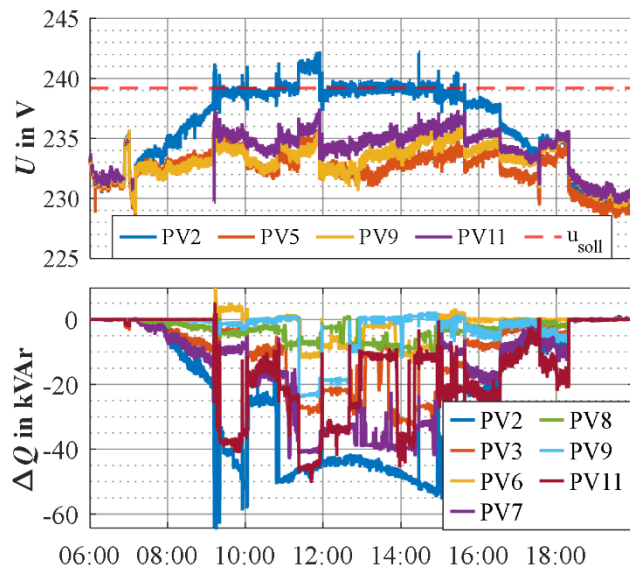


Abbildung 2: Messergebnisse der übergeordneten Spannungsregelung

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

6.4.5. Zukünftige Anforderungen an NS-Netze und deren Lösungsansätze am Beispiel PoSyCo

Daniel HERBST, Mike LAGLER, Robert SCHÜRHubER, Ernst SCHMAUTZER, Lothar FICKERT¹, Alfred EINFALT², Helfried BRUNNER³, Daniel-Leon SCHULTIS⁴, Thomas FRUEHWIRTH⁵, Wolfgang PRUEGGLER⁶

Einleitung und Hintergrund

Niederspannungsnetze (NS-Netze) bilden die Basis der Versorgung einer Vielzahl an elektrischen Verbrauchern aus den Bereichen Haushalt und Gewerbe. Aufgrund der klimapolitischen Ziele und Verpflichtungen wird der Ausbau erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen [1] forciert. Ergänzend zu den bereits weitläufig umgesetzten Großprojekten werden mehr und mehr dezentrale Anlagen zur Erzeugung sowie zur Speicherung erneuerbarer Energie verwirklicht. Hinzu kommen nun auch die Verpflichtungen rund um den Ausbau der Elektromobilität, im Besonderen der batteriebetriebenen Fahrzeuge, was wiederum zu einem dementsprechend rasanten Wachstum der dafür benötigten Ladeinfrastruktur widerspiegelt. Die Tatsache, dass einerseits die dezentrale erneuerbare Energieerzeugung und andererseits Ladestationen für Elektrofahrzeuge auf der Ebene der Niederspannungsverteilung (Netzebene NE 7) an das Elektrizitätsversorgungs- bzw. Verteilungsnetz angeschlossen sind, bildet für das Niederspannungsnetz neue, bisher nicht dagewesene Herausforderungen (v.a. durch die Bidirektionalität und das Ausmaß der Leistungsflüsse). Je nach nationaler Ausgestaltung der entsprechenden EU Richtlinien, kann die Etablierung von regionalen Energiegemeinschaften diese Entwicklung noch verschärfen. Diese neuartigen Anforderungen werden im Zuge des Projekts „PoSyCo – Power System Cognification“ von einem breit aufgestellten Projektkonsortium aus Forschung und Industrie gemeinsam mit einem Verteilernetzbetreiber aus unterschiedlichen Blickwinkeln analysiert. Basierend darauf werden innovative Lösungsansätze erarbeitet, um die Versorgungssicherheit weiterhin zu gewährleisten.

Hauptaugenmerk liegt dabei auf den im Projekt entwickelten Konzepten des Niederspannungsschutzes (SOFTprotection), welche als aktive und intelligente Add-ons zu bestehenden, konventionell passiven Schutzorganen wie beispielsweise Leistungsschaltern, Leitungsschutzschaltern bzw. Schmelzsicherungen (HARDprotection) zu sehen sind.

Zielsetzung und Methodik

In der Projekteingangsphase wurden im Zuge einer Anforderungsanalyse in Anlehnung an IEEE 29148-2018 [2], wie in Abbildung 1 dargestellt, themenspezifische Use Cases (UCs) definiert und ausgearbeitet. Diese einzelnen UCs bilden die Grundlage der Methoden im Hinblick auf intelligente Schutzkonzepte. Auf Basis dieser Ansätze werden entsprechende Algorithmen zur automatisierten Status-Überwachung bzw. zur proaktiven Beeinflussung von Niederspannungsnetzen entwickelt (vgl. dazu u.a. [3]). Durch Simulationen sowie praxisnahe Versuche und Tests unter Laborbedingungen sowie auch in realen Niederspannungsnetzen werden sämtliche Methoden hinsichtlich deren

¹ Technische Universität Graz - Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Inffeldgasse 18/I, 8010 Graz, +43 316 873-7551, office.ian@tugraz.at, ian.tugraz.at

² Siemens Aktiengesellschaft Österreich - CT RDA IOT AT, Siemensstraße 90, 1210 Wien, +43 664 8011716472, alfred.einfalt@siemens.com, www.siemens.at

³ AIT Austrian Institute of Technology GmbH - Center for Energy, Giefinggasse 2, 1210 Wien, +43 50550-6382, helfried.brunner@ait.ac.at, www.ait.ac.at

⁴ Technische Universität Wien - Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gußhausstr. 25-29/370, 1040 Wien, +43 1 58801-37001, schultis@ea.tuwien.ac.at, esea.tuwien.ac.at

⁵ Technische Universität Wien - Institute of Computer Engineering - Automation Systems Group, Treitlstr. 1-3/4.OG, 1040 Wien, +43 1 58801-18328, tfruehwirth@auto.tuwien.ac.at, auto.tuwien.ac.at

⁶ MOOSMOAR Energies OG, Moosberg 10, 8960 Niederöblarn, +43 660 6512128, office@mmenergies.at, www.mmenergies.at

Wirksamkeit bzw. Praxistauglichkeit verifiziert. Ergänzend dazu wird die Umsetzbarkeit in bestehende Prozesse bei Verteilernetzbetreibern untersucht.

Use Cases (UCs)

In der Projekteingangsphase wurden sieben UCs definiert und in einem hohen Detaillierungsgrad ausgearbeitet. Die nachfolgende Abbildung 1 stellt einen Überblick der definierten UCs dar, vgl. dazu [4]. Um die Anforderungen an SOFTprotection möglichst umfassend untersuchen zu können, wurde bei der Auswahl auf zwei Aspekte geachtet. Einerseits wurden die drei Gruppen „Aggregation“ (Datengrundlage für weiterführende Analysen), „Aggregation & Aktion“ (optimieren des NS-Netzbetriebes) und „Aggregation & Aktion & Adaption“ (Integration erweiterter Schutzfunktionalitäten in bestehende Strukturen von Netzbetreibern) mit ansteigender Komplexität eingeführt. Andererseits wird die grundlegende Auseinandersetzung mit der bekanntermaßen schwierigen Aufgabe der Systemintegration von neuen Technologien durch die Abbildung auf die drei Dimensionen Physisch, IKT und Prozess sichergestellt.

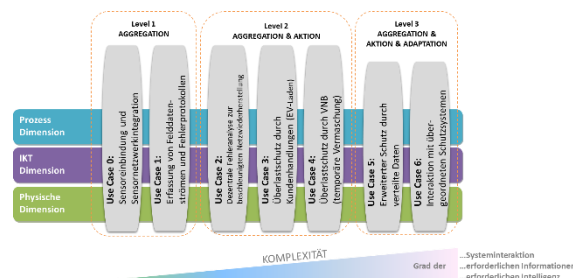


Abbildung 1: Übersicht der Use Cases

Diese sieben UCs stellen die Basis für sämtliche weitere Schritte im Hinblick auf die Entwicklung von Methoden und Algorithmen zur Realisierung des SOFTprotection-Systems dar. Resultierend aus deren Definitionen [4] werden in weiterer Folge Ansätze und Konzepte zur Systemintegration sowie der entsprechenden erforderlichen Kommunikation zwischen bestehenden dezentralen Sensoren (z.B. Batteriespeicher, intelligente Ortsnetzstationen etc.) als auch neu zu installierender Sensorik und der Netzführung entwickelt. Weiters gilt es verteilte Messdaten und Störschriebe lokal aufzubereiten, an das SOFTprotection-System zu übertragen und dort zentral weiterzuverarbeiten, um eine aussagekräftige Abschätzung des Systemstatus durchführen zu können. Um lokale Überlastungen von Niederspannungsnetzsegmenten vermeiden zu können, ist zudem vorgesehen „Flexibilitäten“ wie Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen, den Einsatz von zentralen und dezentralen Batteriespeichern sowie Wärmepumpen netzverträglich zu steuern. Durch die aktive Beeinflussung von flexiblen Kundenanlagen, unter der Prämisse eines minimalen Komfortverlustes, kann das Verteilernetz hinsichtlich der verfügbaren Leistung bzw. der entsprechenden Übertragungskapazität optimiert werden. Als eine weitere Option aus dem SOFTprotection Anwendungsportfolio ist geplant, entsprechenden lokalen Überlastungen durch temporäre Vermaschung von im Normalbetrieb radial aufgebauten NS-Teilnetzen entgegenzuwirken.

Fördergeber

Das Projekt PoSyCo wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Energieforschungsprogramms 2017 durchgeführt.



Referenzen

- [1] Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, #mission2030 - Die österreichische Klima- und Energiestrategie, Wien, 2018.
- [2] ISO/IEC/IEEE, IEEE 29148-2018 - ISO/IEC/IEEE International Standard - Systems and software engineering -- Life cycle processes -- Requirements engineering, Genf/CH: ISO - International Organization for Standardization, 2018.
- [3] D. Herbst, Ein Beitrag zu neuen Ansätzen im Niederspannungsschutz (Arbeitstitel Dissertation), Graz: Technische Universität Graz, laufend.
- [4] AIT Austrian Institute of Technology, Projektbeschreibung für Projektantrag 867276 - "PoSyCo - Power System Cognification", Wien, 2015.
- [5] Projektkonsortium "PoSyCo", Power System Cognification - Deliverable D2.1 - Defined Use Cases and Required Components, Wien: Projektkonsortium "PoSyCo", 2019.

6.4.6. Co-Simulation zur Vorabanalyse eines netzbetreiberübergreifenden Blindleistungsmanagements im Verteilnetz

Irene HAMMERMEISTER¹, Zheng LIU², Andrea MAURUS³, Norina ROGG³ Tobias KERBER⁴, Peter SCHWAEGERL⁴

Inhalt

Die VDE Anschlussregel „TAR Mittelspannung“ sieht die Blindleistungseinspeisung durch dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) zur Verbesserung der Netzstabilität vor [1]. Durch die gezielte Bereitstellung kapazitiver oder induktiver Blindleistung können DEA dazu beitragen, die Netzspannung in vorgegebenen Grenzen zu halten. Gleichzeitig führt Blindleistungseinspeisung zu zusätzlicher Netzbelastung. Positive wie negative Effekte können Auswirkungen auf vorgelagerte Netze bis hin zum Übertragungsnetz haben. Daher müssen bei der Entwicklung innovativer Regelungsstrategien zur zielgerichteten Nutzung von Blindleistung Wechselwirkungen zwischen den Netzebenen berücksichtigt werden. Diese Arbeit beschreibt den Aufbau einer gekoppelten System- und Simulationsumgebung zur Entwicklung und Untersuchung von spannungsebenen- und netzbetreiberübergreifendem Blindleistungsmanagement, die im Rahmen des Forschungsprojekts RPC2 (Reactive Power Control 2) [2] aufgesetzt wurde.

Methodik

Im Rahmen von RPC2 werden lokale und zentrale Strategien zur Blindleistungsbereitstellung durch in der Mittelspannung angeschlossene Anlagen und der Einfluss durch Trafostufung untersucht. Um dabei Wechselwirkungen zwischen gekoppelten Netzen sowie Effekte auf den Netzbetrieb berücksichtigen zu können, wurde eine Entwicklungsumgebung bestehend aus einer Netzsimulation und den Modulen für das zentrale Blindleistungsmanagement aufgesetzt. Im weiteren Projektverlauf wird die Regelungsstrategie im Rahmen eines Feldtests mit den Netzbetreibern AllgäuNetz und LEW Verteilnetz erprobt.

Netzsimulation

Basis für lokales und zentrales Blindleistungsmanagement sind notwendige Informationen über den aktuellen Netzzustand (z.B. Knotenspannungen (U), eingespeiste Wirkleistung (P), etc.). Für eine Vorabanalyse der Regelungsstrategien wird der Zustand des verwobenen Netzes zweier Netzbetreiber für unterschiedliche Zeitpunkte bzw. Szenarien simuliert, wobei in jedem Zeitpunkt eine Lastflussberechnung mit pandapower [3] erfolgt. Die Blindleistungseinspeisung durch DEA wird dabei (z.B. abhängig von U oder P) entsprechend der betrachteten Regelungsstrategie ermittelt. Die Effekte von lokaler Blindleistungsregelung und durch Trafostufung werden mit dieser Netzsimulation untersucht.

Systemumgebung für das zentrale Blindleistungsmanagement

Bei der zentralen Regelung von Blindleistungseinspeisung müssen mögliche Wechselwirkungen mit dem benachbarten Netz berücksichtigt werden, beispielsweise aufgrund von Blindleistungsquerflüssen über die Kuppelstellen. Aus diesem Grund ist der Austausch von Informationen über die Netze und aktuelle Zustände notwendig. Netzdaten sind jedoch in der Regel vertraulich. Zum Schutz der Daten sollten auszutauschende Informationen daher möglichst gering und anonymisiert sein.

Folgende Teilschritte werden bei der zentralen Blindleistungsregelung durchlaufen (vgl. Abbildung 1):

1. State-Estimation
2. Netzäquivalentbildung
3. Zusammenführung der Netzdaten
4. Optimierung der Blindleistungs(Q)-Sollwerte

¹ Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, Königstor 59, 34119 Kassel, Tel.: +49 561 7294-270, irene.hammermeister@iee.fraunhofer.de, www.iee.fraunhofer.de

² Universität Kassel, Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze, Wilhelmshöher Allee 71-73, 34121 Kassel, Tel.: +49 561 8046-409, zheng.liu@uni-kassel.de, www.uni-kassel.de

³ Allgäunetz GmbH & Co. KG, Illerstraße 18, 87435 Kempten, Tel.: +49 831 96006-532, andrea.maurus@allgaeunetz.com, norina.rogg@allgaeunetz.com, www.allgaeunetz.com

⁴ LEW Verteilnetz GmbH, Schaezlerstraße 3, 86150 Augsburg, Tel.: +49 821 328-1342/-1344, tobias.kerber@lew-verteilnetz.de, peter.schwaegerl@lew-verteilnetz.de, www.lew-verteilnetz.de

Da ein weiteres Projektziel in der Bestimmung des Netzzustands bei einer geringen Zahl zur Verfügung stehender Messwerte besteht, wird zunächst eine State-Estimation¹ für das jeweilige Netz durchgeführt. Darauf basierend wird jeweils ein Netzäquivalent gebildet, so dass es auf relevante Informationen reduziert ist. Die Netzäquivalente werden untereinander ausgetauscht und mit den eigenen Netzinformationen zu einem Gesamtbild zusammengeführt. Für den betrachteten Netzzustand werden dann die Q-Sollwerte für die DEA im eigenen Netz optimiert, wobei in jeder Iteration des Optimierungsverfahrens Informationen über die Netzäquivalente ausgetauscht werden.

Technische Realisierung

Die beschriebenen Komponenten wurden in der Systemumgebung beeDIP (**B**etriebsführungs- und **E**nergiemanagement **D**atenintegrations**p**lattform) [4] implementiert. Für die simulationsgestützte Vorabanalyse wird je eine beeDIP-Instanz pro Netzbetreiber mit der Netzsimulation gekoppelt. Dies erfolgt in der Simulationsumgebung OpSim [5], die die Erprobung von Regelungskonzepten durch Co-Simulation in Echtzeit ermöglicht. Simulierte Messwerte (z.B. U, P) des Netzbereichs werden über den OpSim Message Bus an die jeweilige beeDIP-Instanzen übermittelt. Die resultierenden optimierten Q-Sollwerte für die DEA, die im Netzbereich des jeweiligen Netzbetreibers angeschlossen sind, werden über OpSim an die Netzsimulation übergeben und in darauffolgenden Simulationszeitschritten berücksichtigt. Die beschriebene Entwicklungsumgebung sowie der Datenfluss ist in Abbildung 1 veranschaulicht.

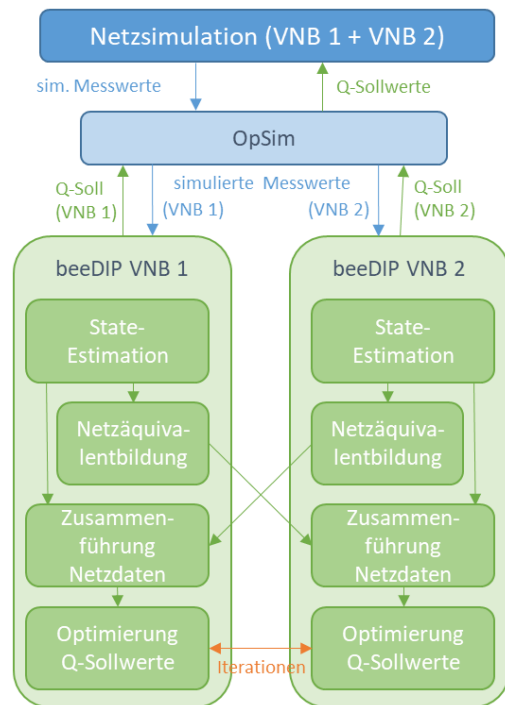


Abbildung 1: System- und Simulationsumgebung zur Vorabanalyse von lokalen und zentralen Blindleistungs-Regelungsstrategien

Ergebnisse

Die aufgesetzte System- und Simulationsumgebung ermöglicht die Entwicklung und Analyse von lokalen und zentralen Blindleistungs-Regelungsstrategien im Einzelnen sowie in Kombination. Bei der betrachteten Vorgehensweise werden bei nur geringem Informationsaustausch zwischen benachbarten Netzbetreibern die spannungsebenen- und netzbetreiberübergreifenden Wechselwirkungen berücksichtigt. Unter Verwendung dieser System- und Simulationsumgebung werden basierend auf den Netzdaten der Netzbetreiber AllgäuNetz und LEW Verteilnetz Effekte von Blindleistungseinspeisung durch DEA simuliert. Aufgrund der am geplanten Feldtest angelehnten Kommunikationsstruktur der Entwicklungsumgebung erfolgt die Simulation unter realitätsnahen Bedingungen.

Hinweis

Die Veröffentlichung entstand im Rahmen des Forschungsprojekts RPC2 (FKZ:0350003A) der Forschungsinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“. Die Autoren danken dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie für die Förderung aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Referenzen

- [1] „Technische Anschlussregel Mittelspannung (VDE-AR-N 4110),“ VDE FNN, 2019. [Online]. Available: www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/tar/tar-mittelspannung-vde-ar-n-4110.
- [2] „RPC2 - Netzbetreiberübergreifendes Blindleistungsmanagement in Verteilnetzen,“ Fraunhofer IEE, 2019. [Online]. Available: <https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/laufende/rpc2.html>.
- [3] pandapower, [Online]. Available: <http://www.pandapower.org/>.
- [4] „beeDIP,“ Fraunhofer IEE, 2019. [Online]. Available: www.iee.fraunhofer.de/beeDIP.
- [5] OpSim, 2019. [Online]. Available: www.opsim.net.

¹ Auf Basis neuronaler Netze

6.5. NETZFLEXIBILISIERUNG (STREAM E5)

6.5.1. Determination of Optimal Flexibility Potential for an Electrical Distribution Network

Rajkumar PALANIAPPAN¹, Muhammad Sohaib IRSHAD¹, Christian REHTANZ¹

Introduction

The introduction of renewable energy sources (RES) into the MV and LV grids is converting the passive grids to active grids with bidirectional power flows. Such bidirectional power flows introduce complications such as voltage limit violations, line overloading, transformer overloading and power quality problems. In order to solve the problems associated to the increased share of RESs, there are certain actions that the distribution system operators could take.

The first possibility is to improve the overall network information situation by installing more measurement devices. The second option is to introduce smart network control through actuators for controlling the transformer taps and active power fed into the system to compensate primarily for the small voltage problems associated with active power peaks. The third option is the withdrawal and feed in of the active power (P) in conjunction with the reactive power (Q) dispatch which is system oriented. In the case of limit violations, control commands for the available actuators are then derived using state of the art optimization algorithm as defined in this paper.

To be able react quickly and cost-efficiently to the changing technical and regulatory requirements, a flexible function adaption based on reusable hardware and software systems is required. In the research project i-Automate [1], partners from universities and industry develop such a portable, modular and flexible system architecture. In the project i-Automate, measurements are acquired from different points of the distribution grid that are then processed in a State Estimation algorithm to identify the overall system state. It is then used in a voltage regulation algorithm [2] for solving the voltage violations.

This paper deals with the implementation of an optimal power flow (OPF) algorithm that could potentially replace the existing voltage regulation algorithm. As an initial step, the OPF algorithm is implemented in Pandapower to investigate the possibilities and challenges of the algorithm to be later implemented in the hardware device. The medium voltage (MV) network elements modelling employs Python as a primary programming language and Pandapower (Python) as a primary open source software framework for power flow analysis. An optimization algorithm (Python Interior Point Solver) is employed which would satisfy the constraints and gives the best possible and most economical set points for remotely controllable actuators which include controllable inverters attached to RESs feeding the P and Q into the system and energy storage systems as well as OLTC.

Optimal Power Flow algorithm

The OPF method described in this paper helps determine the state of the power system, which translates to cost effective and reliable operation of the system. The operational and physical constraints most commonly includes line loadings (current), transformer loadings, voltage constraints, minimum and maximum output capability of generators and maximum number of transformer stepping. The OPF objective function that translates to cost minimization while satisfying the constraints is shown below:

$$\text{Min } F_g = \sum_{i=1}^n (a_i P_{gi}^2 + b_i P_{gi} + c_i + d_i Q_{gi}^2 + e_i Q_{gi} + f_i) + \Delta(t)^2$$

¹ Institut ie3, TU Dortmund University, Emil-Figge-Str. 70, 44227 Dortmund, Tel:+49-231-755-2395, Fax: -2694, www.ie3.tu-dortmund.de

$$P_i^G - P_i^L = \sum_{j=1}^N V_i V_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad i = 1 \text{ to } N$$

$$Q_i^G - Q_i^L = \sum_{j=1}^N V_i V_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad i = 1 \text{ to } N$$

$$V_{min,j} \leq V_j \leq V_{max,j} \quad j \in bus$$

$$\frac{V_i^2 + V_j^2 - 2 V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j)}{Z_L(l)^2} - I_{L,max}^2(l) \leq 0 \quad l = 0,1,2 \dots Nl$$

$$P_{min,gi} \leq P_{gi} \leq P_{max,gi} \quad g \in generator$$

$$Q_{min,gi} \leq Q_{gi} \leq Q_{max,gi} \quad g \in generator$$

$$P_{min,eg} \leq P_{eg} \leq P_{max,eg} \quad eg \in \text{external grid}$$

$$V_{min,j} \leq V_j \leq V_{max,j} \quad j \in bus$$

The combination of the different available flexibilities are used for the optimization. The Q flexibility for each RES is estimated by optimizing the Q output for each RES. If the algorithm converges, then the Q flexibility in the MV grid can be used to solve for violations in the network. In case of non-convergence, P and Q flexibility for each RES is optimized by adding the P contribution of each RES in addition to Q flexibility into the cost function. In case of non-convergence again, discrete transformer stepping are included as an additional flexibility. Non-convergence from the last step theoretically means no optimization solution is available and the available flexibilities are insufficient. In this case, battery storage systems are added as an additional flexibility in the system to further enhance the potential.

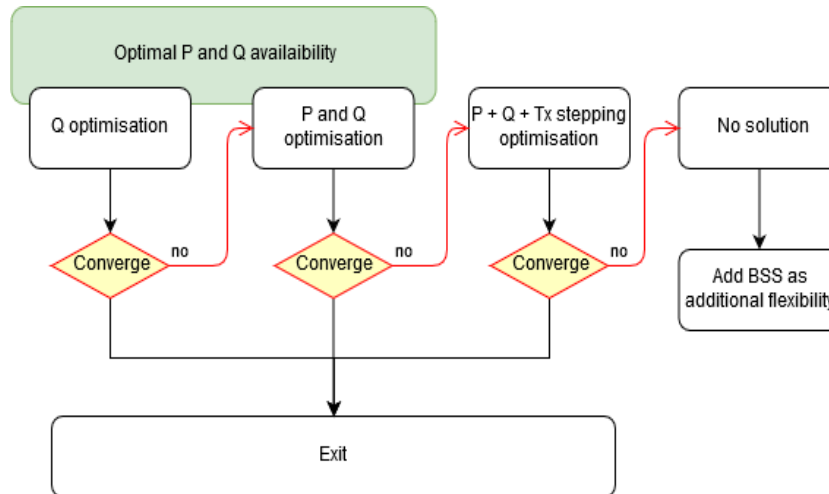


Figure 1: Stepwise implementation of OPF

Conclusion and Outlook

In this work, an OPF algorithm was implemented and validated that could replace the existing voltage regulation algorithm available in the i-Automate devices. The advantage is that all the combination possibilities of the flexibilities are available to avoid limit value violations. Thus, the best possible solution could be found that is ideal in terms of the cost function that can be parameterized by the user, or at least close to the best solution. It should be noted that this is only the first step and the OPF algorithm should be further implemented in the hardware devices to be validated in a laboratory setup with a real-time simulator and later in the field using real world measurements.

References

[1] B. Bauernschmitt, R. Palaniappan, D. Hilbrich, C. Rehtanz: Modular Configurable and Testable Automation Architecture for future Active Electrical Energy Grids, 53rd International Universities Power Engineering Conference, Glasgow, Scotland, September 2018

- [2] R. Palaniappan, B. Bauernschmitt, D. Hilbrich, C. Rehtanz: Co-ordinated voltage regulation using distributed measurement acquisition devices with a real-time model of the Cigré low-voltage benchmark grid, IET Generation, Transmission and Distribution, Volume 13, Issue 5, 12 March 2019, p. 710 – 716, DOI: <http://dx.doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.5300>

6.5.2. Einsatz netzdienlicher Flexibilität im koordinierten Verteilnetzbetrieb aus elektrischen und thermischen Anlagen in Gebäuden

Christian REINHOLD¹, Mattias HADLAK¹, Lily KAHL¹, Jonathan RIES¹,
Bernd ENGEL¹

Inhalt

Durch die fortschreitende Transformation des Energiesystems verändert sich sowohl die Erzeugungsstruktur, als auch die Verbrauchsstruktur nachhaltig. Wo traditionell große Energiemengen aus zentralen Großkraftwerken über das Übertragungsnetz transportiert wurden, entstehen heute viele dezentrale Erzeugungsanlagen in teilweise schwach ausgelegten Verteilnetzen. Auch die zukünftige strombasierte Bereitstellung von Mobilität und Wärme wird den Betrieb von Verteilnetzen nachhaltig prägen.

Insbesondere das elektrische Verhalten von Gebäuden am Netzanschluss war vor der Umstrukturierung der Energieversorgung hauptsächlich verbrauchsdominierend. Durch den stetigen Ausbau von Photovoltaik-Dachanlagen, Batteriespeichersystem und zukünftig steigenden Durchdringungen von Elektrofahrzeugen sowie strombasierten thermischen Erzeugungsanlagen wie Wärmepumpen mit kombinierten thermischen Speichern wandelt sich dieses Verhalten. Anstelle des früheren rein konsumorientierten Verhaltens ermöglichen diese Veränderungen das Anbieten von lokaler Erzeugungsenergie und Leistungsflexibilität. Alle diese Entwicklungen verursachen eine zunehmende Belastung der Stromnetze bis hin zum Erreichen der bestehenden Kapazitätsgrenzen der Netzbetriebsmittel. Daraus resultiert in den nächsten Jahren die Notwendigkeit einer Umgestaltung der Verteilnetze hin zu steuerbaren Netzgebieten mit einer vernetzten Kommunikationsstruktur.

Eine mögliche Lösung zur Reduktion von Leistungsspitzen und Netzbetriebsmittelüberlastungen ist hierbei die Erschließung und Nutzung von Leistungsflexibilität der elektrischen und thermischen Anlagen in Netzgebieten. Flexibilität wird hierbei als technische Eigenschaft einer Anlage verstanden, Wirk- und Blindleistung unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen zu verändern. Aus den genannten Gründen wird in dieser Arbeit ein koordinatives Betriebsführungskonzept für Verteilnetze vorgestellt, bei der die Präferenzen aller Akteure (Anlagenbetreiber, Netzbetreiber und Aggregatoren) gemeinsam berücksichtigt werden und der Einsatz der zur Verfügung stehenden Leistungsflexibilität optimal eingesetzt wird.

Methodische Vorgangsweise

Für die Durchführung der Simulationsstudien und der modelltechnischen Nachbildung der technischen Anlagen sowie des Steuerungssystems wurde die institutseigene Simulationsumgebung eSE (elenia Simulation Environment) [1] verwendet und um das koordinierende Betriebsführungskonzept erweitert.

Das koordinative Betriebsführungskonzept (siehe Abbildung 1) besitzt die Zielsetzung, die finanzielle Bilanz der Akteure gesamtheitlich zu optimieren, in dem die jeweiligen Ziele aufeinander abgestimmt werden. Die Anlagenbetreiber präferieren eine optimale Einsatzplanung ihrer Anlagen hinsichtlich der Minimierung ihrer Betriebs- und Versorgungskosten. Der Netzbetreiber hingegen hat die Aufgabe das elektrische Verteilnetz innerhalb von Betriebsmittelgrenzen und unter Beachtung von netztechnischen Regularien, kostengünstig zu betreiben. Die gewinnmaximierende Vermarktung der Flexibilitäten der Anlagenbetreiber an den diversen Handelsplattformen des Strommarkts wird von den Aggregatoren durchgeführt. Dabei bietet ein Anlagenbetreiber einem Datensystem in Form von Orderlisten Flexibilität an. Aggregatoren und Netzbetreiber beziehen die zur Verfügung stehenden Informationen und legen auf Basis einer Netzzustandsprüfung die Einsatzform der Flexibilität fest. Im Normalbetrieb (grüne Ampelphase) vermarktet der Aggregator sein gepoolten Anlagenportfolio. Abhängig vom

¹ Technische Universität Braunschweig, Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen - elenia, Schleinitzstraße 23, 38106 Braunschweig, +49 (0) 531 391 9716, c.reinhold@tu-braunschweig.de, www.elenia.tu-bs.de

prognostizierten Netzzustand besitzt der Netzbetreiber die Möglichkeit Flexibilitätsangebote zu begrenzen. Dazu wird der Netzzustand bezüglich Betriebsmittelauslastung und Spannungsgrenzen mit einer Lastflussrechnung in MATPOWER berechnet. Abschließend werden Steuersignale und Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber übermittelt.

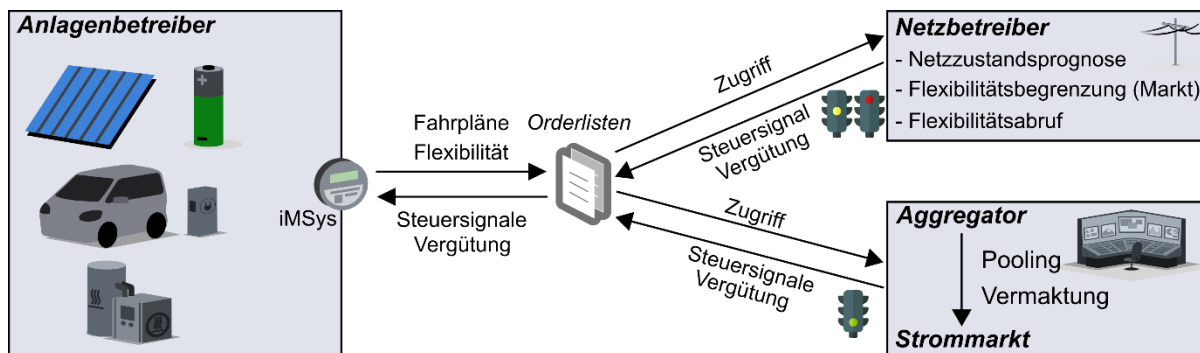


Abbildung 1: Vereinfachtes Prozessdiagramm für ein koordinatives Betriebsführungskonzept

Simulationsszenario und erste Ergebnisse

Zur Validierung des Netzbetriebsführungskonzeptes wird ein exemplarisches Simulationsszenario mit zwei Varianten durchgeführt und hinsichtlich definierter Kennzahlen verglichen. Beide Varianten verwenden das Landnetz Kabel 1 nach Kerber und jedem Netzanschlusspunkt ist ein Gebäude mit einer Haushaltslast, einer Photovoltaik-Dachanlage, einem Batteriespeichersystem und einer Ladesäule mit Elektrofahrzeug. Das Simulationsintervall repräsentiert eine Woche vom 21.06.2030 bis zum 28.06.2030. In der Variante *Without Coordinated Strategy - WOCS* betreibt der Anlagenbetreiber seine Anlagen eigenverbrauchsoptimiert und bietet anderen Teilnehmern keine Flexibilität an. Bei der anderen Alternative *Coordinated Strategy - WCS* wird Flexibilität an die anderen Teilnehmer übertragen. Zusätzlich werden weitere Informationen übertragen, wie zum Beispiel mögliche auftretende Abregelungsverluste. Die Tabelle 1 und Abbildung 2 stellen exemplarisch die Kennzahlen und die vermiedenen Abregelungsverluste für den Netzanschlusspunkt 1/11 (Strang 1, Knoten 11) dar.

Tabelle 1 Kennzahlen

Alternative	WOCS	WCS
Abregelungsenergie in kWh	145,48	0
Netzverluste in kWh	5,23	12,6
Durchschnittliche Transformatorauslastung in %	7,36	10,2
PV-Erzeugungenergie in MWh	1,88	2,02
Handelsbilanz in €	0	13,0
		8

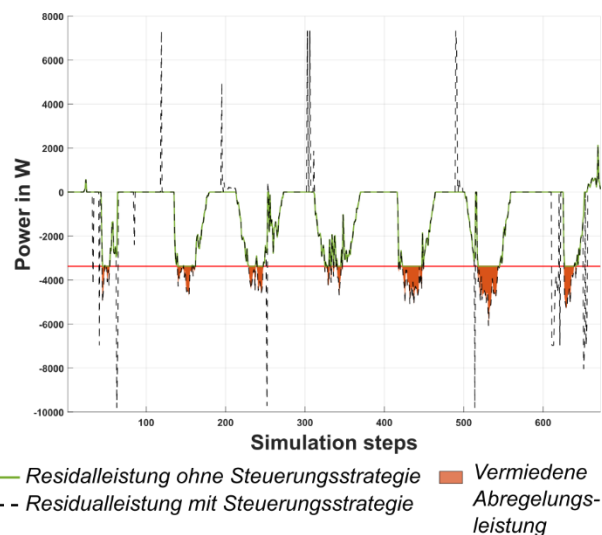


Abbildung 2: Leistungsverläufe Netzanschlusspunkt 1/11

Referenzen

- [1] C. Reinhold, B. Engel, "Simulation environment for investigations of energy flows in residential districts and energy management systems," In *International ETG Congress 2017*, ETG, Hrsg., Berlin und Offenbach: VDE Verlag GmbH, 2017.

6.5.3. Lastflexibilisierungspotenziale in Deutschland – Bestandsaufnahme und Entwicklungsprojektionen

Johannes KOCHEMS¹

Inhalt

Die Energiewende geht mit einem zunehmendem Flexibilitätsbedarf zum Ausgleich schwankender Erzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien einher. [1] Die Flexibilisierung von geeigneten Lasten mittels Lastverschiebung bzw. Lastverzicht oder Lasterhöhung stellt eine Option zur Adressierung dieses Flexibilitätsbedarfs dar, die bislang im Schatten erzeugungsseitiger Flexibilisierung steht. Hinsichtlich der Charakteristika und des zur Verfügung stehenden Potenzials dieser Option besteht jedoch Forschungsbedarf. Ziel der Analysen ist es, aufbauend auf existierenden Forschungsarbeiten, z. B. [2]-[4], sowie eigenen Modellabschätzungen Aussagen über das technische und volkswirtschaftliche Lastflexibilisierungspotenzial in Deutschland zu entwickeln. Hierbei werden insbesondere die parametrischen Unsicherheiten der Potenzialabschätzung sowie zeitliche Einschränkungen und die Kosten der Lastflexibilisierung in den Fokus genommen.

Methodik

Zur Analyse technischer Potenziale für Lastflexibilisierung wird eine Metaanalyse existierender Forschungsarbeiten durchgeführt, in der sowohl das jeweilige methodische Vorgehen als auch die Potenzialergebnisse ausgewertet werden. Hierbei werden die zu analysierenden Publikationen nach den folgenden Kriterien ausgewählt:

- Betrachtungsregion: Die Publikationen fokussieren sich auf die Bundesrepublik Deutschland.
- Aktualität der Analysen: Die Publikationen sind nach 2005 veröffentlicht.
- Sektorale Abdeckung: Die Publikationen decken entweder einzelne Sektoren (Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Industrie) oder Gesamtdeutschland ab. Analysen zu Einzelanwendungen und -prozessen werden wegen der Ausrichtung der Arbeit nicht berücksichtigt.
- Potenzialbegriff und Datenverfügbarkeit: Es werden zumindest technische Potenziale ausgewiesen. Es sind Angaben zu mindestens einem der analysierten Parameter verfügbar.

Im Methodenvergleich wird eine detaillierte Klassifikation der grundlegenden methodischen Vorgehensweise der Publikationen vorgenommen und deren Betrachtungsumfang analysiert. Ferner werden zentrale Annahmen, die sich auf die Potenzialergebnisse auswirken, erfasst. Im Ergebnisvergleich werden für die analysierten Publikationen folgende Kennwerte auf Prozess- bzw. Anwendungsebene ausgewertet:

- Leistungsparameter: Für Lastverschiebung bzw. Lastverzicht oder Lasterhöhung zur Verfügung stehende Leistung sowie Mindest- und Maximalauslastung von Prozessen.
- Zeitparameter: Aktivierungsdauer, Schaltdauer, Verschiebedauer, Regenerationsdauer sowie zeitliche Verfügbarkeiten der Potenziale.
- Kostenparameter: spezifische Investitionsausgaben, variable Abrufkosten, fixe Kosten.

Anhand der ausgewiesenen Bandbreiten für die Kennwerte werden parametrische Unsicherheiten identifiziert. Aus den Ergebnissen der Metaanalyse zu technischen Lastflexibilisierungspotenzialen werden wiederum Parametrierungen für eine modellgestützte Analyse des volkswirtschaftlichen Lastflexibilisierungspotenzials abgeleitet. Hierzu kommt ein Fundamentalmmodell des vortägigen Elektrizitätsmarkts zur Anwendung.

¹ Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement, TU Berlin, Fraunhoferstr. 33, 10587 Berlin, +49 (0) 30 314-23297, kochems@tu-berlin.de, www.er.tu-berlin.de

Ergebnisse

Aus 70 Publikationen einer engeren Literaturlauswahl wurden 30 den Auswahlkriterien entsprechende ausgewählt und ausgewertet. Methodisch kommen zumeist hybride Ansätze zum Einsatz, in denen Bottom-Up-Potenzialschätzungen für einzelne Prozesse bzw. Anwendungen mit aggregierten Top-Down-Informationen kombiniert werden. Als Datenquellen werden überwiegend existierende Literaturabschätzungen sowie Branchenstatistiken herangezogen. Umfragen und eigene Erhebungen werden seltener angewendet. Die Bezugsjahre der Datenbasen variieren. Es zeigt sich, dass in nahezu allen Publikationen umfangreiche Annahmen zur Schließung von Datenlücken getroffen werden. Annahmen werden überwiegend in Bezug auf die zeitliche Auslastung von Prozessen und Anwendungen sowie die zukünftig erwartete Durchdringung dieser getroffen. Ferner stellt sich heraus, dass der Betrachtungsumfang hinsichtlich der analysierten Prozesse und Anwendungen sowie der Detailtiefe variiert, was zu einer uneinheitlichen Klassifikation der Prozesse und Anwendungen führt. Vereinzelt werden pauschale Abschläge auf die Potenzialhöhe zur Berücksichtigung soziotechnischer Limitationen eingezogen. Eine Zitationsanalyse stellt heraus, dass erhebliche wechselseitige Einflüsse vorliegen und das Literaturspektrum nicht als unabhängig voneinander zu bewerten ist.

Im Ergebnis zeigt sich eine deutliche Schwankungsbreite hinsichtlich der ausgewiesenen technischen Potenziale. So ergeben sich für einzelne Prozesse und Anwendungen erhebliche Bandbreiten für die Potenzialschätzungen, d. h. für flexibilisierbare Leistungen, Zeitparameter und Kostenangaben. Beispielsweise werden für das Jahr 2020 für Kühl- und Gefriergeräte in Haushalten Lastverschiebungspotenziale von 30 bis 7.700 MW_{el} sowie Verschiebedauern von 0,25 bis 24 Stunden bei spezifischen Investitionsausgaben von 70 bis 312 €₂₀₁₈/kW_{el} ausgewiesen. Ferner besteht für einzelne Prozesse bzw. Anwendungen bereits Uneinigkeit darüber, ob ein Flexibilisierungspotenzial grundsätzlich gegeben ist. Dies trifft z. B. auf die Flexibilisierbarkeit von Papiermaschinen zu, welche in [4] infrage gestellt wird. Einschränkungen hinsichtlich der zeitlichen Verfügbarkeit der Potenziale werden in aktuelleren Publikationen detaillierter analysiert [5], [6], wobei sich Diskrepanzen feststellen lassen. Ein Ausblick hinsichtlich der zukünftigen Potenzialentwicklungen ist nur in einem Teil der ausgewerteten Untersuchungen enthalten, etwa in [6], [7]. Auch diesbezüglich sind Divergenzen beobachtbar.

Aus den Ergebnissen der Metaanalyse zur technischen Potenzialabschätzung werden Parametrierungen für Modellanalysen mit einem Fundamentalmodell des Strommarkts zur Bestimmung volkswirtschaftlicher Potenziale abgeleitet. Hierbei kommt eine speicherähnliche Modellierung von Lastverschiebungsmaßnahmen zum Einsatz, in der spezifische intertemporale Restriktionen berücksichtigt sind. Ferner werden die parametrischen Unsicherheiten der Potenzialhöhe durch die Ausgestaltung der analysierten Szenarien berücksichtigt. Weiterer Forschungsbedarf ergibt sich hinsichtlich der einzelwirtschaftlichen Attraktivität der volkswirtschaftlichen Potenziale.

Referenzen

- [1] G. Papaefthymiou, K. Grave und K. Dragoon, „Flexibility options in electricity systems“, Ecofys, Berlin, 2014.
- [2] M. Klobasa, „Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten“. Dissertation, ETH Zürich, 2007.
- [3] R. Apel et al., „Demand Side Integration: Lastverschiebungspotenziale in Deutschland (Gesamttext)“. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG), Frankfurt am Main, 2012.
- [4] M. Steurer, „Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung“. Dissertation, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, 2017.
- [5] H. C. Gils, „Balancing of Intermittent Renewable Power Generation by Demand Response and Thermal Energy Storage“. Dissertation, Universität Stuttgart, 2015.
- [6] T. Ladwig, „Demand Side Management in Deutschland zur Systemintegration erneuerbarer Energien“. Dissertation, Technische Universität Dresden, 2018.
- [7] Y. Scholz et al., „Möglichkeiten und Grenzen des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte KWK bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung“, Studie im Auftrag des BMWi, DLR, Stuttgart, 2014.

6.5.4. Betriebsoptimierung von hybriden Microgrids unter Berücksichtigung von Unsicherheiten

Georg FRANKE^{1(*)}, Maximilian SCHNEIDER¹, Stephan RINDERKNECHT¹

Inhalt

Im Zuge der Energiewende befinden sich in Europa aktuell sowohl die Energieversorgungsinfrastruktur als auch die energiepolitischen Regularien in einem Prozess anhaltender Veränderung. Strukturell ist vor allem ein Trend zur Dezentralisierung zu beobachten. Dieser manifestiert sich unter anderem in der wachsenden Verbreitung sogenannter Microgrids [1]. Der wirtschaftliche Erfolg der Betreiber von Microgrids hängt stark von deren Betriebsweise ab, weshalb deren Optimierung aktuell sowohl im wissenschaftlichen Diskurs als auch in der Wirtschaft weiter an Relevanz gewinnt [2]. Einen möglichen Anwendungsfall für Microgrids stellen Wohnsiedlungen dar, in denen mehrere Wohngebäude durch lokale Erzeugungseinheiten mit Energie versorgt werden. Da die Bewohner der Gebäude hierbei sowohl mit thermischer, als auch mit elektrischer Energie versorgt werden müssen, spricht man in diesem Fall von hybriden Microgrids. Im Rahmen dieser Veröffentlichung wird ein Microgrid für eine Wohnsiedlung untersucht, in dem zur Befriedigung der Energiebedarfe der Bewohner auf der elektrischen Seite ein Blockheizkraftwerk (BHKW) und eine Photovoltaikanlage (PV) sowie die Verbindung zum öffentlichen Netz zur Verfügung stehen. Zusätzlich kann Energie im elektrischen System in einem Batteriespeicher (BESS) zwischengespeichert werden. Zur Deckung der thermischen Bedarfe wird ebenfalls das BHKW und zusätzlich ein Spitzenlastkessel eingesetzt, wobei auch im thermischen System Energie in einem thermischen Speicher (TESS) zwischengespeichert werden kann. Für den realen Betrieb von Microgrids spielen Prognosen von unsicheren Größen eine wichtige Rolle. In der Literatur werden häufig zweistufige Optimierungsansätze verwendet, um Unsicherheiten im Rahmen der Betriebsoptimierung für Microgrids zu begegnen [3]. Diese sind jedoch häufig ungeeignet für reale Implementierungen. Aus diesem Grund stellen wir einen zweistufigen Optimierungsansatz für ein hybrides Microgrid einer Wohnsiedlung vor, der für die Betrachtung von stochastischen Einflüssen geeignet und für reale Anwendungen einfach zu implementieren ist.

Methodik

Wir nutzen ein gemischt-ganzzahliges lineares Modell, um das beschriebene Energiesystem einer Wohnsiedlung zu beschreiben [4], welches in Abbildung 1 dargestellt ist. Im Modell wird auf Leistungs- und Energieebene abstrahiert und es wird eine stündliche zeitliche Auflösung genutzt. Allen Energieflüssen werden außerdem ihre Kosten und Erlöse zugeordnet, die sich aus den aktuellen deutschen energiewirtschaftlichen und –rechtlichen Vorschriften ergeben. In einem zweistufigen Optimierungsprozess wird anschließend die kostenoptimale Betriebsstrategie für das System ermittelt, wobei wir unsichere Größen beachten. In der ersten Optimierungsstufe wird auf Basis von Prognosezeitreihen für die unsicheren Größen PV-Erzeugung sowie elektrischer und thermischer Bedarf eine kostenoptimale Betriebsstrategie für einen Zeithorizont von 24 h berechnet (Day-Ahead-Planung), indem das gemischt-ganzzahlige lineare Modell mittels eines konventionellen Solvers gelöst wird. Hierbei stellen alle in Abbildung 1 farbig dargestellten Größen Freiheitsgrade der Optimierung dar. In einer untergeordneten zweiten Optimierungsstufe lösen wir anschließend mittels Heuristik für jede einzelne Stunde ein angepasstes Problem, welches nun auf den beobachtbaren Werten der unsicheren Parameter basiert. Neben der zeitlichen Beschränkung auf einen Horizont von einer Stunde ist das Problem der zweiten Stufe auch in Bezug auf seine Freiheitsgrade eingeschränkt, da die am Day-Ahead Markt gehandelten Energiemengen nicht mehr revidiert werden können, $P_t^{GRID s}$ und $P_t^{GRID d}$ sind also nicht mehr veränderbar. Zusätzlich kann nun jedoch Ausgleichsenergie $P_{t,s}^{BALANCING}$ am Intradaymarkt bezogen werden.

¹ Technische Universität Darmstadt, Institut für Mechatronische Systeme im Maschinenbau, Otto-Berndt-Str. 2, 64287 Darmstadt, Deutschland, +49 6151 16-23259, franke@ims.tu-darmstadt.de, www.ims.tu-darmstadt.de/energiespeicher

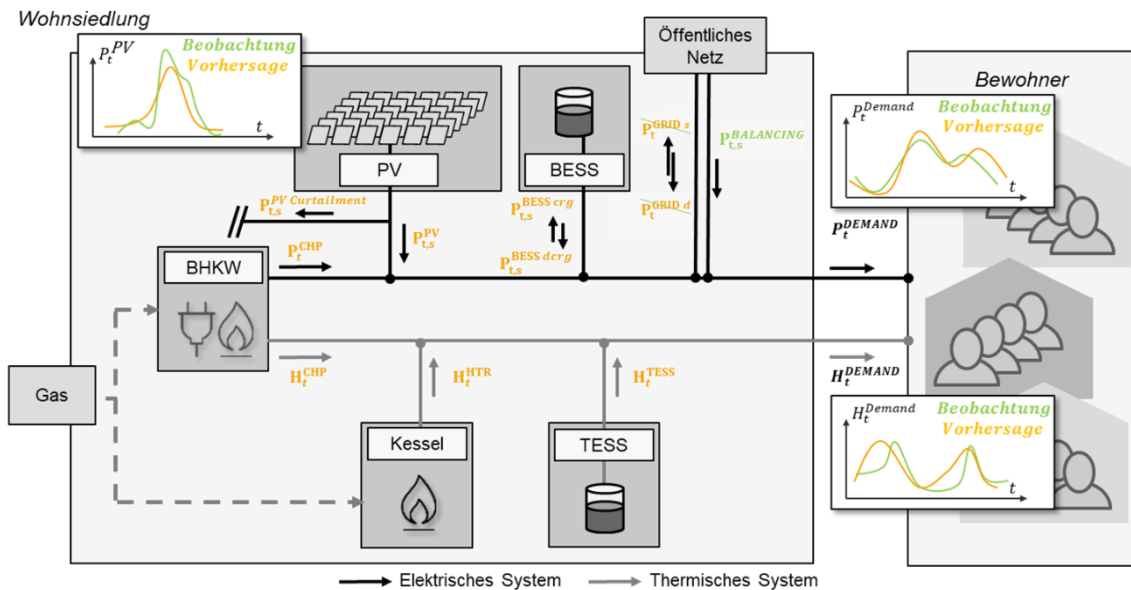


Abbildung 1: Modellstruktur des Microgrids in Anlehnung an Weitzel et al. [4].

Ergebnisse

Die Ergebnisse der vorgestellten Heuristik für die zweite Optimierungsstufe können auf Basis eines Benchmarks eingeordnet werden. Hierfür wird für die zweite Stufe ebenfalls der in der ersten Stufe bereits eingesetzte Ansatz gewählt und die Strategie auch in der zweiten Stufe für den gesamten Horizont von 24 h auf Basis der beobachtbaren Werte optimiert. Hierbei zeigt sich, dass die entwickelte Heuristik grundsätzlich gut geeignet ist, um den Unsicherheiten der Eingangsparameter des Problems zu begegnen. In Abbildung 2 wird beispielhaft für den Energieinhalt des Batteriespeichers gezeigt, dass die Heuristiklösung (E BES ID Heu) der optimierten Lösung (E BES ID Opt) ähnelt und beide von der Planung der ersten Stufe (E BES DA) abweichen. In der Langfassung werden auch Performance- und Rechenzeitkennzahlen beider Ansätze gegenübergestellt, wobei die Heuristik klare Vorteile aufweist. Der entwickelte zweistufige Ansatz, der auf der Nutzung einer Heuristik für den Ausgleich unsicherer Eingangsparameter basiert, ist somit für den Einsatz in realen Microgrids gut geeignet. Weitere Verbesserungen könnten durch eine geschickte Kombination beider Ansätze erzielt werden, die einen Kompromiss aus Rechenzeit und Genauigkeit darstellen. Diese werden in der Langfassung tiefergehend diskutiert.

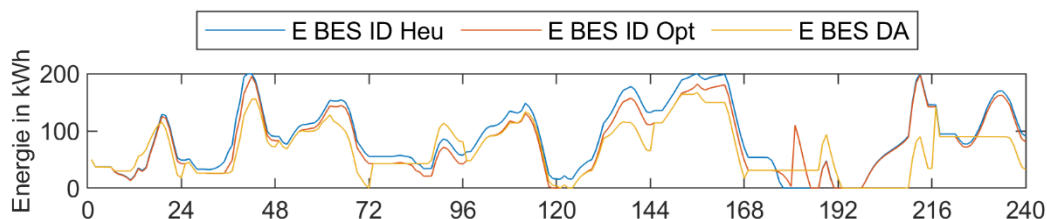


Abbildung 2: Energieinhalt des Batteriespeichers für verschiedene Optimierungsansätze

Referenzen

- [1] A. Hirsch, Y. Parag, und J. Guerrero, „Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues“, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Bd. 90, S. 402–411, Juli 2018.
- [2] M. S. Shah Danish u. a., „A sustainable microgrid: A sustainability and management-oriented approach“, *Energy Procedia*, Bd. 159, S. 160–167, Feb. 2019.
- [3] S. Balderrama, F. Lombardi, F. Riva, W. Canedo, E. Colombo, und S. Quoilin, „A two-stage linear programming optimization framework for isolated hybrid microgrids in a rural context: The case study of the “El Espino” community“, *Energy*, Bd. 188, S. 116073, Dez. 2019.
- [4] T. Weitzel, M. Schneider, C. H. Glock, F. Löber, und S. Rinderknecht, „Operating a storage-augmented hybrid microgrid considering battery aging costs“, *J. Clean. Prod.*, Bd. 188, S. 638–654, Juli 2018.

6.6. VIRTUELL, SMART, DIGITAL (STREAM E6)

6.6.1. DC-Smart-Grid – Konzept einer zukünftigen Stromversorgung in der Automobilindustrie

Isabella BIANCHINI^{1(*)}, Timm KUHLMANN², Davis MEIKE³, Alexander SAUER⁴

Heutige Herausforderungen der Energieversorgung

Das europäische Energiesystem erfährt durch einen steigenden Anteil volatiler, dezentraler, erneuerbarer Energieerzeugung (EE) und damit einhergehend einen Rückgang konventioneller Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen einen starken Wandel [1], der sich unter anderem auf die Energieversorgung des Industriesektors auswirkt. Aufgrund dieser Entwicklungen steht das Stromnetz vor großen Herausforderung, denen sich gleichermaßen Energieversorger und Anlagenbetreiber stellen müssen:

- Kurzzeitige Stromunterbrechungen
- Flexibilität der Energienachfrage durch Laststeuerung
- Reduzierung der CO₂-Emissionen
- Steigerung der Energieeffizienz
- Interne Netzqualität zur Vermeidung von Störungen sensibler Mess- und Steuerungstechnik

DC-Smart-Grid: Intelligentes Energie- und Netzmanagement auf Hallenebene

Einen technischen Lösungsansatz, die Herausforderungen der industriellen Stromversorgung zukunftssicher zu begegnen, bietet die maschinenübergreifende Gleichstromversorgung innerhalb der Produktionshalle [2]. Dabei werden die Gleichstromversorgungen, die bereits lokal in den einzelnen Maschinen und Anlagen gängige Praxis sind, übergeordnet verbunden. Es entsteht ein Lastfluss nicht mehr nur vom übergeordneten Anschlusspunkt bis zum einzelnen Verbraucher, sondern vielmehr ein bidirektionaler Energieaustausch zwischen Energieverbrauchern und, teilweise auch nur temporären, Energieerzeugern wie einen bremsenden Antrieb. Diese Lastflüsse können über eine kennlinienbasierte Regelung innerhalb eines DC-Smart-Grids dezentral in aktiven Netzteilnehmern geregelt werden [3]. Durch die dezentrale Regelung ist eine leichte Integration unterschiedlicher Energiequellen – und damit auch von lokalen EE und Energiespeichern möglich. Die Potenziale des DC-Smart-Grids in Produktionen sind dabei vielfältig [4]:

- Reduzierung des Energieverbrauchs durch die Nutzung von Bremsenergie, den Entfall von dezentralen Wandlern und Netzfilter im Bereich von, je nach Anwendung, bis zu 10 % [5]
- Reduzierung der Anschlussleistung durch Spitzenlastausgleich im Verbund mit Speichern
- Reduzierung der Infrastrukturkosten durch zentralisierte, gesamtleistungsreduzierte Bereitstellung des Gleichstroms
- Erhöhung der Versorgungsqualität durch die übergreifende Nutzung der im Netz und den Anlagen gespeicherte Energie für Kurzzeitunterbrechungen
- Reduzierung von Störungen wie Oberschwingungen und damit dem Risiko der schnellen Alterung von Geräten und dem Ausfall von Mess- und Steuerungstechnik

Größte Hindernisse für die Einführung eines DC-Smart-Grids sind aufwendigere Konzepte für die Schutz- und Schalttechnik sowie geeignete Einführungsstrategien für einen sich entwickelnden Markt von Komponenten und ganzen Maschinen.

¹ Universität Stuttgart Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP), Nobelstrasse 12, D-70569 Stuttgart, +49 (0)711 970-1959, isabella.bianchini@eep.uni-stuttgart.de, www.eep.uni-stuttgart.de

² Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und Automatisierung (IPA), Nobelstrasse 12, D-70569 Stuttgart, +49 (0)711 970-1903, timm.kuhlmann@ipa.fraunhofer.de, www.ipa.fhg.de

³ Mercedes-Benz AG, D-71059 Sindelfingen, +49 (0)176 30918383, davis.meike@daimler.com, www.daimler.com

⁴ Universität Stuttgart Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP), Nobelstrasse 12, D-70569 Stuttgart, +49 (0)711 970-3600, alexander.sauer@eep.uni-stuttgart.de, www.eep.uni-stuttgart.de

Herausforderungen in der Automobilindustrie

Für einen sicheren Betrieb des Versorgungsnetzes ist es notwendig, dass die erlaubten Netzurückwirkungen der angeschlossenen Maschinen und Anlagen begrenzt werden. Hierfür müssen derzeit aktive Filter in die Netzversorgung der Produktion integriert werden. Auf Grund der Komplexität des Lastverhaltens der Produktion können diese Filter während der Planung nur unzureichend ausgelegt werden. Eine Anpassung erfolgt während des Produktionsbetriebs mit der Folge zusätzlicher Investitions- und Betriebskosten. Ein DC-Smart-Grid ist über ein Active Front End (AFE) mit dem externen Versorgungsnetz verbunden. Dieses AFE dämpft gleichzeitig Netzurückwirkungen, ist dabei anpassbar in seiner Wirkungsweise und verringert zusätzlichen Investitionskosten.

Global produzierende Unternehmen wie die Automobilindustrie sind auf interne Standards für die Produktionstechnik zur Effizienzsteigerung und Komplexitätsreduzierung angewiesen. Die zunehmenden Anforderungen an die Energieversorgung innerhalb der Fabrik erfordern eine Ausweitung der Standardisierung bis auf die Energieversorgung. Dieses steht im Konflikt mit den unterschiedlichen länderspezifischen Anforderungen, z. B. erlaubte Netzurückwirkungen oder Spannungsniveau. Ein DC-Smart-Grid erlaubt eine standortunabhängige fabrikinterne Energieversorgung mit einem definierten, speziell an die Gegebenheiten anpassbaren Netzanschlusspunkt in Form des AFEs.

Zur Erreichung der Klimaziele ist eine CO₂ neutrale Produktion unabdingbar. Die Mercedes-Benz AG plant ab 2022 in allen deutschen Produktionsstandorten auf eine CO₂ neutrale Energieversorgung umzustellen [6]. Dieses Ziel wird unter anderem durch eine Leistungsbilanzierung unter Ausnutzung der Flexibilitätspotenziale auf allen Netzebenen – vom Hallennetz über das Werksnetz bis zum öffentlichen Mittelspannungsnetz – erreicht. Unter Berücksichtigung ökologischer und wirtschaftlicher Zielgrößen müssen die Lastflüsse zwischen dem eigenen Wärmekraftwerk, der Photovoltaikanlage, der Produktionshallen, den Batteriespeichern und dem externen Energiemarkt geregelt werden. Die Betriebsstrategien der einzelnen Teilnehmer beruhen auf Prognosen über Wetter, Produktionsprogramm und Strompreise. Zusätzlich wird die Stromversorgung sektorübergreifend mit der Wärmeversorgung der Produktion gekoppelt. Dieses Regelungssystem der energieträgerübergreifenden Energieversorgung benötigt umfangreiche Daten über den energetischen Zustand des Systems und muss verstärkt auf die dezentral, verteilten Teilnehmer auch innerhalb der Produktionshallen zugreifen, um beispielsweise die Betriebscharakteristiken der Speicher und die Einspeiseleistung der PV-Anlage zu regeln.

Zusammenfassung

Um die Herausforderungen der industriellen Energieversorgung zu meistern, bedarf es eines Zusammenwirkens aller Netzteilnehmer auf den unterschiedlichen Netzebenen. Ein DC-Smart-Grid bietet auf der unteren Hallennetzebene wichtige Potenziale. Dieses DC-Smart-Grid gilt es so zu erweitern, dass es die übergeordnete Regelung der Leistungsbilanzierung unterstützt. Hierfür bedarf es Schnittstellen und abgeglichenen Regelungsstrategien mit dem Energiemanagement.

Referenzen

- [1] Sovacool, B. K.: How long will it take? Conceptualizing the temporal dynamics of energy transitions. In: *Energy Research & Social Science* 13 (2016), S. 202–15.
- [2] Borcherdig, H.; Austermann, J.; Kuhlmann, T.; Weis, B.; Leonide, A.: Concepts for a DC Network in Industrial Production. In: *Second IEEE International Conference on DC Microgrids (ICDCM)*; Nürnberg; 2017
- [3] Schaab, D.; Weckmann, S.; Kuhlmann, T.; Sauer, A.: Simulative analysis of a flexible, robust and sustainable energy supply through industrial Smart-DC-Grid with distributed grid management. In: *proceedings of 25th CIRP LCE conference*; Copenhagen; 2018
- [4] Laribi, R.; Schaab, D.; Sauer, A.: Nutzenpotenziale von DC-Smart-Grids in der Industrie. In: *wt Werkstattstechnik online* 5 (2019), S. 307–311. Düsseldorf: Springer-VDI-Verlag
- [5] Meike, D.; Ribickis, L.: Recuperated Energy Savings Potential and Approaches Robotics. In: *Proceedings of IEEE International Conference on Automation Science and Engineering*; Trieste; 2011
- [6] Daimler AG, Nachhaltigkeitsbericht 2018, www.daimler.com/nachhaltigkeit

6.6.2. Konzeption eines virtuellen Kraftwerks auf Basis von Smart Grids

Antonius v. PERGER^{1(*)}, Philipp GAMPER¹, Bastian MAUCHER¹, Rolf WITZMANN¹

Ausgangslage

Der Übergang zu einer nachhaltigen Energieversorgung erfordert den Ausbau von volatilen und dezentral einspeisenden Energiequellen wie Windkraft oder Photovoltaik bei gleichzeitigem Rückbau von konventionellen Kraftwerken. Damit verbunden ist die Herausforderung, das bestehende Stromnetz an die neuen Gegebenheiten anzupassen. Durch die dezentrale Einspeisung erreichen Verteilnetze immer öfter die Grenzen ihrer Übertragungskapazität. Diese wird wesentlich durch die thermischen Grenzen der Leiter und die zulässige Netzspannung begrenzt. Die kommunikative Vernetzung von Betriebsmitteln innerhalb intelligenter Verteilnetze (Smart Grid) ermöglicht es, die Übertragungsleistung bei Einhaltung der vorgeschriebenen Grenzwerte zu maximieren und bietet darüber hinaus Möglichkeiten den Betrieb weiter zu optimieren.

Übergeordnet können mehrere solcher Smart Grids zu einem virtuellen Kraftwerk (Cluster) zusammengeschlossen werden. Entsprechend dem bisherigen Konzept von Großkraftwerken kann so auf höherer Spannungsebene Erzeugung und Nachfrage – in Hinsicht auf Wirk- als auch Blindleistung – aufeinander angepasst werden (vgl. Abb. 1). Ein Konzept für die Realisierung einer solchen Infrastruktur soll im Folgenden vorgestellt werden. Es ist wesentlicher Bestandteil der Arbeiten am Forschungsprojekt „SmartGridCluster“, welches durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert wird.

Konzept

Die Umsetzung eines Smart Grids erfordert die kommunikative Anbindung der Betriebsmittel an eine zentrale Kontrolleinheit. Primäres Regelziel dieser Kontrolleinheit ist auf der Ebene der Smart Grids die Einhaltung der Grenzwerte hinsichtlich der Spannungsqualität (DIN EN 50160) und der thermischen Belastbarkeit der Leitungen. Hierbei kommt ein mehrstufiger Regelalgorithmus zum Einsatz, welcher bereits im Vorgängerprojekt „Verteilnetz 2020“ [1] entwickelt wurde.

Wechselrichterbasierte Anlagen wie Photovoltaikanlagen und Batteriespeicher bieten die Möglichkeit, Blindleistung einzuspeisen bzw. zu beziehen. Somit kann der Blindleistungsbedarf eines Smart Grids minimiert werden und das Netz im Optimalfall nach außen hin blindleistungsneutral arbeiten. Erzeugungsschwankungen erneuerbarer Energien können durch steuerbare Lasten oder durch den Einsatz von Speichern ausgeglichen werden. Je nach Verfügbarkeit können weitere aktive Betriebsmittel wie regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT), Längsregler (UPFC) oder statische Kompensatoren (STATCOM) zur Spannungshaltung eingesetzt werden.

Sekundäre Regelziele, wie die Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung für höhere Spannungsebenen, werden übergeordnet auf der Ebene des virtuellen Kraftwerks umgesetzt. Da die Spannungshaltung bereits lokal in den einzelnen Smart Grids sichergestellt wird, kann hier mit reduzierter Informationsmenge gearbeitet werden. Dieser hierarchische Ansatz ermöglicht den Aufbau von skalierbaren und robusten Clustern.

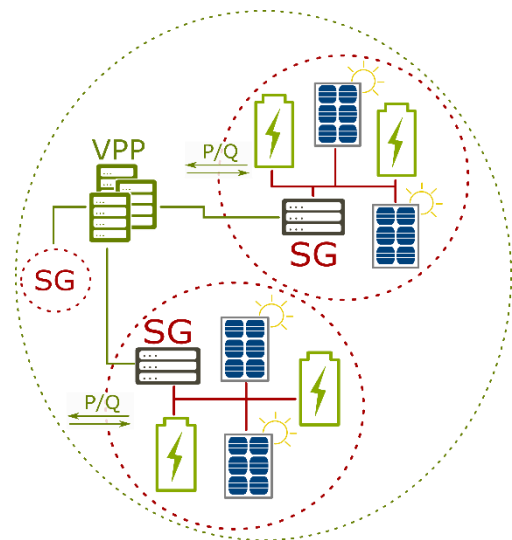


Abb. 1: Virtuelles Kraftwerk (VPP) basierend auf Smart Grids (SG).

¹Technische Universität München, Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze, Arcisstr. 21, Tel.: 089 289 25585 (25587), www.hsa.ei.tum.de; antonius.perger@tum.de, philipp.gamper@tum.de

Umsetzung

Bei der Realisierung eines solchen Konzepts bestehen mehrere Freiheitsgrade. So sind bei der Implementierung der Regelung grundsätzlich unterschiedliche Ansätze (PID, Model-Predictive-Control, etc.) denkbar. Gleiches gilt für die Umsetzung der übergeordneten Regel- und Optimierungsziele. Die Konzeptionierung hängt dabei entscheidend von den konkreten Gegebenheiten im Einzelfall ab. Je nach Netztopologie, verfügbaren Betriebsmitteln und deren Eigenschaften ergeben sich Einschränkungen bei der Regelung. Des Weiteren ist die verfügbare Bandbreite sowie die Latenz von der Art der Kommunikationsanbindung (Mobilfunk, Power Line, etc.) der Betriebsmittel abhängig. Nicht zuletzt müssen beim Datenaustausch regulatorische Rahmenbedingungen berücksichtigt werden (bspw. Konformität zu BSI TR-03109).

Für eine optimale Auslegung unter gegebenen Bedingungen, ist es notwendig, in kontrollierter Umgebung verschiedene Tests und Analysen durchzuführen. Aufbauend auf den Ergebnissen des Vorgängerprojektes [2] wird hierfür im Rahmen des Forschungsprojekts ein Framework implementiert, welches es ermöglicht, verschiedene Regelungskonzepte in unterschiedlichen Szenarien zu simulieren. Gleichzeitig soll die Möglichkeit bestehen, die entwickelten Ansätze möglichst einfach in anderem Kontext und insbesondere unter Realbedingungen testen zu können.

Um gute Portabilität sicherstellen zu können, wird das Framework plattformunabhängig in C bzw. C++ umgesetzt, sodass es auch auf integrierten Systemen wie Leitwarten eingesetzt werden kann. Das Framework ist entsprechend dem Konzept eines virtuellen Kraftwerks in unterschiedliche, hierarchisch angeordnete Bestandteile gegliedert. Die einzelnen Regler sowie die Modelle der Betriebsmittel und der Kommunikationsinfrastruktur werden als gekapselte Komponenten umgesetzt, welche über definierte Schnittstellen in das Framework eingebunden werden.

Für die Simulation wird das Framework mit einer externen Software zur Lastflussberechnung verknüpft. Dabei werden die Ist-Werte aus dem Lastfluss als Eingabewerte an das Framework übergeben und die berechneten Stellwerte als Ausgabewerte zurückgeliefert. Zugleich können dieselben Schnittstellen genutzt werden, um reale Zustands- und Messwerte aus dem Labor oder Feldtest an die Regelung zu übergeben und die eingebundenen Betriebsmittel zu regeln. Somit können die mithilfe der Simulation entwickelten Regler ohne zusätzliche Anpassungen auch unter realen Bedingungen eingesetzt und einzelne Simulationsergebnisse oder das Gesamtkonzept mit geringem Aufwand validiert werden. Auch die Validierung von Modellen ist möglich, indem in der Simulation einzelne Komponenten durch reale Hardware ersetzt werden (Hardware in the Loop).

Die Schnittstellen sind als APIs der einzelnen Programmmodule definiert und können je nach Anforderung flexibel realisiert werden: beispielsweise wird für die Anbindung an die Lastflussberechnung ein angepasstes, TCP/IP-basiertes Protokoll verwendet, für die Anbindung an Labor und Feldtest IEC 60870. Einzelne Module können auch als DLLs oder als eigenständige Programme (verteilte Simulation) eingebunden werden. Diese Aufteilung in eigenständige Einheiten erlaubt, das simulierte Gesamtsystem je nach Untersuchungsgegenstand flexibel an die jeweiligen Anforderungen anzupassen und erleichtert wesentlich die Wiederverwendbarkeit der implementierten Komponenten.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Referenzen

- [1] M. Meyer, B. Maucher und R. Witzmann, „Verbesserung der Aufnahmefähigkeit und Sicherung der Netzqualität von Verteilnetzen“, Symposium Energieinnovation, Graz 2016.
- [2] B. Maucher, P. Gamper, M. Meyer und R. Witzmann, „Modellierung einer Softwareautomatisierung für ein übergeordnetes Regelungskonzept für smarte Verteilnetze in PSS Sincal/Netomac“, Zukünftige Stromnetze, Berlin 2019.

6.6.3. Virtual Reality im Praxiseinsatz: EAS-Energie-Labor

Jeannine SCHIEDER¹, Christof SUMEREDER¹, Florian ZEFFERER¹,
Matthias PRIMAS², Ali ABDALLAH²

Virtual Reality Technologie im Praxiseinsatz

Die Technologie von VR-Brillen ist so weit fortgeschritten, dass diese Geräte neben dem Einsatz im klassischen Computer-Spielesektor nun vermehrt in der Industrie Anwendung finden. Die potenziellen Einsatzmöglichkeiten eröffnen eine unglaubliche Vielfalt an neuen Anwendungen, vorerst werden diese VR-Brillen im Bereich der Instandhaltung verwendet. In der DIN Norm 31051 [1] wurden die Bereiche der Instandhaltung in Inspektion, Wartung und Instandsetzung festgelegt. Gerade eben für diese Einsatzgebiete wird zunehmend auf berührungslosen Mess- und Inspektionsgeräten gesetzt, die während des laufenden Betriebs und damit ohne Betriebsunterbrechung verwendet werden können. Auch die Wärmebildkamera hat so ihren Siegeszug angetreten, da durch diese Technologie Heistellen unter normalen Betriebsbedingungen einfach visualisiert und lokalisiert und dadurch ein wesentlicher Beitrag zur Betriebssicherheit geleistet werden kann.

Eine ähnliche Entwicklung ist durch die VR-Brillen zu erwarten. Bereits jetzt testen erste Unternehmen diese Technologie im Industrieinsatz, für Schulungszwecke aber auch im Echtbetrieb. Im Schulungsbereich können gefährliche und kostenintensive Einsätze im Labormaßstab unter realen Bedingungen trainiert werden. Ein weiterer Anwendungsbereich liegt in der Unterstützung von Fachkräften im Vor-Ort-Einsatz durch Experten im Bereich der Fernwartung [2].

Virtual Reality Brille im Echtzeitbetrieb

Als Innovation wird die VR-Technologie in unserem Energy Simulation and Analytics Lab (EAS-Lab) für die Visualisierung von Echtzeitdaten eingesetzt. Das Labor hat an seinen Standorten an der FH Joanneum in Kapfenberg und am Campus02 in Graz mehrere PV-Anlagen, Stromspeicher, Ladesäulen für Elektroautos, Smart-Home-Gebäudeintegration, die einerseits ein lokales Microgrid darstellen und andererseits mit einer VPN-Verbindung als virtuelles Labor miteinander verknüpft sind. Dadurch ist es möglich die gemessenen Echtzeitdaten nicht nur auf einem Bildschirm zu visualisieren, sondern im virtuellen Raum zwischen beiden Standorten sämtliche Messwerte einzusehen bzw. in die Regelung des Systems mit Hilfe der Controller einzugreifen.

Referenzen

- [1] Grundlagen der Instandhaltung, DIN 31051:2019-06, <https://dx.doi.org/10.31030/3048531>
[2] Reichel J.: Betriebliche Instandhaltung, Springer 2018, <https://doi.org/10.1007/978-3-662-53135-8>



¹ FH Joanneum – University of Applied Sciences, Institut Energie-, Verkehrs- und Umweltmanagement, Werk-VI-Straße 46, 8605 Kapfenberg, AUSTRIA, 0316/5453-6359, christof.sumereder@fh-joanneum.at, <https://www.fh-joanneum.at/>

² CAMPUS 02 - Fachhochschule der Wirtschaft GmbH, Automatisierungstechnik, Körblergasse 126, 8010 Graz, AUSTRIA, 0316/6002-8165, matthias.primas@campus02.at, <https://www.campus02.at/automatisierungstechnik/>

6.6.4. VPPIib – Ein Werkzeug für die Simulation virtueller Kraftwerke auf Verteilnetzebene

Sascha BIRK^{1 2(*)}, Patrick LEHNEN², Lars PETERSEN², Gabriela WISE²,
Thorsten SCHNEIDERS^{1 2}

Inhalt

Für die künftigen Verteilnetze wird ein signifikanter Anstieg an dezentralen Energieanlagen wie Wärmepumpen, batterie-elektrischen Fahrzeugen und Photovoltaikanlagen erwartet. Diese bergen Herausforderungen für die Netze, da die installierte Leistung an den entsprechenden Anschlusspunkten stark ansteigt. Dieser Leistungsanstieg lässt sich durch elektrische und thermische Energiespeicher sowie geeignete Betriebsstrategien flexibilisieren. Diese Flexibilitäten wiederum lassen sich technisch, wie auch wirtschaftlich nutzen, um das lokale Energiesystem effizienter zu betreiben und die Energieanlagen in Netze und Märkte zu integrieren. Ein mögliches Geschäftsmodell stellen virtuelle Kraftwerke dar, die bereits seit gut zehn Jahren auf Übertragungsebene am Energiesystem teilnehmen. Im Verteilnetz und insbesondere als Aggregator von Energieanlagen kleiner Leistung, haben sie sich bisher allerdings nicht etablieren können.

Für die Evaluierung der technischen und wirtschaftlichen Potentiale ist es nötig, das Verhalten der Energieanlagen auf Haushaltsebene sowie deren jeweiliger Einfluss auf die Verteilnetze zu analysieren. Neben den individuellen Einflüssen sind auch Implikationen von Anlagenkombinationen und aggregierten Anlagenparks zu untersuchen.

Um diese Untersuchungen durchführen zu können, wurde eine open source Modellbibliothek namens „VPPIib“ in der Programmiersprache Python entwickelt. Das vorliegende Paper beschreibt die Modellstruktur und Anwendungsbereiche der Bibliothek.

Methodik

Für die Erstellung der Modellbibliothek werden bereits verfügbare open source Modelle in Python untersucht. Diesbezüglich werden die „PVlib“ [1] für die Simulation von Photovoltaik-Systemen, die „windpowerlib“ [2] zur Simulation von Windenergieanlagen und „pandapower“ [3] für die Analyse der Verteilnetze näher betrachtet. Für Elektrofahrzeuge, Blockheizkraftwerke und Wärmepumpen sowie elektrische und thermische Energiespeicher werden eigenständig Modelle entwickelt. Dabei wird auf ein ausgeglichenes Verhältnis zwischen realitätsnaher Umsetzung und guter Skalierbarkeit gesetzt, um entsprechend große Anlagenparks simulieren und später auch optimieren zu können. Da pandapower in der open source Version keine Zeitreihensimulation erlaubt, wird die VPPIib mit entsprechenden Funktionalitäten zur Durchführung und Auswertung von Zeitreihen ausgestattet.

Ergebnisse

Die Grundstruktur der VPPIib ist in Abbildung 1 dargestellt. Die Klasse „Environment“ beinhaltet für das jeweilig zu untersuchende Szenario alle Informationen hinsichtlich der lokalen Wetterdaten und der Zeit. Die Klasse „UserProfile“ umfasst alle Informationen, die spezifisch für einzelne Akteure innerhalb des Netzes sind. Dies umfasst unter anderem deren Wärmebedarf, das Nutzungsverhalten von Elektrofahrzeugen sowie deren Position im Netzgebiet. Ein UserProfile kann dabei ein Gebäude oder eine Wohneinheit abbilden. Instanzen von Environment und UserProfile werden an eine oder mehrere der „Component“ Klassen übergeben. Diese bilden beispielsweise Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge ab, die jeweils als eine abgeleitete Klasse von Component implementiert sind. Instanzen dieser Technologieklassen werden an die Klasse „VirtualPowerPlant“ übergeben. Diese agiert als Aggregator der Technologien, die im jeweiligen Einsatzbereich vorkommen. Zudem werden einem pandapower network Objekt die jeweiligen Namen der Komponenten übergeben, um eine

¹ Virtuelles Institut Smart Energy (VISE) – Regionale Virtuelle Kraftwerke, www.smart-energy.nrw

² Technische Hochschule Köln, Cologne Institute for Renewable Energy (CIRE), D-50679 Köln, +49 221 82752193, sascha.birk@th-koeln.de, www.th-koeln.de/anlagen-energie-und-maschinensysteme/cologne-institute-for-renewable-energy_13385.php

Verknüpfung zu Erzeugern, Speichern und Lasten in pandapower herzustellen. Über diese Referenz können im weiteren Verlauf Betriebsanweisungen und Statusinformationen zwischen dem virtuellen Kraftwerk und dem Netzmodell ausgetauscht werden. Sowohl die Instanz der VirtualPowerPlant als auch die Instanz des pandapower network werden an die Klasse „Operator“ übergeben. In dieser werden Funktionen und Betriebsstrategien für die Steuerung des virtuellen Kraftwerks implementiert und Rückmeldungen aus Verteilnetz und Kraftwerk verarbeitet.

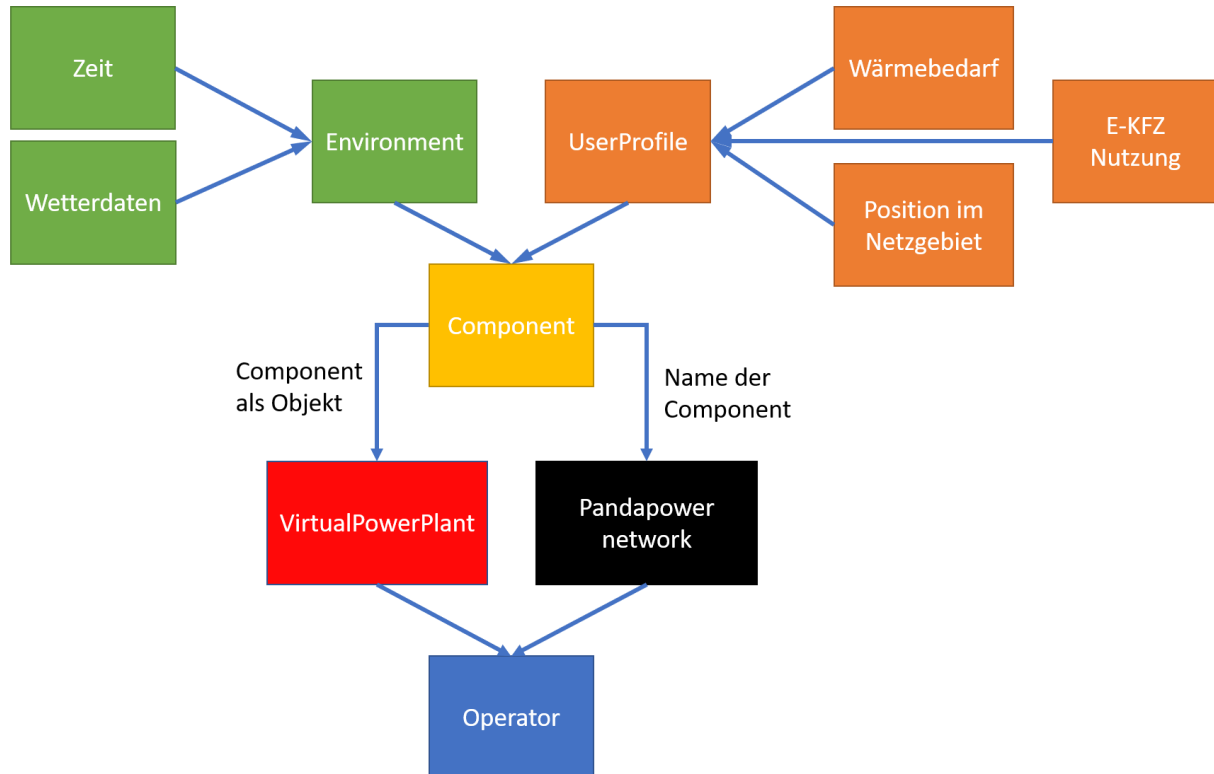


Abbildung 1: Grundstruktur der VPPLib

Diese Struktur erlaubt über die UserProfiles eine detaillierte Darstellung der Nutzerpräferenzen in den Haushalten und die dadurch entstehenden Einflüsse auf den Betrieb. Auf der anderen Seite können im Operator wahlweise Betriebsstrategien umgesetzt werden, die das Netz berücksichtigen oder alleine das virtuelle Kraftwerk betreffen. Hierdurch lassen sich entsprechend unterschiedlich granulare Szenarien und Geschäftsmodelle abbilden.

Ausblick

Im weiteren Verlauf werden die technischen Modelle verfeinert und Betriebsstrategien für unterschiedliche Aggregationskonzepte der Anlagen untersucht. Dies geschieht weiterhin vor dem Hintergrund, ein breit einsetzbares Werkzeug zur Verfügung zu stellen, mit dem sich auch größere Anlagenparks untersuchen lassen.

Referenzen

- [1] William F. Holmgren, Clifford W. Hansen, and Mark A. Mikofski. "pvlib python: a python package for modeling solar energy systems." *Journal of Open Source Software*, 3(29), 884, (2018). <https://doi.org/10.21105/joss.00884>
- [2] Sabine Haas, Birgit Schachler, Uwe Krien, & Stephen Bosch. (2019, September 9). wind-python/windpowerlib: Revision release (Version v0.2.0). Zenodo. <http://doi.org/10.5281/zenodo.3403360>
- [3] L. Thurner, A. Scheidler, F. Schäfer et al, pandapower - an Open Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis and Optimization of Electric Power Systems, in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 6510-6521, Nov. 2018.

6.6.5. Geschäftsmodelle und Aggregationskonzepte für Regionale Virtuelle Kraftwerke

Johannes FLEER^{1,2}, Sascha BIRK^{1,3}, Thorsten SCHNEIDERS^{1,3}, Wilhelm KUCKSHINRICHS^{1,2}

Inhalt

Im Zuge der Dekarbonisierung des Energiesystems ist geplant, das durch zentrale, fossile und nukleare Stromerzeugung geprägte deutsche Energiesystem in ein dezentrales, auf erneuerbaren Energiequellen basierendes System umzubauen. Dies hat zur Folge, dass deutlich mehr wetterabhängig einspeisende Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen installiert werden. Zusätzlich wird durch die geplante Elektrifizierung des Verkehrs- und des Wärmesektors der Strombedarf in den Verteilnetzen deutlich zunehmen.

Regionale Virtuelle Kraftwerke (RVKW) bieten einen Lösungsansatz zur Synchronisierung von Stromerzeugung und -verbrauch unter Berücksichtigung der Restriktionen des Verteilnetzes. In diesem Konzept werden Erzeugungsanlagen, steuerbare Lasten und Speichersysteme in einem Abschnitt des Verteilnetzes aggregiert und zentral gesteuert. Durch die Digitalisierung wird die Einbindung von Anlagen mit deutlich kleinerer Nennleistung als bisher üblich ermöglicht.

Als Analyserahmen werden die Dimensionen eines Geschäftsmodells genutzt, um Fragen nach dem Zusammenspiel der beteiligten Akteure, den nutzbaren Technologien und der Aggregation der Einzelanlagen zum Virtuellen Kraftwerk zu beantworten. Die zentrale Fragestellung an dieser Stelle ist, wie ein RVKW Wertschöpfung generieren kann.

Methodik

Ein Geschäftsmodell lässt sich in unterschiedliche Kategorien unterteilen, die ein besseres Verständnis der Einzelaspekte und des Gesamtkonzepts ermöglichen. Der Ansatz nach Schallmo [1] enthält fünf unterschiedliche ‚Dimensionen‘, die sich wiederum in einzelne ‚Geschäftsmodell-Elemente‘ untergliedern lassen (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Geschäftsmodelldimensionen und -elemente

Dimension	Elemente
2) Kundendimension	Kundensegmente Kundenkanäle Kundenbeziehungen
3) Nutzendimension	Leistungen Nutzen
4) Wertschöpfungsdimension ,value proposition‘	Prozesse Fähigkeiten Ressourcen
5) Partnerdimension	Partner Partnerkanäle Partnerbeziehungen
6) Finanzdimension	Umsätze Kosten

¹ Virtuelles Institut Smart Energy (VISE) – Regionale Virtuelle Kraftwerke, www.smart-energy.nrw

² Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung – Systemforschung und Technologische Entwicklung, D-52425 Jülich, +49 2461 613587, j.fleer@fz-juelich.de, www.fz-juelich.de/iek/iek-ste

³ Technische Hochschule Köln, Cologne Institute for Renewable Energy (CIRE), D-50679 Köln, +49 221 82752193, sascha.birk@th-koeln.de, www.th-koeln.de/anlagen-energie-und-maschinensysteme/cologne-institute-for-renewable-energy_13385.php

Um die Funktionsweise der Wertschöpfung zu verstehen, ist es erforderlich, Prozesse, Fähigkeiten und Ressourcen des RVKW zu identifizieren.

Ergebnisse

Zu den Ressourcen, über die das RVKW verfügt, gehören in erster Linie die technischen Komponenten, aus denen es sich zusammensetzt. Zu den Komponenten des RVKW gehören vor allem Anlagen mit relativ geringer Nennleistung, die als Teil von Privathaushalten mit dem Stromnetz verbunden sind und zu einem gewissen Grad flexibel einsetzbar sind. Als Komponenten kommen Photovoltaikanlagen, Heimspeichersysteme, Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen mit thermischem Speicher infrage. Auch Windkraftanlagen können Teil des RVKW sein. Eine weitere wichtige Ressource ist das Verteilnetz, an das die Komponenten des RVKW angeschlossen sind.

Die Fähigkeiten, kurzfristig Einspeisung oder Entnahme von elektrischer Leistung zu verändern, elektrische Leistung gesichert über einen festgelegten Zeitraum einzuspeisen, und Erzeugung oder Last ortsveränderlich einzusetzen, werden als zentrale Fähigkeiten des RVKW identifiziert. Diese Fähigkeiten ermöglichen die Generierung von Nutzen, der zumeist in Form standardisierter Produkte auf den Spot- oder Regelleistungsmärkten angeboten werden kann. Ein zusätzlicher Nutzen, den das RVKW generieren kann, ist die Entlastung des Verteilnetzes und damit die Vermeidung von Investitionen für den Netzausbau.

Um diese Fähigkeiten bereitzustellen, ist es erforderlich, die Komponenten in geeigneter Weise zu aggregieren. Die Aggregation stellt den zentralen Prozess im Geschäftsmodell des RVKW dar. Es wurden im Rahmen der Untersuchung drei unterschiedliche Aggregationskonzepte entwickelt. Sie beschreiben, wie die einzelnen Komponenten in das RVKW eingebunden werden und durch wen sie gesteuert werden. Außerdem klären sie die Beziehungen der beteiligten Akteure zueinander.

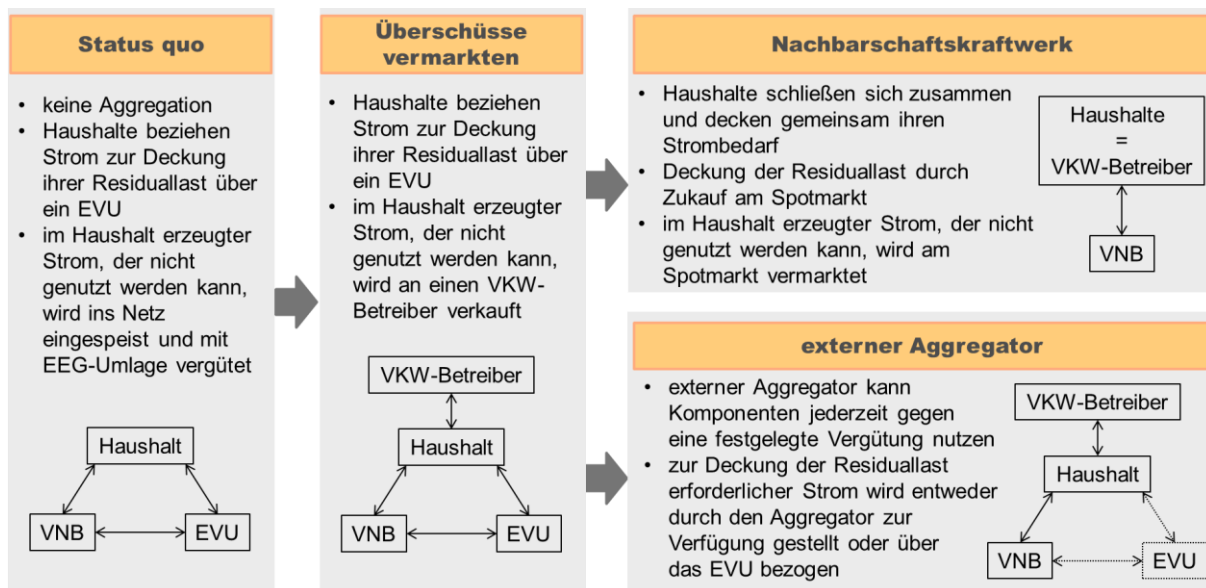


Abbildung 1: Aggregationskonzepte eines Regionalen Virtuellen Kraftwerks

Abbildung 1 zeigt schematisch, wie sich aus dem Status quo unterschiedliche Aggregationskonzepte entwickeln lassen und welche Akteure (Haushalte, VKW-Betreiber, Verteilnetzbetreiber (VNB) und Energieversorgungsunternehmen (EVU)) daran beteiligt sind. Die Aggregationskonzepte beeinflussen letztendlich quantifizierbare Größen wie Leistungsflüsse im Stromnetz, Zahlungsströme zwischen den Akteuren und die Nutzung der Komponenten. Sie bieten einen Rahmen für eine detailliertere modellbasierte Analyse, die darauf abzielt, die oben genannten Größen abzuschätzen.

Referenzen

- [1] D. R. A. Schallmo, Geschäftsmodelle erfolgreich entwickeln und implementieren. Berlin, Heidelberg: Springer, 2013

6.6.6. Digital Twins – Analyse und Optimierung von Cyber-Physical Systems

Michael GRÖMER^{1(*)}, Thomas SCHRANZ¹, Wolfgang BIRK², Gerald SCHWEIGER¹

Kurzfassung

Digital Twins (DTs) werden als virtuelle Nachbildung realer Prozesse, Geräte, Komponenten oder Systeme verstanden. Sie dienen zur Verbesserung verschiedener Performance-Indikatoren durch Monitoring, Optimierung oder Diagnose. Des Weiteren sollten DTs bei Entscheidungen unterstützend herangezogen werden. DTs zielen darauf ab, das Personal bei seinen Arbeitsaufgaben zu unterstützen und nach Möglichkeit Abläufe zu automatisieren. Seit der konzeptionellen Einführung durch Michael Grieves [1] vor etwa 15 Jahren hat sich das Konzept weiterentwickelt, um nicht nur diskrete Produktion, sondern auch kontinuierliche Produktionsprozesse, Informationsprozesse, Transportsysteme modellieren zu können. Je nach Anwendungsfall und Zweck kann ein DT nicht nur die physikalischen Komponenten, sondern auch die digitale Infrastruktur des Kommunikationssystems und des Leitsystems nachbilden und somit das gesamte, sogenannte Cyber-Physical-Systems (CPS) abbilden. Folglich müssen die eingebetteten mathematischen Modelle des DT alle Komponenten des CPS abbilden können. Ein Trend in der modellbasierten Analyse und Optimierung von CPS (und anderen komplexen Systemen) ist die zunehmende Komplexität der betrachteten Systeme, die sich durch die Notwendigkeit der Interoperabilität und erhöhte Anforderungen an die Effizienz ergibt. Teilsysteme können nicht mehr separat betrachtet werden und rechnergestützte Systeme wie Mikroprozessoren, Software und Kommunikationsnetze (der Cyber-Teil von CPS) können beim Verständnis des Systemverhaltens nicht ignoriert werden. Diese Entwicklungen stellen neue Herausforderungen an die traditionellen Modellierungs- und Simulationstechniken: Für die Analyse und Optimierung von CPS werden demnach Methoden und Werkzeuge sowohl für den Cyber-, als auch den physikalischen (Physical) Teil benötigt. Es ist erforderlich, datengetriebene Techniken mit First-Principle-Modellen zu kombinieren. Darüber hinaus haben aktuelle Studien gezeigt, dass die Co-Simulation ein vielversprechender Ansatz für die Modellierung und Simulation komplexer Systeme ist [3]. Das Konzept besteht darin, zwei oder mehr Modelle in einer Co-Simulation zu koppeln, in der der Datenaustausch zwischen den Subsystemen auf diskrete Kommunikationspunkte beschränkt ist. Diese verschiedenen Trends und Möglichkeiten bringen etablierte Methoden und Werkzeuge an ihre Grenzen und sogar darüber hinaus.

Im Vortrag werden die Möglichkeiten und Grenzen der verschiedenen Modellierungsparadigmen analysiert. Anhand einer Fallstudie werden Datenmodelle und physikalische Modelle in einer Co-Simulation gekoppelt. Abschließend werden Forschungslücken sowie zukünftige Anwendungsmöglichkeiten diskutiert.

Referenzen

- [1] Grieves (2014). Digital twin: Manufacturing excellence through virtual factory replication, Online: http://www.aprison.com/library/Whitepaper_Dr_Grieves_DigitalTwin_Manufacturing_Excellence.php
- [2] Schweiger et al. (2020). Modeling and simulation of large-scale systems: A systematic comparison of modeling paradigms, Applied Mathematics and Computation.
- [3] Schweiger et al. (2020). An empirical survey on co-simulation: Promising standards, challenges and research needs. Simulation Modelling Practice and Theory.

¹ Technische Universität Graz, Institut für Softwaretechnologie, michael.groemer@tugraz.at; thomas.schranz@tugraz.at; gerald.schweiger@tugraz.at

² Luleå University of Technology, Control Engineering Group, wolfgang.birk@ltu.se

7 STREAM F: SEKTORKOPPLUNG, FLEXIBILISIERUNG UND ENERGIEEFFIZIENZ

7.1. POWER-TO-X (STREAM F1)

7.1.1. Schaffung eines virtuellen Kraftwerks an einem Industriestandort mit Hilfe einer Power-To-Gas-Anlage

Andreas Dengel¹

Die STEAG New Energies GmbH betreibt bundesweit mehr als 200 Anlagen für kommunale und industrielle Kunden zur Erzeugung von Strom und Wärme überwiegend auf Basis regenerativer Energieträger wie Biomasse, Biogas, Grubengas, Wind und Geothermie.

Im Rahmen der Energiewende wird eine optimierte Abstimmung des Strombedarfs mit der Bereitstellung dieser Energie immer bedeutender, da die wesentlichen Erzeuger volatil arbeiten. Konzepte zur Speicherung und /oder Wandlung des Energieträgers Elektrizität in Zeiten des Überangebots sind vielfältig, aber auch mit entsprechenden Wirkungsgradverlusten und teilweise sehr hohen Investitionen verbunden. Deshalb ist die innovative Integration solcher Technologien in die Energiewandlungsstruktur von Unternehmen unter Berücksichtigung energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen eine lohnenswerte Herausforderung.

In einem im Juni 2019 begonnenen Vorhaben wird an einem Standort der Lebensmittelindustrie untersucht, unter welchen Rahmenbedingungen eine biologische Methanisierung in Verbindung mit einer Elektrolyse und dem Biogas der Standortkläranlage betrieben werden kann. Zum einen soll das Produktgas in den dortigen BHKWs eingesetzt werden, zum anderen ist zu erarbeiten, ob die elektrische Energie zum Betrieb der Elektrolyse von Preis und Menge her zu wirtschaftlichen Ergebnissen führen kann. Die Power-To-Gas-Anlage (PtG-Anlage) soll als Bindeglied zwischen öffentlichem Netz und Industriestandort im virtuellen Kraftwerk dienen und deren Betrieb soll somit indirekt zur Netzentlastung beitragen.

Das zu untersuchende Unternehmen gehört zu der lebensmittelverarbeitenden Branche. Während des Verarbeitungsprozesses fällt ein stark mit CSB-belastetes Abwasser an. Dieses besteht nur aus natürlichen, pflanzlichen Komponenten. Diese Voraussetzung ist wichtig, damit das anfallende Gas bereits nach der anaeroben Kläranlage als Biogas80% (80% Methananteil) bezeichnet werden kann. Die anaerobe Kläranlage befindet sich auf dem Industriegelände und wird von einer Tochtergesellschaft betrieben. Das anfallende Biogas80% wird mit Erdgas vermischt und anschließend in einem Erdgaskessel verbrannt. Der daraus resultierende Dampf wird innerhalb des Industrieprozesses verwendet.

Der Großteil des Energiebedarfs am Standort wird durch zwei BHKWs und einen Erdgaskessel gedeckt. Der restliche Strom wird aus dem Netz bezogen. Da die zur Energiebereitstellung verwendeten Anlagen noch als alte Bestandsanlagen gelten, ist der Industriestandort EEG-befreit (EEG § 61e). Dies hat zur Folge, dass auf den eigenverbrauchten Strom keine EEG-Umlage (6,4 ct/kWh) bezahlt werden muss. Zusätzlich wird der eigenverbrauchte Strom KWK-gefördert (KWK §7 Abs.3).

Mittels einer PtG-Anlage soll das anfallende Biogas80% zu einspeisefähigem Biomethan aufbereitet werden. Für die ökonomische Betrachtung sind besonders die Energiebezüge von Interesse. Darunter fallen die Energietarife und der Energiebedarf. Ebenso ist die Tagesganglinie von Interesse, d.h. wann welcher Bedarf vorliegt. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die angewandte Vermarktungsstrategie der

¹ Leiter „Innovationsprojekte“; STEAG New Energies GmbH; St. Johanner Straße 101; D-66115 Saarbrücken; Telefonnummer: +49 (0)681 9494 1600; Faxnummer: +49 (0)681 9494 9366; Mail: andreas.dengel@steag.com; Homepage: <http://www.steag-newenergies.com>

Energieüberschüsse. In diesem Fall werden sowohl der Strom-, als auch der Wärmeüberschuss vom lokalen Energieversorger zu einem Festpreis abgenommen. Der Wärmeüberschuss wird in ein Nahwärmenetz abgegeben. Dieses Nahwärmenetz besitzt nur eine bestimmte Aufnahmekapazität und der Betrieb der BHKWs muss dementsprechend angepasst werden. Da die Anlagen unter die BImSchG-Genehmigung fallen und eine Feuerungswärmeleistung von 20 MW überschreiten, muss das Unternehmen am Emissionshandel teilnehmen und alle CO₂-Ausstöße müssen mit entsprechenden Zertifikaten gedeckt werden (TEHG, §4).

Optimierungspotential liegt also in der Energievermarktung und dem Emissionshandel vor.

Bei der zu installierenden PtG-Anlage handelt es sich um eine biologische Anlage. Mit Hilfe von Methanbakterien wird Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid zu Methan verarbeitet. Hierzu werden die Edukte (H₂, CO₂) in eine mit Methanbakterien versetzte Nährstofflösung eingedüst. Der Wasserstoff wird über einen Elektrolyseur bereitgestellt. Als Kohlenstoffdioxid-Quelle wird das Biogas verwendet (CO₂-Anteil: 20%). Die Entwicklung und der Betrieb der Anlage werden durch das Deutsch-Französische Institut für Umwelttechnik der FITT gGmbH übernommen.

Die Integration einer PtG-Anlage bietet auf Grund ihrer flexiblen Betriebsweise weitere Möglichkeiten zur Teilnahme am Energiemarkt. So ist auch eine Teilnahme am Regelenergiemarkt denkbar. Negative Regelenergie kann mit dem Betrieb des Elektrolyseurs bereitgestellt werden und positive mit den BHKWs. Um einen optimalen Betrieb zu gewährleisten und weiterhin flexibel am Energiemarkt agieren zu können, ist ggf. ein Wasserstoffspeicher notwendig.

Über diese Anforderungen und eine daraus resultierende wirtschaftliche Betrachtung soll berichtet werden.

7.1.2. Auswirkung von Power-to-Gas Anlagen auf nodale Preise in gekoppelten Strom- und Gastransportnetzen

Lukas LÖHR^{1(*)}, Christian FESTER^{1(*)}, Albert MOSER¹

Motivation

In den vergangenen Jahren ist eine Abkehr des Leitbilds der *All Electric Society* zu verzeichnen. Eine wesentliche Ursache ist der hohe zeitliche und räumliche Flexibilitätsbedarf des im relativ zu anderen Infrastrukturen starren Stromsystems aufgrund der dargebotsabhängigen und teilweise lastfernen Erzeugung durch Erneuerbare Energien (EE). Es besteht die Herausforderung, Situationen wie die kalte Dunkelflaute zu überbrücken, EE-Überschussstrom möglichst effizient zu nutzen sowie steigenden Transportbedarf von Nord nach Süd trotz vermehrtem Widerstand gegen Netzausbau zu realisieren.

Nodale Preise sind ein Indikator, der mangelnde Flexibilität bei EE-Über- oder Unterangebot sowie Netzengpässen in einer Kennzahl abbildet. Diese dienen beispielsweise in der *PJM Interconnection* Region im Nordosten der USA als Grundlage des Strommarktdesigns Nodal Pricing [1]. Auch wenn im europäischen Strommarktdesign ein zonales Modell Anwendung findet, stellen nodale Preise einen viel diskutierten Ansatz dar und werden zudem als Indikator, beispielsweise für die Bildung geeigneter Gebotszonenanschnitte, verwendet [2]. Der einleitend skizzierte Flexibilitätsmangel führt zeitlich und räumlich zu stark schwankenden und teilweise sehr hohen nodalen Preisen im Stromsystem.

Als zusätzliche Flexibilitätsoption für das Übertragungsnetz wird ein gemeinsamer Betrieb mit dem Gastransportnetz diskutiert. Durch Power-to-Gas Anlagen sowie Gaskraftwerke werden beide Infrastrukturen bidirektional verbunden. Die Gasinfrastruktur, die über eine hohe Transport- und wesentlich höhere Speicherkapazität als das Stromsystem verfügt, kann die notwendige zeitliche und räumliche Flexibilität zum Ausgleich von Erzeugung und Last sowie zum Energietransport bereitstellen. Der Nutzen einer starken Kopplung kann anhand von Kennzahlen basierend auf nodalen Preisen im Übertragungsnetz anschaulich illustriert werden. Ziel dieses Papers ist es daher, die Auswirkungen der bidirektionalen Kopplung von Strom- und Gastransportnetzen durch Power-to-Gas Anlagen und Gaskraftwerke auf nodale Preise zu ermitteln und so den Nutzen dieser für das Stromsystem aufzuzeigen. Zudem soll das Konzept nodaler Preise auf das Gasnetz erweitert und so die Wechselwirkungen der nodalen Preise beider Netze aufgezeigt werden.

Methodik

Zur Bestimmung der nodalen Preise wird ein lineares Optimierungsmodell zur Betriebsoptimierung von gekoppelten Strom- und Gasnetzen formuliert. Das Optimierungsziel ist ein kostenminimaler, integrierter Dispatch des Strom- und Gassystems. Dies impliziert, die EE-Erzeugung möglichst effizient zu nutzen, den Einsatz alternativer Energieträger zur Stromerzeugung und Gasbeschaffung kostenminimal zu gestalten und Speicher sowie die Kopplungsanlagen beider Infrastrukturen – Power-to-Gas und Gaskraftwerke – möglichst effizient einzusetzen. Für die Lösung des Optimierungsproblems wird ein zweistufiger Dekompositionsansatz gewählt. In einer vorgelagerten ersten Optimierungsstufe wird zunächst die zeitkoppelnde Kontinuität der Speicherfüllstände im Strom- und Gasnetz ohne die Berücksichtigung der Netzstruktur und Netznebenbedingungen über den gesamten Betrachtungszeitraum in stündlicher Auflösung bestimmt. In der anschließenden zentralen zweiten Stufe wird zusätzlich die Netzinfrastruktur berücksichtigt. Die Flusserhaltung an jedem Strom- bzw. Gasknoten im jeweiligen Netz, die spezifischen Betriebsgrenzen der modellierten Betriebsmittel sowie die Kontinuitätsgleichungen der Speicher in einem kleineren, rechenbaren Zeitintervall stellen die Nebenbedingungen des Optimierungsproblems dar.

Zur Leistungsflussberechnung wird ein vereinfachter linearer Ansatz verwendet. Im Stromnetz wird durch die zulässigen Annahmen für Übertragungsnetze ein reiner Wirkleistungsfluss betrachtet. Für den Betrieb des Übertragungsnetzes besteht somit insbesondere die Anforderung, dieses unterhalb seiner maximalen thermischen Belastbarkeit zu betreiben. Im Gassystem wird eine vollständige Steuerbarkeit

¹ IAEW der RWTH Aachen University, Schinkelstraße 6, 52056 Aachen, Tel: 0241/80-97651, l.loehr@iaew.rwth-aachen.de, <http://www.iaew.rwth-aachen.de>

der Gasflüsse aufgrund der weitgehend flächendeckend installierten Verdichter und Durchflussregler im Fernleitungsnetz angenommen, sodass diese vereinfacht als Network Flow Problem modelliert sind. Power-to-Gas Anlagen und Gaskraftwerke verbinden jeweils einen Strom- und Gasnetzknoten und werden ebenfalls linearisiert unter Berücksichtigung ihres Wirkungsgrads modelliert.

Neben der Auswertung des gesamtjährlich und integriert optimierten Dispatches werden die nodalen Preise als zentrale Auswertungsgröße dieses Papers aus den dualen Variablen der Lastdeckungsnebenbedingungen berechnet [3]. Diese Methode wird neben dem Stromsystem auch auf das Gassystem angewendet und daraus anschließend geeignete Kennzahlen berechnet.

Erwartete Ergebnisse

In den Untersuchungen sollen die Auswirkungen unterschiedlicher Power-to-Gas Durchdringungen und damit einer stärkeren Kopplung der Strom- und Gasinfrastruktur auf nodalen Preise aufgezeigt werden. Das Betrachtungsgebiet ist im Stromsystem das deutsche 220 und 380 kV Übertragungsnetz und im Gassystem das deutsche Fernleitungsnetz. Grundlage der Berechnungen ist ein exemplarisches Szenario des Jahres 2040, das aus der dena-Leitstudie *Integrierte Energiewende* [4] abgeleitet ist. Es werden unterschiedliche Sensitivitäten bezüglich Größe und Menge an Power-to-Gas betrachtet. Der Nutzen der Power-to-Gas Anlagen im Strom- und Gasnetz wird durch geeignete Kennzahlen auf Basis der nodalen Preise, beispielsweise gesamtdeutsche Durchschnittspreise im Zeitbereich, geografisch aufgelöste jährliche Durchschnittspreise sowie die Betrachtung einzelner Extremsituationen, analysiert. Diese stellen beispielsweise eine räumlich auseinanderfallende hohe EE-Einspeisung bei gleichzeitiger hoher Last (vgl. z.B. Abbildung 1) sowie extreme positive und negative Residuallasten dar.

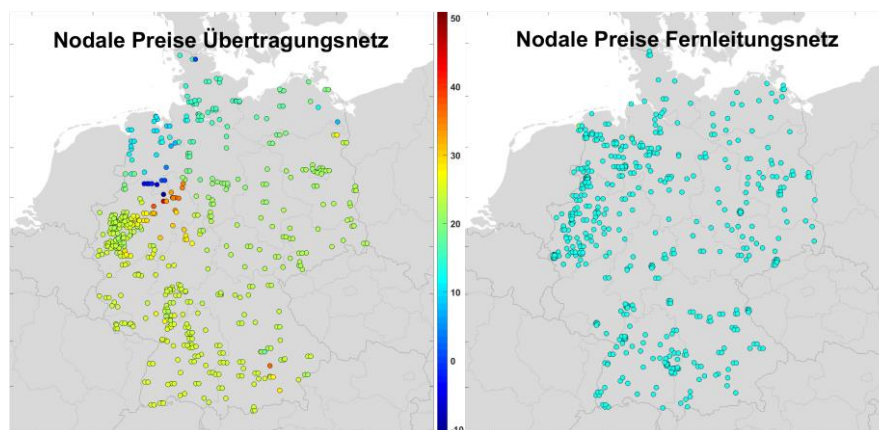


Abbildung 1: Nodale Preise im deutschen Fernleitungsnetz und Übertragungsnetz mit Netzengpässen in €/MWh

In der Langfassung wird aufgezeigt, dass durch eine höhere Power-to-Gas Durchdringung die nodalen Preise im Strom- und Gassystem im Zeitbereich geglättet werden und diese insgesamt auf ein niedrigeres Niveau sinken. Auch geografisch betrachtet glättet sich insbesondere in Extremsituationen das Nord-Süd-Gefälle der Knotenpreise durch größere Power-to-Gas Anlagen im Norden. Somit kann anhand der Kennzahlen auf Basis nodaler Preise die steigende räumliche und zeitliche Flexibilität durch die Kopplung der Strom- und Gasinfrastrukturen anschaulich aufgezeigt werden.

Referenzen

- [1] B. M. Balmat, A. M. DiCaprio, "The PJM Energy Market (US)," *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Yokohama, Japan, Vol. 2*, pp. 1479-1481, 2002
- [2] C. Breuer, A. Moser, "Optimierte Marktgebietszuschnitte und ihre Bewertung im europäischen Stromhandel," 9. *Internationale Energiewirtschaftstagung*, Wien, 2015
- [3] M. Nobis, A. Blank, A. Schnettler, "Einfluss von Nodal Pricing in Deutschland auf Deckungsbeiträge von Gaskraftwerken und Power-To-Gas," *15. Symp. EnInnov*, Graz, 2018
- [4] Deutsche Energie-Agentur (dena), "Leitstudie: Integrierte Energiewende," Berlin, 2018

7.1.3. Renewable Gasfield – eine P2G-Demoanlage

Katrin SALBRECHTER¹, Markus LEHNER¹

Motivation

Österreich plant im Zuge der Klimamission #2030 100 % des nationalen Stromverbrauches aus erneuerbaren Energien zu generieren. Diese Umstellung von kohlenstoffhaltigen zu erneuerbaren Energiequellen wird durch den starken Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen ersichtlich. Auf Grund des fluktuierenden Charakters erneuerbarer Energiequellen benötigt es einer Möglichkeit zur Langezeitspeicherung der gewonnenen Energie. Dazu eignen sich speziell Wasserstoff (H₂) und synthetisch hergestelltes Erdgas (engl. synthetic natural gas, SNG). Grüne Energie aus Wind- und Photovoltaikanlagen erzeugt in einer Elektrolyse Wasserstoff, der wiederum mit kohlenstoffreichen Abgasen zu Methan umgewandelt wird. [1, 2]

Das Projekt „**Renewable Gasfield**“, unter der Konsortialführung der Energie Steiermark Technik GmbH und unter Beteiligung des HyCentA als auch der Energieagentur Steiermark, vereinigt die Herstellung von grünem Wasserstoff mittels PEM-Elektrolyse und einer lastflexiblen, zweistufigen Methanisierungsanlage im großen Maßstab und produziert für das österreichische Gasnetz kompatibles, einspeisefähiges Methan. Die Errichtung dieser Demonstrationsanlage in Gabersdorf (Südsteiermark) ist Teil der „**Vorzeigeregion Energie Wiva P&G**“. Am gewählten Projektstandort wird eine existierende Biogasanlage derzeit mit halber Auslastung betrieben und eignet sich somit ideal für die Kopplung mit einer lastflexiblen Methanisierungsanlage. Damit soll ein ganzheitliches Power-to-Gas-Konzept für die Verteilung und Speicherung von erneuerbarem Wasserstoff oder synthetisch erzeugtem Erdgas demonstriert werden, welches auf die regionalen Gegebenheiten abgestimmt ist. Die Sektoren Haushalt, Industrie und Mobilität sollen auf diese Weise mit grünen Energieträgern versorgt werden. [3]

Methode

Im Technikum des Lehrstuhles für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes werden in einer Pilotanlage Untersuchungen zu den optimalen Betriebsbedingungen für den größtmöglichen CO₂-Umsatz durchgeführt. Drei in Serie geschaltete Festbettreaktoren können sowohl mit kommerziellem Schüttkatalysator oder eigens hergestellten Wabenkatalysatoren betrieben werden. Der Aufbau eines beladenen Reaktors mit einem Wabenkörper als Katalysator ist in Abbildung 1 ersichtlich. Für den Versuchsbetrieb können die Zusammensetzung des Inputgases, das Druckniveau, die Durchflussrate und der Wasserstoffüberschuss geändert werden.

Für die geplante lastflexible Methanisierungsanlage werden in der Pilotanlage Versuchsreihen bei einem Druck von 7,5 und 10 bar (letzterer entspricht dem optimalen Druck für die Synthese von Methan), mit einem Wasserstoffüberschuss von 0 bis 10 % und verschiedenen Gasdurchflussmengen durchgeführt. Für alle Testläufe unter den oben genannten Bedingungen werden sowohl kommerzieller Schüttkatalysator als auch Wabenkatalysatoren verwendet.

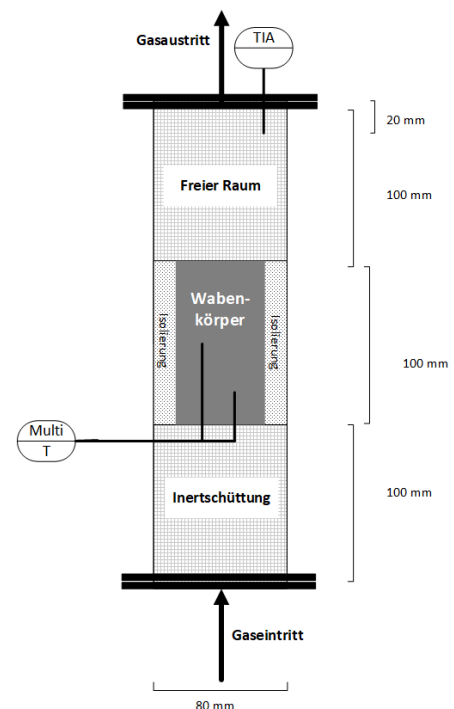


Abbildung 1: Aufbau eines mit Wabenkatalysator beladenen Festbettreaktors

¹ Lehrstuhl für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes, Franz-Josef-Straße 18, A-8700 Leoben, Tel: +43 3842 402 5023, Fax: +43 3842 402 5002, E-Mail: katrin.salbrechter@unileoben.ac.at, Web: vtui-unileoben.at

Zusammenfassung und Ergebnisse

Erste Ergebnisse einer Testreihe mit kommerziellem Schüttkatalysator wurden bei einem Druckniveau von 7,5 und 10 bar, Raumgeschwindigkeiten von 2.000, 3.000 und 4.000 h⁻¹ und Wasserstoffüberschüssen zwischen 0 und 10 % generiert. Der CO₂-Umsatz nach der 2. Methanisierungsstufe war in allen Fällen > 99,3 %. Die Ergebnisse der Testreihe bei einem Versuchsdruck von 10 bar sind in der nachfolgenden Abbildung 2 veranschaulicht.

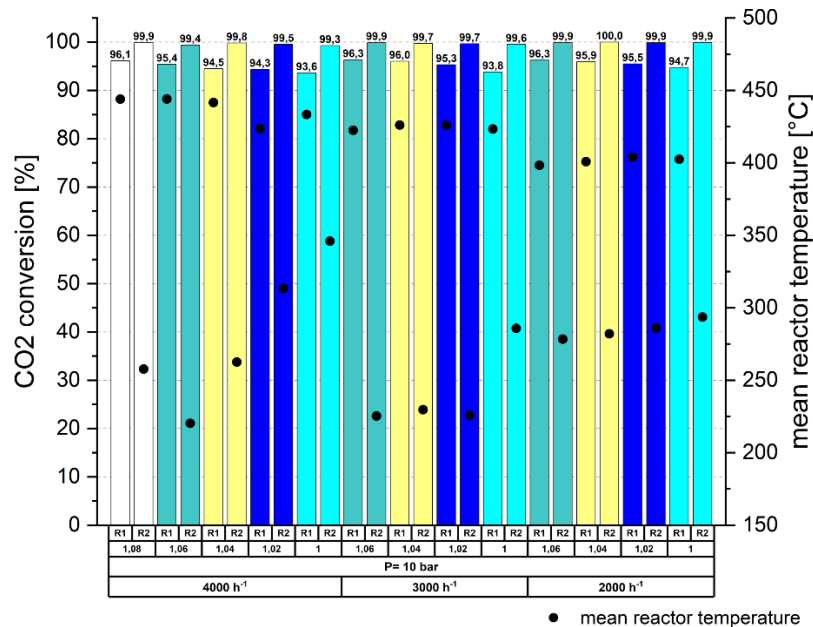


Abbildung 2: Methanisierungsversuche bei 10 bar, variierender Raumgeschwindigkeit und variierendem Wasserstoffüberschuss

Als Performance-Benchmark der eigens hergestellten Wabenkatalysatoren gilt der kommerziell erhältliche Schüttkatalysator. Geplante Testreihen für die nächsten Monate sollen die Methanisierungsperformance der Wabenkatalysatoren in Abhängigkeit verschiedener Betriebsparameter untersuchen, sodass gegebenenfalls Adaptierungen im Beschichtungsprozess der Waben miteinbezogen werden können.

Grundsätzlich zeigen Methanisierungsversuche von Biogas einen möglichen CO₂-Umsatz > 99 % mit unterschiedlichen Wasserstoffüberschüssen. Es werden in Zukunft dazu noch weitere Testreihen durchgeführt um einen wirtschaftlich tragbaren Wasserstoffüberschuss zu finden und einen konstanten CO₂-Umsatz während des Betriebes garantieren zu können. Nach den Versuchsreihen in der Pilotanlage wird diese Technologie im großen Maßstab an der Demonstrationsanlage ab 2021 in Gabersdorf (Südsteiermark) getestet werden.

Referenzen

- [1] F. Kirchbacher, M. Miltner, M. Lehner, H. Steinmüller, and M. Harasek, "Demonstration of a Biogas Methanation Combined with Membrane Based Gas Upgrading in a Promising Power-to-Gas Concept," *Chemical Engineering Transactions*, no. 52, pp. 1231–1236, 2016.
- [2] P. Biegger et al., "Development of Honeycomb Methanation Catalyst and Its Application in Power to Gas Systems," *Energies*, vol. 11, no. 7, p. 1679, 2018.
- [3] Mission Innovation Austria, Österreichs Weg in die Energiezukunft: Strategien und Erfolgsgeschichten. [Online] Available: https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/6/MIA_2019_deutsch.pdf.

7.1.4. Ermittlung der CO₂-Emissionen von Power-to-gas-Projekten mittels Ghost und Validierung mit Energyplan

Franziska HÖNIG^{1(*)}, Diana DUQUE-GONZALEZ², Martin HAFEMANN³,
Jens SCHNEIDER⁴, Matthias EBERT⁵, Ulrich BLUM⁶

Einleitung

Wasserstoff besitzt ein großes Potential, ein wichtiger „Baustein bei der Abkehr von fossilen Brennstoffen in der Industrie und Mobilität zu werden“ [1]. Er kann in die bestehende Erdgasinfrastruktur integriert werden und so den Kohlenstoffausstoß von Erdgas als Energie für Heizung, Verkehr und Industrie reduzieren. Darüber hinaus kann er als kohlenstofffreier Energieträger in Verkehrs-, Logistik- und Industrieprozessen, wie in der chemischen Industrie, oder als Energiespeicher für die Stromerzeugung eingesetzt werden und trägt damit maßgeblich zur CO₂-Reduzierung bei. Dies ist jedoch nur bei mit Erneuerbaren Energien erzeugtem Wasserstoff der Fall. Hier kommt das Power-to-Gas-Verfahren ins Spiel, welches Wasserstoff und Sauerstoff frei von Kohlendioxidemissionen erzeugen kann, solange die Energiequelle regenerativ ist. Wird Mixstrom verwendet, sind für jeden Fall die entstandenen CO₂-Emissionen zu überprüfen. Ab 2020 wird es die CO₂-Regulierung geben, dass Neuwagen den gesetzlich fixierten Grenzwert von 95 g CO₂/km nicht überschreiten dürfen [2].

Modell GHOST

Mittels des im Rahmen des HYPOS-Projektes *LocalHy* innerhalb des BMBF Zwanzig20-Programmes entwickelten Simulationstools GHOST (*Green H₂ O₂ Simulation Tool*) ist es möglich, Power-to-Gas-Konzepte gekoppelt mit Erneuerbaren Energien bzw. Graustrom abzubilden und für jeden individuellen Bedarfsfall die optimale Systemkonfiguration sowohl technisch als auch wirtschaftlich zu ermitteln [3]. Speziell für die Betankung der Brennstoffzellenfahrzeuge als Wasserstoffabnehmer kann so der CO₂-Fußabdruck je nach ausgewählter Energie berechnet werden. Als Zielgrößen im Allgemeinen werden der *Kapitalwert* ($K_0 > 0$, so groß wie möglich), die CO₂-Bilanz ($< 95 \text{ g CO}_2/\text{km}$) als *Klimawert* und als *Zuverlässigkeitswert* die Anzahl der Fälle, in denen es zu einer fehlenden Deckung des Bedarfs kommt, angesehen. Hierbei ist es möglich, die Anzahl der Fälle von vornherein auf null zu beschränken, in dem bei den Verbrauchern die Prio 1-Einstellung gewählt wird. Falls die Konstellation der eingestellten Komponenten den Bedarf nicht decken kann, bricht die Simulation ab und die Konfiguration muss entsprechend der angezeigten Fehlermeldungen angepasst werden. Es besteht aber auch die Möglichkeit, diese Fälle bei der Prio 2-Einstellung zuzulassen und so die Anzahl der Fälle und die fehlenden Kilogramm an Wasserstoff oder Sauerstoff aufzuzeichnen und die Simulation entsprechend nicht zu unterbrechen. [4]

Modell EnergyPLAN

EnergyPLAN ist ein frei verfügbares Energiesystemsimulationstool der dänischen Universität Aalborg und basiert auf einem deterministischen Input/Output-Modell. Eingaben werden in Form von technologischen und ökonomischen Parametern getroffen. Das Programm ermöglicht die energetische

¹ Fraunhofer-Center für Silizium-Photovoltaik CSP, Otto-Eißfeldt-Straße 12, 06120 Halle (Saale), Tel.: +49 345 5589 5216, Fax: +49 345 5589 5999, franziska.hoenig@csp.fraunhofer.de, www.csp.fraunhofer.de

² Fraunhofer-Center für Silizium-Photovoltaik CSP, Otto-Eißfeldt-Straße 12, 06120 Halle (Saale), Tel.: +49 345 5589 5062, Fax: +49 345 5589 5999, diana.duque-gonzalez@csp.fraunhofer.de, www.csp.fraunhofer.de

³ Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig, Karl-Liebknecht-Straße 132, 04277 Leipzig, Tel.: +49 341 3076 1236, martin.hafemann@htwk-leipzig.de, www.htwk-leipzig.de

⁴ Center for Economics of Materials des Fraunhofer-Zentrums für Internationales Management und Wissensökonomie IMW sowie der Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg, Friedemann-Bach-Platz 6, 06108 Halle (Saale), Tel.: +49 345 5589 5500, Fax: +49 345 5589 101, jens.schneider@imw.fraunhofer.de, www.materials-economics.com

⁵ Fraunhofer-Center für Silizium-Photovoltaik CSP, Otto-Eißfeldt-Straße 12, 06120 Halle (Saale), Tel.: +49 345 5589 5200, Fax: +49 345 5589 5999, matthias.ebert@csp.fraunhofer.de, www.csp.fraunhofer.de

⁶ Center for Economics of Materials des Fraunhofer-Zentrums für Internationales Management und Wissensökonomie IMW sowie der Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg, Lehrstuhl für Wirtschaftspolitik und Wirtschaftsforschung, Friedemann-Bach-Platz 6, 06108 Halle (Saale), Tel.: +49 345 55 23377, Fax: +49 345 55 27445, ulrich.blum@wiwi.uni-halle.de, http://wipof.wiwi.uni-halle.de, www.materials-economics.com

und wirtschaftliche Analyse von Energiesystemen in den Sektoren Elektrizität, Wärme und Mobilität auf stündlicher Basis mit stoff- und energiestromoptimierten Berechnungsmethoden. Modelle können anhand der gängigsten thermischen und regenerativen Speicher-, Umwandlungs- und Transporttechnologien erstellt werden, wobei die einzelnen Technologien vom Programm aggregiert und abstrahiert dargestellt werden. [5] Aufgrund der Programmstruktur sind die Simulationsergebnisse reproduzierbar, wodurch insbesondere die Gegenüberstellung verschiedener Versorgungsstrukturen ermöglicht wird.

Validierung

Beide Programme werden für die Anwendung des Wasserstoffbedarfs an der Tankstelle verglichen. Das neu entwickelte Tool GHOST soll so auf seine Einsetzbarkeit validiert werden.

Auffällig ist, dass mit EnergyPLAN kein Mindestteillastbereich des Elektrolyseurs einstellbar ist. Ebenso gibt es keine einzuhaltende Mindestfüllmenge und auch nicht das Kriterium des verbleibenden Restdrucks von 5 bar in den Speichern. Die installierte Elektrolyseurleistung wird bei EnergyPLAN automatisch angepasst (vergrößert), wenn zu wenig Wasserstoff für den Verbraucher produziert wird. Somit entsteht keine fehlende Deckung des Bedarfs. Die Erneuerbaren Energien können vorteilhafter ausgenutzt werden und die CO₂-Bilanz verbessert sich entsprechend. Um das Szenario mit GHOST vergleichbar zu machen, musste der Wasserstoffverbraucher, im vorliegenden Fall die Brennstoffzellenfahrzeuge, mit Prio 1 angegeben und der Mindestteillastbereich herabgesetzt werden. GHOST wiederum bildet die Realität eines solchen Projektes konkreter ab. So ist es dem Benutzer möglich, Details wie beispielsweise verschiedene Kompressionsstufen oder die oben genannten Punkte einzugeben, um einen deutlich realitätsnäheren CO₂-Fußabdruck zu ermitteln als es mit EnergyPLAN ohne zusätzliche Definitionen im Modell der Fall wäre. Besonders hervorzuheben wäre, dass mit GHOST zusätzlich das Koppelprodukt, der ebenfalls elektrolytisch gewonnene Sauerstoff, betrachtet wird, welches dazu beitragen kann, das Projekt über die Rentabilitätsschwelle zu schieben. In EnergyPLAN wird der Sauerstoff nicht beachtet, weder der Verwendungspfad noch die Produktion werden aufgezeigt. In GHOST gibt es drei Möglichkeiten für den Elektrolyseurbetrieb (Dauerbetrieb, nur während der Sonnenstunden und Standardbetrieb). Zudem wurde eine Regelung für Flauten implementiert und das Einstellen des optimalen Teillastbereiches des Elektrolyseurs unter Berücksichtigung des Strombezuges der Verdichter zur bestmöglichen Ausnutzung der Erneuerbaren Energien und zur Reduzierung des Netzstrombezuges. Bei EnergyPLAN gibt es keine gesonderte Einstellung für das Betriebsverhalten des Elektrolyseurs. Eine Vergleichbarkeit der beiden Tools ist somit nur im Standardbetrieb möglich. Validierbar ist, ob die vorgesehene Energieversorgung für die Elektrolyseure und Verdichter ausreicht, um den Verbrauch zu decken und ob die Elektrolyseure ausreichend groß dimensioniert sind.

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).

Referenzen

- [1] Mannheim Institute for Sustainable Energy Studies (MISES), „CO₂-freier Wasserstoff kann günstiger hergestellt werden als bislang angenommen“, 13. November 2019. [Online]. Available: <https://www.uni-mannheim.de/newsroom/presse/pressemitteilungen/2019/november/brennstoff/>. [Zugriff am 19. November 2019].
- [2] B. Chatain, „Pressemitteilung "Begrenzung der CO₂-Emissionen von Pkw",“ Europäisches Parlament, Brüssel, 25. Februar 2014.
- [3] F. Höning, M. Ebert und U. Blum, „Kläranlagen in Kombination mit der Wasserelektrolyse als neue Anbieter von Regelenergieprodukten,“ in 15. Symposium Energieinnovation, Graz, 2018.
- [4] F. Höning, D. Duque-Gonzalez, J. Schneider, M. Ebert und U. Blum, „Auslegung von dezentralen Wasserelektrolyseanlagen gekoppelt mit Erneuerbaren Energien,“ in 26. Energie-Symposium, Stralsund, 2019.
- [5] Department of Development and Planning, Aalborg University, „EnergyPLAN,“ [Online]. Available: <https://www.energyplan.eu/>. [Zugriff am 21. November 2019].

7.1.5. P2H in stark temperaturgleitenden Wärmenetzen: Mit der richtigen Systemintegration zur Wirtschaftlichkeit

Stefan ADLDINGER¹, Marlene GRUBER², Lothar BEHRINGER³

Inhalt

Die Ergebnisse aus der Veröffentlichung zur 11. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien 2019 haben gezeigt, dass sich durch eine stark temperaturgleitende Fahrweise von Wärmenetzen erhebliche Einsparpotenziale bei den Investitionskosten aufgrund geringerer Rohrdimensionen und bei den Betriebskosten aufgrund geringerer Netzverluste heben lassen [1]. Um jedoch einen dauerhaft energieeffizienten und wirtschaftlichen Betrieb von Wärmenetzen mit starker Temperaturgleitung aufrecht zu erhalten, ist die (System-)Integration von Power-to-Heat-Anlagen aufgrund gebäude-spezifischer Anforderungen von essenzieller Bedeutung. Auf den genannten Ergebnissen aufbauend, bewertet diese Studie die Wertschöpfungspotenziale von dezentralen PtH-Anlagen auf Verbraucherseite in stark temperaturgleitenden Wärmenetzen und leitet davon ab, wo über den zeitlichen Verlauf und mit steigender Sanierungsrate in einem derartigen Wärmebereitstellungssystem PtH-Anlagen installiert werden müssen.

Methodik

Die Hypothese dieser Studie ist, dass durch den gezielten Einsatz von PtH-Anlagen auf Verbraucherseite, insbesondere von Wärmepumpen, einerseits die Netzvorlauftemperaturen gesenkt und andererseits die Leistungsübertragung erhöht werden kann, sodass sich die Einsparpotenziale von stark temperaturgleitenden Wärmenetzen heben lassen.

Der Referenzfall bildet ein konventionelles Wärmenetz (90/60 °C Betriebsweise) für eine typisch strukturierte Kleinstadt mit 2.000 Anschlusspunkten und einer benötigten Gesamtanschlussleistung von 50 MW ab (Strahlennetz). Anhand einer statistischen Modellierung wird dem Gebäudebestand abhängig von Gebäudeklasse, Baujahr und Dämmstandard der entsprechenden Wärmeschutzverordnung eine Heizkennlinie zugewiesen, durch welche sich die sekundärseitige Vorlauftemperatur der Gebäude in Abhängigkeit der Außentemperatur bestimmen lässt. Danach werden mit einer mathematischen Optimierung durch sukzessive Annäherung der Netzvorlauftemperaturen hin zu einer stark temperaturgleitenden Betriebsweise die aufzubringenden Wärmemengen aus dezentraler Nachheizung mittels PtH-Anlagen errechnet. Wodurch wiederum bestimmt werden kann, ab wann die Einsparungen durch die abgesenkten Vorlauftemperaturen höher sind als die Aufwendungen der dezentralen Nachheizung. Da besonders in den Übergangszeiten der Wärmebedarf sowohl direkt über das Wärmenetz als auch über die dezentralen gebäudeseitigen PtH-Anlagen gedeckt werden kann, lassen sich neben den genannten Einsparpotentialen noch weitere monetäre Effekte durch die Flexibilität der Sektorenkopplung ermitteln.

Abgeleitet aus diesen Ergebnissen kann dargestellt werden, wie hoch die Investitionskosten für ein Wärmebereitstellungssystem mit dezentralen PtH-Anlagen, unter Berücksichtigung der reduzierten Investitionskosten in das Wärmenetz und der reduzierten Betriebs- und Erzeugungskosten sowie der Erlöspotenziale aus der bereitgestellten Flexibilität am Strommarkt, sein dürfen.

Ergebnisse

Besonders Energieversorgungsunternehmen sind in Zeiten, in denen der Wärmesektor vermehrt in den Fokus der deutschen Energiewende rückt, bestrebt, eine wirtschaftliche, sichere und klimafreundliche Wärmebereitstellung zu realisieren. In dieser Studie werden daher Systemlösungen für Wärmenetze

¹ Zentrum für gekoppelte intelligente Energiesysteme, Munich School of Engineering, Technische Universität München, Lichtenbergstr. 4a, 85748 Garching, Tel.: +49 (0)89 289 10486, stefan.adldinger@stadtwerke-neuburg.de, www.mse.tum.de/coses/

² eMG – Energiewirtschaftliche Beratung Marlene Gruber, Schöfthal 52, 93352 Rohr i.NB, marlene@emg-projekte.de

³ Stadtwerke Neuburg an der Donau, Heinrichsheimstraße 2, 86633 Neuburg a. d. Donau, Tel: +49 (0)8431 509 106, lothar.behringer@stadtwerke-neuburg.de, www.stw-nd.de/

diskutiert, die bereits relevante Lösungsansätze für die Zielkonflikte von heute liefern. Ein bedeutender Ansatz ist der Betrieb von stark temperaturgleitenden Wärmenetzen mit dezentralen PtH-Anlagen, insbesondere Wärmepumpen, auf Verbraucherseite. Durch diese Anlagenkonfiguration werden sowohl Einsparungen bei den wärmenetzseitigen Investitionen als auch bei den Betriebskosten realisiert, wodurch es zur deutlichen Reduktion der Wärmenetzverteilungskosten kommt. Anstatt ganzjährig gleicher Netztemperaturen sollen jahreszeitlich und nachfrageseitig angepasste Temperaturniveaus die Integration effizienter Wärmeerzeugungstechnologien sowie erneuerbarer Wärme- und Abwärmequellen zulassen, wodurch Potentiale für sonst nicht oder kaum nutzbare Niedertemperaturquellen zur Wärmeenergiebereitstellung freigesetzt werden. Durch diese Variabilität an Erzeugungsmöglichkeiten wird eine echte Sektorenkopplung zwischen dem Strom- und dem Wärmemarkt realisiert, da hier je nach Marktbedingungen die Wärmebereitstellung wahlweise mit elektrischer, z. B. auch über dezentrale Stromerzeugung (PV) oder thermohydraulischer Energie erfolgen kann. Aufgrund dieser Flexibilität bei der Wärmebereitstellung lässt ein stark temperaturgleitendes Wärmenetz mit dezentralen PtH-Anlagen unabhängig von den zukünftigen Entwicklungen einen dauerhaft wirtschaftlichen Betrieb für die Wärmeversorgung einer Stadt erwarten.

Referenzen

- [1] S. Adldinger, M. Gruber und L. Behringer, „Integration erneuerbarer Wärme- und Abwärmequellen: Sind stark temperaturgleitende Wärmenetze der Schlüssel zur Wirtschaftlichkeit?“, in *11. Internationale Energiewirtschaftstagung*, Technische Universität Wien, Februar 2019.

7.1.6. Redox-Wärme-Batterie für Power-to-Heat

Rebekka KÖLL¹, Keith O'DONOVAN¹, Pavol BODIS², Laurens VAN VLIET²

Inhalt

Aufgrund ihrer hohen Flexibilität und ihres Ausgleichspotenzials werden Speichersysteme in Zukunft eine wichtige Rolle bei der Integration erneuerbarer Energiequellen spielen. Der Wärmesektor macht rund 50% des österreichischen Endenergiebedarfs aus und wird zu rund 60% noch mit fossilen Brennstoffen gedeckt. Daher besteht ein enormes Potenzial, den Anteil der erneuerbaren Energien im Wärmesektor zu erhöhen. [1]

Im EU Projekt SCORES wird ein neues Systemkonzept entwickelt, das verschiedene Speichertechnologien (Strom und Wärme) kombiniert, um den Eigenverbrauch von lokal erzeugtem Strom aus erneuerbaren Energien effizient zu erhöhen und Haushaltsstrom, Warmwasser und Raumheizung für Gebäude bereitzustellen. Das innovative Konzept in Verbindung mit einer intelligenten Regelung des gesamten Gebäudeenergiesystems ermöglicht eine optimale Nutzung der verschiedenen Kurz- und Langzeitspeicher-Technologien in Bezug auf Effizienz und Kosten. Marktsignale werden in die Regelung miteinbezogen, um Flexibilität für das Stromnetz zur Verfügung zu stellen und dadurch für den Endkunden einen höheren Gewinn zu erzielen und damit eine frühere Amortisation der Investitionskosten zu erreichen.

Die eingesetzten Speichertechnologien für das Hybridspeichersystem sind:

- Redox-Wärme-Batterie: neue Speichertechnologie basierend auf der reversiblen Redox-Reaktion von Metallen, die eine verlustfreie Speicherung mit dem Potenzial von einer ca. 10x höheren Energiedichte im Vergleich zur Wasserspeicherung ermöglicht. Die Aufladung des Speichers erfolgt durch Reduktion des Metalloxids über Wasserstoff (erzeugt durch einen Hydrolisator, angetrieben durch erneuerbaren Strom) und die Entladung des Speichers erfolgt durch Reaktion mit Sauerstoff aus der Luft. (mittel- bis langfristig)
- Aufbereitete Lithium-Ionen-Batterien, die nach 10 Jahren Einsatz in der E-Mobilität noch ca. 80 % der Kapazität enthalten und damit für die stationäre Anwendung in Gebäuden zu wesentlich niedrigeren Kosten erworben werden können. (kurzfristig)
- Wärmepumpen- und Pufferkombination (kurzfristig)

Methode

Das Systemkonzept wird im Labor aufgebaut und getestet. Nach erfolgreichen Tests wird ein Demonstrationssystem im realen Maßstab aufgebaut und demonstriert. Dafür wird das System in einen Gebäudekomplex aus kombiniertem Wohn- und Bürogebäude in Gleisdorf, Österreich, integriert. Das Konzept und die ersten Laborergebnisse werden auf der Konferenz vorgestellt.

¹ AEE INTEC, Feldgasse 19, 8020 Gleisdorf, Austria; Tel.: +43 (0)3112 5886-264, Fax: DW 18, E-Mail: r.koell@aee.at, www.aee-intec.at

² TNO, Leeghwaterstraat 44, 2628 CA Delft, The Netherlands, www.tno.nl

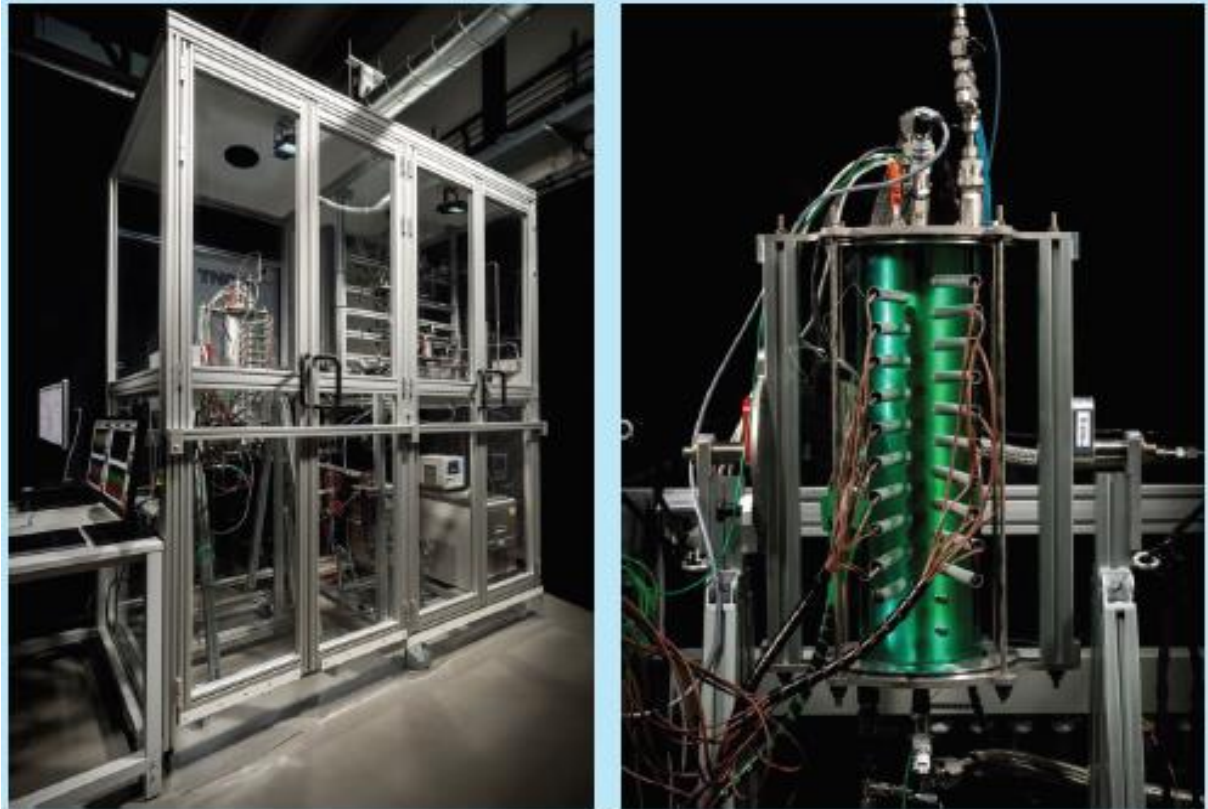


Abbildung 1: Aufbau des Teststandes für die Redox-Heat Battery (Foto: TNO)

Parallel dazu wird eine Systemsimulation in der Simulationsumgebung Dymola aufgebaut und Jahressimulationen durchgeführt. Die dynamische Gebäudesimulationsstudie wird mit einem intelligenten Regelalgorithmus für ein Gebäudeenergiemanagementsystem (BEMS) gekoppelt.

Ergebnis

Die Simulationsergebnisse geben Aufschluss darüber, inwieweit der Netto-Energieverbrauch der beiden Gebäude durch den direkten Vergleich zwischen einem Referenzfall und einer Reihe von zukünftigen Systemszenarien erhöht werden kann. Durch eine Parameterstudie werden für den Eigenverbrauch optimierten Speichergrößen für unterschiedliche Strommarktumgebungen angepasst und das Flexibilitätspotenzial erhöht. Vorläufige Berechnungen deuten darauf hin, dass der Nettoenergieverbrauch um 30 % gesenkt werden könnte. Erste Simulationsergebnisse und Ergebnisse aus den Experimenten werden auf der Konferenz vorgestellt.

Referenzen

- [1] G. Günsberg, A. Veigl, und J. Fucik, „Faktencheck Energiewende“. Klima -und Energiefond, 2018.

7.2. SEKTORKOPPLUNG (STREAM F2)

7.2.1. Sektorenkopplung am Beispiel eines Supermarktes

Oliver ZIEGLER^{1(*)}, Ullrich HESSE¹, Christiane THOMAS¹

Individualität, Effizienz und Nachhaltigkeit

Die immer mehr in den Fokus der Öffentlichkeit tretende Debatte zur Nachhaltigkeit im Kontext mit dem Klimawandel und dem damit entstehenden Bewusstsein und Willen zur Veränderung des Konsumverhaltens, führt auch zu einem Umdenken bei Herstellern gewerblich und industriell genutzter Anlagen. Dadurch werden Systeme attraktiv, deren Verkaufspreis oder Betriebskosten infolge anspruchsvollerer Herstellungs- oder Betriebsweise höher sind, als bei konventionellen Technologien. Der Umweltschutz stellt hierbei ein wichtiges Verkaufsargument des Verkäufers dar. Beispielsweise führen politische Vorstöße, wie die EU-F-Gase-Verordnung und dem dadurch notwendigen Einsatz alternativer Kältemittel, in der Wärmepumpen- und Kältetechnikbranche zur Konzentration auf Komponenten- oder Einzelsystementwicklung. Systemübergreifende Entwicklungsansätze kommen häufig zu kurz. Infolgedessen sind selbst hervorragende Wirkungsgradverbesserungen der Komponenten bzw. Einzelsysteme, bei Erweiterung der Bilanzgrenze auf die gesamte Systemumgebung, häufig vernachlässigbar. Dies lässt sich unter anderem auf einen Mangel an Informationsaustausch, sowohl zwischen den Einzelsystemen auf maschineller Ebene als auch deren Hersteller auf persönlicher Ebene, zurückführen. Die Problemstellung von Anlagenherstellern und -betreibern besteht insbesondere darin, dass die Randbedingungen für den Betrieb der miteinander in Verbindung stehenden Anlagen nicht eindeutig definierbar sind. Gründe hierfür sind unter anderem eine mangelnde Datenbasis oder der hohe Arbeitsaufwand zur Auswertung und Interpretation dieser Daten.

Im Zuge eines Forschungsprojektes wurde ein Supermarkt energetisch saniert und um zusätzliche Energiebereitstellungssysteme erweitert. Im Rahmen dieser Arbeit sollen die Vorteile vernetzter Energieerzeugungssysteme, Verbraucher und Speicher (Sektorkopplung) unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten, bei gleichzeitiger Beachtung der Wirtschaftlichkeit, aufgezeigt werden.

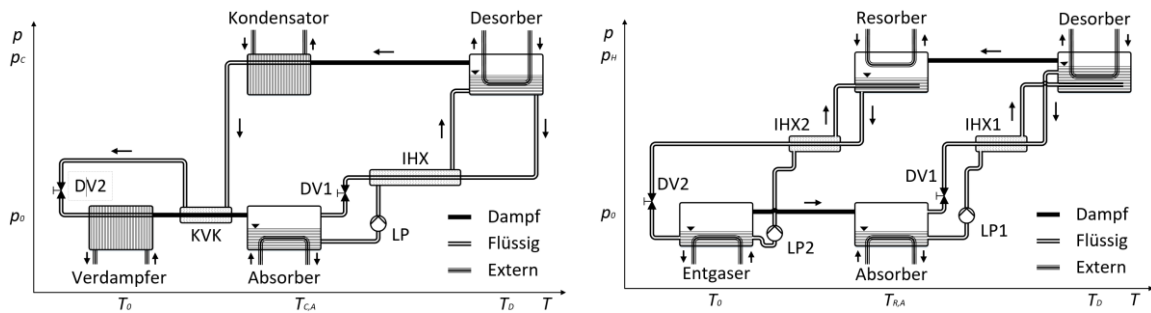
Hierzu wird der Supermarkt, auf Basis der Nutzenergieverbräuche, welche typischerweise in Form von Heizwärme, Nutz- und Klimakälte, Beleuchtung und mechanischer Arbeit (Belüftung, etc.) vorliegen, emissionstechnisch und energetisch analysiert und mit den Daten nach Effizienzsteigerungen, u.a. durch Kopplung bestehender mit neu eingebrachten Systemen, verglichen. Hierbei schließt die Bilanzgrenze die Primärenergiefaktoren der Endenergien ein, mit welchen der Supermarkt versorgt wird. Darüber hinaus wird die Bedeutung von Just-in-time-Produktion und Zwischenspeicherung thermischer Nutzenergien ebenso wie die Bedeutung speicherbarer chemischer Energieträger zur Entkopplung von Verfügbarkeit und Bedarf volatil erzeugter Elektroenergie herausgestellt.

Schnittstellentechnologie Resorptionskälteanlage

Wann immer in örtlicher Nähe Wärmeströme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus zu- oder abgeführt werden müssen, ist eine sogenannte Pinch-Analyse von Vorteil. Diese ermöglicht es, ungenutzte Potentiale und Handlungsspielräume aufzuzeigen. Beispielsweise spielen thermisch angetriebene Kälteanlagen bei der Verknüpfung von Kältebedarf und Abwärmepotential eine entscheidende Rolle. In Supermärkten tritt ein solches Potential genau dann auf, wenn die Elektroenergieversorgung mittels BHKW realisiert wird, die dabei gleichzeitig erzeugte Wärme aber nicht für die Beheizung benötigt wird – also in den Zeiträumen Frühjahr, Sommer und Herbst. Die im Rahmen des Projektes erstmals in diesem Umfeld eingesetzte und bisher relativ unbekanntete Technologie der *Resorptionskälteanlage* (RKA) bildet eine solche Schnittstelle (vgl. Abb. 1). Der Unterschied zu einer herkömmlichen Absorptionskälteanlage besteht im Wesentlichen in einem zweiten

¹ Technische Universität Dresden/ Institut für Energietechnik/ Bitzer Professur für Kälte-, Kryo- und Kompressorentechnik, 01062 Dresden/Germany, Fon: +49 351 463 32603, Fax: +49 351 463 3, oliver.ziegler@tu-dresden.de, <https://tu-dresden.de/ing/maschinenwesen/iet/kkt>

Lösungskreislauf, in welchem anstatt eines Verdampfers und Kondensators ein weiterer Absorber (Resorber) und Desorber (Entgaser), sowie eine zweite Lösungspumpe installiert ist.



LP...Lösungspumpe; DV...Expansionsorgan; IHX...Interner Wärmeübertrager; KVK...Kondensatvorkühler

Abbildung 1: Vergleich einer Absorptionkälteanlage ohne Rektifikation (links) und einer Resorptionskälteanlage (rechts) [1]

Die RKA versorgt den Markt mit Normal- (-4°C) und Klimakälte (8°C), angetrieben mit überschüssiger Abwärme des BHKW (vgl. Abb. 2). Da die RKA die Kälteversorgung des Marktes nicht vollständig bereitstellen kann, sind parallele Systeme zur Kälteversorgung notwendig, die gleichzeitig der Redundanz dienen. Die Interaktion aller Einzelsysteme (Erzeuger, Verbraucher, Speicher) zieht jedoch einen hohen regelungstechnischen Aufwand nach sich, um die Potentiale unter wirtschaftlichen und nachhaltigen Gesichtspunkten bestmöglich auszuschöpfen.

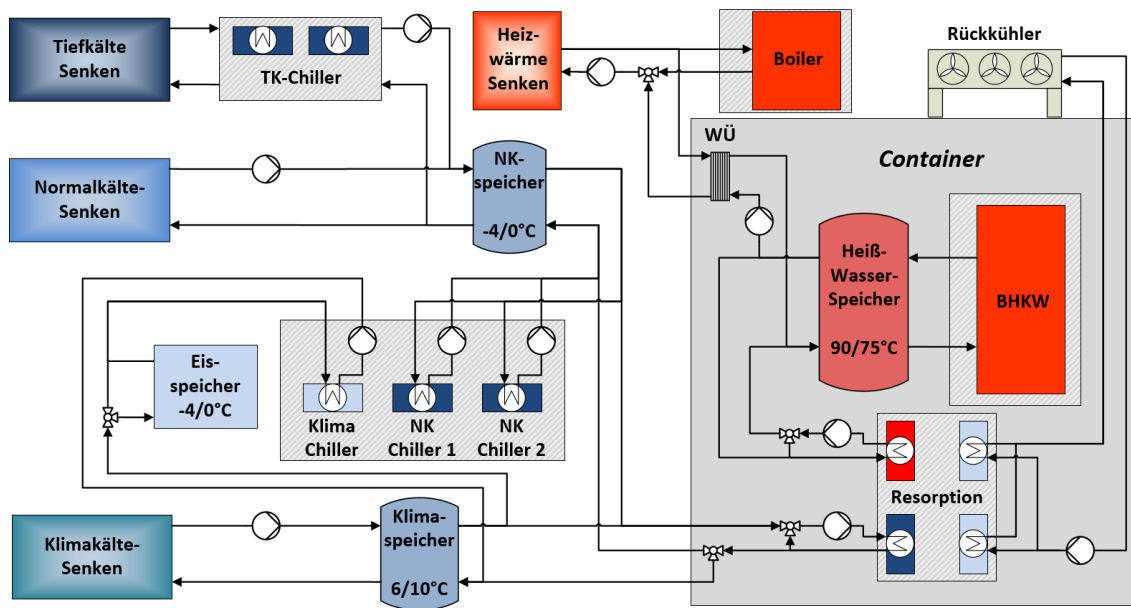


Abbildung 2: Nutzenergieversorgung (Wärme/Kälte) des betrachteten Supermarktes [1]

Ergebnisdarstellung

Die Ergebnisse werden hauptsächlich in Form von Excel-basierten Grafiken dargestellt. Diese beinhalten die jährlichen Energiekosten, CO_2 -Emissionen und die sich, unter Berücksichtigung der Investitionskosten der Zusatzsysteme, ergebenden Amortisationszeiten für ausgewählte EU-Länder, ohne Berücksichtigung finanzieller Bezuschussungen (Subventionierung).

Referenzen

- [1] Ziegler O; Hesse U; Thomas C; Increased efficiency of combined heat and power plants by utilizing waste heat for resorption chillers and their combination with hydrocarbon chillers; 37th UIT Heat Transfer Conference, Padova, Italy, 24-26 June 2019

7.2.2. SektoKop Net: Cross-sector and coupled operation of electricity, heat and gas networks

Frida REVHEIM¹, Daniel SCHWABENEDER¹, Georg LETTNER¹

Introduction

The share of local energy sources is rapidly increasing together with the growing implementation of renewable and/or volatile energy sources (e.g. wind, photovoltaic, geothermal, biogas, etc.). Nevertheless, low electricity prices and expiring subsidies result in challenging economic operation of renewable energy sources (RES). Hence, further implementation of RES could face an uncertain future in the current energy economic environment. Innovative operating concepts are therefore needed in order to ensure operation and expansion of generation, conversion and storage capacities based on RES also in future.

Energy sector coupling could be an economically viable solution in order to ensure the continuation of RES implementation and operation. The concept opens up market segments for new energy services and products by coupling electricity, heating/cooling and gas sectors. Both technical and economical experience and knowledge regarding coupled operation of different grid infrastructures are lacking.

Thus, the project SektoKop Net elaborates:

- The technical and organizational requirements for implementing coordinated operating strategies for coupled electricity, heat and gas grids in the supply area of Energie Burgenland AG
- The economic participation options under competitive conditions for different plant operators (existing and new RES, P2H and P2G plants).

Methodology

Possible synergetic operations are elaborated based on surveys of technical and organizational operation requirements of the different infrastructure areas. Power to heat (P2H), power to gas (P2G) and a combination of both technologies are suggested as possible sector couplings within the project.

The potential benefits of sector coupling between electricity and heat grids are evaluated by implementing the P2H concept. An overview of the model utilized for simulations is given in figure 1. A windfarm is connected to the district heating grid through a heat pump. The heat pump has the possibility to buy electricity either from the windfarm or directly from the power grid, and can generate heat which it supplies to the district heating grid.

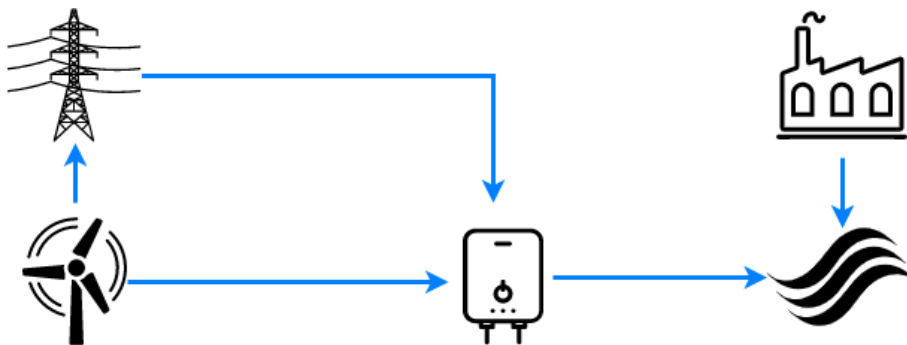


Figure 1: Implementation of P2H concept, source: TU Wien [1] [2] [3] [4] [5]

¹ Energy Economics Group / TU Wien, Gußhausstraße 25-29/E370-3, +43-(0)1-58801- 370343, {revheim, schwabeneder, lettner}@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

Results

The project results are presented as a "catalogue of requirements for the organizational coupling of energy systems across energy carriers" utilized by the involved project partners as a decision-making basis regarding the further development of products and services in the field of efficient sector coupling. Furthermore, the results will be accessible for political decision makers (e.g. the regulatory authority and ministries).

The preliminary results related to the implementation of P2H in the supply area of Energie Burgenland are presented in figure 2. The possibility to sell electricity to a heat pump increases windmill revenue. Furthermore, district heating grid costs are significantly reduced due to heat supplied from the heat pump. Thus, by implementing P2H technology, significant monetary benefits can be achieved.

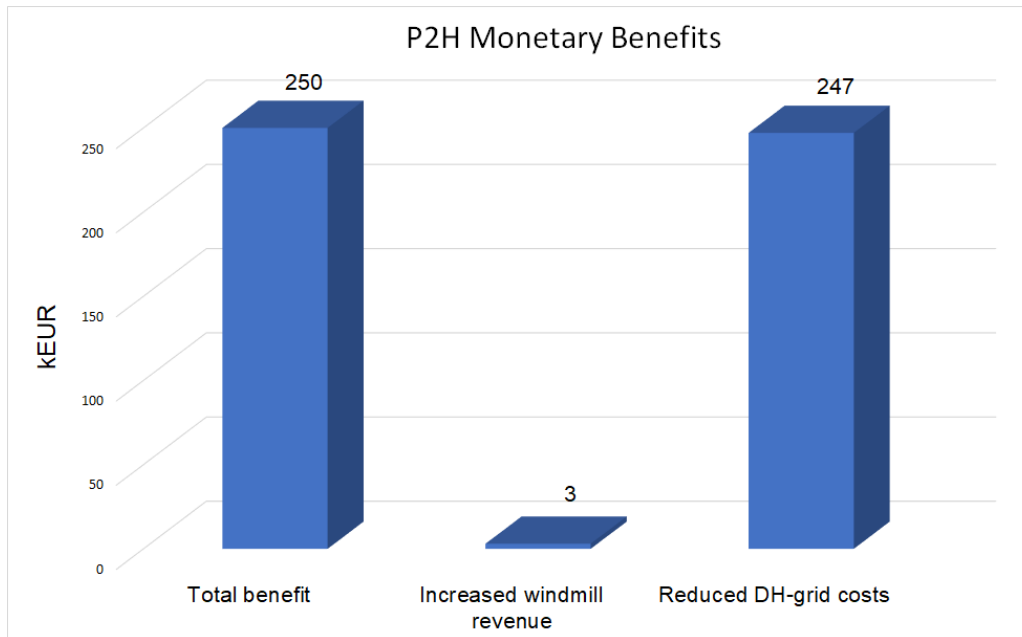


Figure 2: Monetary benefits resulting from P2H implementation in the supply area of Energie Burgenland, source: TU Wien

Acknowledgement

The SektoKop Net project (No 871786) is being funded under the 5th call of the energy research program of the Austrian Research Promotion Agency (FFG) and the Climate and Energy Fund. The authors are particularly grateful for the metered Data provided by Energie Burgenland AG.

References

- [1] V. Point, "Windmill," [Online]. Available: <http://www.thenounproject.com>. [Accessed 11 2019].
- [2] Shlain, "Transmission Tower," [Online]. Available: <http://www.thenounproject.com>. [Accessed 11 2019].
- [3] Skowalsky, "Heat," [Online]. Available: <http://www.thenounproject.com>. [Accessed 11 2019].
- [4] R. Schmitzer, "Heating plant," [Online]. Available: <http://www.thenounproject.com>. [Accessed 11 2019].
- [5] Sapdian, "Heating," [Online]. Available: <http://www.thenounproject.com>. [Accessed 11 2019].

7.2.3. Auswirkungen verschiedener Sektoren-kopplungspfade auf die elektrische Residuallast in Systemen mit hoher fluktuierender Einspeisung

Tobias ZIMMERMANN¹, Hendrik TÖDTER¹, Oliver SCHÜLTING¹,
Alfons KATHER¹

Einleitung

Für den Ausbau der regenerativen Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland sieht das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2016) gesetzlich vorgegebene Ausbaupfade vor [1]. Demnach soll das Ziel der Reduzierung der Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 bis 95 % im Bezug zum Jahr 1990 unter anderem durch einen regenerativen Anteil von mindestens 80 % an der Bruttostromerzeugung realisiert werden. Das Konzept der Sektorenkopplung ist ein Ansatz, um regenerative Energien des Elektrizitätssektors in den Sektoren Wärme und Mobilität zu nutzen und somit die spezifischen CO₂-Emissionen zu senken.

In dieser Arbeit werden verschiedene Szenarien definiert, die unterschiedliche Systemkonfigurationen der Sektorenkopplung abbilden. Der Fokus liegt dabei auf der veränderten Nachfragesituation im Stromsektor infolge einer zunehmenden Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr. Für eine Abschätzung der Residuallast wird die zukünftige Erzeugung aus Windenergie und Photovoltaik mit Hilfe der Ausbaupfade nach dem Netzentwicklungsplan 2030 (2019) berechnet [2].

Vorgehen

Zunächst werden als Referenzszenario die erneuerbare Erzeugung sowie der Energieverbrauch in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität für das Basisjahr 2015 stundengenau und lokal hochaufgelöst abgebildet. Die unterschiedlichen Szenarien ergeben sich durch verschieden angenommene Entwicklungen in den Sektoren bis 2050. Im Folgenden wird die Methodik zur Abbildung der einzelnen Sektoren kurz erläutert.

Stromsektor

Auf Basis des tatsächlichen Summenlastverlaufs in Deutschland im Jahr 2015 werden regionale Verbräuche ermittelt und in die Teilsektoren „Haushalte“, „Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)“ und „Industrie“ aufgeteilt. Dabei wird der aktuelle Strombedarf der Sektoren Wärme und Mobilität berücksichtigt.

Wärmesektor

Im Wärmesektor wird zunächst der Nutzwärmebedarf nach Anwendungszweck und Verbrauchergruppe auf Gemeindeebene bestimmt. Im Fall der privaten Haushalte dient ein regionales Gebäudebestandsmodell als Grundlage, während die Verbrauchsgruppen GHD sowie Industrie mittels Erwerbstätigenzahlen sowie anderer statistischer Kenngrößen abgebildet werden. Über Standardlastprofile sowie Technologiemodelle erfolgt eine Überführung in zeitlich aufgelöste Endenergie-Ganglinien. Szenarien zu Sanierungsaktivitäten, Effizienzsteigerungen sowie Technologiediffusion können dazu genutzt werden, um Auswirkungen auf das Gesamtsystem zu untersuchen.

Mobilitätssektor

Der Energiebedarf des Mobilitätssektors wird auf Basis demografischer Daten für die einzelnen Teilsektoren kennlinienbasiert bestimmt. Zusätzlich wird der Teilsektor mit dem größten Energieverbrauch - der motorisierte Individualverkehr (MIV) - mit einem agentenbasierten Modell auf Basis der Daten aus Mobilität in Deutschland abgebildet [3]. So können strukturelle Veränderungen der Fuhrparkzusammensetzungen in Folge der fortschreitenden Technologiediffusion alternativer Antriebe adäquat abgebildet und das Sektorenkopplungspotential bestimmt werden.

¹ Technische Universität Hamburg, Institut für Energietechnik, Denickestraße 15, 21073 Hamburg, +49 (0)40 42878-3280, tobias.zimmermann@tuhh.de, www.tuhh.de/iet

Erneuerbare Stromerzeugung

Die Stromerzeugung aus Windenergie (on- und offshore) und Photovoltaik wird mit Hilfe von regionalen Wetterdaten des Jahres 2015 sowie Modellen von Windenergieanlagen und Photovoltaikmodulen berechnet, sodass die regional installierte Leistung variiert werden kann. Für die Erzeugung aus Bioenergie und Wasserkraft wird der aktuelle Stand angenommen.

Aus der Analyse der elektrischen Verbrauchskurven aus den einzelnen Sektoren können Rückschlüsse auf die Entwicklung des jährlichen Strombedarfs sowie der auftretenden Leistungsbedarfe in den jeweiligen Szenarien gezogen werden. Die Kombination der elektrischen Verbrauchskurven mit der regenerativen Stromerzeugung führt zu der Residuallast, die von fossilen Residuallasterzeugern oder regenerativen Speichern erbracht werden muss. Die Jahresdauerlinien dieser Residuallasten dienen als weitere Bewertungsgrundlage für den Vergleich der einzelnen Szenarien. Qualitative Aussagen über Speicherbedarf oder konventionelle Erzeugungskapazitäten können zusätzlich aus diesen Betrachtungen anschaulich abgeleitet werden.

Abschließend werden die Ergebnisse diskutiert und eine Bewertung des in dieser Arbeit vorliegenden Ausbauplans vorgenommen. Darüber hinaus werden ggf. nötige Anpassungen an den zu installierenden erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten abgeleitet.

Referenzen

- [1] Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, 2016.
- [2] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT GmbH, TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019: Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 2019.
- [3] infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, „Mobilität in Deutschland 2017 - Ergebnisbericht“, Bonn, 2018.

7.2.4. Modellgestützte Optimierung im Industriesektor: Beitrag zu einer kosteneffizienten Industriewende

Tobias HÜBNER¹, Serafin VON ROON¹

Hintergrund und Inhalt

Nach dem IPCC sind die anthropogenen Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) bis 2030 um 45 % und bis 2050 um 100 % ggü. 2010 (~37 Mrd. tCO₂-Äq_{ui}.) zu reduzieren, um die Erderwärmung auf 1,5 °C gegenüber der vorindustriellen Zeit zu begrenzen [1], [2]. Die weltweiten THG-Emissionen entsprechen derzeit etwa 42 Mrd.tCO₂-Äq_{ui}. pro Jahr (Referenz: 2017) [1], [2]. Zwar beträgt der Anteil Deutschlands daran gegenwärtig nur etwa 2 % [3], historisch gesehen ist Deutschland jedoch für einen deutlich größeren Emissionsausstoß verantwortlich. Demgemäß ist der Anteil Deutschlands an den Gesamtemissionen zwischen 1970 und 2017 auch knapp doppelt so hoch (~ 4%) [3]. Die deutsche Industrie emittierte im Jahr 2017 etwa 193 Mio. tCO₂-Äq_{ui}. und ist damit der Sektor mit dem zweithöchsten THG-Ausstoß [4]. Für eine treibhausgasneutrale Industrie sind neben der Energieeffizienz Maßnahmen wie die Elektrifizierung, CO₂-Abscheidung sowie synthetische Brennstoffe erforderlich [5]. Um die Auswirkungen verschiedener Maßnahmen im Industriesektor zu erfassen, werden Simulationsmodelle verwendet. Es existieren bereits zahlreiche Modelle, die Transformationspfade für die deutsche Industrie berechnen [6], [7], [8], [9], [10], [11]. Während im Bereitstellungssektor Transformationspfade kostenminimal auf der Basis von linearen Kostenfunktionen abgeleitet werden [12], sind aufgrund der Heterogenität in der Industrie meist Experteneinschätzungen und andere Priorisierungsinstrumente bei der Umsetzung von THG-Verminderungsmaßnahmen maßgebend [6], [7], [8], [10], [11]. Um aus makroökonomischer Perspektive Kosteneffizienz in der Industriewende zu ermöglichen, wird das Sektormodell Industrie (SmInd) um kostenoptimale Transformationspfade zur Senkung industrieller THG-Emissionen erweitert.

Methodik

Abbildung 1 zeigt einleitend die in fünf Bestandteile untergliederte Methodik. Basierend auf [6] und [13] wird das SmInd-Technologiemixmodul um die Möglichkeit der kostenoptimalen Kombination von THG-Verminderungsmaßnahmen erweitert.

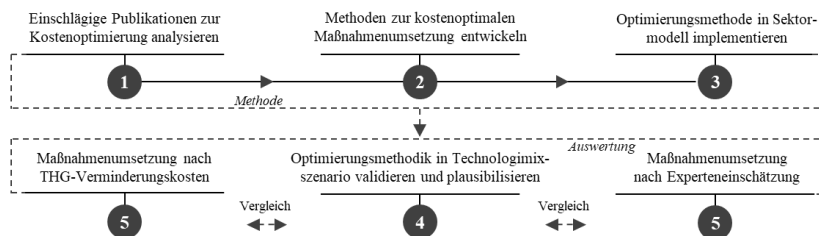


Abbildung 1: Überblick Methodik

Im Rahmen der Methodenentwicklung werden zunächst einschlägige Publikationen zur Kostenoptimierung im Industrie- und Bereitstellungssektor identifiziert und analysiert (1). Basierend auf der bestehenden Literatur werden neue Ansätze zur kostenoptimalen Umsetzung von industriellen THG-Verminderungsmaßnahmen entwickelt (2). Ausgangsbasis der Optimierung bildet eine lineare Funktion, die Maßnahmen unter der Berücksichtigung von technologiespezifischen Nebenbedingungen kostenminimal kombiniert. Beispielsweise ist die Geschwindigkeit des Technologiehochlaufs bei der Kostenoptimierung begrenzt. Die entwickelte Optimierungsmethode wird anschließend in SmInd implementiert (3). Die Maßnahmenumsetzung im Modell wird in diesem Zusammenhang an ein vorgegebenes Klimaschutzambitionsniveau gebunden. Die Optimierungsmethode wird durch konsistente, industrielle Technologiemixszenarien mit Zeithorizont bis 2050 validiert und plausibilisiert (4). Um die Auswirkungen unterschiedlicher Methoden der Maßnahmenumsetzung im Modell vergleichen zu können und damit den Mehrwert einer Kostenoptimierung abzuschätzen, werden

¹ Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft, Am Blütenanger 71, 80995 München, 089/158 121 36, thuebner@ffe.de, www.ffegmbh.de

kostenoptimale Transformationspfade mit auf abweichender Umsetzungslogik basierenden, inhärenten Szenarien in Sensitivitätsanalysen verglichen (5).

Ergebnisse

Im Rahmen der Publikation wird eine Methodik entwickelt, die es dem Sektormodell Industrie ermöglicht, kostenminimale Transformationspfade aus makroökonomischer Perspektive abzuleiten. Im Gegensatz zu anderen Modellen, die industrielle Transformationspfade festlegen, wird die Geschwindigkeit der Maßnahmenumsetzung an ein vorgegebenes Klimaschutzambitionsniveau gebunden. Die Grundlage für die lineare Optimierung bildet eine Kostenfunktion, welche die Maßnahmenkombination bei minimalen Kosten und gegebener CO₂-Zielsetzung berechnet. Zwei konkrete Optionen werden realisiert: Einerseits erfolgt die Maßnahmenumsetzung nach vorgegebenem CO₂-Budget. So bildet ein sich in Abhängigkeit des THG-Emissionsausstoßes jahresspezifisch verringerndes CO₂-Budget die Basis für die kostenminimale Umsetzung von THG-Verminderungsmaßnahmen. Bei dieser Option werden kumulierte Gesamtemissionen als Zielparameter herangezogen. Es können Transformationspfade für die deutsche Industrie abgeleitet werden, die mit den IPCC-Vorgaben und der damit verbundenen Erderwärmung konform sind. Die zweite Option bietet andererseits erhöhte Freiheitsgrade im Modell, indem CO₂-Verminderungsziele für wenige Stützjahre festgesetzt werden. Das Modell kann bei dieser Variante freier entscheiden, zu welchem Zeitpunkt und in welchem Maße THG-Verminderungsmaßnahmen umgesetzt werden, solange die CO₂-Verminderung im Zieljahr erreicht wird. Die kumulierten THG-Emissionen des Transformationspfads sind jedoch nicht an ein CO₂-Budget gebunden und können die eines vorgegebenen IPCC-Pfads über- oder unterschreiten. Durch sensitive Analysen verschiedener Umsetzungsmethoden wird zudem der Mehrwert einer kostenoptimalen Maßnahmenkombination im Industriesektor herausgearbeitet.

Referenzen

- [1] Masson-Delmotte, Valérie et al.: Zusammenfassung für politische Entscheidungsträger - Ein IPCC-Sonderbericht über die Folgen einer globalen Erwärmung um 1,5 °C gegenüber vorindustriellem Niveau und die damit verbundenen globalen Treibhausgasemissionspfade im Zusammenhang mit einer Stärkung der weltweiten Reaktion auf die Bedrohung durch den Klimawandel, nachhaltiger Entwicklung und Anstrengungen zur Beseitigung von Armut. Genf: IPCC, 2018.
- [2] IPCC-Sonderbericht über 1,5 °C globale Erwärmung - Ein IPCC-Sonderbericht über die Folgen einer globalen Erwärmung um 1,5 °C gegenüber vorindustriellem Niveau und die damit verbundenen globalen Treibhausgasemissionspfade im Zusammenhang mit einer Stärkung der weltweiten Reaktion auf die Bedrohung durch den Klimawandel, nachhaltiger Entwicklung und Anstrengungen zur Beseitigung von Armut. Bonn: Deutsche IPCC-Koordinierungsstelle, 2019.
- [3] M., Guizzardi, D., Schaaf, E., Crippa, M., Solazzo, E., Olivier, J.G.J., Vignati, E. Fossil CO₂ emissions of all world countries - 2018 Report, EUR 29433 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2018, ISBN 978-92-79-97240-9, doi:10.2760/30158, JRC113738.
- [4] Klimaschutz in Zahlen - Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik. Berlin: BMU, 2018
- [5] Hübner, Tobias et al.: Application-side merit-order-curves for synthetic fuels in the German energy system. In: 13th International Conference on Energy Economics and Technology Mai/2019. Dresden: TU Dresden, 2019.
- [6] Hübner, Tobias et al.: 2019 Small-scale modeling of individual GHG abatement measures in the industry. In: 8th International Ruhr Energy Conference (INREC) (University Duisburg-Essen) 09/2019. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE), 2019
- [7] Fleiter, Tobias et al.: A methodology for bottom-up modelling of energy transitions in the industry sector: The FORECAST model. Karlsruhe: Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (ISI), 2018.
- [8] Kube, Mathias et al.: Marktverfügbare Innovationen mit hoher Relevanz für die Energieeffizienz in der Industrie. Berlin: Ecofys, 2017.
- [9] Primes model version 2018 - Detailed model description. Athens: E3M-Lab, National Technical University of Athens, 2019.
- [10] Schneider, Clemens et al.: Risks and opportunities associated with decarbonising Rotterdam's industrial cluster. In: Environmental Innovation and Societal Transitions 05/2019. Wuppertal: Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy, 2019.
- [11] Lorenczik, Stefan et al.: Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung. Köln: ewi Energy Research & Scenarios GmbH, 2018.
- [12] Böing, Felix; Murmann, Alexander; Pellinger, Christoph: ISAaR - Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und Ausbauplanung mit Regionalisierung in: <https://www.ffe.de/themen-und-methoden/modelle-und-tools/625-isaar-integriertes-simulationsmodell> (Abruf: 12.09.2017) Archived by WebCite <http://www.webcitation.org/6tQ5Gxmi1>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), 2016
- [13] Hübner, Tobias et al.: Modellgestützte Analyse synthetischer Brennstoffe in der Industrie bei ambitioniertem Klimaschutz. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE), 2019.

7.2.5. Energy Related Considerations of Ultra-efficient Urban Industrial Parks

Ivan BOGDANOV¹, Niklas SCHWARZ²

Introduction

The recent global trends of urbanisation and demographic growth are involuntarily building the prerequisites for paradigm shifts towards the decoupling of growth rates from resource consumption rates, especially in the manufacturing sector. Following this most probable arising scenario, a sustainable proportionality between production volume and resource input should be a key goal [1]. Assuming different policy scenarios defined by the International Energy Agency, their “World Energy Outlook” statistic 2018 shows an ongoing trend in energy demand until 2040 [2]. Therefore, an imperative for action regarding energy efficiency of companies must be followed. Moreover, 75 % of the global resource consumption are used in urban environments [3]. This leads to a need for a fundamental shift towards enabling the setup of production sites in urban environments worth living in.

Against this background, Fraunhofer developed the holistic visionary approach of the *Ultra-efficient Factory*. The concept defines a loss-free production site, which has a symbiotic-positive contribution, operating in perfect symbiosis to its environment [4]. Following this holistic approach, one of the fields of action defined is *energy*, aiming to pursue energy efficiency as the target function of improvement.

Methodology

The solution approach of the ultra-efficient factory in urban surroundings was extended, aiming the development of a method to define, identify and assess both existing and potential symbiotic effects within urban industrial parks, at the interface to their surrounding urban environment. The approach following the criteria of the ultra-efficient factory, usually applied to individual factories, was applied to the selected industrial park. However, the factory level was selected as the highest resolution for the data collection. The adjacent municipality was included, since it interacts directly or indirectly with the industrial park. The overarching goal was the development of a holistic concept for ultra-efficient urban industrial parks, applied upon a suitable pilot location in Baden-Württemberg, Germany.

Accordingly, the present paper describes the energy related investigated considerations, following the goal mentioned. In order to achieve it, first a data driven graphical method was chosen to identify and derive symbiotic effects on location. Second, a procedure based on an “if-then” statement for the design of sustainable energy systems was developed and is depicted in Figure 1. Facing an open but firmly determined system with regard to its physical boundaries, a neutral to negative resulting balance of all energy exchange relations on location, in addition to the terms concerning the energy generation, conversion, transportation, utilisation and storage, aims to declare the whole system sustainable.

Results

Using the mentioned data driven graphical method, a diagram was built showing both the existing and potential energy exchange flows between the companies on site, but also with their (urban) environment, for different useful energy forms (Figure 2). Specifically, where excess energy occurs, it can be distributed to other facilities or the municipality having an energy demand, increasing the overall energy efficiency of the industrial park. On the other hand, during two experts workshops at Fraunhofer new technologies and specific research results were assessed, which could contribute to the achievement of an ultra-efficient urban industrial park. This way, more than ten energy efficiency increasing measures were derived for the selected industrial park, including energy generation, sharing, storage and recovery. Specifically, the expansion of the waste heat usage between more companies was identified. Also, the electricity surplus can provide hydrogen as a raw material, for a flexible electricity usage or to be used in local emission-free mobility concepts. A smart network of decentralised compressed air systems can increase the overall energy efficiency on site. A local DC power grid can improve the integration of renewable energy sources. All these findings were bundled as an individual, holistic concept for a sustainable, ultra-efficient energy system for the selected industrial park.

¹ Fraunhofer Institute for Manufacturing Engineering and Automation IPA, Nobelstr. 12, 70569 Stuttgart, Germany, Tel.: +49 711 970-1338, Fax: +49 711 970-3606, ivan.bogdanov@ipa.fraunhofer.de, www.ipa.fraunhofer.de

² University of Stuttgart, 70511 Stuttgart, Germany, Mobil: +49 157 30957415, st148694@stud.uni-stuttgart.de, www.uni-stuttgart.de/en

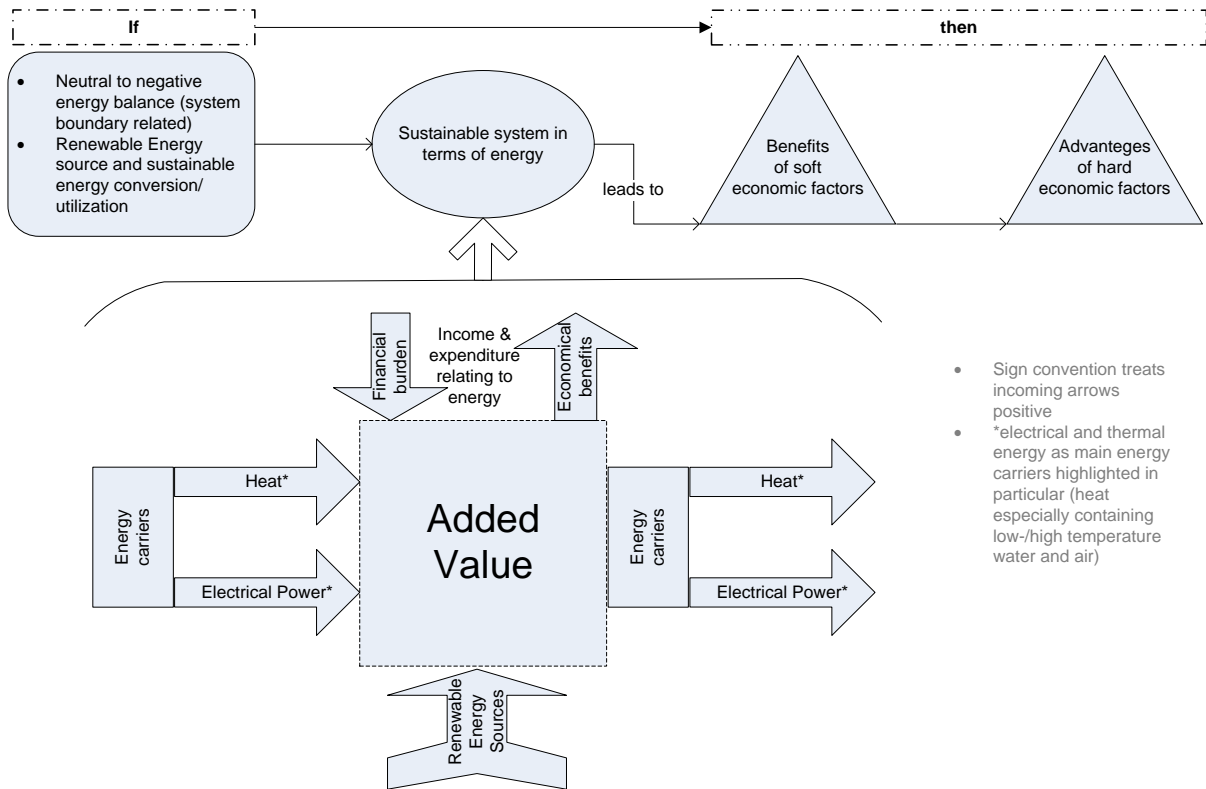


Figure 1: The “if-then” statement as core part of the developed method

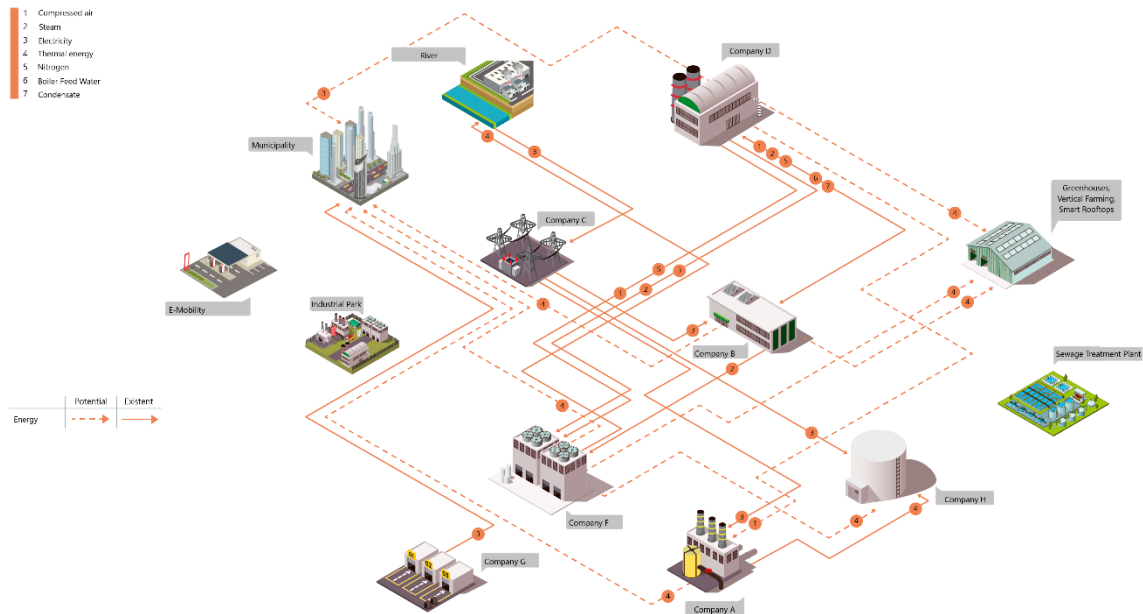


Figure 2: Existing and potential symbiotic effects within the selected industrial park in Baden-Württemberg, Germany

References

- [1] Fischer-Kowalski, M.; von Weizsäcker, E. U.; Ren, Y. et al. (2011): Decoupling natural resource use and environmental impacts from economic growth, Paris.
- [2] International Energy Agency, World Energy Outlook: The gold standard of energy analysis. [Online] Available at: www.iea.org/weo (Accessed on: July 8th 2019)
- [3] United Nations (2014): World urbanization prospects, the 2014 revision: Highlights. United Nations, New York.
- [4] Mieke, R. et al. (2017): Improving manufacturing systems with regard to the concept of ultra-efficiency. In: Gao, J.; El Souri, M.; Keates, S. (eds.): Advances in Manufacturing Technology XXXI

7.3. FLEXIBILISIERUNG I (STREAM F3)

7.3.1. Feldtest zur Erprobung einer lokalen und autarken Ansteuerung von elektrischen Verbrauchern

Stephanie UHRIG¹, Simon SCHRAMM¹, Sonja BAUMGARTNER², Georg KERBER², Sebastian HARTMANN³

Motivation und Zielstellung

Eine hohe Effizienz und optimierte Auslastung bestehender Strukturen sind wesentliche Ziele des intelligenten Stromnetzes von morgen. Ein vielversprechender Ansatz basiert darauf, den Leistungsbezug zeitlich flexibler Verbraucher im Verteilnetz, sogenannter steuerbarer Lasten, in die Zeiten des Energieüberschusses zu verlegen. So sollen Engpässe vermieden und Leistungsspitzen abgemindert werden. Dezentrale Einspeisung und unterschiedlich große Lasten führen dazu, dass sich der Netzzustand innerhalb weniger Kilometer stark unterscheiden kann. Daher müssten sich die Fahrpläne für steuerbare Lasten optimaler Weise ebenfalls lokal anpassen, was einen hohen Kommunikationsaufwand von sensiblen, teilweise personenbezogenen Informationen verursacht. Mit Hilfe eines Feldtests wurde untersucht, ob die Generierung von geeigneten Freigabezeiten für elektrische Speicherheizungen, als Repräsentant einer steuerbaren Last, lokal und autark möglich ist. Datengrundlage zur Generierung der Fahrpläne sind dabei ausschließlich lokal erfasste Spannungsmessdaten.

Methodik

Neue, intelligente Infrastruktur soll es dem Netzbetreiber in Zukunft ermöglichen steuerbare Lasten wie Batterien oder Wärmepumpen mit Hilfe von Fahrplänen netzdienlich und netzkritisch zu steuern. Dies soll die bisher genutzte Rundsteuertechnik ablösen [1]. Abhängig von z.B. Verbrauchertyp und Standort muss eine Vielzahl unterschiedlicher Fahrpläne vom Verteilnetzbetreiber generiert werden. Um dies zu vermeiden war der Ansatz des hier beschriebenen Forschungsvorhabens, die grundlegende Logik zur Fahrplannerstellung nicht zentral beim Verteilnetzbetreiber zu implementieren, sondern in einer Steuerbox vor Ort. Speziell in ländlichen, stark durch Einspeisung oder auch einzelnen großen

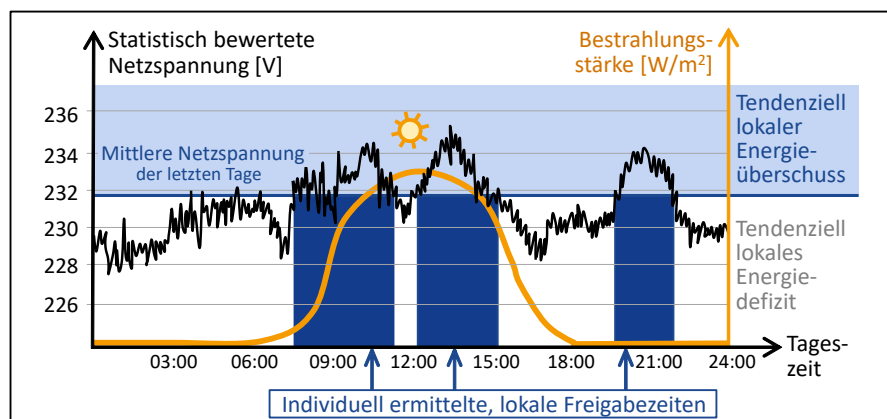


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Aufgabenstellung; Spannungsverlauf (schwarz) und durch Messung am Hausanschluss ermittelte Freigabezeiten der Steuerbox (blau) für steuerbare Verbraucher (eig. Darstellung).

¹ Hochschule München, Lothstr. 64, D - 80335 München, +49 89 1265-3416, stephanie.uhrig@hm.edu & simon.schramm@hm.edu, www.hm.edu

² LEW Verteilnetz GmbH, Hübnerstr. 3, D - 86150 Augsburg, +49 821 328-1421, sonja.baumgartner@lew-verteilnetz.de & georg.kerber@lew-verteilnetz.de, www.lew-verteilnetz.de

³ Energie- und Umweltzentrum Allgäu gemeinnützige GmbH, Burgstraße 26, D-87435 Kempten (Allgäu), +49-831-960286-82, hartmann@eza-allgaeu.de, www.eza.eu

Industriekunden geprägten Verteilnetzen wäre es so möglich, die Freigabezeiten an den aktuellen, lokalen Netzzustand anzupassen. Bei z.B. starker PV-Einspeisung würden die Freigabezeiten in die Tagstunden verlegt (Abbildung 1), bei geringer PV-Einspeisung gegebenenfalls in die Nachtstunden. Die Freigabezeiten werden dabei ausschließlich auf Basis aktueller Spannungsmessdaten und gespeicherter Werte der letzten Tage am Hausanschluss generiert. Dafür wurden fünf Prototypen mit integrierter Spannungsmessung, Recheneinheit zur lokalen Fahrplangenerierung und Steuerausgängen aufgebaut, in Privathaushalten im Allgäu installiert und für mehrere Monate betrieben. Die angesteuerten Speicherheizungen, erhielten bisher Freigabezeiten über Rundsteuersignale. Während des Feldversuchs wurde der implementierte Algorithmus zur Fahrplangenerierung kontinuierlich verbessert.

Ergebnisse

Es zeigt sich, dass die lokale Fahrplangenerierung sehr zuverlässig arbeitet und es möglich ist, die Freigabezeiten an den lokalen Netzzustand anzupassen, ohne dass es einen erhöhten Mehraufwand für Kommunikation bedarf.

Bestimmte Eingangsparameter zur Fahrplangenerierung können unterschiedlich gewählt werden, je nachdem ob die Minderung der Lastspitzen oder die variable Verfügbarkeit der Last von höherer Priorität ist. Der Einfluss der Eingangsparameter auf den generierten Fahrplan wurde untersucht, indem auf Basis der vorhandenen Messdaten alle Eingangsparameter variiert und die Ergebnisse statistisch ausgewertet wurden. Beispielsweise ist eine Mindestdauer pro Freigabefenster vorgesehen. Dies soll zu häufiges Schalten des Lastschützes vermeiden. Ist die Mindestdauer klein ($t_{onmin} = 0,5h$), so wird die Gesamtfreigabezeit von mindestens $10h$ pro Tag im Mittel nur wenig überschritten (Abbildung 2, links). Auch sind die Freigabezeiten sehr gut auf die Zeiten des Energieüberschusses im Netz abgestimmt. Allerdings ist die Gesamtfreigabezeit stark gestückelt und die Anzahl der Schaltzyklen pro Tag n_{on} gegenüber großen Mindestfreigabezeiten ($t_{onmin} = 4h$) deutlich erhöht (Abbildung 2, rechts). Bei großen Freigabezeiten wird hingegen die Gesamtfreigabezeit pro Tag $t_{on/day}$ deutlich überschritten.

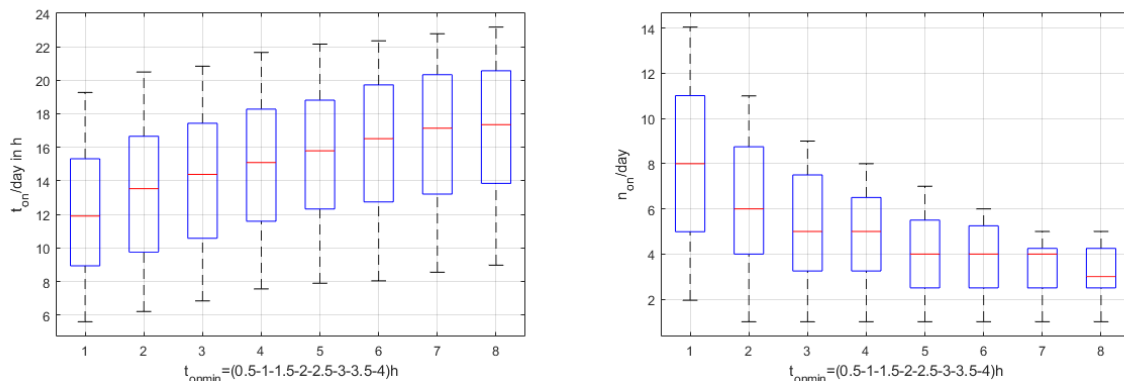


Abbildung 2: Darstellung der Häufigkeitsverteilung für Summenfreigabezeit pro Tag (links) und Anzahl der Schaltzyklen pro Tag (rechts) abhängig von der Mindestdauer pro Freigabe t_{onmin} (rot: Median, blau: 25-75% Quantil, schwarz: max und min) (eig. Darstellung).

Referenzen

- [1] FNN, KOF - Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene, Berlin: Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), 2018.
- [2] FNN, Nutzung von Flexibilitäten in der Niederspannung, Berlin: Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), 2018.
- [3] TenneT TSO GmbH, „TenneT und Bayernwerk: Dezentrale Flexibilität aus Bayern für die Energiewende,“ TenneT TSO GmbH, 14.01.2019. [Online]. Available: <https://www.tennet.eu/de/news/news/tennet-und-bayernwerk-dezentrale-flexibilitaet-aus-bayern-fuer-die-energiewende/>. [Zugriff am 23.08.2019].
- [4] StMWi, „Windheizung 2.0: Gebäude als Wärmespeicher,“ Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, 2019. [Online]. Available: https://www.energieatlas.bayern.de/thema_energie/forschung/windheizung.html. [Zugriff am 23.08.2019].

7.3.2. Identifizierung von Optimierungspotentialen in elektrischen Energiesystemen anhand von Last- und Erzeugungsprofilen

Marcel EGGEMANN^{1(*)}, Veronika BARTA^{1(*)}, Carolin VOGEL^{1(*)}, Stephanie UHRIG¹, Simon SCHRAMM¹

Zielsetzung und Kontext

Vor dem Hintergrund der Energiewende wird verstärkt versucht, Energiesysteme zu optimieren oder bestehende Infrastrukturen optimal zu nutzen. Was dabei als Optimum gilt, kann variieren, je nachdem welches Ziel (Energieautarkie, CO-Emission, Platzbedarf, Akzeptanz in der Bevölkerung etc.) höher priorisiert ist. Energiesysteme sind komplexe Strukturen, bestehend aus Systemkomponenten verbunden über eine Infrastruktur, die mit benachbarten Systemen interagieren (vgl. Abbildung 1). Die Auslegung eines Energiesystems geschieht nach lokal unterschiedlichen Anforderungen. Der starke Ausbau der Energiesysteme, beispielsweise durch erneuerbare Energien und die zunehmende Integration neuer Technologien wie Speicher und Elektromobilität, steigert diese Komplexität. Die genauen technischen Bedingungen einzelner Energiesysteme sind nicht mehr festgelegt. Daher können sowohl Unternehmen als auch öffentliche Bereiche die "technisch besten" Investitionen nicht ohne detaillierte Beratung und Analyse ihres Energiesystems bestimmen.

Innerhalb des Projektes TIMELESS wird eine übertragbare Methodik zur modellbasierten Analyse elektrischer Energiesysteme entwickelt. Unter anderem werden hierbei Optimierungspotentiale, beispielsweise die Reduktion auftretender Lastspitzen und die Erhöhung des regenerativen Anteils, untersucht. Identifiziert werden diese Potentiale anhand von Last- und Erzeugungsprofilen.

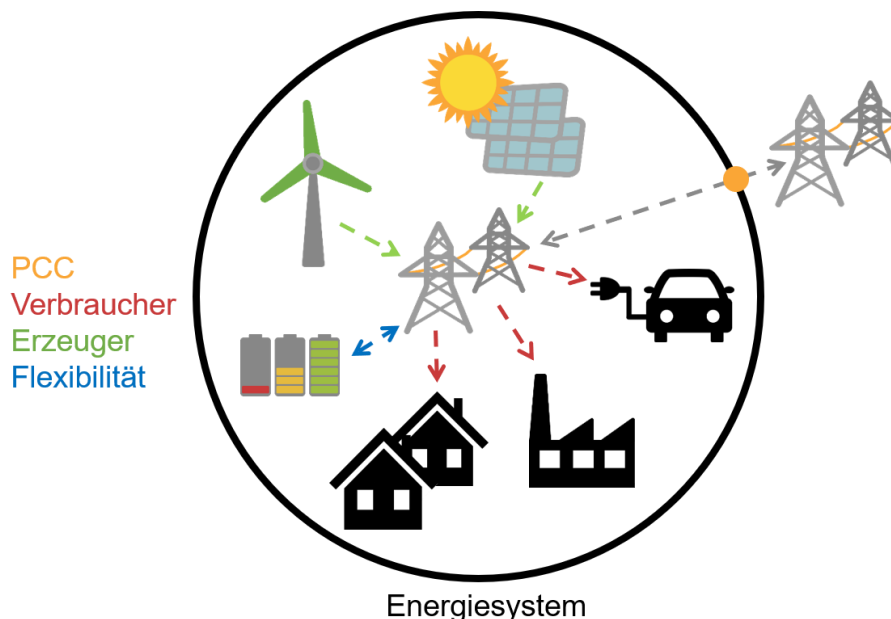


Abbildung 1: Beispielhaftes elektrisches Energiesystem mit Systemkomponenten, Grenzen und Kontext.

Methodik

Anhand der Analyse eines Referenzsystems werden im ersten Schritt Informationen über die aktuelle energetische Situation des Systems gesammelt, analysiert und für Modellbildung und Simulationen vorbereitet (IST-Zustandsanalyse). Zu den gesammelten Informationen gehören die Gesamlast- und

¹ Hochschule München, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Lothstr. 64, D - 80335 München, +49 89 1265-3416, eggemann@hm.edu & timeless@ee.hm.edu, www.hm.edu

Erzeugungsprofile des Systems sowie Profile wesentlicher Systemkomponenten. Ergänzt wird die Datenerhebung durch Messergebnisse über wenige Tage bis hin zu mehreren Monaten. Diese werden selbst erhoben oder liegen aus externen Quellen vor. Entsprechend ihres Beitrags zu Gesamtverbrauch beziehungsweise Erzeugung werden die Systemkomponenten dabei unterschiedlich priorisiert. Systemkomponenten, deren Einsatz zeitlich flexibel oder steuerbar ist, sowie Ausbaupotenziale werden unter Berücksichtigung der individuellen Kundenziele identifiziert. Ausbauvarianten wie beispielsweise die Integration von Photovoltaik (PV), Elektromobilität oder Speichermöglichkeiten, werden durch die Simulation verschiedener Zukunftsszenarien berücksichtigt.

Ergebnisse

Die Analyse der Informationen über das Referenzsystem ergibt, dass die Eigenerzeugung nicht nur durch einen Ausbau, sondern auch durch gezielte Instandhaltungsmaßnahmen erhöht werden kann. Im Vergleich zur tatsächlichen Erzeugungsleistung können signifikante Verbesserungen aufgezeigt werden.

Neben der Erzeugung wird ebenfalls untersucht, ob die Nutzung vorhandener Flexibilitäten oder die Nutzung von Speichern wesentliche Optimierungspotentiale bieten. Der Vergleich von Gesamtlast- und Erzeugungsprofilen zeigt Zeiträume hoher Erzeugung und gegebenenfalls resultierende Erzeugungsüberschüsse (vgl. Abbildung 2, links) auf. Diese können durch Lastverschiebung optimal genutzt und idealerweise ausgeglichen werden. Eine eingehende Analyse zeigt, inwieweit dies im Referenzsystem möglich ist. Hierbei wird auf gemessene charakteristische Lastverläufe relevanter Verbraucher (vgl. Abbildung 2, rechts) zurückgegriffen.

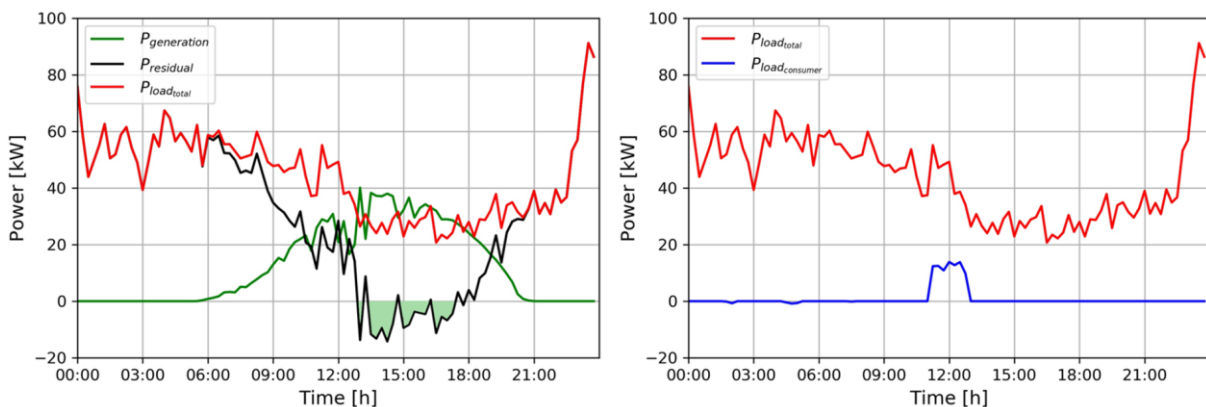


Abbildung 2: Erzeugungsüberschüsse (links); Gesamtlast vs. Einzellast (rechts)

7.3.3. Modellierung des Lastprofils eines Elektrolichtbogenofens mittels Markov-Ketten

Johannes DOCK¹, Daniel JANZ², Thomas KIENBERGER¹

Inhalt

Im Vergleich zum energie- und emissionsintensiven Hochofenprozess bietet die Elektrolichtbogenroute eine Möglichkeit zur CO₂-armen Stahlerzeugung. Das Erschmelzen von Stahlschrott oder direktreduziertem Eisen (DRI) im Elektrolichtbogenofen (EAF) anstatt der Reduktion von Eisenerz erfordert einen geringeren Energieeinsatz und verursacht geringere CO₂-Emissionen [1]. Zudem kann der EAF mit Strom aus erneuerbaren Quellen versorgt werden. Im Jahr 2017 betrug der Anteil des in Europa entlang dieser sogenannten sekundären Route erzeugten Stahls 41.7 % [2].

Da die Elektro Stahlproduktion vorwiegend in Chargenprozessen geschieht, sind die Energieverbräuche der Einzelaggregate sowie des gesamten Stahlwerkes zeitlich stark variabel. Erst die Kenntnis der variablen Lastprofile der Einzelaggregate ermöglicht eine Optimierung der Betriebsweise, eine Vorhersage über die Belastung des vorgelagerten Energienetzes sowie die Identifizierung von Flexibilitätsoptionen zum verstärkten Einsatz von erneuerbaren Energieträgern sowie Demand Side Management.

Das Ziel dieses Beitrages ist die Vorstellung einer Methodik zur Generierung des synthetischen Lastprofils eines Elektrolichtbogenofens. Die verwendeten Daten wurden im Rahmen des NEFI-Projekts OxySteel im Stahlwerk der Breitenfeld Edelstahl AG gesammelt.

Methodik

Mit einem Anteil von 61 % des elektrischen Jahresenergieverbrauchs ist der Elektrolichtbogenofen sowohl energie- als auch leistungsmäßig der größte Verbraucher im Elektro Stahlwerk. Die Chargenbetriebsweise des EAF führt außerdem zu den größten Lastschwankungen.

Zur Analyse des Energiesystems wurden die Leistungsdaten des EAF für 160 Chargen aufgezeichnet. Neben minutenaufgelösten Wirk-/Blind- und Scheinleistungswerten wurden auch die Tap-to-tap-Time, das Chargengewicht, das eingeblasene Sauerstoffvolumen, die Abstichtemperatur sowie der Kohlenstoffgehalt beim Abstich erfasst. Die Analyse ergab, dass die für eine Charge vom EAF konsumierte Energiemenge hauptsächlich von der Schrottmenge abhängt. Das zeitliche Verhalten des Ofens hinsichtlich des Leistungseintrages und des Auftretens von Lastspitzen sowie die Tap-to-tap-Time können nicht über die oben genannten Daten ermittelt werden, sondern sind stochastisch verteilt.

Abbildung 1 zeigt ein gemessenes relatives Lastprofil des Elektrolichtbogenofens, welches sich auf die folgenden Prozessphasen aufteilen lässt: Vorbereiten, Chargieren und Schmelzen eines oder mehrerer Schrottkörbe, Frischen und Abstechen. Der Energieeintrag findet dabei während der Schmelzphasen bzw. dem Frischen statt und beläuft sich laut Literatur auf 404 – 748 kWh/t Stahl [3].

Physikalische Systeme wie die Leistungsaufnahme des EAF lassen sich als Aneinanderreihung von diskreten Zuständen - in unserem Fall Leistungsintervallen - darstellen. Hängt der Zustand des Systems im nächsten Zeitschritt ausschließlich vom Status zum aktuellen Zeitpunkt und nicht von vorangegangenen Ereignissen ab, dann erfüllt der Prozess die sogenannte Markov-Eigenschaft [4].

In dem beobachteten Prozess gibt es eine bestimmte Wahrscheinlichkeit, dass das System im nächsten Zeitschritt in einen anderen Zustand übergeht. Für die Errechnung einer sogenannten Markov-Kette werden alle Übergangswahrscheinlichkeiten in einer Matrix angeordnet. Gibt man nun einen Anfangszustand als Startpunkt vor und zieht eine Zufallszahl z ($0 \leq z \leq 1$), so gelangt man in den nächsten Zustand [4].

¹ Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, +43 3843 4025401, evt@unileoben.ac.at, evt.unileoben.ac.at

² Breitenfeld Edelstahl AG, Breitenfeldstraße 22, 8662 St. Barbara-Mitterdorf, +4338586161219, daniel.janz@breitenfeld.at, breitenfeld.at

Durch die Aneinanderreihung dieser Zustände erhält man eine synthetische Zeitreihe, welche der Verteilung der beobachteten Sequenz gehorcht, jedoch bei jedem Aufruf der Markov-Kette eine andere Form annimmt. Dieses Prinzip lässt sich bei der Modellierung von synthetischen Lastprofilen des Elektrolichtbogenofens anwenden.

Zur Erstellung des synthetischen Lastprofils wird die benötigte Energiemenge aus der oben erwähnten Korrelation zwischen Schrottmenge und eingesetzter Energie berechnet und auf die Prozessschritte Schmelzen und Frischen aufgeteilt. Anschließend wird mithilfe eines Wahrscheinlichkeitsvektors sowie einer Zufallszahl eine Tap-to-tap-Time ermittelt. Für jede Prozessphase wird nun die zuvor ermittelte Energiemenge auf eine Markov-Kette umgelegt. Entspricht die Länge der aneinandergereihten Ketten der festgelegten Tap-to-tap-Time, wird das Lastprofil der Charge in die Zeitreihe übernommen.

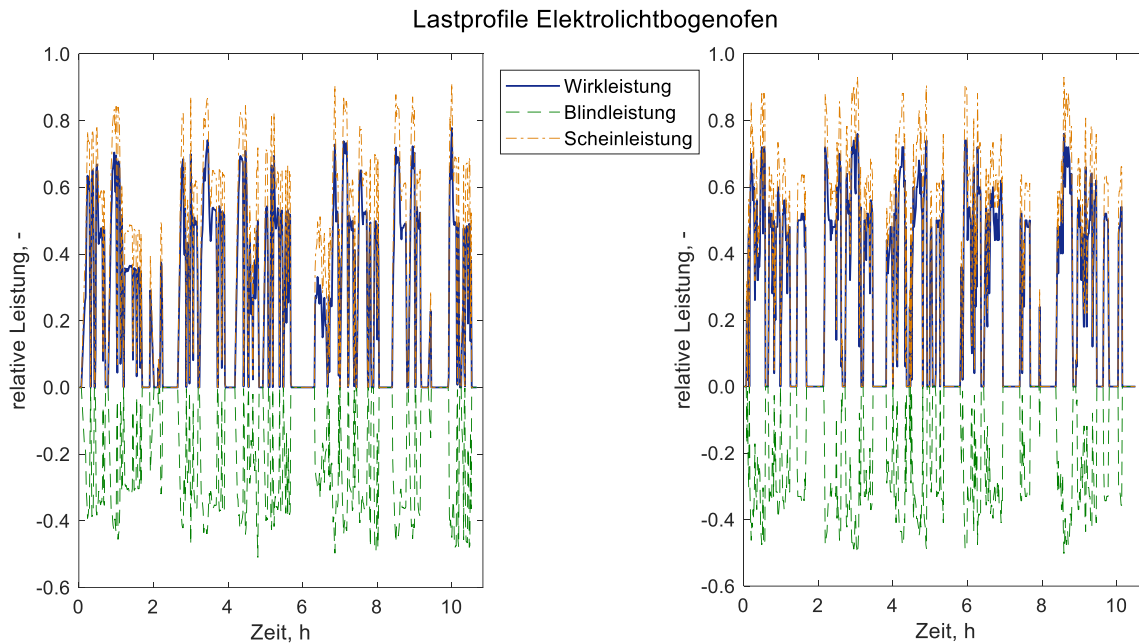


Abbildung 1: gemessenes (links) und synthetisches (rechts) Lastprofil des Elektrolichtbogenofens

Ergebnisse

Das Modell liefert ein synthetisches Lastprofil (Abbildung 1, rechts) des Elektrolichtbogenofens, welches auf unterschiedliche Tap-to-tap-Times und Schrottmengen – und damit Ofengrößen - skalierbar ist. Das vorliegende Modell errechnet nur die Wirkleistung als Markov-Kette. Schein- und Blindleistung werden über Regressionsgleichungen für jeden Zeitschritt berechnet. Eine mit weniger Messaufwand verbundene Alternative stellt die Berechnung über einen durchschnittlichen Leistungsfaktor dar.

Insgesamt zeigen die synthetischen Lastprofile gute Übereinstimmung mit den gemessenen Profilen und sind dadurch für die Simulation von Energiesystemen geeignet. Zukünftig soll das EAF-Lastprofil in ein Energiesystemmodell des gesamten Elektrostahlwerks eingebunden werden.

Referenzen

- [1] M. Arens, E. Worrell, W. Eichhammer, A. Hasanbeigi, and Q. Zhang, "Pathways to a low-carbon iron and steel industry in the medium-term – the case of Germany," *Journal of Cleaner Production*, vol. 163, pp. 84–98, 2017.
- [2] Eurofer, "European steel in figures," covering 2009 - 2018, Brussels, 2019. Accessed on: Nov. 06 2019.
- [3] R. Remus, Best available techniques (BAT) reference document for iron and steel production: Industrial emissions directive 2010/75/EU (integrated pollution prevention and control). Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2013.
- [4] W. J. Stewart, *Probability, Markov chains, queues, and simulation: The mathematical basis of performance modeling*. Princeton (N.J.), Oxford: Princeton University Press, op. 2009.

7.3.4. **Ökonomische Bewertung hybrider Anlagen mithilfe von Lastprofilprognosen**

Ekrem KÖSE¹, Alexander SAUER²

Ausgangssituation

Der steigende Anteil erneuerbarer Energieträger am Stromnetz hat Auswirkungen auf die Netzstabilität. Im Jahr 2017 stiegen die Kosten für Redispatch-Maßnahmen mit Markt- und Netzreservekraftwerken in Deutschland auf 901 Millionen Euro [1]. Hybride, bzw. bivalente Produktionsanlagen – also Maschinen, die binnen kurzer Zeit dynamisch zwischen zwei Energieträgern wechseln können – können mit ihrer Flexibilität einen enormen Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen [2]. Da die Einnahmen und Ausgaben stark vom Lastprofil abhängen muss vor der Investitionsentscheidung ein valides Lastprofil erzeugt werden, um eine sichere Entscheidungsgrundlage über die Erlöse zu erzeugen.

Lastprofile sind eine zeitliche Darstellung der genutzten Leistung über einen bestimmten Zeitraum, wie z.B. eine Woche oder ein Jahr. Solch ein Verlauf kann z.B. für eine einzelne Maschine oder für ein ganzes Unternehmen erstellt werden. [3] Grundsätzlich muss davon ausgegangen werden, dass Lastprofile nicht täglich den gleichen Verlauf haben. Es gibt bereits Ansätze, wie der Energieverbrauch einer Anlage auf Grundlage von Produkten [4], Maschinenzuständen [5], oder Vergangenheitswerten und Algorithmen [6] prognostiziert werden kann. Beim Regelenergiemarkt wird die Energieflexibilität je nach auktioniertem Leistungs- und Arbeitspreis vergütet. Die zu berücksichtigenden Anforderungen bei der Generierung von Lastprofilen sind bspw. die Höhe der angebotenen Leistung und die zeitliche Verfügbarkeit.

Methode zur Lastprofilprognose

Die vom IPA gemeinsam mit dem EEP entwickelte Methode zur Erzeugung und Prognose eines Lastprofils – mit der Energieflexibilität von hybriden Anlagen am Regelenergiemarkt vermarktet werden kann – untergliedert sich in vier Unterschritte (siehe Abbildung 1).

1. Aufnahme des Ist-Lastgangs

Im ersten Schritt muss das aktuelle Lastprofil der Produktionsanlage aufgenommen werden. Hier wird je nach Anlage das reale Lastprofil zwischen einem Tag und mehreren Wochen aufgenommen. Die Aufzeichnungslänge hängt von der Komplexität der Anlage ab. Werden Produkte mit signifikant unterschiedlicher Energieintensität produziert, so sollte die Messaufzeichnung entsprechend länger sein.

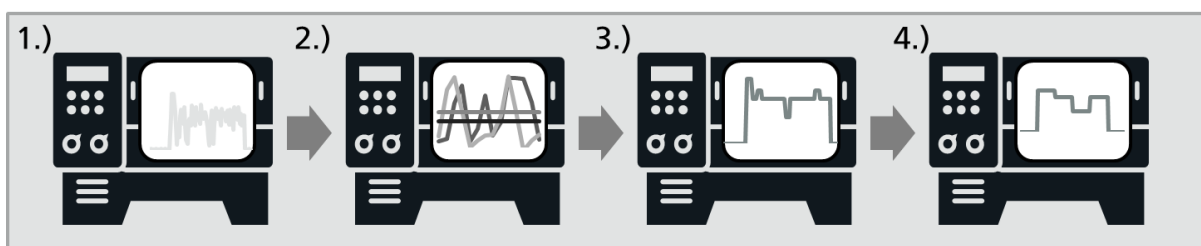


Abbildung 1 Ablauf der Methode zur Lastprofilprognose in Abhängigkeit vom Regelenergiemarkt

2. Analyse des Ist-Lastgangs

Sind innerhalb der Aufzeichnungsdauer bestimmte Maschinenzustände mit stark abweichender Leistungscharakteristik, wie bspw. zeitlich längerem Werkzeugwechsel, Produkte mit stark abweichender Energieintensität, oder eine mögliche Abhängigkeit von Jahreszeiten, nicht aufgenommen, müssen diese Maschinenzustände für die Lastprofilprognose über ein Jahr hinweg berücksichtigt werden.

¹ Fraunhofer Institut für Produktions- und Automatisierungstechnik, Nobelstr. 12 in 70569 Stuttgart, Telefonnr. +49 711 970-3624, ekk@ipa.fraunhofer.de, www.ipa.fraunhofer.de/de/Kompetenzen

² Universität Stuttgart, Institut für Energieeffizienz in der Produktion, Nobelstr. 12 in 70569 Stuttgart, Telefonnr. +49 711 970 3600, aes@eep.uni-stuttgart.de, www.eep.uni-stuttgart.de

3. Erstellung von EnergyBlocks

Wenn alle Maschinenzustände mit unterschiedlicher Leistung, Produkt- und Jahresabhängigkeiten ermittelt wurden, können für diese Zustände „EnergyBlocks“ nach dem Prinzip von Weinert erzeugt werden [4]. Diese Blöcke dienen als Grundlage zur Generierung des späteren Lastprofils. Für jeden Maschinenzustand wird entsprechend der Leistungscharakteristik ein EnergyBlock erzeugt. Durch das Zusammensetzen und der Ermittlung der Häufigkeit kann ein Jahreslastprofil prognostiziert werden.

4. Erzeugung eines vermarktbaren Lastprofils

Durch die Restriktionen des Regelenergiemarkts, bspw. das Anbieten von Zeitscheiben von vier Stunden bei Sekundärregelleistung, oder das Vorhalten von Mindestleistungen, muss das vermarktbare Lastprofil entsprechend den Vorgaben angepasst werden.

Ergebnis am Beispiel eines Tiegelofens

Die Abbildung 2 zeigt am Beispiel eines Magnesium-Tiegelofens das Resultat einer Lastprofilprognose mit Berücksichtigung der Restriktionen vom Sekundärregelenergiemarkt. Dabei ist links das reale Lastprofil von einem Tag als Mittelwert von fünf Produktionstagen im 15-Minuten-Intervall (grau) und rechts ist die Lastprofilprognose für eine Woche (schwarz) abgebildet. Ganz deutlich zu sehen in der Abbildung ist der Aufheizvorgang des Tiegelofens (links) mit einem maximalen Peak von 140°kW. Durch die Restriktion von vier Stundenblöcken, kann lediglich nur ein Teil der Energie als Flexibilität vermarktet werden.

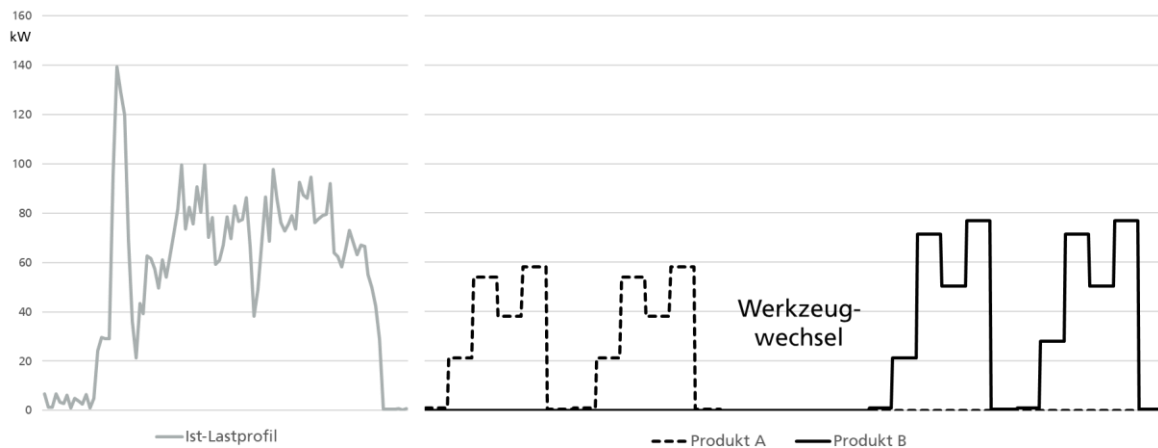


Abbildung 2 Ergebnis der Lastprofilprognose zur Vermarktung von Regelenergie

References

- [1] Bundesnetzagentur, "Monitoring report 2018: Key findings," Bundeskartellamt, Bonn, 2018. [Online] Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoringberichte/Monitoring_Berichte_node.html. Accessed on: Mar. 05 2019.
- [2] E. Köse, A. Sauer, and C. Pelzel, "Energieflexibel durch bivalente Produktionsanlagen: Mit bivalent ausgelegten Produktionsprozessen Energiekosten senken und das Stromnetz stabilisieren," (de), vol. 107/2017, no. 107, pp. 366–372, 2017.
- [3] U. Peters, "Höchstlastregelungen bei Elektrizitätsfremdversorgung industrieller Betriebe," Düsseldorf, Fortschrittsbericht 16, 1987.
- [4] N. Weinert, S. Chiotellis, and G. Seliger, "Methodology for planning and operating energy-efficient production systems," CIRP Annals, vol. 60, no. 1, pp. 41–44, 2011.
- [5] P. Eberspächer, "Zustandsmodellbasierte, steuerungsnaher Energieverbrauchsoptimierung von Werkzeugmaschinen," Dissertation, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2016.
- [6] M.-A. Richard, H. Fortin, A. Poulin, and Leduc, Marie-Andrée, Fournier, Michaël, "Daily load profiles clustering a powerful tool for demand side management in medium-sized industries," in ACEEE summer study on Energy Efficiency in Industry, Denver, 2017, pp. 160–171.

7.3.5. Planung elektrischer Übertragungsnetze unter Berücksichtigung netzbetrieblicher Flexibilitäten

Marco FRANKEN^{1(*)}, Alexander B. SCHRIEF^{1(*)}, Albert MOSER¹

Motivation und Hintergrund

Der Entschluss zur Förderung des weltweiten Klimaschutzes erfordert eine Dekarbonisierung der Energiesysteme. Die Transformation von fossil geprägten hin zu nachhaltigen Energiesystemen bedingt hierbei eine zunehmende Substitution zentraler, konventioneller Kraftwerke durch regenerative, zumeist lastfern allokierte sowie dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen. Infolgedessen nimmt der Transport elektrischer Energie über große Distanzen zu, wodurch die Beanspruchung des elektrischen Übertragungsnetzes signifikant gesteigert wird. Um diesem gestiegenen Bedarf an Übertragungskapazitäten nachzukommen, ist der Ausbau des elektrischen Übertragungsnetzes unabdingbar. Aufgrund zeitintensiver Genehmigungsverfahren und fehlender gesellschaftspolitischer Akzeptanz verzögert sich jedoch die Umsetzung der geplanten Netzausbaumaßnahmen. Folglich bedarf es Technologien, die sowohl eine verbesserte Nutzung bestehender Übertragungskapazitäten ermöglichen als auch eine erhöhte gesellschaftspolitische Akzeptanz aufweisen, um zeitnah umgesetzt werden zu können. Hierzu zählen zum einen leistungsflusssteuernde Komponenten wie Phasenschiebertransformatoren (PST), die eine Steuerung von Leistungsflüssen innerhalb vermaschter Drehstromnetze erlauben. Zum anderen kann durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen mit erhöhter Stromtragfähigkeit die Übertragungskapazität bestehender Trassen erhöht werden [1].

In Zeiten, in denen zukünftige innovative Ansätze wie moderne Systemführungskonzepte oder Netzbooster diskutiert und erarbeitet werden, gilt es innerhalb der Netzplanungsprozesse eine vollständige Engpassfreiheit zukünftiger Netzstrukturen nicht ausschließlich mit Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen zu erreichen [2]. Vielmehr sind bedarfsgerechte Strukturen zu identifizieren, deren Systemsicherheit unter Einbezug betrieblicher Flexibilitäten gewahrt werden kann. Eine vollständig engpassfreie Auslegung mittels Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen würde kostenintensive Betriebsmittel erfordern, die lediglich die letzten verbleibenden, nur in einzelnen Belastungssituationen auftretenden Engpässe beheben. Somit gilt es den Grad zu bestimmen, bis zu welchem auftretende Engpässe mit Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen effizient behoben werden können bzw. den Grad ab welchem der Einsatz betrieblicher Flexibilitäten die kosteneffizientere Lösung darstellt.

Die effizientere Nutzung bestehender Trassen und vorhandener Übertragungskapazitäten sowie der Einbezug von Netzengpassmanagementmaßnahmen in die Netzplanung sind zwar in Teilen eine Reaktion auf die Verzögerungen und fehlende Akzeptanz gegenüber der Umsetzung neuer Trassen, dennoch bieten diese Alternativen Potentiale zur Reduktion der gesamtsystemischen Kosten. Um eine geeignete Bewertung der einzelnen Alternativen vornehmen zu können, bedarf es mathematischer Verfahren, die eine detaillierte Abbildung der einzelnen Technologien ermöglichen. Gleichzeitig gilt es die Interdependenzen zwischen Netzausbau- und Netzbetrieb sachgerecht abzubilden, um Synergien zu erfassen und jene Netzausbaumaßnahmen zu identifizieren, deren Investitionskosten geringer ausfallen als die Engpassmanagementkosten, die bei einer Nicht-Realisierung entstehen.

Methodisches Vorgehen

Für die Ermittlung effizienter Netzausbaumaßnahmen sowie bedarfsgerecht ausgelegter Netzstrukturen wird in diesem Beitrag ein Modell zur Netzplanung vorgestellt, das auf einer simultanen Optimierung von Netzausbau und Netzbetrieb basiert. Innerhalb des Technologieportfolios wird zwischen dem Bau neuer Stromkreise als Ausbau- oder Verstärkungsmaßnahme, der Umbeseilung bereits installierter Stromkreise, dem Bau neuer Transformatoren und der Installation neuer PST unterschieden. Die Modellierung der Kosten für neue Drehstromsysteme umfasst eine stromkreisspezifische Kostenerfassung, die die Kosten für neue Leiterseile, jene für neue Masten bzw. neues Gestänge und

¹ RWTH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW), Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Tel.: +49 (241) 80 97698, Fax: +49 241 80 92135, m.franken@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

jene für neue Schaltfelder berücksichtigt. Die Optimierung des Netzbetriebs umfasst neben der Ermittlung geeigneter Arbeitspunkte für PST die Bestimmung effizienter Netzengpassmanagementmaßnahmen wie Redispatch konventioneller Kraftwerke oder Einspeisemanagement erneuerbarer Energien. Das dargelegte Verfahren ermöglicht somit eine Abwägung zwischen der Investition in neue Betriebsmittel, die sich über mehrere Jahrzehnte amortisieren, und dem betrieblichen Einsatz von Netzengpassmanagementmaßnahmen, die von der netznutzungsfallspezifischen Versorgungsaufgabe und dem resultierenden Transportbedarf abhängen. Um eine sachgerechte Entscheidung zu ermöglichen, werden die Engpassmanagementkosten auf den Amortisierungszeitraum von Netzausbaumaßnahmen skaliert.

Das Problem der Netzplanung wird als gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem (GGLP) formuliert und zielt auf eine Minimierung der Summe aus Investitions- (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) ab. Binäre Entscheidungsvariablen werden eingesetzt, um die Ausbauentscheidungen zu modellieren, und kontinuierliche Entscheidungsvariablen werden genutzt, um die Größen des Netzbetriebs wie beispielsweise die Leistungsflüsse zu erfassen. Zur Modellierung der Leistungsflüsse wird auf DC-Leistungsflussgleichungen zurückgegriffen. Die Integration der Ausbauentscheidungen erfolgt über eine disjunktive Formulierung, sodass die Restriktionen für Ausbaukandidaten nur im Falle einer Investition limitierend wirken. Der betriebliche Freiheitsgrad von PST wird als einzuprägende Phasenverschiebung modelliert. Die Integration von Redispatch-Maßnahmen und Einspeisemanagement in das Optimierungsproblem erfolgt über eine lineare Formulierung. Insgesamt ermöglicht das vorgestellte Optimierungsproblem die simultane und modellendogene Auswahl der geeignetsten Technologie hinsichtlich Ausbau und Betrieb.

Die Komplexität von Netzausbauforderungen hängt maßgeblich von der Anzahl potentieller Netzausbaukandidaten ab. Diese ergeben sich im Allgemeinen unter Vernachlässigung externer Einflussfaktoren aus allen Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zweier Knoten der gleichen Spannungsebene. Zur Reduktion der Komplexität wird die Menge potentieller Ausbaukandidaten im Rahmen dieses Beitrags limitiert. Hierzu wird das Optimierungsproblem zunächst unter Nutzung einer LP-Relaxation der binären Ausbauentscheidungen gelöst. Durch die Relaxation ist es möglich, dass einzelne Kandidaten lediglich anteilmäßig umgesetzt werden. All jene Kandidaten, die bei der Lösung der LP-Relaxation vollständig oder anteilmäßig umgesetzt werden, dienen als potentielle Kandidaten für die Lösung des GGLP.

Ergebnisse und Fazit

Mit dem skizzierten Verfahren soll der Bedarf an Netzausbaumaßnahmen anhand eines synthetischen Netzmodells quantifiziert werden, dessen Struktur und dessen Charakteristika sich am deutschen Übertragungsnetz orientieren [3]. Insbesondere wird der Beitrag untersucht, den PST auf der einen und Engpassmanagementmaßnahmen wie Redispatch und Einspeisemanagement auf der anderen Seite zur Reduktion der gesamtsystemischen Kosten liefern können. Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass die Gesamtkosten im Vergleich zu klassischen Ausbaumaßnahmen, d.h. der Installation neuer Stromkreise oder der Erschließung neuer Trassen, insbesondere durch den Einsatz von PST, aber auch durch die Umbeseilung bestehender Stromkreise oder Engpassmanagementmaßnahmen signifikant reduziert werden können.

Referenzen

- [1] Agora Energiewende, „Optimierung der Stromnetze – Sofortmaßnahmen zur Senkung der Netzkosten und zur Rettung der deutschen Strompreiszone“, [Online]. Verfügbar: www.agora-energiewende.de
- [2] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), „Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“, [Online]. Verfügbar: www.netzentwicklungsplan.de
- [3] H. Barrios, A. Roehder, H. Natemeyer und A. Schnettler, „A benchmark case for network expansion methods“, IEEE PowerTech, Eindhoven, 2015.

7.4. FLEXIBILISIERUNG II (STREAM F4)

7.4.1. Chancen und Hemmnisse bei der Flexibilisierung der Grundstoffindustrie

Karin ARNOLD¹, Georg HOLTZ²

Aufgrund der zukünftig zu erwartenden höheren Anteile fluktuierender Energieträger im deutschen Stromsystem sind auch die Abnehmer von Strom aufgefordert, sich mit den Anforderungen der Flexibilisierung des Stromsystems auseinander zu setzen. Das gilt insbesondere für die energieintensive Grundstoffindustrie, die derzeit vor allem kontinuierlich produziert und Grundlast nachfragt.

In verschiedenen Studien sind die Flexibilisierungs-Potentiale unterschiedlicher Industriebranchen untersucht worden. Diese Untersuchungen fokussieren in der Regel auf ein technisches oder sogar theoretisches Potential, während das tatsächlich umsetzbare Potential weitaus geringer ist.

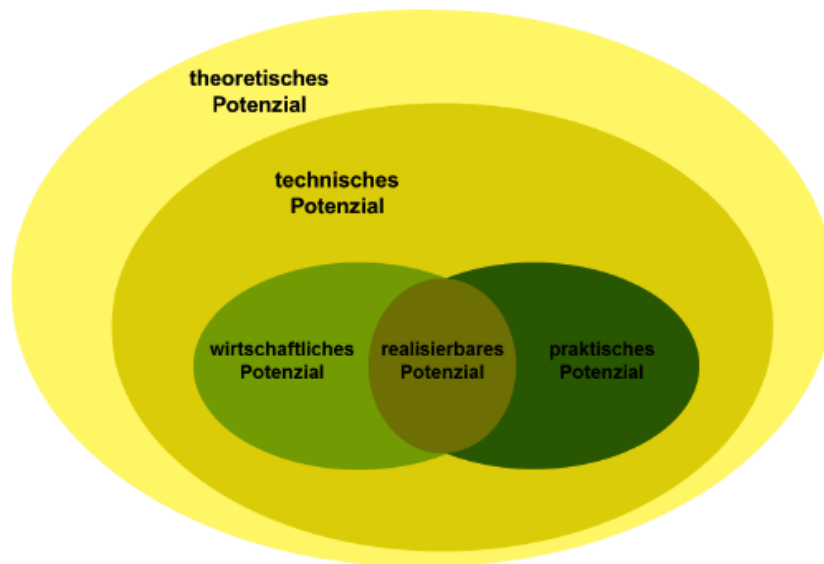


Abbildung 1: Abgrenzung verschiedenen Potenzial-Begriffe

Eine Vielzahl von Hemmnissen beschränkt dieses umsetzbare oder praktische Potential, die sich unter Berücksichtigung von verschiedenen Vorbedingungen in folgende Aspekte clustern lassen:

- 1) technische Anlage (Eigenschaften des Referenzprozesses; Einbettung in die Produktionskette; Vernetzte Produktionsprozesse up- und downstream) beeinflusst die Durchführbarkeit von Flexibilitätsmaßnahmen.
- 2) innerbetriebliche Organisation (Auftrags- und Personal- / Schichtplanung; geplante Reparaturen und Wartungen; Zu- und Verkäufe) beeinflusst die möglichen Zeitfenster für Flexibilitätsmaßnahmen
- 3) Marktumfeld und Kundenbeziehungen (Konjunktur und Auslastung; Produktspektrum; Lieferfristen; Zukaufmöglichkeiten) beeinflussen den (zeitlichen) Spielraum für Flexibilitätsmaßnahmen

¹ Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH; Döppersberg 19, 42103 Wuppertal; +49 202 2492 286; karin.arnold@wupperinst.org; www.wupperinst.org

² Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH; Döppersberg 19, 42103 Wuppertal; +49 202 2492 286; georg.holtz@wupperinst.org; www.wupperinst.org

Diese Ebenen werden durch regulatorische Rahmenbedingungen eingerahmt. Eine Darstellung der Hemmnis-Ebenen gibt Abbildung 2.



Abbildung 2: Mehr-Ebenen-Modell zur Hemmnisanalyse

Im Rahmen des Kopernikus-Projekts SynErgie hat das Wuppertal Institut für 5 Branchen der energieintensiven Grundstoffindustrie in Deutschland (Stahl, Zement, Glas, Feuerfest, Chemie) diese Hemmnis-Ebenen in mehreren Expertengesprächen diskutiert und eine Matrix aufgestellt, welche die Optionen zur Umsetzung eines technischen Flexibilitätspotentials gliedert.

In einer vertiefenden Untersuchung liegt der Fokus auf den Flexibilitätsperspektiven, die sich durch hybride Wärmebereitstellung, den Einsatz thermischer Energiespeicher und der Nutzung synthetischer Gase in den entsprechenden Branchen ergeben können. Anhand von konkreten technischen Beispielen aus den Branchen werden die Anwendungsmöglichkeiten und ein gegebenenfalls daraus folgendes Flexibilitätspotenzial dargestellt und diskutiert.

Referenzen

- [1] Arnold, K.; Holtz, G.; Richstein, J.; Estelmann, S.; Dietrich, R.-U. (2018): Methodisches Vorgehen und Voruntersuchungen zu Flexibilitätspotenzialen. 1.2: Methoden zur Ermittlung technischer, organisatorischer und regulatorischer Hemmnisse. In „Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie. Methodik – Potenziale – Hemmnisse“ (pp 24-30). Frankfurt am Main: DECHEMA; Herausgeber: Florian Ausfelder, Antje Seitz, Serafin von Roon
- [2] Arnold, K.; Holtz, G. (2019): Hemmnisse einer Flexibilisierung der Bereitstellung von Prozesswärme in den energieintensiven Industrien durch Hybridisierung, synthetische Gase und thermische Speicher. In „Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie II. Analyse – Technologien – Beispiele“ (pp 58-75). Frankfurt am Main: DECHEMA; Herausgeber: Florian Ausfelder, Antje Seitz, Serafin von Roon

7.4.2. Towards a Social License to Automate in Demand Side Management: Challenges, Perspectives and Regional Aspects

Peter FRÖHLICH¹, Tara ESTERL¹, Sophie ADAMS², Declan KUCH²,
Selin YILMAZ³, Cecilia KATZEFF⁴, Christian WINZER⁵, Zofia LUKSZO⁶,
Lisa DIAMOND¹, Johann SCHRAMMEL¹

Motivation and Objectives

Without automation, demand side management (DSM) is unlikely to provide the electricity system with the fast-acting response needed to manage changing network and system requirements (IEA, 2012). A major challenge for introducing automation, however, is the deep distrust that energy users often exhibit towards corporate energy industry entities (Stenner et al., 2017). At the household scale, we cannot always expect customers to explicitly agree to automation systems reaching behind the meter to access the customer's equipment to provide third party services. Customers who do not trust the electricity industry to act in their personal interest may not be the only party to hesitate to make the accommodations required for DSM to flourish; established participants such as distribution networks, retailers and regulators may be wary of the wholesale changes implied. The notion of a 'social license' cf. [1] describes the extent of an initiative's acceptance and approval by a community of stakeholders.

The main contribution of our paper outlined in this short version is a structured analysis of the current state of knowledge and remaining challenges towards securing a social license to automate DSM. The topic is being analysed by an international group of experts from different scientific disciplines participating in the Social License to Automate Annex within the recently relaunched User-Centred Energy Systems Technology Collaboration Programme (Users TCP) (<https://userstcp.org/annex/social-license-to-automate/>). The second contribution of the paper is to introduce this Annex, which analyses leading automated DSM projects to understand key social, organizational, economic and regulatory determinants of successful customer engagement, implementation and transitions of institutional regimes. We especially show how institutes and countries are expected to participate in this research process, in order to get a better understanding how end-user trust to automate is built and maintained across different national contexts.

The Current State of Knowledge and Open Issues

The paper provides a description of the current state of relevant fields of research and practice surrounding the social license to automate. A first topic cluster relates to the user's interactions with automation technologies. Novel demand side services have to be communicated and introduced to the user through communication technology. The communication design has to be tailored to the actual purpose of the service as well as to the (personal, social, environmental and technical) context of use, taking advantage of established guidelines and reflections in the area of Human-Computer Interaction and Environmental Psychology (e.g. [3]). We discuss the related state of knowledge with regard to the acceptance of different forms of DSM automation, and we show that research so far has been focused on specific research questions and studies with possibly restricted generalizability. To this end, inconsistencies, open issues and broader views that could be accommodated by the Social License to Automate Annex are derived.

The success of many DSM initiatives depends on the willingness of householders to reconsider and reconfigure energy consumption practices to achieve the flexibility necessary for load shifting and shaving [6]. A literature applying social practice theory to the analysis of energy consumption has contributed analysis of different **energy practices** and how some are more malleable and available to rearrangement and rescheduling than others [2]. It has illustrated the ways in which 'daily and weekly

¹ AIT Austrian Institute of Technology; Giefingg. 2-6, 1210 Wien; [firstname.surname]@ait.ac.at

² University of Geneva, Switzerland; Bd Carl Vogt 66, 1205 Geneva; selin.yilmaz@unige.ch

³ University of New South Wales, Kensington NSW 2052, Sydney; [f.surname]@unsw.edu.au

⁴ KTH Royal Institute of Technology, TEKNIKRINGEN 10B, Stockholm; ckatzeff@kth.se

⁵ ZHAW School of Management and Law, Bahnhofplatz 12, Winterthur; christian.winzer@zhaw.ch

⁶ Zofia Lukszo, Delft University of Technology, Jaffalaan 5, 2628 BX Delft; Z.Lukszo@tudelft.nl

schedules are defined by collective social and temporal rhythms, not by individual choice', implying that 'people are *not* free to rearrange the timing of energy demand at will' (e.g. [4]). The Annex seeks to better understand the possibilities for and limits of load flexibility through analysis of everyday energy practices and the meanings that they hold.

The analysis in the Social License to Automate Annex is also undertaken from the viewpoint of the **socio-technical making of automation and load flexibility**. Critical social scientific research on user engagement in DSM initiatives has suggested that program success hinges on the alignment of the objectives of program designers and the interests of users. In fact, the introduction of smart home technology without considering the everyday context of users may reinforce unsustainable energy consumption patterns [7]. An analysis of efforts to include users in smart grid projects reveals a dominating focus on technical and economic aspects, which may become a barrier to development [5]. With regard to DSM, users may reject proposals to employ automation when they do not understand or accept its necessity broadly, the use of automation technologies to achieve it, or the role of particular actors in managing it. The Annex explores the ways in which a flexible electricity grid is perceived and valued as a shared social infrastructure.

Economic analyses and demand response pilot projects have revealed various aspects of the contract design, behavioral aspects and the institutional setup that influence the cost and success of demand response schemes [8]. The immediate milieu of household practices is also constituted by laws and regulations that enable or constrain behaviours. These include 'hard' law governing crime and 'soft' laws such as the standards that enable orchestration of devices between households and grid operators. A further objective of the analysis of the Annex is thus the design and alignment of relevant institutions. Questions addressed from this perspective relate to the role that various actors (governments, electricity companies, network operators, DSOs etc) see for automated DSM to play in electricity reforms. More specifically, the influence of ownership structures on engagement and governance is analysed. Finally, we analyse the governance of automation in DSM. Questions to be addressed relate to how national and EU-level electricity sector regulations affect the forms of automated services available to residential and non-residential consumers. Also, the accountability of energy companies with regard to potential mistakes and unjust practices are considered.

A Methodology for Global Case Study Collection

Our second contribution, the first presentation of the Social License to Automate Annex at a research conference, focuses on a suggested methodology for case study data collection. We show how the key factors, issues and gaps addressed in the above analysis will be reflected in the data collection materials. A major benefit sought for by the authors team is the opportunity to discuss at the EnInnov2020 event with delegates about the data gathering approach and to engage them in contributing to and even joining the Annex.

Referenzen

- [1] Boutilier, R. G., & Thomson, I. (2011). Modelling and measuring the social license to operate: fruits of a dialogue between theory and practice. *Social Licence*, 1-10.
- [2] Powells, G., Bulkeley, H., Bell, S. and Judson, E. (2014) 'Peak electricity demand and the flexibility of everyday life', *Geoforum* 55: 43-52
- [3] Prost, S., Mattheiss, E., & Tscheligi, M. (2015). From awareness to empowerment: Using design fiction to explore paths towards a sustainable energy future. In *Proc. CSCW 2015*
- [4] Shove, E. and Cass, N. (2018) Time, practices and energy demand: implications for flexibility: insights across DEMAND
- [5] Verbong, G.P.J., Beemsterboer, S., and Sengers, F. (2013). Smart grids or smart users? Involving users in developing a low carbon electricity economy. *Energy Policy* 52: 117–125.
- [6] Verkade, N. and Hoeffken, J. (2017) 'Is the Resource Man coming home? Engaging with an energy monitoring platform to foster flexible energy consumption in the Netherlands', *Energy Research & Social Science* 27: 36-44
- [7] Tirado-Herrero, S., Nicholls, L., and Strengers, Y. (2018). "Smart Home Technologies in Everyday Life: Do They Address Key Energy Challenges in Households?" *Current Opinion in Environmental Sustainability* 31: 65–70
- [8] Winzer, C., Borggrefe, F., 2019. Why and how to implement priority service in Europe. *The Electricity Journal* 32, 66–71. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2019.05.014>

7.4.3. Incentivizing demand-side management, chances and risks for medium-sized industries

Natapon WANAPINIT^{1(*)}, Noha SAAD HUSSEIN, Christoph KOST

Motivation and objective

Demand-side management (DSM) is proposed as a cost-efficient measure to deal with increasing fluctuation of electricity supply [1]. Current efforts to study and to develop DSM potential focus on large energy-intensive industries, household appliances, and energy technologies in buildings [2] due to either their sizeable energy demand or technological homogeneity. Small or medium-sized industries whose processes are often specific and interconnected were given little to no attention. In this paper, a gravel plant with diverse flexibility options and production-related constraints is modelled and analysed under time-varying electricity tariffs, a widely proposed incentive for DSM.

Methodology

The semi-automatic gravel plant is modelled using the local energy system model DISTRICT [3, 4] coupled with a generic model for flexible processes [5] whose objective is the minimization of costs. The coupled model allows crossed effects of technology expansion, price signals, flexibility options, and production constraints to be investigated by means of a scenario-based analysis. The double-shift operating plant contains three process clusters: extraction of raw gravels, gravel processing, and auxiliary processes. Flexible processes (e.g. floating grabbers, water pumps or sieve machines) and their flexibility options are identified and characterized using corresponding measured load profiles.

Scenarios are devised under three variations: electricity tariffs, flexibility options, and expansion potential of Photovoltaics (PV), as shown in Table 1 (left). In a *Flat* tariff, the plant purchases electricity from the utility at a flat price 17.96 ct€/kWh and in a *Dyn+* tariff, procurement and network fees components with an average of 8.02 ct€/kWh are time dependent. With options *Daily* and *Weekly PP*, a production may freely deviate from plan as long as daily and respectively weekly production targets are met. Water pumps offer flexibility through a short-term adjustment of flow rate. Furthermore, the plant manager may adjust the beginning of work shifts. The operation in July – September is analysed under economic assumptions of 2018.

Table 1 Scenario framework (left) and key results (right); abbr. PP – Production planning

Scenario	Tariff	Flexibility options	PV Potential [kW]	Total costs [k€]	CO ₂ Emission [tons]	Operation complexity [-]	PV installed capacity [kW]
Business-as-Usual (BAU)	Flat	-	-	156.0	379	1.00*	-
Reference (REF)	Dyn+	-	-	161.8	379	1.00*	-
Active tariff+ (ATP)	Dyn+	Daily PP	-	158.2	367	0.80	-
Flexible Production (FPX)	Dyn+	Weekly PP, flexible water pumps	-	155.5	360	0.85	-
Flexible Production+ (FPP)	Dyn+	+ flexible shift	-	155.0	364	0.87	-
Active energy+ (AEP)	Dyn+	Weekly PP, flexible water pumps	1831	122.3	207	0.82	1831

* A base operation plan in *BAU* and *REF* scenarios was realized without the consideration of the operation complexity.

Results and conclusion

Table 1 (right) presents key results – total costs (including electricity costs, annuities and operation costs), CO₂ emissions from electricity imports, and operation complexity (defined as times of powering-on relative to the *REF* scenario). With a *Dyn+* tariff, the plant is exposed to high electricity prices as it operates during day- to evening time, which results in higher costs in the *REF* scenario compared to the

¹ Fraunhofer ISE, Heidenhofstraße 2, Freiburg, Germany, +49 761 4588-5221, natapon.wanapinit@ise.fraunhofer.de

BAU scenario. The deployment of flexibility options can reduce costs by 2.2 – 4.2 % and coincidentally reduce CO₂ emissions by 3.2 – 5.0 %.

Figure 1 shows an average profile on weekdays. It is observable that the demand during midday is increased significantly as prices are lower. The utilization of flexibility does not always lead to reduced emissions, as evidenced by the *FPP* scenario, in which demand increases at dawn when the emission intensity is high due to the dominance of coal-fired power plants. The operation complexity in *ATP*, *FPX*, and *FPP* scenarios increases as more flexibility options are available to react to the price fluctuation. Despite a total feed-in on weekend at spot market prices without additional premiums, in the *AEP* scenario, an investment in PV is already economic in the base year and leads to the reduction of total costs, emissions, and peak grid-withdrawal power.

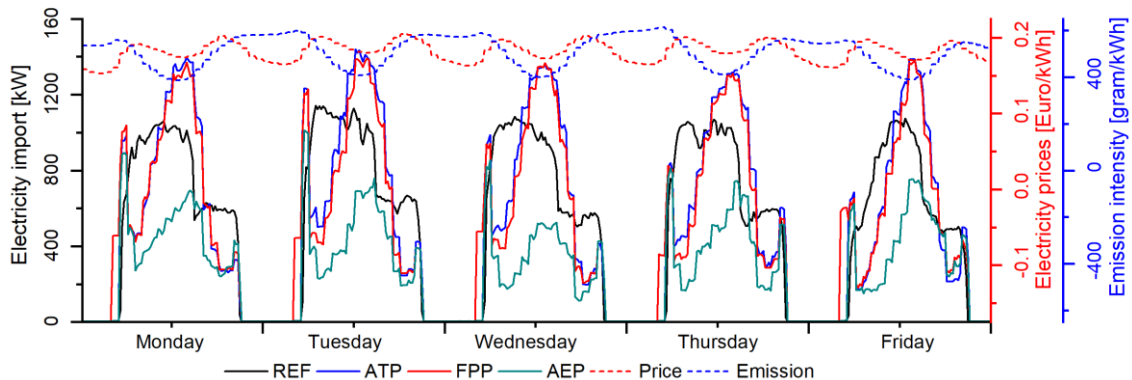


Figure 1 Electricity import profiles of selected scenarios (solid lines) and electricity price and emission intensity profiles (dashed lines); profiles are averaged over the modelled period.

Based on the results, medium-sized industries subject to time-varying electricity prices should deploy the flexibility potential from an active production planning or adjustable operating parameters to reduce energy related costs or invest in generation technologies. However, incentivizing DSM by time-varying prices must be carefully applied as some firms may unavoidably operate during period with high demand and respective high prices.

References

- [1] acatech, Leopoldina, and Union der deutschen Akademien der Wissenschaften, "Flexibility concepts for the German power supply in 2050: Ensuring stability in the age of renewable energy," 2016.
- [2] H. C. Gils, "Assessment of the theoretical demand response potential in Europe," *Energy*, vol. 67, pp. 1–18, 2014.
- [3] N. Saad Hussein, "A method for evaluating building retrofit effects on a decentral energy system by a sector coupling operation and expansion model," *Energy Systems*, vol. 9, no. 3, pp. 605–645, 2018.
- [4] J. Thomsen, "Enhancing operation of decentralized energy systems by a regional economic optimization model DISTRICT," *Energy Systems*, vol. 9, no. 3, pp. 669–707, 2018.
- [5] N. Wanapinit, A. Weidlich, and J. Thomsen, "Promoting flexibility from prosumers through a generic characteristic flexibility model," 11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 2019.

7.4.4. Energy communities in industry – analysis of the exchange potential based on measured load profiles

Tobias HOFER^{1(*)}, S. KASHYAP^{2(*)}, Gerald STEINMAURER³, Christoph SCHAFFER⁴

Summary

In the industrial sector there is a huge energy exchange potential available. This exchange potential reaches from excess heat to surplus power generated by production units like photovoltaics, fossil-based engines or steam turbines. Within the project InduGrid measured load profiles are evaluated and the shifting potential carried out is compared to the potential found in literature. The measured load profiles are analysed by different statistical and mathematical methods.

Motivation and Objective

An enabler for energy communities in industry will be the directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources. Within a single industry, there is a high potential to reduce the peak demand by 19 % to 50 %. By applying demand side management the potential within a region is reaching from 3 to 9 % [1], [2], [3], [4]. In addition, storages play an important role within energy communities. If excess heat produced cannot be used at the same time it can be stored in high temperature storages [5]. Based on this evaluation questions like 'Which companies fit best to form an energy community?', 'Who is going to coordinate the production/transmission and storage of energy in the community?' and 'What are the (economical) benefits of such a community?' should be answered within the project InduGrid.

Methodology

By secondary research the technological, economic and legal boundary conditions are investigated and translated into a mathematical optimization model. This model is used for an energy exchange platform. Companies which join the platform can find matching companies and the algorithms will calculate the exchange potential as well as the costs and benefits caused by the exchange. By field tests in three test beds (Ennshafen, Hagenberg and Wels) the platform and its outcome are proved.

For the first analysis of the load profiles a storage with infinity capacity as well as infinity charge and discharge capacity is used. If the load is higher than a certain threshold the energy exceeding this threshold is stored in a storage unit. If the load drops below the threshold the storage is discharged either until it is empty or until the load rises above the threshold again.

Results

For the analysis of company 1 the threshold was set to 450 kW. In Figure 1 the load profile for an exemplary week is given. The original load profile (light blue) as well as the shifted load profile (dark blue) is shown. It can be seen that the state of charge SOC (grey) is raising when the load is above the threshold and the peaks are shaved. By applying this method in total 30.8 MWh could be shifted in the first eight month of 2019. Extrapolated the potential for a whole year it would be 46.2 MWh. The load profiles for an exemplary week is shown in Figure 1 and for an exemplary day in Figure 2.

¹ University of Applied Sciences Upper Austria (FH OÖ), Ringstraße 43a, A-4600 Wels, +43 5 0804 46923, Tobias.Hofer@fh-wels.at, <https://research.fh-ooe.at/de/staff/30904>

² University of Applied Sciences Upper Austria (FH OÖ), Softwarepark 11, A-4232 Hagenberg, +43 5 0804 27123, Shievam.Kashyap@fh-hagenberg.at, <https://research.fh-ooe.at/de/staff/43312>

³ University of Applied Sciences Upper Austria (FH OÖ), Ringstraße 43a, A-4600 Wels, +43 5 0804 46910, Gerald.Steinmaurer@fh-wels.at, <https://research.fh-ooe.at/de/staff/1292>

⁴ University of Applied Sciences Upper Austria (FH OÖ), Softwarepark 11, A-4232 Hagenberg, +43 5 0804 22810, Christoph.Schaffer@fh-hagenberg.at, <https://research.fh-ooe.at/de/staff/78>

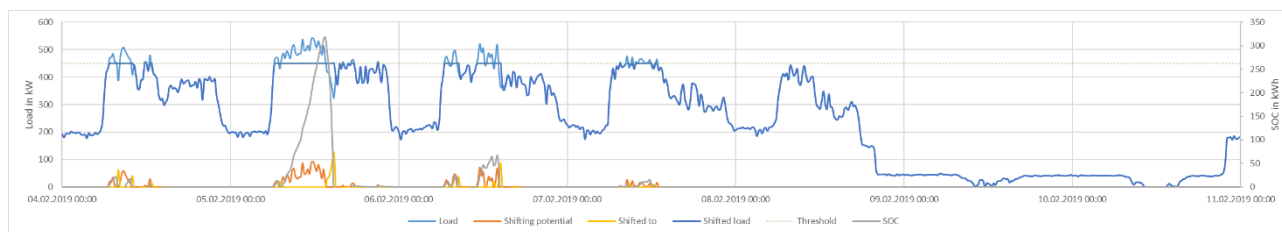


Figure 1: Load profile, shifted load and SOC for company 1 for an exemplary week of the year 2019

Figure 2 shows one day out of the week shown in Figure 1 in detail.

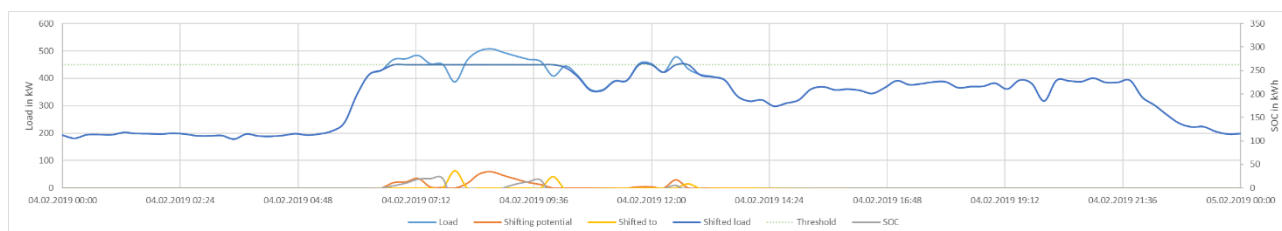


Figure 2: Load profile, shifted load and SOC for company 1 for an exemplary day of the year 2019

Conclusions and Outlook

As the first results show there is possibility to shift 46.2 MWh in one year if a storage unit is used. In case an energy community exists, this energy could be provided by the partners or shifted to the partners.

Acknowledgement

This work was carried out in the framework of the project InduGrid – Industrial Microgrids. This project is funded by the Austrian Klima- und Energiefonds and implemented within the framework of the FTI-initiative 'Vorzeigeregion Energie / NEFI: New Energy for Industry'. We would also like to thank the government of Upper Austria for financial support.



References

- [1] M. Paulus and F. Borggreffe, 'The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany', *Applied Energy*, vol. 88, no. 2, pp. 432–441, Feb. 2011.
- [2] C. A. Babu and S. Ashok, 'Peak Load Management in Electrolytic Process Industries', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 2, pp. 399–405, May 2008.
- [3] M. Alcázar-Ortega, C. Álvarez-Bel, G. Escrivá-Escrivá, and A. Domijan, 'Evaluation and assessment of demand response potential applied to the meat industry', *Applied Energy*, vol. 92, pp. 84–91, Apr. 2012.
- [4] P. Cappers, C. Goldman, and D. Kathan, 'Demand response in U.S. electricity markets: Empirical evidence', *Energy*, vol. 35, no. 4, pp. 1526–1535, Apr. 2010.
- [5] U. Herrmann, M. Schwarzenbart, S. Dittmann-Gabriel, and M. May, 'Hochtemperatur-Wärmespeicher für die Strom- und Wärmewende', *Solarzeitalter*, vol. 31, no. 2, pp. 18–23, 2019

7.4.5. Simulative Analyse der potenziellen Energieflexibilitäten von Einzelhaushalten

Julian GUGENEDER¹, Christoph MUCK², Gerald STEINMAURER³, Armin VEICHTLBAUER⁴

Zielsetzung

Einzelhaushalte beherbergen große Potenziale an Energieflexibilitäten, welche mit schon vorhandenen Geräten wie Wärmepumpe, elektrischer Energiespeicher, Photovoltaikanlage oder einer Ladestation in Haushalten nutzbar gemacht werden können [1, 2, 3, 4].

Zielsetzung des vorliegenden Forschungsvorhabens ist es, diese Flexibilitätspotenziale im Hinblick auf Leistungsbegrenzungen und zeitliche Vorgaben für die betrachteten Geräte zu untersuchen. Weiter wird evaluiert, inwieweit diese Flexibilitäten genutzt werden können, um Flexibilitätsanforderungen von Verteilnetzbetreibern (DSOs) zu erfüllen oder um Eigenverbrauchsoptimierung im Einzelhaushalt zu bewerkstelligen. Dabei werden die Vorgaben des DSOs durch die folgenden Use-Cases repräsentiert:

- Net Price High (1)
- Net Price Low (-1)
- Flex Up (2)
- Flex Down (-2)
- Standby (0)

Die "Net Price" Use-Cases werden bei entsprechender Preisindikation aktiviert, um vorab priorisierte Potenziale nutzbar zu machen. Befindet sich das Energieversorgungsnetz in einer stärkeren Schiefelage, so versucht der DSO mittel Vorgabe der „Flex“ Use-Cases gegenzusteuern. In diesem Fall ändern sich die Rahmenbedingungen sowie die Priorisierung innerhalb des Haushaltes. Abschließend wird die Möglichkeit der Nichtteilnahme offeriert, welcher durch den Use-Case „Standby“ abgebildet ist.

Umsetzung

Begründet durch die hohe Variabilität an Herstellern ist es unumgänglich, einheitliche Schnittstellen für die Ansteuerung der Geräte zu identifizieren. Durch diese Abstraktion ist es möglich, „logische Geräte“ zu definieren und diese mit einem einheitlichen Regelalgorithmus anzusprechen.

Um die Validität des verwendeten Regelalgorithmus sicherstellen zu können, wurden zunächst Simulationen durchgeführt. Dazu wurden ein Regler und ein Simulator implementiert, die über eine definierte Schnittstelle auf Basis des verbreiteten IoT Protokolls MQTT miteinander sensorische und aktorische Werte austauschen. Bei Überführung in das Realsystem müssen lediglich die jeweiligen Kommunikationsschnittstellen für die realen Geräte angepasst werden.

Für die Simulationen werden die Vorgaben an den betrachteten Haushalt in die genannten Use-Cases übersetzt. Jeder Use-Case zieht dabei in Abhängigkeit der gemessenen Sensorwerte vorgeschriebene Aktionen nach sich, die durch den Regelalgorithmus definiert werden. Die Ergebnisse der Simulation und die verwendeten Daten werden in einer Datenbank (Influx DB) abgespeichert und mittels GRAFANA visualisiert.

¹ Fachhochschule Oberösterreich, Campus Wels, Ringstraße 43a, A-4600 Wels, Tel.: +43 5 0804 46924, Email: Julian.Gugeneder@fh-wels.at, Web: <https://www.fh-ooe.at/>

² Fachhochschule Oberösterreich, Campus Hagenberg, Softwarepark 11, A-4232 Hagenberg, Email: Christoph.Muck@fh-hagenberg.at, Web: <https://www.fh-ooe.at/>

³ Fachhochschule Oberösterreich, Campus Wels, Ringstraße 43a, A-4600 Wels, Tel.: +43 5 0804 46910, Email: Gerald.Steinmaurer@fh-wels.at, Web: <https://www.fh-ooe.at/>

⁴ Fachhochschule Oberösterreich, Campus Hagenberg, Softwarepark 11, A-4232 Hagenberg, T: +43 5 0804 22825, Email: Armin.Veichtlbauer@fh-hagenberg.at, Web: <https://www.fh-ooe.at/>

Ergebnisse

Bei den nachfolgenden Ergebnissen handelt es sich um exemplarische Ausschnitte. Stellvertretend wird hier die (Ent-)Ladekurve des elektrischen Speichers, ersichtlich in Abbildung 2, in Abhängigkeit des vorherrschenden und zeitlich veränderlichen Use-Cases, siehe Abbildung 1, abgebildet. Wie man Abbildung 2 entnehmen kann, beginnt der Speicher um 20:00 Uhr mit der Ladung, da zu diesem Zeitpunkt der Use-Case „Net Price Low“ vorherrscht. Der Speicher wird bis zum Erreichen von definierten Speichergrenzen geladen, und verharrt anschließend in dieser Position, bis die Anforderung der Entladung (Net Price High, 04:00 Uhr) gestellt wird. Die zeitlichen Verläufe der restlichen Geräte haben alle gemein, dass sie vom aktuellen Use-Case abhängen und sich dementsprechend verhalten.

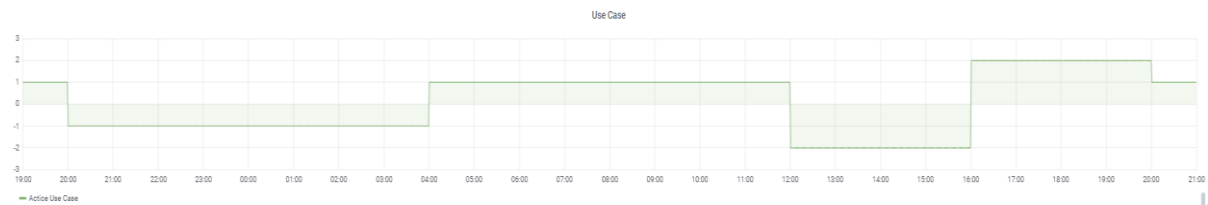


Abbildung 1: Zeitlicher Verlauf der Use-Cases

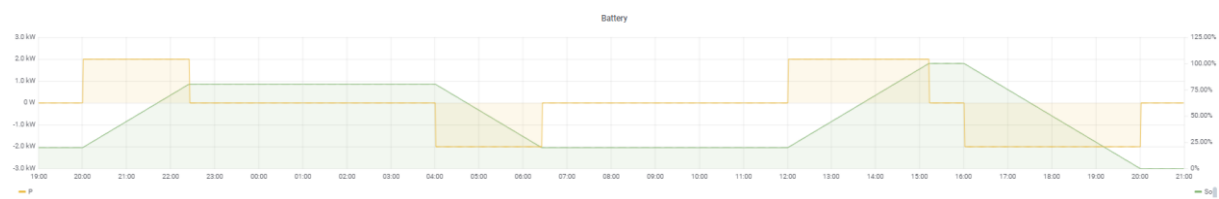


Abbildung 2: Zeitlicher Verlauf der Ladeleistung und des SOC der Batterie

Ausblick

Die soeben beschriebene Simulation bildet die Grundlage für die weitere Vorgehensweise. Im weiteren Verlauf sollen folgende Eskalationsstufen erreicht werden:

- 1) Transfer und Validierung des Regelalgorithmus anhand des realen Systems (lokale Nutzung des elektrischen Speichers)
- 2) Hinzufügen mehrerer Haushalte und Implementierung der Regelung, um lokalen Energieaustausch zu ermöglichen
- 3) Erweiterungen um einen Quartierspeicher, welcher durch alle beteiligten Haushalte genutzt werden kann
- 4) Optimierung der Energiegemeinschaft (regionale Nutzung des elektrischen Speichers)

Danksagung

Die vorgestellte Arbeit wurde im Rahmen des Projektes „Urbane Speichercluster Südburgenland“ ausgearbeitet. Dieses Projekt wird durch den österreichischen Klima- und Energiefonds finanziell unterstützt und im Rahmen der Initiative Smart Cities Demo durchgeführt. (FFG Projektnummer 858896)

Referenzen

- [1] Bhattarai u. a., „Demand Flexibility from Residential Heat Pump“, 2014 IEEE PES General Meeting, pp. 1-5, 2014.
- [2] Le Dréau und Heiselberg, „Energy Flexibility of Residential Buildings Using Short Term Heat Storage in the Thermal Mass“, Energy, vol. 111, pp. 991-1002, Sept. 2016.
- [3] Gottwalt u. a., „Modeling and Valuation of Residential Demand Flexibility for Renewable Energy Integration“, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 8, no. 6, pp. 2565-2574, Nov. 2017.
- [4] Georges u. a., „Analysis of the flexibility of Belgian Residential Buildings Equipped with Heat Pumps and Thermal Energy Storages“, Proceedings of CLIMA2016 Conference, 2016.

7.4.6. Stationäre Gasmotoren verbinden Betriebs- und Brennstoffflexibilität

Klaus PAYRHUBER, Stephan LAIMINGER¹, Jan ZELENKA, Andreas WIMMER²

Kurzfassung

Gasmotoren werden weltweit für dezentrale Stromerzeugung eingesetzt und in Einheitengröße bis zu 10 MW und darüber gebaut. Mehrmotorenanlagen werden mit bis ca. 200 MW Kraftwerksleistung errichtet und eignen sich durch ihre hohe Betriebsflexibilität sowie hohe Brennstoffnutzungsgrade hervorragend für den Ersatz alter Kohlekraftwerke. Die Vorteile von Gasmotorenkraftwerken für dezentrale Erzeugung in der mittleren Kraftwerksleistungsklasse sind:

- Hoher und konstanter elektrischer Wirkungsgrad von bis zu 50%
- Hoher Brennstoffnutzungsgrad von bis zu 95% bei KWK Anwendungen
- Schnelles Hochfahren in weniger als 5 Minuten, zum Teil in weniger als 45 Sekunden
- Einsatz für Erdgas und allen Arten von Sondergasen
- Einsatz für H₂ Verstromung und anderen CO₂ neutralen und CO₂ freien Brennstoffen

INNIO Jenbacher Schnellstart-Lösung

Nach 30 Jahren kontinuierliche Entwicklung an der Baureihe 6 konnte 2019 der erste Gasmotor vorgestellt werden, der in **45 Sekunden von 0 auf 100% Last** hochgefahren werden kann. Der J620 mit 3 MW elektrischer Leistung kommt damit sehr nahe an das Startverhalten von Notstrom-Dieselmotoren heran. So ist beispielsweise für Datacenter eine schnelle und zuverlässige Notstromversorgung äußerst wichtig. Der „J620 Fast Start“ Gasmotor kann somit einen Dieselmotor ersetzen und gleichzeitig auch am Strommarkt betrieben werden, da der Gasmotor im Vergleich zum Dieselmotor alle Emissionsgrenzwerte für den kontinuierlichen Betrieb einhält.

Brennstoffflexibilität mit Gasmotoren

Die meisten stationären Gasmotoren werden in Europa als KWK Lösungen gebaut, und können mit integrierten Wärmespeichern sehr flexibel am Strommarkt betrieben werden. Unter der Annahme, dass eine Gasmotoren KWK Anlage die Wärme eines Gaskessels ersetzt, kann man damit einen Wert von ca. 225 g/kWh an CO₂ Emissionen erreichen. 202 g/kWh CO₂ wäre ein theoretischer Wert bei 100% Brennstoffnutzungsgrad.

In der Praxis kann man einen Wert unter ca. 225 g/kWh CO₂ nur mit einer Dekarbonisierung des Brennstoffes erreichen. Für Gasmotoren gibt es dafür eine ganze Reihe von alternativen Brennstoffen. Die bekanntesten und etabliertesten sind Biogas, Biomethan, Klärgas und Deponiegas. Grüner Wasserstoff und auf Wasserstoff basierende alternative Brennstoffe oder synthetische Brennstoffe wie synthetisches Gas, Methanol oder Ammoniak können ebenso für Gasmotoren verwendet werden.

Herausforderungen

Wasserstoffverbrennung im Gasmotor ist eine sehr interessante Anwendung, da man eine bewährte Technologie mit niedrigen Herstellungskosten und ebenso niedrigen Betriebskosten einsetzen kann. Mit wenigen Anpassungen am Gasmotor kann man H₂ sehr flexibel dem Erdgas zumischen. Bei 100% H₂ Einsatz hat man nicht nur eine CO₂ freie Verstromung, sondern es werden auch wesentlich niedrigere Schadstoffemissionen erwartet. Trotzdem gibt es dabei einige Herausforderungen zu bewältigen. Bei äußerer Gemischbildung ergeben sich Einschränkungen hinsichtlich Leistungsdichte vor allem durch die Rückzündungsproblematik. Wesentliche Vorteile bietet die direkte Einblasung von Wasserstoff in den Brennraum. Der Beitrag liefert dazu einen Einblick in den aktuellen Stand der Brennverfahrensentwicklung für beide Technologieansätze.

¹ INNIO Jenbacher GmbH & Co OG, Achenseestrasse 1-3, Jenbach, AUT, 0043664808332328, klaus.payrhuber@innio.com, www.innio.com

² LEC GmbH, Inffeldgasse 19, 0316 873 30100, 0316 873 30102, andreas.wimmer@lec.tugraz.at, www.lec.com

7.5. ENERGIEEFFIZIENZ I (STREAM F5)

7.5.1. Energie sparen durch Nudging: Effizienter Stromkonsum durch Smart Meters und endogene Stromsparziele

Andreas NICKLISCH¹, Adhurim HAXHIMUSA²

Inhalt

In der Schweiz und anderen europäischen Ländern, mit Deutschland als Spitzenreiter, steigen die Anteile der volatilen Erneuerbaren Energien immer weiter an. Die eingespeisten Strommengen in der Schweiz sind von knapp 100 GWh im Jahr 2008 auf fast 2100 GWh im Jahr 2018 angestiegen, und steigen weiterhin an. Durch die Einspeisung von Strom aus Wind- und Solaranlagen hat sich die Volatilität des Stromsystems deutlich erhöht, und die Unsicherheit der Stromversorgung ist angestiegen. Dennoch müssen Stromverbrauch und -produktion in jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein. Trotz moderner Algorithmen für Prognosen gibt es eine starke Abweichung zwischen der prognostizierten und aktuellen Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien. Kurzfristig betrachtet ist die Stromnachfrage sehr unelastisch und diese Abweichungen und andere Nachfrageschwankungen werden von der Regelenergie abgefangen. In Abhängigkeit der Länge einer Abweichung garantiert die Regelenergie die Netzstabilität in drei Stufen, im Sekunden-, Minuten- und Viertelstunden-Takt. Dementsprechend werden für jede Stufe unterschiedliche Regelreserveerzeugungskapazitäten bereitgestellt, die auch mit unterschiedlichen Kosten verknüpft sind. Laut [1] und [2] stehen derzeit 20% der Stromerzeugungskapazitäten im UK und in den USA zur Verfügung, um den Spitzenbedarf zu decken, obwohl sie nur in etwa 5% der Zeit genutzt werden. Laut [3] hat die Schweiz allein im Jahr 2015 96.4 Millionen Euro für die Sekundärregelung gezahlt. Unsere Daten des Schweizer Strommarktes zeigen einen überaus hohen Bedarf für positive Sekundärregelung und negative Sekundärregelung von 6Uhr bis 9Uhr bzw. 14Uhr bis 19Uhr. Darüber hinaus ist die Verwendung negativer und positiver Sekundär- und Tertiärenergie in den Wintermonaten November bis April höher als in den Sommermonaten.

Diese Schwankungen können auch durch Anpassung der Nachfrage (bekannt als Demand Response) ausgeglichen werden. Dadurch erhöht sich die Flexibilität des Stromsystems, aber auch die soziale Wohlfahrt.³ Eine präzise Steuerung und Minimierung des Gesamtverbrauchs elektrischen Stroms ist ein wichtiger Eckpfeiler dieses Ansatzes. Durch eine bessere Tarifstaffelung wird es möglich den Stromverbrauch über eine Verschiebung der Stromnachfrage zu steuern und die Spitzennachfrage langfristig zu kürzen. Der Ansatz verspricht eine nachhaltige Energieversorgung, gerade da die Bereitstellung von Reservekapazitäten die Stromversorger vor erheblichen Kosten stellt und Kapitalinvestitionen in Erzeugungskapazitäten und Netzwerkerweiterungen bindet.

Methodik und erwartete Ergebnisse

Für eine bessere Steuerung müssen genauere Informationen über die Preiselastizität des Konsums erlangt werden. Dieses Projekt möchte das durch verhaltenssteuernder Manipulation der Entscheidungsumwelt («Nudges») herausfinden. Diese haben sich in der Forschung in anderen Lebensbereichen wirksamer erwiesen als direkte monetäre Anreize [4]. Hierzu sind in Kooperation mit einem Stromanbieter Haushalte zur Teilnahme an einem Modellversuch angeworben. In jenen Haushalten sind Smartmeter installiert, um den genauen Zeitraum und Umfang der Einsparung zu messen. Allen teilnehmenden Haushalten werden online Informationen zum Stromsparen angeboten. Zudem wird einem Teil der Haushalte angeboten ein eigenes Einsparungsziel zu formulieren. Einem

¹ FH Graubünden, Comercialstrasse 22, 7000 Chur, Schweiz, +41 81 286 37 36, andreas.nicklisch@fhgr.ch, <https://www.fhgr.ch/personen/person/nicklisch-andreas/>

² FH Graubünden, Comercialstrasse 22, 7000 Chur, Schweiz, +41 81 286 37 61, adhurim.haxhimusa@fhgr.ch, <https://www.fhgr.ch/personen/person/haxhimusa-adhurim/>

³ [6] berechnen in Deutschland eine jährliche finanzielle Einsparungspotentiale von €3.110M für Haushalte und Dienstleistungssektor, verglichen zum Fall ohne die Anpassung der Nachfrage.

weiteren Teil der Haushalte werden exogen Einsparungsziele genannt, während schliesslich mit dem verbleibenden Teil der Haushalte keine Einsparungsziele vereinbart werden.

Die Literatur zeigt, dass eine endogene Zielsetzung in ihrer Funktion als Precommitment Strategies deutlich wirksamer ist, als exogen gesetzte [5]. Mittels Smartmeters können die Einsparungsbemühungen der Haushalte nicht nur als absolute Grösse, sondern zeitlich differenziert im Tages- und Wochenverlauf gemessen werden. Die Haushalte zeigen dadurch ihre präferierten Einsparungspotentiale auf. Zudem werden generelle soziodemographische Merkmale des Haushalts abgefragt, um in der weiteren Entwicklung von Tarifgestaltungen massgeschneiderte Angebote für ähnliche Haushalte entwickeln zu können. Diese ermöglichen es in weiteren Schritten, ökonometrische Indikatoren zu schätzen. Die Stromanbieter können aus den Indikatoren unterschiedliche Preiselastizitäten des Stromverbrauchs ablesen und durch die Setzung entsprechender Anreizmechanismen für bestimmte Konsumentengruppen Einsparungen aktivieren.

In Verbindung mit den Nudging-Instrumenten bieten die Smartmeter den entscheidenden Mehrwert dieser Studie: Gelingt es, ausreichend Informationen über die Preiselastizität des Stromkonsums und der Einsparungspotenziale zu sammeln, können Muster in Bezug auf die zeitliche Verteilung von Stromeinsparungspotentialen abgeleitet werden. Das ist insbesondere für die Reduktion der notwendigen Regelenergie wichtig.

Zusammenfassend verfolgt unser Projekt die Beantwortung folgender Forschungsfragen:

- 1) Wie gross und persistent sind Verbrauchsreduktionen von Strom, die über eine endogene Zielsetzung der Haushalte respektive eine exogene Zielsetzung der Haushalte erreicht werden?
- 2) Wie ordnen sich Einsparungspotentiale im Tages- und Wochenverlauf an?
- 3) Welche soziodemographischen Faktoren können wir als Indikatoren für die Einsparungspotentiale von Haushaltsklassen verwenden?

Hauptziel dieser Studie ist es, anhand endogener und exogener Nudging-Instrumente Informationen über die Preiselastizität des Stromkonsums zu erhalten und somit Stromeinsparungspotentiale zu identifizieren. Durch Differenzierung der Einsparungspotentiale bekommt der Stromanbieter genaue Informationen, in welcher Stunde des Tages, an welchem Tag der Woche und in welchem Monat des Jahres erhöhte Einsparungspotentiale bestehen. Zudem möchten wir Indikatoren für die Einteilung der Haushalte in Klassen ähnlicher Einsparungspotentiale aus den soziodemographischen Hintergrundinformationen ableiten. Der Stromversorger kann die ermittelten Informationen in Bezug auf die Preiselastizität in Verbindung mit der zeitlichen Differenzierung und deren soziodemographischen Indikatoren verwenden, um haushaltsspezifische Tarife anzubieten. Dadurch hat man ein direktes Fördermittel, um den Stromverbrauch kurzfristig zu kontrollieren und langfristig auf regionaler, aber auch nationaler Ebene zu reduzieren und notwendige Reservekapazitäten zu verkleinern.

Das Projekt ist nach unserem Kenntnisstand die erste Untersuchung, welche endogene und exogene Zielsetzungen als minimal-invasive, verhaltenssteuernde Manipulationsmethoden beim Stromverbrauch verwendet. Auch die Typisierung der Haushalte mittels Nudging im Zusammenspiel mit soziodemographischer Daten zur Gewinnung der Datenkompetenzen für die Gestaltung der zukünftigen Tarifmodelle dürfte ebenfalls einzigartig sein.

Referenzen

- [1] H. Farhangi, „The path of the smart grid,“ *IEEE Transactions on Power and Energy*, Bd. 1, Nr. 8, pp. 18-28, 2010.
- [2] G. Strbac, „Demand sidemanagement:Benefitsandchallenges,“ *Energy Policy*, Bd. 36, Nr. 2008, p. 4419–4426, 2008.
- [3] J. Abrell, „The Swiss Wholesale Electricity Market,“ *SCCER CREST WP3-2016/07*, 2017.
- [4] H. R. Thaler und R. C. Sunstein, *Nudge: Improving decisions about health, wealth, and happiness*, Penguin, 2009.
- [5] B. Goerg und S. Kube, „Goals (th) at Work–Goals, Monetary Incentives, and Workers' Performance,“ *MPI Collective Goods Preprint*, Nr. 2012/19, 2012.
- [6] S. Feuerriegel und D. Neumann, „Integration scenarios of Demand Response into electricity markets: Load shifting, financial savings and policy implications,“ *Energy Policy*, Nr. 96, p. 231–240, 2016.

7.5.2. Instant Feedback for Energy – BürgerInnen entscheiden für die Energiewende mittels „Persönlichem Energie Profil (PEP)“

Wolfgang HORN¹, Michael BEDEK², Dietrich ALBERT²

Maßnahmen zur Klimaanpassung und Energiewende wurden bisher primär als technische Lösungen interpretiert, eine Erweiterung dieses Paradigmas ist aber zunehmend festzustellen. In diesem Beitrag gehen wir auf die besondere Rolle der BürgerInnen als AnwenderInnen, NutzerInnen und KundInnen von Energiedienstleistungen ein, mit dem Focus auf deren Transformation im Rahmen der Energiewende: von KonsumentInnen zu Prosumern, zu (Mit-)Entscheidenden seines oder ihres Verhaltens und zu Co-InvestorInnen der neuen Infrastrukturen, ohne die die Energiewende nicht darstellbar ist.

Verhaltensänderungen und Lernunterstützung mittels Realtime-Data und Feedbackschleifen bei den neuen, den BürgerInnen zugedachten Rollen waren auch die zentralen Fragestellungen des vorlaufenden Forschungsprojekts CODALoop (2016-19; Horizon 2020, No 857160), das Grundlagen international geschaffen, aber auch Hindernisse identifiziert hat.

Das geplante Folgeprojekt „Instant for Energy“ (I4E) soll diese Erkenntnisse in eine erste Umsetzungsphase bis 2022 übertragen: Die automatisierte und aktualisierbare Bereitstellung von Echtzeit-Energieverbrauchsdaten würden kombiniert mit einem sozio-psychologisch-kognitivem Modell und „instant Feedback-Loops“ eine innovative integrierte Lösung zu einem Persönlichen Energie Profil (PEP) darstellen (siehe Abbildung 1).

Dabei sollen Echtzeit-Energieverbrauchsdaten in aggregierter Form (Step 1, DSGVO konform), bei freiwillig erklärter Teilnahme (Step 2) auch auf individueller Basis, in das PEP einfließen. Als Zwischenziel definiert ist die Bereitstellung einer Pilotanwendung, die deutlich den Stand der Technik übertrifft und patentierbar ist. Eine derartige Lösung ist derzeit nicht am Markt. Ausgehend von einem TRL von 4 führt das Projekt zu einem TRL von 8.

Das Projektvorhaben zielt also darauf, die Einbindung und aktive Teilnahme der BürgerInnen durch datengestütztes Lernen wesentlich zu verstärken. Diese Teilnahme erfolgt auf drei Ebenen als i) Individual-Nutzer, ii) als Gruppe, Community oder BewohnerIn eines Stadtteils und iii) als Multiplikator wie als Stadt, EVU, Medienunternehmen, Beratungsstelle und dergleichen. Damit wäre I4E bestens geeignet für Kampagnen und Partizipationsprozesse, BürgerInnen als (Mit-)EntscheiderInnen des Verhaltens und als Co-InvestorInnen für die Energiewende zu gewinnen.

Metaziele dabei sind das Wecken von Neugierde für innovative Technologien und das Schaffen von Vertrauen und Akzeptanz. Gerade diese sind von besonderer Wertigkeit bei der Lösung der Fragen wie: i) wer hat unsere Energiedaten?, ii) wie werden sie für Bürger anwendbar?, iii) welche Einstellung habe ich als BürgerIn (im weiteren Sinn als die Community der AktivbürgerInnen)?, und iv) zu welchem Verhalten, Entscheidungen und Investitionen kommittieren wir uns? Dafür stellen wir hier ein Instrument vor, welches über die Energiewende hinaus für effiziente Klimaanpassung Ressourcen mobilisiert. Da die Verhaltens-, Entscheidungs- und Investitionspotentiale der BürgerInnen mit circa 33 Prozent des Gesamtpotentials aller Maßnahmen pro Klimaanpassung und Energiewende zu schätzen sind, ist diese BürgerInnen-Mobilisierung somit ein entscheidender Faktor.

¹ Horn Consult, Grazer Gasse 4, A-8430 Leibnitz, +43-699-127 95 627, wolfgang_horn@drei.at, <https://www.linkedin.com/in/wolfgang-horn-39063212b/>

² Technische Universität Graz, Plüddemangasse 104, A-8042 Graz, +43 (316) 873 30 630, {michael.bedeck, dietrich.albert}@tugraz.at, <http://cognitive-science.at/>

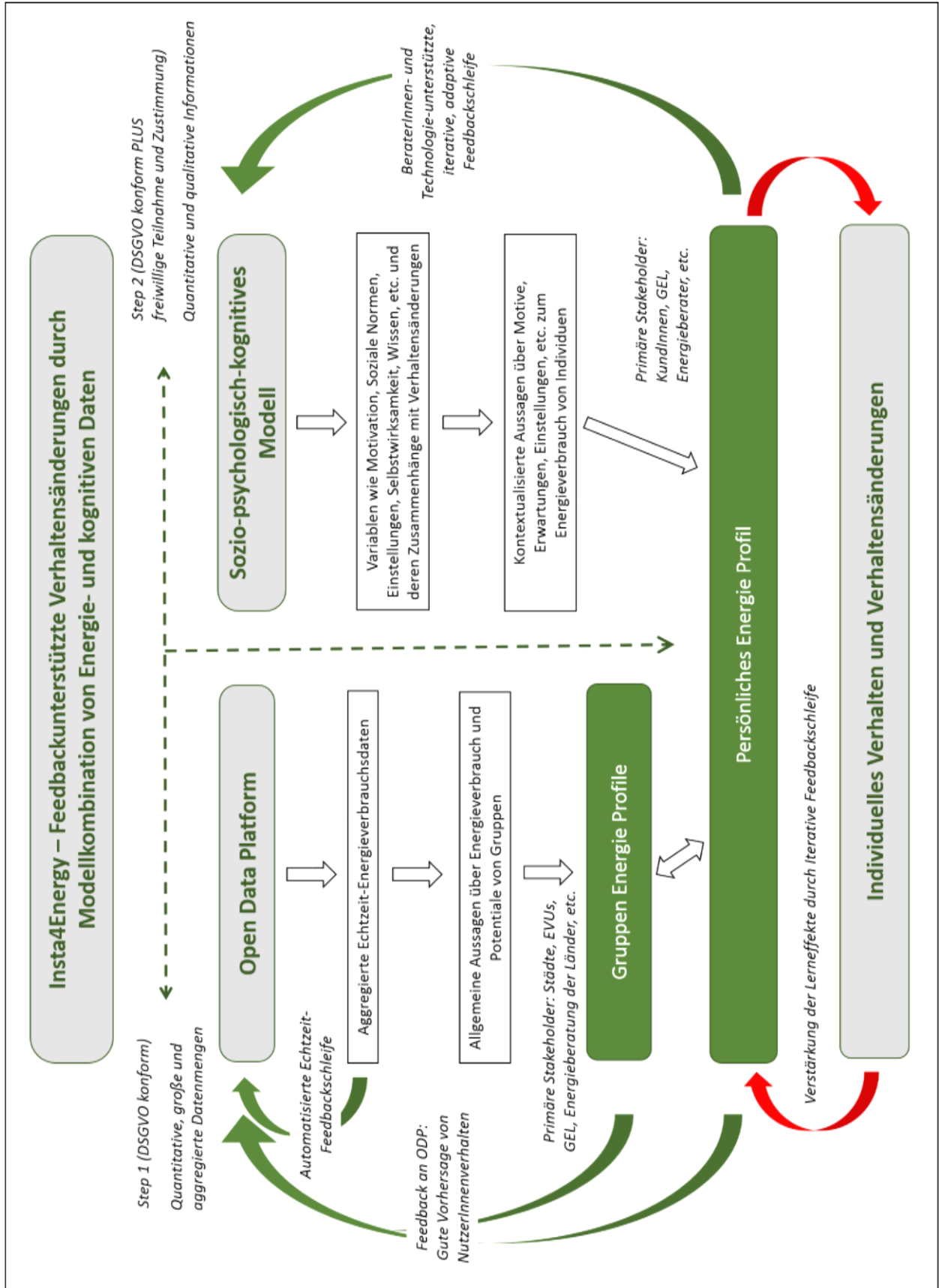


Abbildung 1: Das schematische „Instant for Energy“ (I4E) Modell zur daten- und feedbackunterstützten Verhaltensänderung

7.5.3. Digitale Energienutzung zur Erhöhung der Energieeffizienz durch interaktive Vernetzung

Shengjuan WANG¹, Nikolai KÖRBER¹, Diana HEHENBERGER-RISSE¹

Einleitung

Die Steigerung der Energieeffizienz als Indikator für eine nachhaltige Energieversorgung ist ein wichtiger Baustein für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende zur Erreichung der energie- und umweltpolitischen Ziele der Bundesregierung. Um Energieeffizienzpotentiale heben zu können, ist die genaue Kenntnis des aktuellen Energie- und Ressourcenverbrauchs/-bedarfs sowie das gleichzeitige Erzeugungs-/Ressourcenangebot, die Energieverteilung - das Zusammenspiel der Akteure notwendig. Derzeit existiert eine Vielzahl von Einzelsoftwareanwendungen für Systemmodellierungen, Energiemanagementsysteme, Umweltmanagementsysteme und Geoinformationssysteme sowie für die Ökobilanzerstellung. Die verwendete Datengrundlage bezieht sich hier meist auf Zeiträume aus der Vergangenheit. Weiterhin fehlt die Möglichkeit zur ganzheitlichen Visualisierung. Die einzelnen Systeme sind nicht sektorenübergreifend zu einem Gesamtsystem verknüpft und eignen sich daher nur unzureichend als städtebauliches Instrument für eine energie- und ressourcenoptimierte Steuerung und Planung mit dem Ziel der Effizienzsteigerung.

Ziel des Vorhabens ist die Entwicklung eines Energiemanagementsystem zur Sektorenkopplung in Anlehnung an den ISO Norm-Standard, das Unternehmen und Regionen als Werkzeug dienen und helfen soll, die geforderte Energiewende umzusetzen. Dazu werden in Echtzeit der Energie- und Ressourcen-Bedarf sowie das Angebot mehrerer Gebäudekomplexe in Niederbayern unter Berücksichtigung der Wetterprognosen zu einem ganzheitlichen System vernetzt. Unter Einsatz von Maschinellem Lernen werden darauf aufbauend Algorithmen zur Prognose und Identifikation von Einsparpotentialen sowie Betriebsfehlern (Anomalien) entwickelt, um automatisiert bestehende Energieerzeugungs- und Verteilstrukturen effizienter zu nutzen und zu entlasten.

Neben der technischen Umsetzung wird im Rahmen dieser Arbeit Wert auf ein hohes Maß an Software-Ergonomie gelegt - Studien haben gezeigt, dass trotz Bemühungen industrieller Energieeffizienzprogramme, Energiemanagementsysteme derzeit nur bedingt eingesetzt werden [1]. Aus diesem Grund wird die Benutzerakzeptanz als kritischer Erfolgsfaktor besonders berücksichtigt.

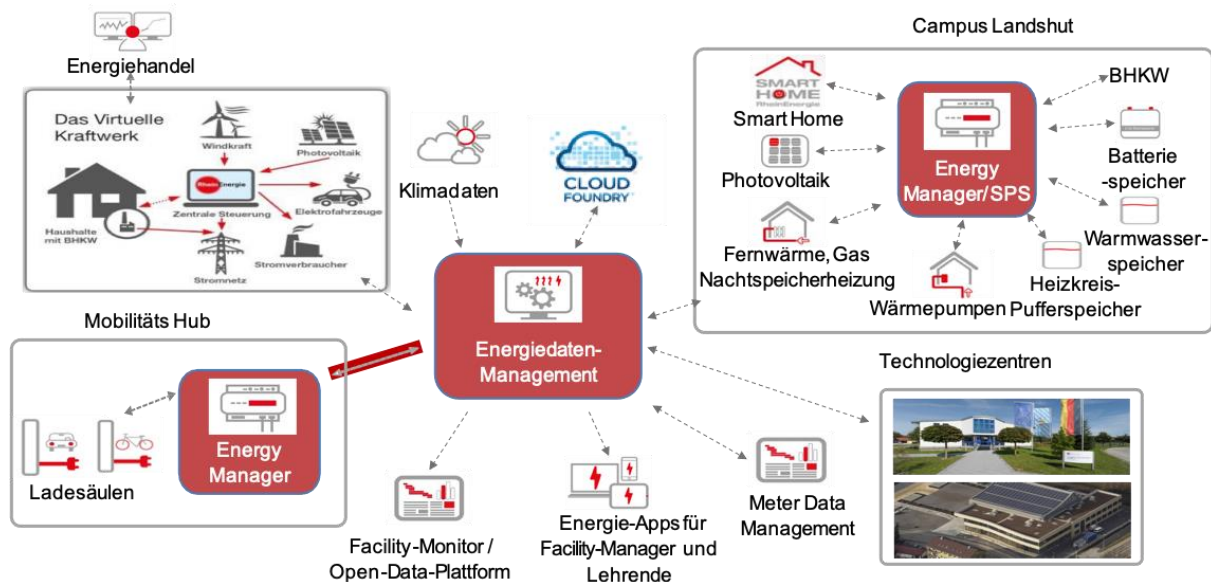


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Sektorenkopplung mit Hilfe des Energiemanagementsystems

¹ Hochschule für angewandte Wissenschaften Landshut, Am Lurzenhof 1 84036 Landshut, Tel: +49 (0)871 - 506 656, diana.hehenberger-risse(at)haw-landshut.de, www.haw-landshut.de

Methodischer Ansatz

Die Grundlage eines jeden Energiemanagementsystems (EMS) besteht in der Sammlung, Verarbeitung, Speicherung und Auswertung von energie- und ressourcenbasierten Daten. Dazu werden Mess- und Steuerungsgeräte in verschiedenen Gebäudetypen installiert, wie beispielsweise in Hotels, Hallenbädern, Verwaltungs- und Fabrikgebäuden. Um die geografisch verteilten Messstellen anschließend miteinander zu vernetzen, wird jede Liegenschaft mit einem Mikrocomputer (Raspberry Pi) ausgestattet, der relevante Sensorwerte periodisch abfragt, in ein einheitliches Datenformat bündelt und an eine zentrale Verarbeitungsstelle (Amazon Cloud) weitergibt. Im Gegensatz zu klassischen Einzelsoftwareanwendungen (beispielsweise zur Abdeckung eines Gebäudekomplexes) handelt es sich hierbei um eine Big Data-Applikation, die mit wachsender Datenmenge skalierfähig sein muss. Aus diesem Grund baut der in dieser Arbeit entwickelte Prototyp auf Amazons serverlose Computing-Plattform auf, der in [2] näher beschrieben wird.

Beispielanwendung für eine vernetzte Energieversorgung:

Aufgrund der Volatilität von erneuerbaren Energien (wie etwa Solarenergie) ist eine genaue Stromproduktionsprognose notwendig. Dafür wurden im Rahmen dieses Projekts die historischen Produktionsdaten einer PV-Anlage mit den Wetterdaten des Deutschen Wetterdiensts (DWD) sowie einer eigenen Wetterstation verknüpft und ausgewertet. Durch die Echtzeiterfassung der Daten wird das Produktionsprognose Modell laufend angepasst. Mit Hilfe von Speichertechnologien wie Power-to-Heat lässt sich dadurch überschüssiger Strom zu Wärme umwandeln, wodurch der Anteil fossiler Energieträger zur Wärmeerzeugung insbesondere in der Sommerzeit reduziert werden kann.

Ziele/ erste Ergebnisse

Zusammengefasst sollen mit der Entwicklung des Energiemanagementsystems folgende Ziele erreicht werden:

- Digitales Managementinstrument zur Steuerung und Prognosen komplexer zeitaktueller Energiebedarfs-, Erzeugungssysteme durch Systemvernetzung
- Abgleich Strom-/Wärmeüberschüsse von erneuerbarer Energie auf der Erzeugungsseite unter Einbindung von Speichern mit der öffentlichen, wohnungswirtschaftlichen und industriellen Bedarfsseite
- Entwicklung eines interdisziplinären und systemorientierten Ansatzes durch die Vernetzung verschiedener Energiemanagement-, Ressourcenmanagementsysteme zur Verfolgung der kompletten Lebenskette
- Technologieübergreifende Kopplung von Einzelkomponenten (Strom, Wärme, Kühlbedarf und Überschuss) zur Entwicklung eines Gesamtsystems mittels geographischer Verortung und Vernetzung mit Smart Meter und Gebäudeautomation (Energie- und Ressourcencontrolling)
- Anwenderfreundliche Kommunikationstechnologie unter Berücksichtigung sicherheits- und datenschutzrelevanter Aspekte (Serverstandort, Datenschutzkonzept, mobile Anwendungen)
- Entwicklung für Sektorenkopplung notwendige Geschäfts-/Betreibermodelle zu der Umsetzung der Energiemanagementmethoden mit Berücksichtigung der Benutzerakzeptanz

Referenzen

- [1] S. Hirzel, B. Sonntag, C. Rohde, "Betriebliches Energiemanagement in der industriellen Produktion." Fraunhofer ISI. Karlsruhe, 2011.
- [2] F. Huber, N. Körber, M. Mock, "Selena: a Serverless Energy Management System" presented at 5th International Workshop on Serverless Computing, Davis, CA, USA, 2019.

7.5.4. Analyse von Effektivität und Effizienz von Weichenheizungen im Bahnverkehr unter Verwendung der Wärmenetzmethode

Markus SCHLADITZ¹, Robert ADAM², Steffen GROßMANN³

Motivation

Schnee und Eis können sich während der Winterzeit zwischen den beweglichen Komponenten einer Weiche ansammeln und deren Funktion beeinträchtigen. Um einem Ausfall der Weiche vorzubeugen, werden Weichenheizungen verwendet. Elektrische Heizstäbe sind eine eingesetzte technische Realisierung. Verschiedene Umgebungsbedingungen (z. B. Lufttemperatur, Wind, Niederschlag) beeinträchtigen die Erwärmung der Weiche. Bisher ist nicht bekannt, welche Heizleistung installiert werden muss, um einen möglichst effektiven aber auch effizienten Betrieb einer Weichenheizung unter verschiedenen Umgebungsbedingungen zu gewährleisten. Daher ist es nötig, die Erwärmung einer beheizten Weiche unter Berücksichtigung verschiedener Umgebungsbedingungen berechnen zu können.

Methodik

Für die Berechnung der Erwärmung wird die Wärmenetzmethode verwendet. Sie nutzt die Analogie des elektrischen und thermischen Strömungsfelds und bildet so Wärmeübertragungsprozesse und Wärmespeicherung in einem Netzwerk aus Widerständen und Kapazitäten ab. Zum Aufbau des Netzwerks werden zunächst die Hauptkomponenten einer Weiche separat betrachtet. Backenschiene, Zungenschiene, Schwelle, Rippenplatte und Gleitstuhl werden jeweils bezüglich deren Geometrie approximiert. Die approximierte Geometrie wird mit Widerständen für Wärmeleitung nachgebildet. An der Schnittstelle zur Umgebung wird der Wärmeübergang mit Widerständen für Konvektion und Wärmestrahlung realisiert. Mehrere dieser Wärmenetze werden hintereinander gesetzt und in Längsrichtung miteinander verknüpft, um einen dreidimensionalen Wärmefluss nachzubilden.

Die berechneten Temperaturverteilungen und –verläufe werden mit gemessenen Temperaturen bei Erwärmungsversuchen der einzelnen Komponenten verglichen. Dabei lassen sich fehlende Parameter der Wärmeübertragungsprozesse ermitteln. Geringe Differenzen zwischen den Messungen und Rechnungen bestätigen die Genauigkeit der Teilmodelle. Aufgrund der Nutzung der Wärmenetzmethode, können die Teilmodelle anschließend problemfrei miteinander verknüpft werden.

Die Berechnungen des gesamten Wärmenetzes werden mit gemessenen Temperaturen an einer Modellweiche unter Laborbedingungen verglichen. Aus dieser Untersuchung können die Parameter des Wärmeübergangs an der Schnittstelle von zwei Teilkomponenten bestimmt werden. Letztendlich ist es zur Implementierung der Umgebungsbedingungen notwendig, die Berechnungen des Wärmenetzes mit Messungen unter Freiluftbedingungen zu vergleichen. Damit können die Faktoren Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Globalstrahlung und Niederschlag erfolgreich in das Netzwerk integriert werden.

Ergebnisse

Um Funktionsstörungen beim Stellen von Weichen vorzubeugen, sollten Temperaturen über 0 °C auf der Innenseite von Backen- und Zungenschiene und auf dem Gleitstuhl auftreten. Nur so kann die Bildung von Eis verhindert und sich anlagernder Schnee aufgeschmolzen werden. Der Stellmechanismus einer Weiche bedingt, dass zeitgleich auf einer Seite der Weiche die Zungenschiene an der Backenschiene anliegt während sie auf der anderen Weichenseite entfernt von der

¹ TU Dresden (IEEH), Mommsenstraße 10; 01069 Dresden; Deutschland, Tel.: +49 351 463-34789
Markus.Schladitz@tu-dresden.de

² TU Dresden (IEEH), Mommsenstraße 10; 01069 Dresden; Deutschland, Tel.: +49 351 463-34789
Robert.Adam@tu-dresden.de

³ TU Dresden (IEEH), Mommsenstraße 10; 01069 Dresden; Deutschland, Tel.: +49 351 463-33428
Steffen.Grossmann@tu-dresden.de

Backenschiene positioniert ist. Dabei treten die thermisch kritischeren Bedingungen an der zuletzt genannten Seite der Weiche auf (Abbildung 1).

Dieser wissenschaftliche Beitrag untersucht, welche Leistungen vom Heizsystem mindestens generiert werden müssen, um eine Ansammlung von Schnee und Eis zu vermeiden. Dabei werden verschiedene Umgebungsbedingungen in Kombination betrachtet.

Weiterhin werden die Wärmeströme innerhalb der Weiche und zur Umgebung analysiert. In diesem Zusammenhang werden die Wärmeströme zum kritischen Zwischenraum von Backenschiene und Zungenschiene als positiv bewertet. Die Wärme kann hier Schnee und Eis aufschmelzen, einer Anlagerung und damit dem Ausfall der Weiche vorbeugen. Analog dazu werden die Wärmeströme in den restlichen Teil der Weiche als thermisch negativ betrachtet.

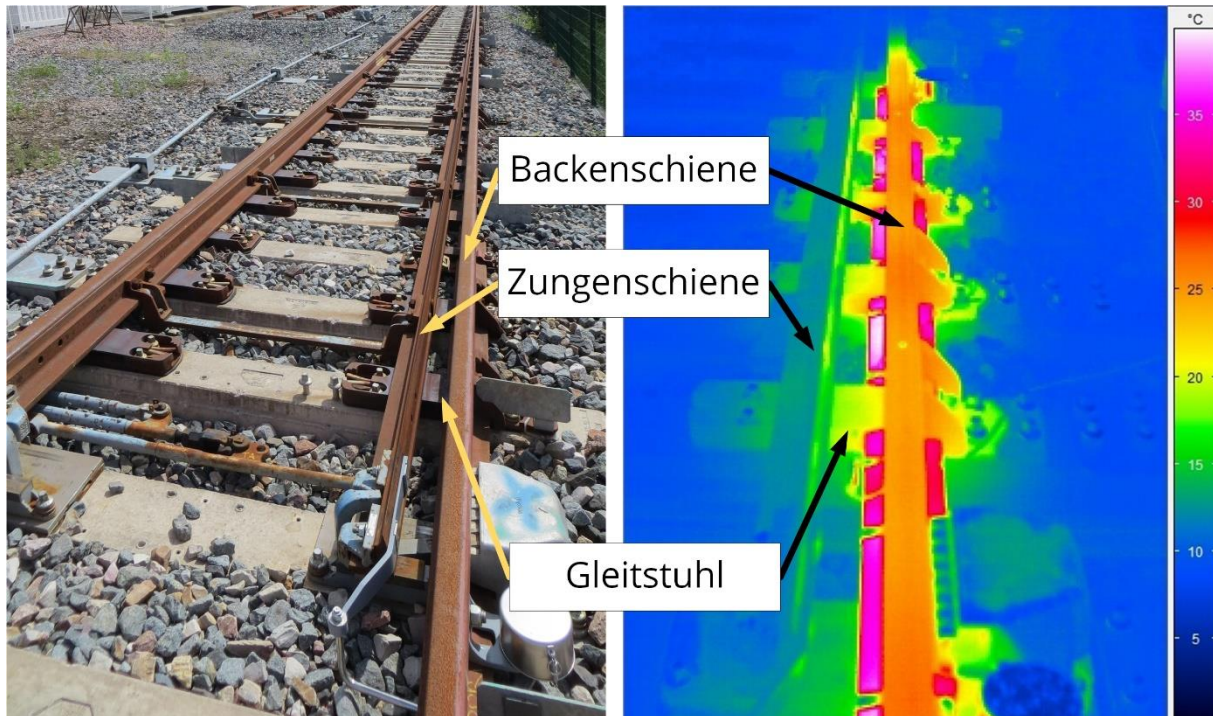


Abbildung 1: Hauptkomponenten einer Weiche im Überblick und beheizt in einer thermografischen Aufnahme

Daran anknüpfend wird der Einfluss einer thermischen Backenschieneisolation auf die Wärmeflüsse der Weiche untersucht. Ein größerer Anteil der Wärmeflüsse in den kritischen Bereich zwischen Backen- und Zungenschiene hilft, Energie zum effektiven Heizen der Weiche einzusparen. Diese Steigerung der Effizienz ist besonders im Sinne der Nachhaltigkeit erstrebenswert.

7.5.5. Fortschrittliche Verbrennungsüberwachung durch simultane optisch, akustische Detektion der Flammenfront in einem Druckkessel

Nina PAULITSCH¹, Fabrice GIULIANI¹, Lukas ANDRACHER²

Inhalt

Die angestrebte europäische CO₂-Neutralität bis 2050 stellt große Herausforderungen in fast allen Energiesektoren dar. Sei es in der Entwicklung und Weiterentwicklung von erneuerbaren Energien, die Umstrukturierung des Energienetzes oder in der Effizienzsteigerung von konventionellen Systemen, Handlungsbedarf wird jetzt verlangt.

Die Transformation der Energiestruktur, weg von fossilen hin zu erneuerbaren, nachhaltigen Energieträgern ist in vollem Gange. Nichtsdestotrotz stellt die konventionelle Verbrennung von fossilen Brennstoffen derzeit 80% der weltweiten Energieproduktion dar. Ein gewichtiger Grund sich auf eine saubere und effizientere Verbrennung fossiler Brennstoffe zu konzentrieren.

Die im Folgenden beschriebene Thematik befasst sich mit einer fortschrittlichen Flammenüberwachung durch optische sowie akustische Überwachung der Flammenfront bei einer Verbrennung unter Druck. Die Grundidee liegt in einer integrierten, hochtemperatur- und hochdruckresistenten Sonde, welche in drei spezifischen Wellenlängenbereichen die Flammenfront detektiert und dadurch Aufschluss über die Zündung, den Betriebspunkt, die Flammenart (diffusiv oder vorgemischt) sowie über die Flammenturbulenz gibt. Da die Qualität der Verbrennung bestimmend für die emittierten Schadstoffe, sowie auch für die Lebensdauer der Anlage selbst ist, kann durch Kontrolle und aktives Einwirken ein Optimum im Bereich Energieeffizienz, Schadstoffausstoß sowie auch Ressourcenschonung erzielt werden.

Initiiert durch das Unternehmen Combustion Bay One e.U. in Zusammenarbeit mit der FH JOANNEUM/Aviation und unterstützt durch die österreichische Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) und dem Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT) wurde 2015 bereits eine Konzeptstudie durchgeführt. Die ersten Ergebnisse wurden 2018 bei dem 15. Symposium Energieinnovation unter dem Titel „Thermische Überwachung und präzise Verbrennungskontrolle auf Basis optischer Diagnostik in Brennkammern“ präsentiert.

Methodik

Wie in Abbildung 1 ersichtlich, setzt sich die Sonde aus einem hochtemperaturresistenten Schnelldrucksensor und vier optischen Sensoren, ausgeführt als Fotodioden, zusammen. Als Temperaturbarriere wurde ein SQ1-Quarzglas eingebaut. Drei der vier Fotodioden sind mit wellenlängenspezifischen, optischen Filtern versehen, als Referenzsignal dient der Sensor ohne Filter. Der Sichtwinkel der Sonde beträgt 13°.

Verbrennungstechnisch gesehen ist eine vorgemischte Flamme günstig, da einerseits das Verhältnis Brennstoff zu Luft zu Gunsten der Luft vorliegt, ergo weniger Brennstoff benötigt wird, und andererseits die Zusammensetzung des Abgases in Bezug auf Ruß- und NO_x-Bildung positiv beeinflusst wird. Durch den Überschuss an CH^{*}-Radikalen liegt im vorgemischtem Bereich eine bläuliche Flamme vor. Diffusionsflammen emittieren gelb-rötliches Licht, da feste Partikel des Abgases, wie beispielsweise Ruß, zu glühen beginnen. Durch dieses Verhalten der Flamme im Zusammenspiel mit der Intensität (diffusiv – hohe Leuchtintensität, vorgemischt – niedrige Leuchtintensität) kann durch die Überwachung eines bestimmten Spektralbereiches mittels Sonde die Flammenart bestimmt und der Betriebspunkt nachjustiert werden.

¹ Combustion Bay One e.U., advanced combustion management, Schützenhofgasse 22 A8010 Graz, Tel +43 (0)316 22 89 80, Office@CBOne.at, www.CBOne.at

² University of Applied Sciences FH JOANNEUM GmbH, Institute of Aviation 8020 Graz, Austria, www.fh-joanneum.at

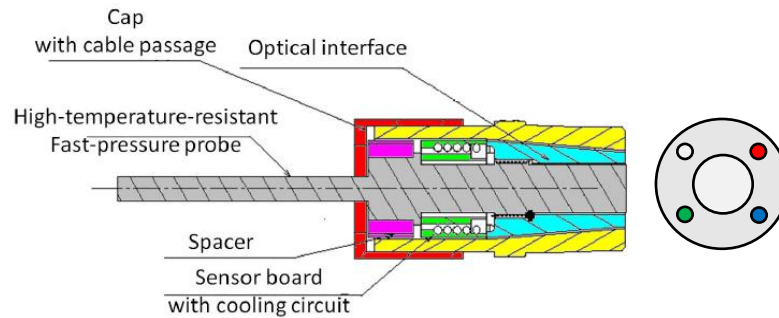


Abbildung 1: Aufbau und Struktur der Sonde

Ergebnisse

In den ersten Versuchen wurden die Unterschiede verschiedener Betriebspunkte und Flammenarten studiert. Wie in Abbildung 2 dargestellt, wurde die Flamme von zwei gegenüberliegenden Sonden überwacht. Die Leistung der Flamme wurde im Bereich von 3,6 kW bis 9 kW geregelt.

Durch die Durchführung einiger Messreihen wurde die Problematik der Positionierung und Ausrichtung ersichtlich. Es muss garantiert werden, dass sich die Flamme im Sichtwinkel von 13° befindet und dass die Oberfläche der Flammenfront größer als der Sichtquerschnitt ist. Diese Problematik tritt durch die räumliche Distanz zwischen den einzelnen Fotodioden in der Sonde zueinander auf, was in späterer Folge durch eine konkave Wölbung des optischen Überganges verbessert werden könnte. In der jetzigen Situation kann jedoch durch diese Distanz wiederum die Ausbreitung der Flammenfront detektiert werden, da eine Zeitverzögerung auftritt. Dies kann für die Beschreibung des Zündvorganges verwendet werden.

Verschiedene Anordnungen der Sonden können unterschiedliche Zonen der Flammen beobachten. Durch eine Positionierung übereinander kann eine Unterscheidung zwischen Primärzone und Sekundärzone der Flamme getroffen werden und dadurch auf den möglichen Schadstoffinhalt des Abgases geschlossen werden.

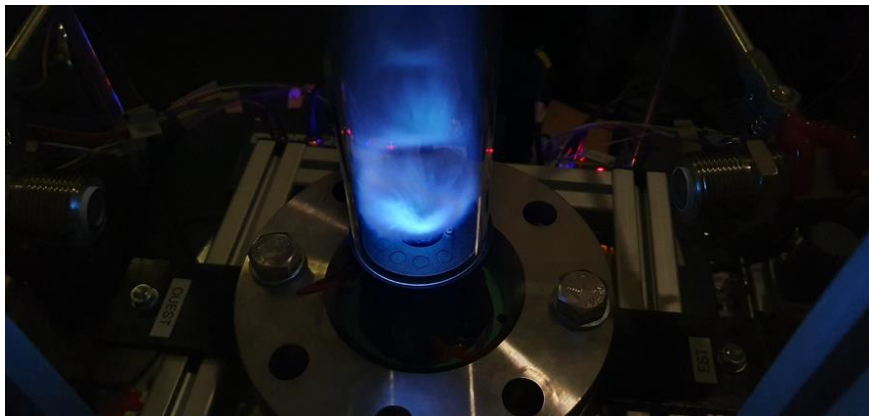


Abbildung 2: Versuchsaufbau und Spektralfarbe einer vorgemischten Flamme

Referenzen

- [1] Moosbrugger, V., Giuliani, F. and Andracher L. (2018). Thermische Überwachung und präzise Verbrennungskontrolle auf Basis optischer Diagnosetechniken in Brennkammern In 15th Symposium on Energy Innovation, EnInnov, TU Graz, 14-16.02.2018
- [2] F. Giuliani, V. Moosbrugger, N. Paulitsch, A. Hofer, Austria and L. Andracher. (2019). Combined Optic-Acoustic Monitoring of Combustion in a Gas Turbine
- [3] Proceeding of the 9th EVI-GTI International Gas Turbine Instrumentation Conference, 20 - 21 November 2019, Graz, Austria. EVIGTI2019-5.2
- [4] Gaydon, A. (1974). The Spectroscopy of Flames. Springer Netherlands

7.6. ENERGIEEFFIZIENZ II (STREAM F6)

7.6.1. Systematische Energiedatenerfassung und -auswertung in KMU-Betrieben durch den Einsatz mobiler Messtechnik

Lukas HILGER¹, Thorsten SCHNEIDERS¹

Inhalt

Bedingt durch die Vorgaben der EU-Energieeffizienz-Richtlinie (2012/27/EU) sowie die voraussichtlich bis zum Jahr 2040 kontinuierlich steigenden Strompreise (EU Energy Outlook 2050, [1]) kommt der Energieeffizienz-Thematik gerade im verbrauchsstarken Industrie- und Gewerbesektor eine entscheidende Rolle zu. Darüber hinaus bietet die Digitalisierung und der damit verbundene Einsatz smarterer Technologien das Potential, „Enabler“ zur Steigerung der Energieeffizienz in kleinen und mittelständischen Unternehmen (KMU) zu sein, zumal gerade diese Betriebe hohe Effizienzpotentiale aufweisen [2].

Im Rahmen des Forschungsprojekts „*Smarte Technologien für Unternehmen*“ wird ein Anwendungstest smarterer Technologien in KMU-Betrieben durchgeführt. Als erster Lösungsansatz wurde dabei die systematische und strukturierte Effizienzanalyse von KMU-Betrieben unter Einsatz mobiler Messtechnik entwickelt. Vor-Ort-Begehungen und Analysen in verschiedenen Unternehmen haben gezeigt, dass die Energieflüsse (Strom und Wärme) in KMU-Betrieben häufig unbekannt sind. An dieser Stelle kann der Einsatz eines mobilen Messkoffers zur Erhebung von Strom-Lastprofilen einzelner Teilbereiche bzw. Verbrauchergruppen einen entscheidenden Beitrag zur Energietransparenz liefern, wodurch auch eine fundierte Entscheidungsgrundlage zur Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen geschaffen wird.

Methodik

Im Zuge von bereits durchgeführten Messkampagnen in KMU-Betrieben wurde eine Vorgehensweise zur Energiedatenerfassung entwickelt, die nachfolgend als Ablaufschema dargestellt ist (s. Abbildung 1). Diese Methodik wird in den Anwendungstests im Rahmen einer energetischen Analyse des Betriebs umgesetzt. Bei der Messtechnik handelt es sich um den kommerziell erwerbbar Messkoffer *me2go* der Firma *manageE GmbH & Co. KG*, der die parallele Messung von bis zu sechs dreiphasigen Verbrauchern bzw. Teilbereichen ermöglicht [3].

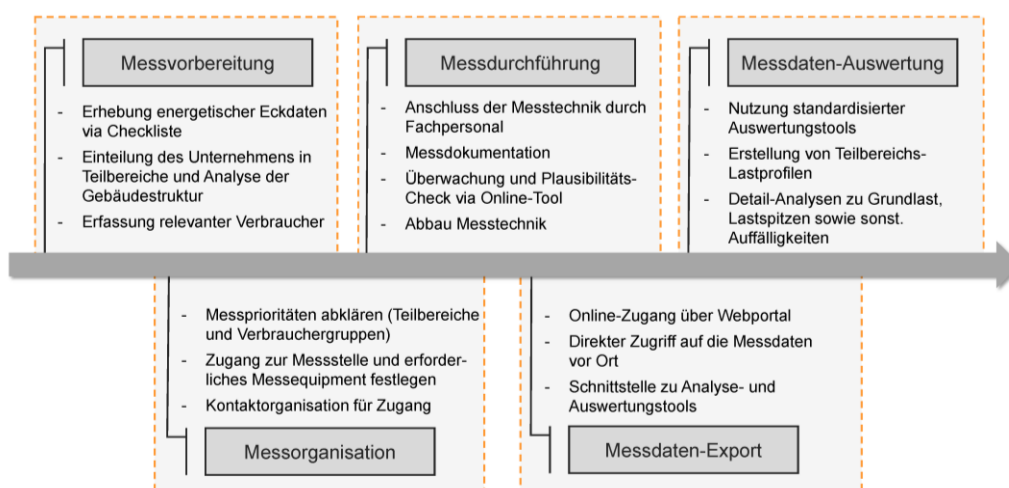


Abbildung 1: Vorgehensweise zur Energiedatenerfassung und -auswertung (Strom) mittels mobiler Messtechnik

¹ Technische Hochschule Köln, Cologne Institute for Renewable Energy (CIRE), D-50679 Köln, +49 221 8275 4547, {lukas.hilger|thorsten.schneiders}@th-koeln.de, www.th-koeln.de/anlagen-energie-und-maschinensysteme/cologne-institute-for-renewable-energy_13385.php

Im Rahmen der Anwendungstests werden verschiedene KMU-Betriebe (u.a. Museumsbetriebe, Freizeit- und Unterhaltungsbranche, Lebensmittel-Einzelhandel) energetisch untersucht. Mit der Zielsetzung, den Prozess dieser Analysen von der Messvorbereitung bis hin zur Messdaten-Auswertung systematisch zu strukturieren und zu vereinfachen, werden im Rahmen des noch laufenden Forschungsprojekts weitere Anwendungstests durchgeführt.

Ergebnisse

Die beschriebene Vorgehensweise stellt bereits ein wesentliches Ergebnis der bisher durchgeführten Anwendungstests in KMU-Betrieben dar. So konnte der Gesamtprozess der Effizienzanalyse durch systematische Vor-Ort-Begehungen mit vorgefertigten Checklisten, die Beschränkung der Kurzzeitmessungen auf 1-2 Wochen sowie die strukturierte Datenauswertung mittels vorgefertigter Tools vereinfacht und zeitlich gekürzt werden. Darüber hinaus hat sich im Zuge von Interviews mit beteiligten Unternehmern herausgestellt, dass identifizierte Energieeffizienzmaßnahmen, die mit vor Ort erhobenen Messdaten belegt sind, eine deutlich fundiertere Entscheidungsgrundlage für die tatsächliche Umsetzung einer Maßnahme darstellen. In der folgenden Tabelle sind die Vorteile der Effizienzanalyse mit mobiler Messtechnik sowie damit verbundene Auswirkungen auf Entscheidungen des Unternehmers dargestellt (s. Tabelle 1).

Tabelle 1: Vorteile des Messkoffer-Einsatzes und damit verbundene Auswirkungen auf die Entscheidungen des Unternehmers

Vorteile des Messkoffer-Einsatzes	Auswirkung auf Entscheidungen des Unternehmers
- Schnelle, unterbrechungsfreie Installation der Messtechnik (i.d.R. 2-3 Stunden Aufwand)	→ Überzeugt den Unternehmer, Messungen überhaupt im Rahmen der energetischen Analyse durchführen zu lassen
- Hochaufgelöste Daten von Teilbereichen und Verbrauchergruppen stehen zur Verfügung und ermöglichen eine Detailanalyse zu Grundlast und Lastspitzen	→ Die Entscheidungsgrundlage für die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen wird verbessert, da vor Ort erhobene Daten analysiert worden sind

Trotz der heterogenen Branchen und der oft individuellen Gegebenheiten in den untersuchten KMU-Betrieben ist der Einsatz der Messtechnik übertragbar und lässt sich daher branchenübergreifend anwenden. Entscheidend für eine von Beginn an strukturierte Analyse eines Betriebes ist dabei vor allem die systematische Bildung von Teilbereichen (z.B. Verwaltung, Lager, Produktionshalle) bzw. Verbrauchergruppen (z.B. Lüftungsanlage, Beleuchtung). Diese Teilbereiche sind wiederum vergleichbar, was durch die Charakteristik der erhobenen Lastprofile deutlich wird. Somit bestehen auch in der Datenauswertung Ansätze zur Systematisierung, u.a. durch eine Mustererkennung in Teilbereichs-Lastprofilen.

Der flexible Einsatz der mobilen Messtechnik bis hin zur Einzelverbraucher-Messung ermöglicht eine Detailanalyse zu Grundlast-Verbräuchen und Lastspitzen. Somit können in der Effizienzanalyse identifizierte Auffälligkeiten messtechnisch erfasst und detailliert analysiert werden, was im Rahmen einer energetischen Analyse ohne Einsatz von Messtechnik nicht möglich wäre.

Referenzen

- [1] „Energy Brainpool GmbH & Co. KG; Trends der Strompreisentwicklung - EU Energy Outlook 2050,“ [Online]. Available: <https://blog.energybrainpool.com/trends-der-strompreisentwicklung-energy-eu-outlook-2050/>. [Zugriff am 28 November 2019].
- [2] PwC - PricewaterhouseCoopers, „Energiewende im Mittelstand,“ PwC, 2015.
- [3] „mE180 Controller - Technische Daten,“ manageE GmbH & Co. KG, [Online]. Available: <https://www.managee.de/produkte/me180-controller/me180-controller-technische-daten/>. [Zugriff am 26 November 2019].

7.6.2. Berechnungsmodell zur Quantifizierung des Stromverbrauchs von Elektromotorensystemen am Beispiel der Druckluft

Ulf LINDNER¹, Peter RADGEN²

Inhalt

Relevanz der Themenstellung

Der Stromverbrauch der Industrie in Deutschland betrug im Jahr 2017 nach Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen circa 228 TWh [1]. Elektromotorensysteme leisten dabei einen bedeutenden Beitrag zum Stromverbrauch der deutschen Industrie. 68% des Stromverbrauches der deutschen Industrie entfallen auf die Elektromotorensysteme [2, S.127]. Fleiter geht davon aus, dass die wirtschaftlichen Einsparpotentiale der Industrie bis 2035 im Strombereich 12,7% betragen [3]. Das entspricht einem Einsparpotential von 19,7 TWh aller Elektromotorensysteme.

Druckluftsysteme leisten dabei einen Beitrag zum Stromverbrauch von Elektromotorensystemen. Seit der Studie von Radgen & Blaustein aus dem Jahr 2001 [4] wurden nur wenige weitere Analysen zum Stromverbrauch von Druckluftsystemen vorgenommen. Laut dieser Studie verbrauchten Druckluftsysteme in Deutschland 14 TWh oder 7% des industriellen Stromverbrauchs. Die aktuellen Zahlen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen weisen für das Jahr 2017 einen Stromverbrauch für die Druckluftherzeugung von 15,4 TWh in Deutschland aus. Dies entspricht einem Anteil von 6,7% des industriellen Stromverbrauchs [1].

Die verstärkte Automatisierung in Fertigungsbetrieben auf der einen Seite, effizientere Motoren und eine gestiegene Berücksichtigung und Wahrnehmung von Verlusten durch Leckagen auf der anderen Seite, werfen die Frage auf, ob der Stromverbrauch von Druckluftsystemen in Deutschland im Zeitraum von 2001 bis 2017 tatsächlich um 1,4 TWh angestiegen ist. Interessant ist die Fragestellung daher nach dem aktuellen Anteil des Stromverbrauchs von Druckluftsystemen. Für die Initiierung von Forschungsanstrengungen und Maßnahmen für die Industrie, wie beispielsweise einer verbesserten Leckagedetektion im Druckluftnetz oder einer verbesserten Druckluftaufbereitung zur Steigerung der Energieeffizienz von Druckluftsystemen, spielt der Stromverbrauch dieser Systeme eine wichtige Rolle.

Problemstellung

Die meist fehlende Verfügbarkeit von Daten für die Druckluftsysteme erschwert die Analyse des Gesamtstromverbrauchs von Druckluftsystemen. In nur wenigen Betrieben existieren separate Messungen für den Stromverbrauch dieser Druckluftsysteme. Zusätzlich ist die Gewinnung der Daten aus den Betrieben mit einem großen Aufwand verbunden. Die bisher veröffentlichten Werte zum Stromverbrauch von Druckluftsystemen beruhen in vielen Fällen auf Schätzungen, Expertenbefragungen oder Fortschreibungen früherer Erhebungen [5]. Eine nachvollziehbare Berechnung des Stromverbrauchs von Druckluftsystemen wird heutzutage noch nicht durchgeführt. Lediglich Radgen & Blaustein [4] haben im Rahmen der EU Studie den Verbrauch mit Hilfe eines entsprechenden Modells ermittelt, wobei auch hier die Datenbasis zur Ermittlung relevanter Inputparameter beschränkt war.

¹ Universität Stuttgart – IER (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Heßbrühlstraße 49a, 70174 Stuttgart, +49711 685 87885, ulf.lindner@ier.uni-stuttgart.de, www.ier.uni-stuttgart.de/

² Universität Stuttgart – IER (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Heßbrühlstraße 49a, 70174 Stuttgart, +49711 685 87877, peter.radgen@ier.uni-stuttgart.de, www.ier.uni-stuttgart.de/

Methodik

Das Ziel der Arbeit ist die Entwicklung eines Modells bzw. eines Verfahrens zur einfachen und kontinuierlichen Analyse des Stromverbrauchs von Druckluft- und später auch anderen Elektromotorsystemen. Mit Hilfe der, aus den Sozialwissenschaften oder aus der energetischen Beurteilung von Gebäudebeständen bekannten Kohortenanalyse folgt das Modell einem Top-Down-Ansatz, wie er schon bei Radgen & Blaustein [4] verwendet wurde. Das hier entwickelte Modell verbessert die Bestimmung des Stromverbrauchs, da es deutlich genauer zwischen den Leistungsklassen der einzelnen Druckluftsysteme unterscheidet und branchenspezifische Betriebsstundenmodelle berücksichtigt¹. Außerdem bezieht das Modell einen Leistungsfaktor mit ein, der die tatsächlich aufgenommene elektrische Energie der Nennleistung des Elektromotors im Kompressor gegenüberstellt. Die bisherigen Angaben und Werte, wie bspw. die der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen [1], werden dem hier entwickelten Modell gegenübergestellt und die Vorteile des Berechnungsmodells dargelegt. Es wird gezeigt, dass das Modell die bisherigen Angaben zur elektrischen Leistungsaufnahme von Druckluft- und anderen Elektromotorsystemen verbessert. Das Modell ist für Elektromotorsysteme aller Art anwendbar und leistet damit auch für die Bewertung anderer Querschnittstechnologien einen wichtigen Beitrag.

Ergebnisse

Die ersten Ergebnisse des Modells werden mit Hilfe der Eingangsparameter, die in der „Preparatory study on Low pressure & Oil-free Compressor Packages“ [6] angegeben werden, vorgestellt. Die Ergebnisse zeigen, welche Parameter einen relevanten Einfluss auf den Stromverbrauch von Druckluftsystemen nehmen und wie die Ergebnisse mit bereits veröffentlichten Daten (bspw. [1] oder [4]) übereinstimmen. Die Ergebnisse machen deutlich, welche Eingangsparameter für eine genaue Berechnung des Stromverbrauchs der Druckluft- oder anderer Elektromotorsysteme relevant sind.

Referenzen

- [1] Rohde, Clemens (Juni, 2019): Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013 bis 2017. Studie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB) - Entwurf. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI). Karlsruhe. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=isi_-_einzebericht_industrie_2013_-_2017.pdf, zuletzt geprüft am 26.11.2019.
- [2] Sauer, Alexander; Bauernhansl, Thomas (Hg.) (2016): Energieeffizienz in Deutschland. Eine Metastudie. Analyse und Empfehlungen. 2. Auflage. Berlin: Springer-Verlag.
- [3] Fleiter, Tobias (Hg.) (2013): Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien. Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung. Stuttgart: Fraunhofer-Verl. (ISI-Schriftenreihe "Innovationspotenziale"). Online verfügbar unter <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-234719.html>.
- [4] Radgen, Peter (Hg.) (2001): Compressed air systems in the European Union. Energy, emissions, savings potential and policy actions. Stuttgart: LOG_X.
- [5] Unger, Manuel; Radgen, Peter Prof. Dr.: Energy Efficiency in Compressed Air Systems. A review of energy efficiency potentials, technological development, energy policy actions and future importance. In: Proceedings of the 10th International Conference on Energy Efficiency in Motor Driven Systems (EEMODS' 2017), Bd.297101, S. 207–233.
- [6] van Elburg, Martijn; van den Boom, Roy (2017): Preparatory study on Low pressure & Oil-free Compressor Packages. Hg. v. European Commission. Brussels (Belgium). Online verfügbar unter http://www.eco-compressors.eu/downloads/DRAFT_final_LP-OF_20170210-1519.pdf, zuletzt geprüft am 03.07.2017.

¹ Mit Betriebsstundenmodellen ist bspw. gemeint, wie viele Stunden/ Jahr ein Motor in Volllast betrieben wird. Diesen Betriebsstundenmodellen unterscheiden sich bspw. in der Glasindustrie von denen im Maschinenbau.

7.6.3. Clustering von Druckluftvolumenströmen zur Erkennung von Anomalien mit maschinellem Lernen

Christian DIEROLF¹, Alexander SAUER²

Inhalt

Druckluft wird in Unternehmen in verschiedenen Bereichen angewendet, dazu zählen: (i.) Antreiben von Druckluftwerkzeuge und -motoren; (ii.) Transportieren in pneumatische Förderanlagen; (iii.) Spannen, klemmen und pressen in pneumatischen Haltevorrichtungen und Pressen; (iv.) Spritzen in Spritzgussmaschinen; füllen von Nahrungsmittel; (v.) Verpacken in Verpackungsmaschinen oder Sperrluft bei Werkzeugmaschinen. [1] Für die Erzeugung von Druckluft werden in Deutschland 3 % des nationalen Gesamtstrombedarfs eingesetzt. In Industriebetrieben ist Druckluft eine teure Energieform mit jährlich verursachenden Kosten von fast 1,5 Mrd. EUR. [2] [3] [4] Unkontrolliert ausströmende Druckluft verursacht in Deutschland bis zu einem Drittel des gesamten Druckluftverbrauchs. [5]

Zur Erkennung der unkontrolliert ausströmenden Druckluft als Anomalie im Gesamtdruckluftsystem werden in der Untersuchung Druckluftvolumenströme mit Hilfe von Clustering-Algorithmen basierend auf maschinellem Lernen gruppiert. Bis auf die gewünschte Anzahl zu findender Cluster ist vorab kein zusätzliches Wissen über das Druckluftsystem erforderlich. Eine Anomalie ist etwas Besonderes. Sie ist die Abweichung von einem erwarteten Verhalten, Muster oder einer Struktur. Maschinelles Lernen generiert Wissen aus Erfahrung oder im Anwendungsfall aus historischen Messdaten. Es existieren bessere Einsatzmöglichkeiten der menschlichen Intelligenz, als die Rund-um-die-Uhr Überwachung von Datenreihen, daher wird in der Arbeit maschinelles Lernen verwendet. Beim unüberwachten Lernen, wozu Clustering zählt, werden in repräsentativen Messdaten Gruppen erkannt. Die Zuordnung der Daten zu den Gruppen nicht explizit vorgegeben.

Messung und Methode

In der Arbeit ist der Gesamtvolumenstrom einer Druckluftanlage analysiert, bestehend aus sechs Kompressoren mit insgesamt 130 kW Nennleistung und einem Druckluftspeicher. Im Zwei-Schicht-Betrieb des Unternehmens sind im Messzeitraum von drei Monaten Messdaten im Messintervall von 15 Minuten aufgezeichnet. Zunächst sind die Messdaten in 163 Tagesmessungen unterteilt, die jeweils aus einem Merkmalsatz von 72 Merkmalen der 24 Stundenwerte bestehen. Merkmale sind die Werte aus dem Stundenmittel-, Stundenminimum- und Stundenmaximum. Zur Darstellung im zwei- und dreidimensionalen Raum sowie zur Reduktion der Merkmale hinsichtlich ihrer informationsverdichteten Hauptkomponenten ist die Hauptkomponentenanalyse für zwei und drei Hauptkomponenten durchgeführt [6]. Anschließend gruppiert ein Clustering-Algorithmus zwei oder drei Hauptkomponenten der Merkmalsätze zu Clustern wie folgt: Zufällige Mittelpunkte mit der Anzahl der definierte Cluster werden gewählt. Jeder Punkt aus Abbildung 1, was dem jeweiligen Merkmalsatz entspricht, wird dem am nächsten liegenden Cluster-Mittelpunkt zugeordnet. Das geometrische Zentrum der zugeordneten Punkte wird bestimmt und der Mittelpunkt dorthin verschoben. Nach anfänglich zufälligen Wahl der Mittelpunkte werden die weiteren Schritte so lange wiederholt, bis sich die Mittelpunkte nicht mehr wesentlich verändern. [7]

Ergebnisse

Mit der verwendeten Methode angewendet auf die Messdaten ist es möglich, Anomalien durch Clustering mit unüberwachten maschinellem Lernen zu gruppieren und anschließend im Signalverlauf des Volumenstroms tageweise zu interpretieren. Das Clustering der zwei Hauptkomponenten für eine vorgegebene Anzahl ist in Abbildung 1 dargestellt.

¹ Fraunhofer Institut für Produktionstechnik und Automatisierung, Nobelstraße 12, 70569 Stuttgart, Deutschland, +49 711 9703650, christian.dierolf@ipa.fraunhofer.de, www.ipa.fraunhofer.de

² Universität Stuttgart, Institut für Energieeffizienz in der Produktion, Nobelstraße 12, 70569 Stuttgart, Deutschland, +49 711 9703600, alexander.sauer@eep.uni-stuttgart.de, www.eep.uni-stuttgart.de

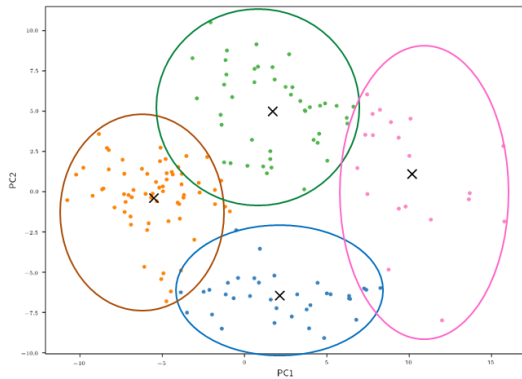


Abbildung 1: Clustering der zwei Hauptkomponenten (PC1 und PC2) der Merkmalsätze für vier Cluster

Zwei der vier Cluster sind charakteristische Volumenstromprofile für Montag und Samstag, welche in Abbildung 2 und Abbildung 3 eingetragen sind. Die beiden nicht dargestellten Cluster sind Dienstag bis Freitag und Sonntag. Weicht ein Tagesprofil einem vorgegebenen Toleranzband ab, ist diese im Signalverlauf als Anomalie erkennbar. Die Erhöhung der Anzahl von vier auf neun zu gruppierender Cluster führt bei der Untersuchung dazu, dass Anomalien durch unterschiedliche Cluster wie Samstag normal und anormal anstelle eines differenzierten Signalverlaufs durch den Algorithmus gruppiert werden.

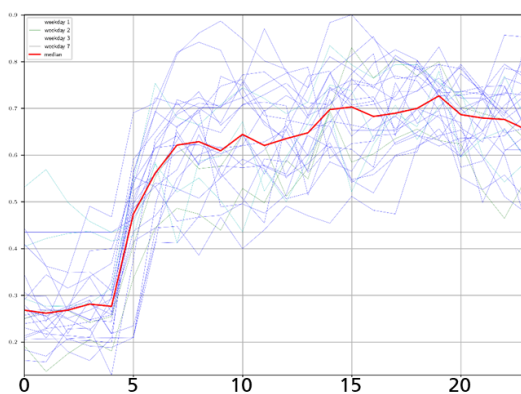


Abbildung 2: Charakteristisches Profil des Volumenstrom für Montag mit Median (rot)

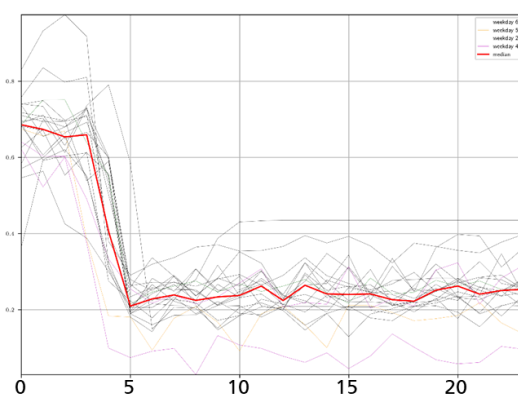


Abbildung 3: Charakteristisches Profil des Volumenstrom für Samstag mit Median (rot)

Charakteristische Tagesprofile können zur Kosteneinsparung verwendet werden indem Sie als Bedarfsprognosen für Folgetage, Monitoring von Betriebszeiten wie Effizienzmaßnahme zur Grundlastsenkung oder Identifikation wertschöpfender und nicht wertschöpfender Zeiten wie Sonntage eingesetzt werden. Eine detailliertere Unterteilung in Betriebszustände ist möglich.

Das Clustering kann durch zusätzliche Kontextinformation verbessert werden, indem Untermessungen wie Einzelmessung der Kompressoren installiert, charakteristische Stundenprofile pro Tag eingeführt oder die Messdaten mit der Produktionsplanung oder –auslastung fusioniert werden.

Referenzen

- [1] R. Gloor, „Energieeinsparungen bei Druckluftanlagen in der Schweiz - Programm Elektrizität Forschungsprojekt,“ Gloor Engineering, Sufers, 2000.
- [2] B. L. f. Umweltschutz, „Effiziente Druckluftsysteme,“ Bayerisches Landesamt für Umweltschutz, Augsburg, 2004.
- [3] Umweltbundesamt, „Entwicklung des Stromverbrauchs nach Sektoren,“ Umweltbundesamt, 2018.
- [4] Statista GmbH, „Nettostromverbrauch in Deutschland in den Jahren 1991 bis 2018 (in Terawattstunden). Statista,“ Statista GmbH, 2019.
- [5] Zentrale Koordinierungsstelle KEFF, „KEFFIZIENZ-LEITFADEN DRUCKLUFT,“ Zentrale Koordinierungsstelle KEFF, Stuttgart, 2017.
- [6] L. Smith, „A tutorial on Principal Components Analysis,“ Februar 2002. [Online]. Available: http://www.cs.otago.ac.nz/cosc453/student_tutorials/principal_components.pdf. [Zugriff am 31 Oktober 2019].
- [7] D. Arthur und S. Vassilvitski, „k-means++: The advantages of careful seeding,“ in Proceedings of the eighteenth annual ACM-SIAM symposium on Discrete algorithms, Society for Industrial and Applied Mathematics , 2007.

7.6.4. Integriertes Energie- und Produktionsmanagement für Industriebetriebe – eine Simulationsstudie

Dominik BRODSCHELM¹, Selim EROL², Jakob KÜHNEN³

Einleitung

Die zunehmende Verfügbarkeit von Echtzeit-Daten in industriellen Produktionsprozessen (Stichwort Industrie 4.0) eröffnet neue Möglichkeiten der Ressourcen- und Energieeffizienz [1]. Ein modernes Energiemanagement (EM) in enger Verbindung mit Produktionsplanung und -steuerung (PPS) kann Unternehmen effektiv dabei unterstützen Preisschwankungen am Strommarkt intelligent zu nützen. Wird das Unternehmen selbst auch noch zum dezentralen Erzeuger erneuerbarer Energie (z.B. von Solar- oder Windenergie), so ergeben sich weitere Potentiale, um Kosten zu sparen und den CO₂-Fußabdruck der Produktion zu verringern [2,3]. Jedoch sind erneuerbare Energien im Vergleich zu den herkömmlichen fossilen Energieträgern signifikant volatil, d.h. im Zeitverlauf deutlich unbeständiger und stärkeren Schwankungen unterlegen.

Unsere Arbeit untersucht aus Sicht der produzierenden Industrie die Möglichkeiten im Hinblick auf das Zusammenspiel zwischen PPS und modernen Anlagen zur Eigenerzeugung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Energiequellen. Zu diesem Zweck wurde ein Simulationsmodell entwickelt und eine Fallstudie durchgeführt. Es wird gezeigt, dass durch energieorientierte, flexible Produktionspläne auch auf Grundlage von dezentralen, erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen konkurrenzfähige Standards hinsichtlich logistischer und ökonomischer Zielgrößen erfüllt werden können, während gleichzeitig ein großes Potential zur Reduktion der CO₂-Emissionen entsteht.

Methodik

Der Stand der Forschung und die zentralen Anforderungen der Industrie an kombinierte EM/PPS-Systeme wurden über eine systematische Literaturanalyse [4] ermittelt und zusammengefasst. Auf Basis dieser allgemeinen Anforderungen wurde eine Simulationsmodell und -werkzeug entwickelt. Das Simulationsmodell wurde auf Basis eines hybriden Ansatzes [5] entwickelt, der sowohl kontinuierliche Energieflüsse (System-Dynamics-Ansatz) als auch Steuerungsmodelle (Discrete-Event-Ansatz) berücksichtigt und gleichzeitig Systemkomponenten (Agentenbasierter Ansatz) wie Energieerzeugungsanlagen, Stromspeicher und Produktionsmaschinen untereinander kommunizieren lässt. Dieses Modell diente in weiterer Folge dazu für ein konkreten Fall verschiedene Szenarien im Hinblick auf Produktionsplan und Energieangebot zu untersuchen und zu bewerten. Bei der Bewertung der Szenarien wurden sowohl ökonomische, logistische als auch ökologische Kennzahlen berücksichtigt.

Im Kern stützt sich das Simulationsmodell auf zwei verschiedene Inputgrößen. Einerseits ist dies der Leistungsbedarf des konkreten Fertigungsvorgangs und andererseits das durch dezentrale Photovoltaik- und Windkraftanlagen bereitgestellte Leistung. Bei der Entwicklung des Modells wurden auch moderne batteriebasierte Stromspeicher und das Stromnetz als Anlagenkomponenten miteinbezogen. Die genauen Daten zum Energieverbrauch der Produktion wurden dazu direkt von der Pilotfabrik der TU Wien bereitgestellt. Die Daten zu dem potentiell verfügbaren Energieangebot aus erneuerbaren Energiequellen wurden aus Referenzanlagen bezogen.

Die Simulation ist dabei weniger als spezifisches Lösungsmodell, sondern als generisches Konzeptmodell zu verstehen und fungiert damit als flexibles Planungswerkzeug für potenziell interessierte Industrieunternehmen. Die kombinierte Simulation von Produktionsprozess- und Energieerzeugung ist insbesondere relevant, als sie Investitionsvorhaben in dezentrale Anlagen unterstützen und absichern kann.

¹ Technische Universität Wien, 1040 Wien, dbrodschelm@gmail.com

² Technische Universität Wien, 1040 Wien, selim.erol@tuwien.ac.at, tuwien.ac.at

³ Fachhochschule Wiener Neustadt, 2700 Wiener Neustadt, jakob.kuehnen@fhwn.ac.at, fhwn.ac.at

Ergebnisse

Ergebnis der Arbeit ist einerseits das Planungswerkzeug in Form eines flexiblen Simulationsmodells und andererseits die Erkenntnisse aus der Studie eines industriellen Modellbetriebs – die Industrie 4.0 Pilotfabrik der TU Wien [6]. Die Fallstudie der 3D-Drucker-Herstellung in der Pilotfabrik zeigt das Zusammenspiel von individuellen Produktionsplänen und dem auf erneuerbaren, dezentralen Erzeugungs- und Speichersystemen basierendem Energieangebot. Mehrere Szenarien werden detailliert beleuchtet und die konkreten Gestaltungsmöglichkeiten dargestellt.

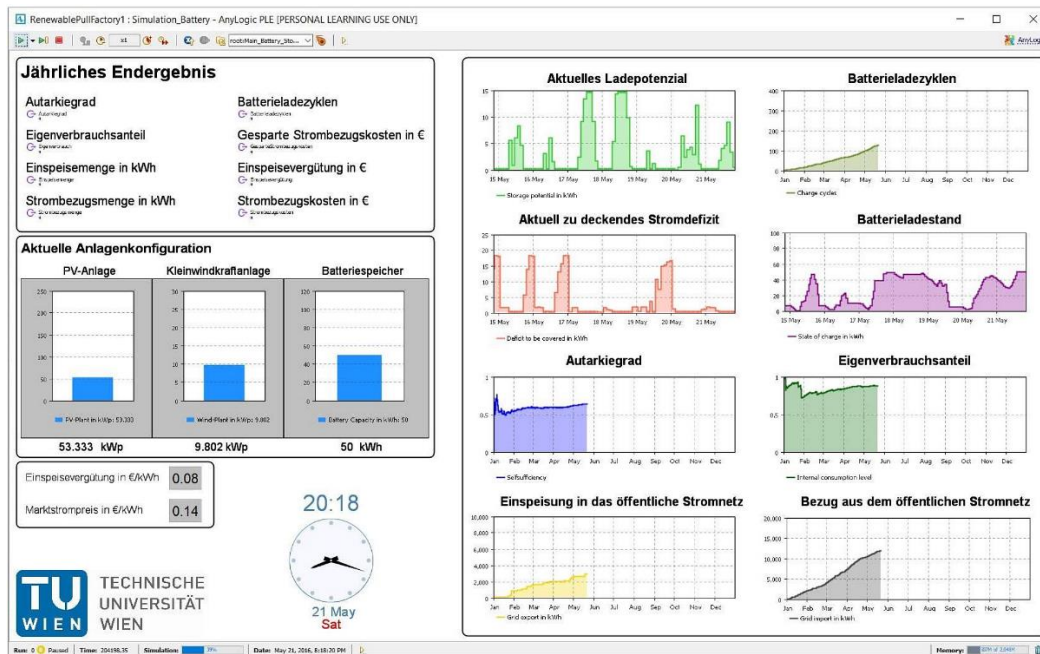


Abbildung 1: Benutzeroberfläche des Simulationstools mit den wichtigsten Input- und Outputdaten.

Die Studie zeigt, dass auch auf Grundlage von dezentralen, erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen kurze Lieferzeiten und niedrige Lagerbestände realisiert werden können, während gleichzeitig ein Beitrag zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes geleistet wird. Wesentliche Voraussetzung ist, dass ein Produktionsplan das natürliche Energieangebot flexibel und optimal zu nutzen imstande ist. Zielt ein Unternehmen darauf ab, energetisch so unabhängig wie möglich zu sein, so muss dies nicht auf Kosten der Lieferzeiten bzw. auf Basis hoher Lagerbestände durchgesetzt werden. Überdurchschnittlich hohe Autarkiewerte können auch über standardisierte Wochenendarbeit und die damit verbundene Einführung einer zweiten Schicht erreicht werden. Durch eine zusätzliche Intensivierung des Takts um die Mittagszeit, lässt sich das zur Verfügung stehende Energieangebot optimal ausnutzen.

Das Simulationsmodell wird derzeit in Zusammenarbeit mit der FH Wiener Neustadt in einer weiteren Fallstudie eines Industriebetriebs mit Eigenerzeugung im Raum Industrieviertel/NÖ angewendet.

Referenzen

- [1] Erol, S. (2018). Where is the Green in Industry 4.0? 1st Workshop on Green (Responsible, Ethical, Social/Sustainable) IT and IS—the Corporate Perspective, Vienna, WU. 2016.
- [2] Reinhart, G., & Schultz, C. (2014). Herausforderungen einer energieorientierten Produktionssteuerung. ZWF Zeitschrift Für Wirtschaftlichen Fabrikbetrieb, 109(1–2), 29–33.
- [3] Schuh, G., Prote, J.-P., & Luckert, M. (2017). Energieflexible Produktionsplanung und -steuerung. ZWF Zeitschrift Für Wirtschaftlichen Fabrikbetrieb, 112(12), 857–859.
- [4] Rackow, T., Kohl, J., & Canzaniello, A. (2015). Energy Flexible Production: Saving Electricity Expenditures by Adjusting the Production Plan. Procedia CIRP, 26, 235–240.
- [5] Borschhev, A. (2014). Multi-method modelling: AnyLogic. In Discrete-Event Simulation and System Dynamics for Management Decision Making (pp. 248–279). Chichester, UK: John Wiley & Sons Ltd.
- [6] TU Wien (2019). Industrie 4.0 Pilotfabrik der TU Wien. URL: pilotfabrik.tuwien.ac.at. Abgerufen am 30.11.2019.

7.6.5. Entwicklung eines Energiekennzahlensystems für Konzerne durch die Kombination von Top-Down und Bottom-Up-Ansatz

Lukas SAARS¹, Jörg MEYER¹

Inhalt

Energiekennzahlensysteme nehmen im Rahmen des betrieblichen Energiemanagements eine zentrale Rolle ein. Sie spiegeln die Entwicklung der energiebezogenen Leistung wider und überwachen den Erfolg [1]. Insbesondere durch die Revision der DIN EN ISO 50001 „Norm für Energiemanagementsysteme“ in 2018, welche die Berücksichtigung der für den Energieverbrauch relevanten Variablen stärker fordert, rückt die Bildung von geeigneten Energiekennzahlen (EnPI's) in den Fokus vieler Organisationen [2]. Das größte Hemmnis für die Implementierung eines Energiekennzahlensystems ist jedoch, dass Unternehmen nur in seltenen Fällen über ausreichende personelle Kapazitäten verfügen. Das führt dazu, dass Konzerne häufig nicht für jede der beteiligten Gesellschaften einen Energiemanagementbeauftragten ernennen können, der eben jener Tätigkeit in Vollzeit nachgeht [3]. Somit kann nicht ausreichend zur Verfügung stehende Arbeitszeit und das daraus resultierende mangelnde Verständnis für Energiekennzahlen dazu führen, dass Kennzahlen gebildet werden, die keineswegs die Veränderung der energiebezogenen Leistung widerspiegeln [4]. Der vorliegende Beitrag zeigt ein Vorgehen auf, mit welchem ein geeignetes Energiekennzahlensystem entwickelt werden kann, das vor allem die für den Energieeinsatz relevanten Variablen berücksichtigt. Dabei werden mit dem Top-Down- und dem Bottom-Up-Ansatz zwei zentrale Ansätze integriert. Der Top-Down-Ansatz, indem Standardkennzahlen zentral vorgegeben werden, sowie der Bottom-Up-Ansatz, welcher sich auf die individuelle Festlegung von Kennzahlen konzentriert, stellen die zentralen Bestandteile des Kennzahlensystems dar. Mit der Vorgabe von Benchmarks und der Durchführung von Abweichungsanalysen werden den beiden Ansätzen Steuerungsfunktionen verliehen.

Methodik

Zunächst steht bei dem Bottom-Up-Ansatz die Identifizierung der relevanten Variablen mit wesentlichem Einfluss auf den Energieeinsatz im Vordergrund. Im Anschluss können mithilfe von einfachen und multiplen Regressionsanalysen die statistischen Zusammenhänge mehrerer Datenreihen bestimmt werden, sodass die Stärke des Zusammenhangs zwischen Energieeinsatz und Einflussfaktor quantifiziert werden kann [5]. Nachdem die Ergebnisse der Analyse interpretiert worden sind, können mithilfe von Regressionsmodellen Energieverbrauchsfunktionen aufgestellt werden, welche eine Normalisierung der Energieeinsätze, d. h. Bereinigung von äußeren Einflussfaktoren, ermöglichen [6]. Das bedeutet, es werden auf Basis von Vergangenheitswerten mathematische Funktionen ermittelt, welche anschließend eingesetzt werden, um Energieverbräuche zu normalisieren [7]. Abschließend werden Abweichungsanalysen eingesetzt, um die normalisierten Energieeinsätze mit den tatsächlichen Energieeinsätzen zu vergleichen.

Gleichzeitig bietet der Top-Down-Ansatz den Vorteil, dass Energiekennzahlen in Form von einfachen Beziehungszahlen (z. B. Stromverbrauch pro Mitarbeiter) von dem zentralen Energiemanagement an alle beteiligten Gesellschaften vorgegeben werden können. Da bei diesem Ansatz davon ausgegangen wird, dass der jeweilige Energieeinsatz nur einen einzigen wesentlichen Einflussfaktor besitzt, ist die Steuerung nach dem Top-Down-Prinzip also sehr einfach gehalten und beinhaltet daher Schwächen. Es gibt allerdings auch für die Anwendung des Top-Down-Ansatzes Potenziale, um den Energiekennzahlen eine Vergleichbarkeit und damit eine Aussagekraft zu verleihen. Insbesondere die Durchführung von Vergleichen der einfachen Verhältniskennzahlen innerhalb der Gesellschaften ist für viele Unternehmen ein weiterer Grund, weshalb diese in der Praxis gebildet werden. Die Vergleichbarkeit ist aber nur bedingt gegeben, da sich die Rahmenbedingungen in jeder Gesellschaft und in den verschiedenen Werken stark unterscheiden. Das Benchmarking von Kennzahlen innerhalb

¹ Hochschule Niederrhein, SWK E² - Institut für Energietechnik und Energiemanagement, Reinartzstr. 49, 47805 Krefeld, Germany, +49 (0) 2151 822 – 6676, lukas.saars@hs-niederrhein.de, www.hs-niederrhein.de/swk-e2

der eigenen Branchen bietet eine große Chance, um es Unternehmen zu ermöglichen, deren energiebezogene Leistung im Vergleich zu anderen Unternehmen der Branche einzuordnen [8].

Ergebnisse

Die Integration der beiden diskutierten Ansätze in ein zusammenhängendes Konstrukt bietet enormes Potenzial, um ein Energiekennzahlensystem aufstellen zu können, welches es nicht nur ermöglicht, die eigene energiebezogene Leistung einzuordnen, sondern diese auch repräsentativ überwachen zu können. Abbildung 1 stellt die Visualisierung des entwickelten Kennzahlensystems dar.

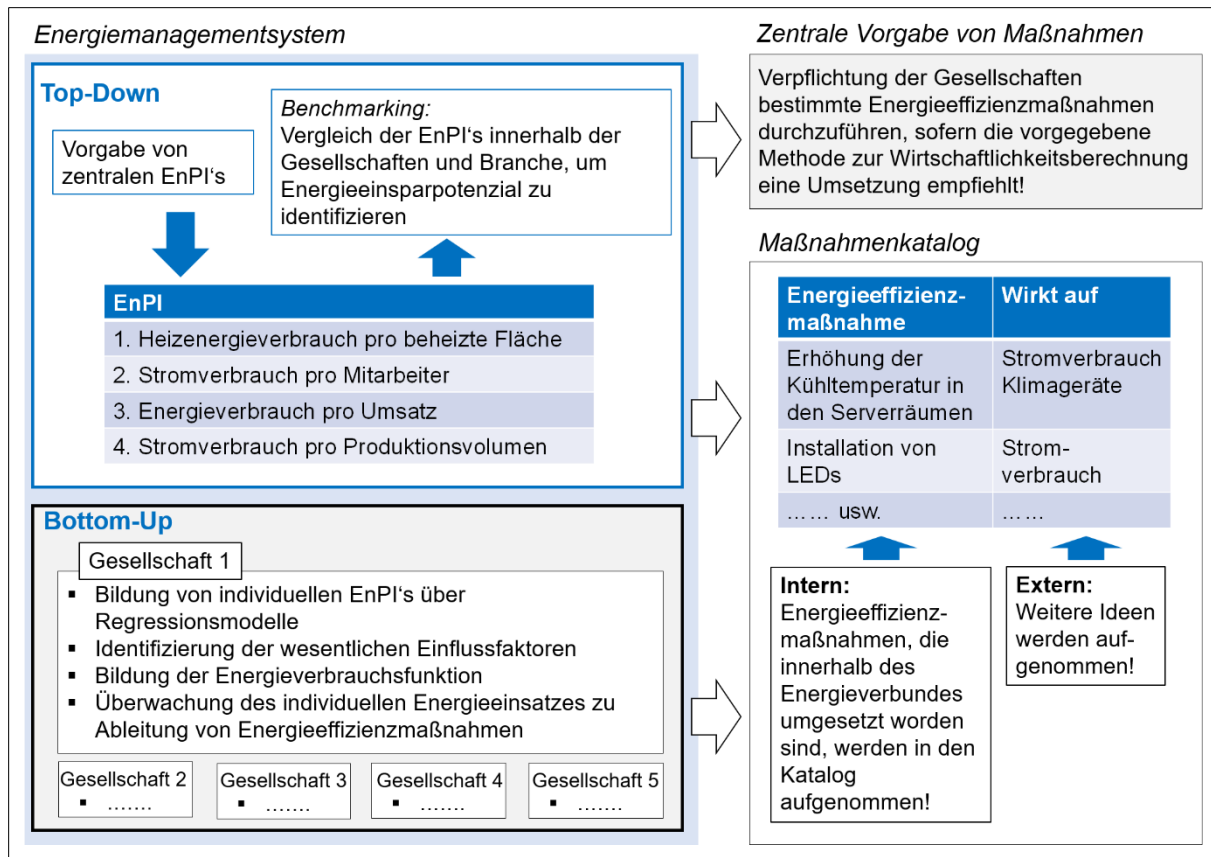


Abbildung 1: Visualisierung des entwickelten Energiekennzahlensystems

Referenzen

- [1] Nissen, U.; Harfst, N.; Girbig, P. 2018, "Energiekennzahlen auf den Unternehmenserfolg ausrichten". Berlin, Wien, Zürich: Beuth Verlag GmbH
- [2] DIN ISO 50001:2018-12, "Energiemanagementsysteme – Anforderungen mit Anleitung zur Anwendung"
- [3] Greiser, C. 2013, "Energiemanagement – Erfahrungen und Umsetzungsstrategien", Klimaschutz- und Energieagentur. Baden-Württemberg
- [4] Schuch, C.; Weißleder, U.; Baedeker, H 2017, "Energiemanagement und Energiespar-Contracting", dena-Leitfaden. Deutsche Energie-Agentur GmbH
- [5] Schneider, A.; Hommel, G.; Blettner M. 2010, "Lineare Regressionsanalyse", <https://www.uni-kiel.de/medinfo/lehre/seminare/methodik/Dtsch%20Arztebl%2014%20Lineare%20Regressionsanalyse.pdf>
- [6] Kronthaler, F. 2016, "Statistik angewandt". Chur, Schweiz: Springer Verlag
- [7] Schira, J. 2009, "Statistische Methoden der VWL und BWL". München: Pearson Studium, 2009
- [8] Meyer, J.; et al. 2008, "Rationelle Energienutzung in Alten- und Pflegeheimen". Aachen, Bonn, Meerbusch: Friedr. Vieweg & Sohn Verlag

Methodische Vorgehensweise

Zur mathematischen Modellbildung des Energiesystems wurde in MATLAB ein hybrides Simulationsmodell erstellt, in dem die elektrischen und thermischen Teilsysteme miteinander gekoppelt werden und mit dem der optimale Einsatz der zentralen sowie dezentralen Energieerzeugungs- und -speicheranlagen, in Abhängigkeit verschiedener Zielfunktionen (Minimierung der Kosten und CO₂-Emissionen, etc.), szenarienbasiert mittels linearer Optimierung ermittelt werden kann [2]. Der Betrieb wurde energetisch und prozessorientiert analysiert. Die Modellierung des elektrischen Systems war Bestandteil der Arbeiten des Institutes für Elektrische Anlagen und Netze (IEAN) während die Modellierung der thermischen Komponenten bzw. des thermischen Netzes Bestandteil der Arbeiten des Institutes für Wärmetechnik (IWT) der TU Graz war. Mittels einer parallelen Schnittstelle werden das thermische Simulationsmodell (Software TRNSYS) und das elektrische Simulationsmodell (Software Matlab) miteinander gekoppelt. Die Steuer- bzw. Regelungslogik liegt aufgrund der leichteren programmtechnischen Realisierbarkeit bei Matlab [3].

Konklusion

Das aufgebaute hybride Energiemanagementmodell liefert plausible Ergebnisse und die Co-Simulation (parallele Schnittstelle) zwischen Matlab und TRNSYS funktioniert zuverlässig. Da jedoch das thermische System im hybriden Energiemanagementsystem in Matlab für den Optimierungsalgorithmus nur rudimentär abgebildet ist, ergeben sich für das thermische System Unsicherheiten im Forecast.

Aus den Simulationen hat sich ergeben, dass der Betrieb der Wärmepumpen, Solarthermieanlage und E-Patronen stark vom gegebenen thermischen Bedarf abhängt, wodurch nur geringe Freiheiten für den Optimierungsalgorithmus vorhanden waren. Die Vergrößerung der thermischen Speichergröße für die Wärmepumpen hatte einen wesentlichen Einfluss auf die Regeneration des Erdsondenfeldes. Hier kam es zu einer Erhöhung der Regeneration um 56 %.

Den größten Einfluss hatte jedoch der Einsatz eines elektrischen Energiespeichers im Bereich der Halle 1 (siehe Abbildung 1). Dieser Gebäudebereich mit einer großen Photovoltaikanlage und vergleichsweise geringem elektrischen Verbrauch eignet sich gut als Standort für einen elektrischen Energiespeicher, wenn man von einer Bilanzbildung der Verbräuche und Erzeugungen der verschiedenen Standorte ausgeht, so kann eine Erhöhung des Autonomiegrades sowie eine deutliche Reduktion der lokalen CO₂-Emissionen bewirkt werden. Auch hätten große elektrische Energiespeicher positive Auswirkungen auf den effizienten Betrieb eines virtuellen Kraftwerks.

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Energieforschungsprogramms 2015 durchgeführt.



Referenzen

- [1] M. A. Lagler, E. Schmutzner, 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. A. Lagler, „Dissertation (laufend): Modelling and Optimization of Hybrid Energy Systems involving Distributed Energy Generation and Storage,“ Institut für Elektrische Anlagen und Netze der TU Graz, Graz, Österreich, 2019.
- [3] M. A. Lagler, W. Lerch, E. Schmutzner, R. Heimrath, R. Schürhuber, T. Mach, „Creation of Hybrid Simulation Model,“ ISEC, Graz, Österreich, 2018.

8 STREAM G: WÄRME- UND KÄLTEVERSORGUNG

8.1. WÄRMENETZE (STREAM G1)

8.1.1. Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von Anergienetzen am Beispiel des Smart Energy Quarter in Baden (SANBA)

Peter BIERMAYR¹, Edith HASLINGER², Gerhard BARTAK, David BAUERNFEIND, Martin FUCHSLUGER, Gregor GÖTZL, Andreas HAMMER, Peter HOLZER, Thomas KIENBERGER, Paul KINNER, Gerfried KOCH, Richard NIEDERBRUCKER, Karl PONWEISER, David STUCKEY, Franz VOGL

Kurzfassung

Anergienetze, also wasserbasierte Wärme- bzw. Kältenetze, welche den Energietransport annähernd auf Umgebungstemperatur bewerkstelligen, werden in den letzten Jahren immer öfter als zukunftsfähige Systeme für eine nachhaltige Bereitstellung von Wärme- und Kälteleistungen diskutiert und demonstriert. Die Vorteile von Anergienetzen sind dabei vielfältig und reichen vom äußerst verlustarmen Energie- bzw. Anergietransport in entsprechenden Netzen, der Möglichkeit der Nutzung von z.B. industrieller Abwärme auf geringem Temperaturniveau oder der Möglichkeit der Wärme- und Kältespeicherung in großvolumigen Erdsondenspeichern bis zum Lastausgleich zwischen Wärme- und Kälteanlagen innerhalb des Netzes und der Bereitstellung von quasi "gratis" Dienstleistungen wie dem Free Cooling.

Im Projekt SANBA [1] wird ein konkretes Anergienetz anhand eines Areals in der Stadt Baden bei Wien untersucht. Bei dem Untersuchungsgebiet handelt es sich um die vom Österreichischen Bundesheer seit dem Jahr 2014 nicht mehr genutzte Martinek-Kaserne am südlichen Stadtrand von Baden bei Wien mit der Molkerei NÖM AG in unmittelbarer Nachbarschaft (*Abbildung 1*). Das Kasernenareal weist eine Gesamtfläche von ca. 40 ha auf und kann als attraktives Stadterweiterungsgebiet gesehen werden. Am Areal befindet sich ein, in den 1930er Jahren errichteter denkmalgeschützter Gebäudebestand.

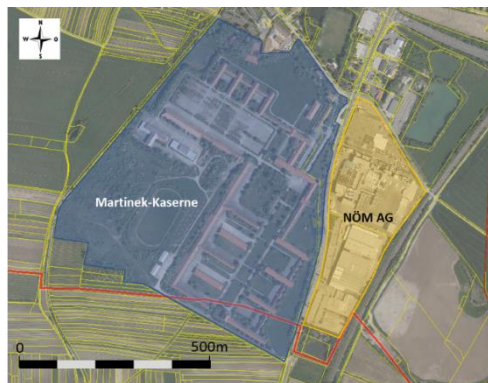


Abbildung 1: Das Untersuchungsgebiet bestehend aus dem Areal der Martinek-Kaserne in Baden bei Wien sowie dem Betriebsgelände der NÖM AG. Quelle Ortofoto: NÖ Webgisatlas, atlas.noe.gv.at.

Das Forschungsprojekt SANBA baut auf Erkenntnissen auf, die unter anderem in den bereits abgeschlossenen Forschungsprojekten GEOSOL [2] und DEGENT-NET [3] gewonnen wurden. Als Basis der Berechnungen im Projekt SANBA wurden drei konkrete Szenarien definiert, welche von der exklusiven Nutzung der denkmalgeschützten sanierten Bestandsgebäude ohne neue Gebäude, bis hin

¹ ENFOS e.U., Winzendorferstraße 305, A-2724 Maiersdorf, peter.biermayr@enfos.at, www.enfos.at

² AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 4, A-1210 Wien, Edith.Haslinger@ait.ac.at, www.ait.ac.at

zu einer verdichteten Bebauung mit Mischnutzung reichen. Die wesentlichen Systemkomponenten sind in *Abbildung 2* dargestellt. Die Analysen stützen sich auf eine im Projekt durchgeführte empirische Untersuchung des Standortes, welche auf die Qualität der Bestandsgebäude, die Eigenschaften des Untergrundes in Hinblick auf die Eignung als Wärme- und Kältespeicher und die industriellen Prozesse fokussiert. Ergänzend zur technischen Systemanalyse und -planung auf Basis thermodynamischer Simulationen erfolgt eine betriebswirtschaftliche Analyse, bei der die spezifischen Kosten der unterschiedlichen Energiedienstleistungen für die untersuchten Szenarien ermittelt und vergleichend gegenübergestellt werden. Die Ergebnisse aus der betriebswirtschaftlichen Analyse beeinflussen das technische Systemdesign während des gesamten Entwicklungsprozesses.

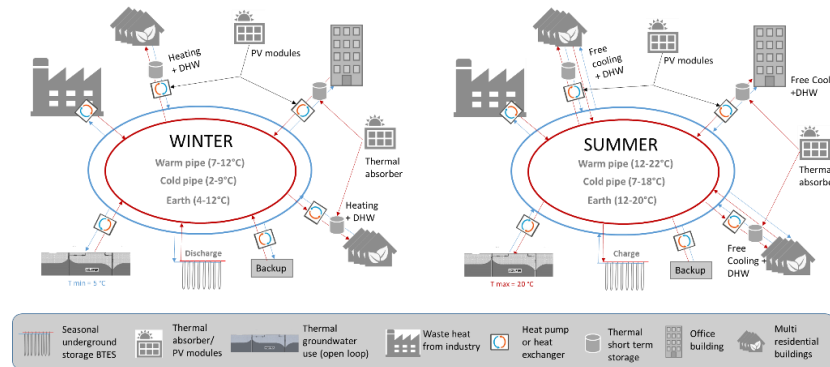


Abbildung 2: Schemata des SANBA-Modellsystems für den Sommer- und Winterbetrieb

Die bisher identifizierten betriebswirtschaftlichen Erfolgsfaktoren sind:

- Die Wärmeabgabe eines Einspeisers (z.B. Industriebetrieb) an das Anergienetz muss für den Einspeiser einen kalkulierbaren Nutzen ohne prozesstechnisches Risiko ergeben. Dieser Nutzen kann z.B. die Einsparung von Rückkühlern und deren Antriebsenergie sein.
- Für relevante Einsparungen von Anlagen und Antriebsenergie beim Einspeiser muss die Wärmeabnahme verlässlich und kontinuierlich erfolgen.
- Prozesstechnisch ist die Nutzung von Abwärme aus Kühlanlagen deutlich einfacher als die Nutzung von Abwärme aus Abwässern (Lösungsvermögen, Fällung).
- Die Investitionskosten für das Netz müssen minimiert werden. In der Regel ist die Verwendung von nicht isolierten, erdverlegten Kunststoffrohren wirtschaftlich sinnvoll.
- Bei der Dimensionierung der Energiezentralen im System und deren Technik ist auf die bestmögliche Nutzung von Skaleneffekten zu achten.
- Ökonomische Lerneffekte bei den Systemkomponenten werden die Wirtschaftlichkeit von Anergienetzen in den nächsten Dekaden kaum beeinflussen.
- Investitions- oder Leistungsvorhaltekosten für eine redundante Wärmequelle müssen geringgehalten werden. Strukturelle Vorkehrungen sind jedoch zu treffen.
- Free Cooling ist nicht gratis. Kältelieferungen müssen dem Abnehmer im Sinne der Gesamtwirtschaftlichkeit verrechnet werden.
- Die Eignungsfaktoren für klassische Wärmenetze in Form des Leistungs- und Arbeitsbelags je Netzlänge sind auch für die Bewertung von Anergienetzen praktikabel, auch wenn die typischen Größenordnungen noch diskutiert werden müssen.
- Anergienetze sind Investitionslastig. Der Kalkulationszinsfuß hat einen großen Einfluss auf die spezifischen Wärmegestehungskosten.
- Beim Vergleich mit konventionellen Referenzsystemen auf Basis fossiler Energie ist eine monetäre Bewertung der vermiedenen Treibhausgasemissionen vorzunehmen.

Referenzen

- [1] Forschungsprojekt im Programm "Vorzeigeregion Energie", gefördert durch den Klima- und Energiefonds, Projektnummer 868655.
- [2] Biermayr et al. (2013), Erfolgsfaktoren für solare Mikrowärmenetze mit saisonaler geother-mischer Wärmespeicherung (GEOSOL), Endbericht zum Forschungsprojekt im Forschungs-programm Sparkling Science, gefördert vom BM für Wissenschaft und Forschung.
- [3] Götzl et al. (2017), Dezentrale geothermale Niedertemperatur-Wärmenetze in urbanen Gebieten (DEGENT-NET), publizierbarer Endbericht zum Klima- und Energiefonds/FFG Forschungsprojekt Nr. 853649.

8.1.2. Techno-economic analysis of using sewage water for decentralized heat generation in large district heating networks

Daniel SCHWABENEDER¹, Georg LETTNER¹

Motivation

The current heat supply, supply quality and robustness of district heating systems is guaranteed by the versatility and ease-of-use of fossil fuels. To maintain the same supply standard in a future sustainable, fully decarbonized district heating system, increased flexibility for the overall system and smart interactions of all its components is required. Moreover, district heating networks are highly suitable for measures to provide flexibility to the electricity system, using sector-coupling technologies like heat pumps.

This work presents a use case of the flagship project ThermaFLEX [1]. Project partner WIEN ENERGIE plans to use a compression heat pump to extract heat from wastewater in a sewer and feed it continuously into the district heating network. A techno-economic analysis of the heat pump investment and optimal operation on the day-ahead spot market and the automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR) balancing market is conducted to answer the questions if a storage and heat pump investment is economically feasible and to identify the optimal sizing of these components.

Methods

The basic concept of the analyzed use case is illustrated in Figure 1. The sewage water is redirected through a storage to a heat exchanger. The heat pump is operated with electricity to provide heat from the heat exchanger to the district heating grid.

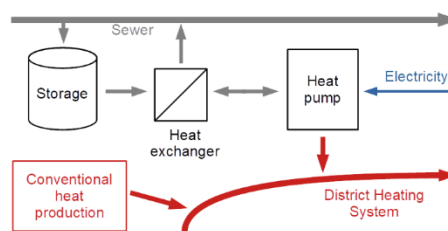


Figure 1: Basic concept of the heat recovery from wastewater with a compression heat pump.

To simulate the optimal operation of the heat pump and to identify the optimal sizing of the storage and the heat pump, a mixed integer linear program, minimizing annual heat production cost, is formulated and solved. In a first step, electricity purchase from the day-ahead spot market is considered exclusively. In a second step the provision of flexibility to the electricity system by participating in the aFRR balancing market is investigated, in addition. The optimization models are implemented in Julia [2] using the JuMP [3] toolbox and solved with the Gurobi Solver [4].

Results and Conclusion

First results indicate, that the heat pump investment is barely economically feasible. The wastewater storage, in contrast, provides no economic benefit for the district heating system operation. However, it is required for technical reasons to filter and clean the wastewater before it enters the heat exchanger. The analysis of the heat pump's operation on the balancing market is still work in progress. A further increase of economic benefits compared to day-ahead spot market optimization is expected.

References

- [1] Forschungsinitiative Green Energy Lab, "Green Energy Lab ThermaFLEX," 2019. [Online]. Available: <https://www.greenenergylab.at/projekt/thermaflex/>. [Accessed 28 11 2019].
- [2] J. Bezanson, A. Edelman, S. Karpinski and V. B. Shah, "Julia: A Fresh Approach to Numerical Computing," SIAM Review: 59, p. 65–98, 2017.
- [3] Dunning, J. Huchette and M. Lubin, "JuMP: A Modeling Language for Mathematical Optimization," SIAM Review: 59, pp. 295-320, 2017.
- [4] Gurobi Optimization, LLC, Gurobi Optimizer Reference Manual, 2019.

¹ Energy Economics Group / TU Wien, Gußhausstraße 25-29/E370-3, +43-(0)1-58801-370375, {schwabeneder, lettner}@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

8.1.3. Die Transformation bestehender Wärmenetze und deren Einfluss auf techno-ökonomische Kenngrößen der Netzplanung

Frank WENDEL^{1(*)}, Markus BLESL²

Einleitung und Motivation

Die etablierten Energiesysteme befindet sich im Umbruch und die Sektoren Strom, Wärme sowie Mobilität durchlaufen individuell angepasste Transformationsprozesse, um auch in Zukunft eine sichere, kostengünstige wie auch umweltverträgliche Energiebereitstellung gewährleisten zu können. Als effizientes System kann Nah- und Fernwärme insbesondere in Ballungsräumen und Stadtzentren ein integraler Bestandteil der Wärmewende sein. Durch den Ausbau von Kraft-Wärme-Kopplung in Verbindung mit einer flächendeckenden Einbindung von Wärme aus dezentralen erneuerbaren Energien und Sektorintegrationsoptionen wie beispielsweise Power-2-District-Heat kann die Transformation von bestehenden Wärmenetzen zum allgemeinen Gelingen der Energiewende beitragen.

Obwohl die Ausgangsbasis bestehender und die Anforderungen an zukünftige Wärmenetze präzise und eindeutig definiert werden können [1] – [3], so bleibt der eigentliche Transformationsverlauf zumeist unberücksichtigt. Dieser jedoch, mit seinen interdependenten Wechselwirkungen, kontinuierlichen und diskreten Entwicklungsstufen, teilweise konträr verlaufenden Handlungsfeldern sowie technischen und ökonomischen Restriktionen, bedingt eine Änderung operativer Netzparameter und eine Anpassung gängiger Betriebsstrategien [4].

Doch nicht nur der Betrieb von Wärmenetzen unterliegt Veränderungen, sondern ebenfalls die für die Dimensionierung und Planung von Trassenelementen relevanten Auslegungsgrundsätze. Der allgemein zu verzeichnende Wärmebedarfsrückgang in Kombination mit steigenden Brennstoffpreisen birgt zukünftig ökonomische Herausforderungen die mitunter Fragen über den Netzaus- oder -rückbau aufwerfen [5]. Um die Einbindung erneuerbarer Energien zu ermöglichen, und die transportbedingten Wärmeverluste zu minimieren, werden die netzseitigen Vor- und Rücklauftemperaturen sukzessive reduziert, was unter Umständen zu geringeren thermischen Transportkapazitäten der Wärmeleitungen führt und somit die Bildung von Engpässen und Versorgungstotpunkten begünstigt.

Im Zuge dessen soll aufgezeigt werden, welche Einflüsse die Transformation auf den ökonomischen Netzbetrieb ausüben und welche Konsequenzen sich hieraus für die Struktur des Wärmenetzes ergeben.

Methodisches Vorgehen

Um die Transformation abzubilden, wird auf ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell zur Lösung kombinatorischer Probleme der Trassenleitplanung von Wärmenetzen zurückgegriffen. Unter Berücksichtigung von Wärmebereitstellungskosten – beispielsweise Erzeugungskosten, Infrastrukturinvestitionen in Wärmeleitungen sowie die hierdurch resultierenden Wärmeverluste und Pumpenergieaufwendungen – und den durch Wärmebereitstellung erzielbaren Erlösen wird eine kostenoptimale Netzdimensionierung in Hinblick auf Trassenführung und -durchmesser bestimmt.

Die Ausgangsbasis bildet eine Wärmebedarfsermittlung, bei der zu Beginn ein gegebener Bilanzraum in georeferenzierte Bedarfseinheiten aufgeteilt wird. Die Einteilung der Bedarfseinheiten erfolgt differenziert für die Sektoren *privates Wohnen* sowie *Gewerbe Handel und Dienstleistung* nach Gebäudetyp, beheizte Gebäudefläche sowie Baualtersklasse. Anhand letzterer Verteilung können unter Annahme energetischer Sanierungsmaßnahmen mit definierter Durchdringungstiefe fundierte Fortschreibungen zur Entwicklung des Raumwärmebedarfes abgeleitet werden. Neben der

¹ Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart, Heßbrühlstraße 49a, Tel.: +49 711 685-87851, frank.wendel@ier.uni-stuttgart.de, <https://www.ier.uni-stuttgart.de/>

² Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart, Heßbrühlstraße 49a, Tel.: +49 711 685-87865, markus.blesl@ier.uni-stuttgart.de

Wärmebedarfsreduktion fließen bei der modelltechnischen Abbildung von Transformationspfaden ferner:

- steigende Brennstoffbezugspreise,
- altersbedingte Degradationen des Polyurethanschaumes,
- unterschiedliche Dämmstandards der Wärmeleitungen sowie
- zeitlich diskrete Reduktionen der netzseitigen Vor- und Rücklauftemperaturen

in die Analyse mit ein. Anschließend werden dem Optimierungsmodell die zuvor ermittelten Wärmebedarfe, mögliche Trassenrouten sowie die Transformationsszenarien übergeben. Ausgehend von einem vordefinierten Erzeugerstandort wird dann die kostenoptimale Wärmenetzdimensionierung (Anzahl, Länge und Durchmesser der Wärmeleitungen) berechnet.

Ergebnisse

Durch die Anwendung der zuvor definierten Transformationsszenarien kann eine Bandbreite möglicher Transformationen, ausgehend von einem typischen Bestands- hin zu einem Niedertemperaturwärmenetz, modelltechnisch abgebildet werden. Die hieraus resultierenden Auswirkungen auf die zugrundeliegende Wärmenetzdimensionierung können in einem ersten Schritt technisch analysiert und anschließend in einem ökonomischen Rahmen bewertet werden.

Aus der Gegenüberstellung der Szenarienergebnisse wird ersichtlich, welche Trassenabschnitte zukünftig keiner Rentabilität mehr unterliegen, an welchen Knotenpunkte sich ggf. Engpässe ausbilden bzw. an welchen Abschnitten offene Transportkapazitäten für geplante Netzerweiterungen und Nachverdichtungsmaßnahmen entstehen. Zusätzlich kann in übergreifenden Szenarienrechnungen aufgezeigt werden, wie sich die Transformation in Wechselwirkung mit unterschiedlichen Wärmedämmstandards und den durch höhere Infrastrukturinvestitionen reduzierten Wärmeverlusten verhält. Die durch die Optimierung ermittelten technischen und ökonomischen Kenngrößen werden nachfolgend in einer graphischen Netzvisualisierung dargestellt und ermöglichen somit die direkte Lokalisierung der Resultate innerhalb des zu untersuchenden Bilanzraumes.

Referenzen

- [1] Lund, H.; Werner, S.; Wiltshire, R.; Svendsen, S.; Thorsen, J. E.; Hvelplund, F.; Mathiesen, B. V.: "4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems." *Energy* 68, 2014, Seiten: 1–11.
- [2] Li, H. & Nord, N.: Transition to the 4th generation district heating-possibilities, bottlenecks, and challenges, *Energy Procedia* 149, Elsevier, 2018, Seiten: 483–498.
- [3] Ziemele, J.; Cilinskis, E. & Blumberga, D.: Pathway and restriction in district heating systems development towards 4th generation district heating, *Energy* 152, Elsevier, 2018, 108–118
- [4] Hay, S.: Mögliche Wechselbeanspruchungen von Fernwärmeleitungen im Rahmen zukünftiger Wärmezeugung. *BBR* 67, Heft 4, 2016, Seiten: 24–29, ISSN: 1611-1478
- [5] Jagnow, K. & Wolff, D.: Nah- und Fernwärme: Aus- oder Rückbau? Zukünftige Wärmeversorgung von Gebäuden, TGA-Fachplaner, 2011

8.1.4. District heating transmission line planning with redundancy constraints

Mostafa FALLAHNEJAD¹, Lukas KRANZL²

Abstract

Due to high investment and long payback time, district heating (DH) grid should be planned precisely. DH grid consists of transmission pipes with distribution pipes branching out [1]. This study presents a mathematical optimization model for determination of economic DH areas and planning routes, sizes and costs of a district heating transmission network. In the formulation of the model, conditions for satisfying redundancy criteria against unavailability of heat sources are defined. The approach will be integrated as a separate module in the DH-Plan model [2]. DH-Plan model maximizes the profit with respect to spatial and economical aspects of implementing district heating system. The model is applied to the case study Brasov, Romania.

The workflow is as follows:

- Determine the potential DH areas based on method introduced by Persson et al. [3] under following conditions:
 - Distribution grid cost ceiling (EUR/MWh),
 - Available capital for investment in grid (Million EUR).
- Breaking potential DH areas into smaller areas using clustering module of DH-Plan,
 - Seeds for clustering are obtained from the skeleton of the potential DH areas (step 1).
 - For clustering, a minimum and maximum heat demand in each cluster is defined.
 - Clustering is performed based on minimization of distance of cluster members to the selected seeds by an optimization model.
- Calculate shortest path routes between all pairs of cluster centroids and heat sources based on street routes and constitute a distance matrix.
- Adding redundancy constraints to the DH-Plan model.
- Feed the input data and distance matrix to the optimization model.
- Get among all, cost optimal transmission lines' routes, costs and sizes.

Fig. 1 shows the results of the model **without** consideration of redundancy constraints. The impact of the redundancy constraints on transmission line routes and costs are compared with this base case.

Determination of DH transmission line routes, dimensions and costs is a complex task. The first step in determining potential DH areas and the use of clustering model reduce the overall complexity of the problem substantially. Furthermore, the approach allows for a step-wised planning of extension of grid. For example, the construction of transmission lines can be started from clusters with higher profit. The obtained transmission line plan under redundancy constraints guarantees the heat supply under conditions that a heat supply unit is unavailable and contributes in the security of supply.

This method provides a generic approach. Therefore, the outputs should be regarded as pre-feasibility results that can facilitate detailed heating planning in study areas.

¹ Technische Universität Wien, Energy Economics Groupe, Gusshaußstraße 25-29/E370-3
1040 Wien, Tel.: +43 (0) 1 58801 370374., Fax: +43 (0) 1 58801 370397,
fallahnejad@eeg.tuwien.ac.at, <http://eeg.tuwien.ac.at/>

² Technische Universität Wien, Energy Economics Groupe, Gusshaußstraße 25-29/E370-3
1040 Wien, Tel.: +43 (0) 1 58801 370351., Fax: +43 (0) 1 58801 370397, kranzl@eeg.tuwien.ac.at,
<http://eeg.tuwien.ac.at>

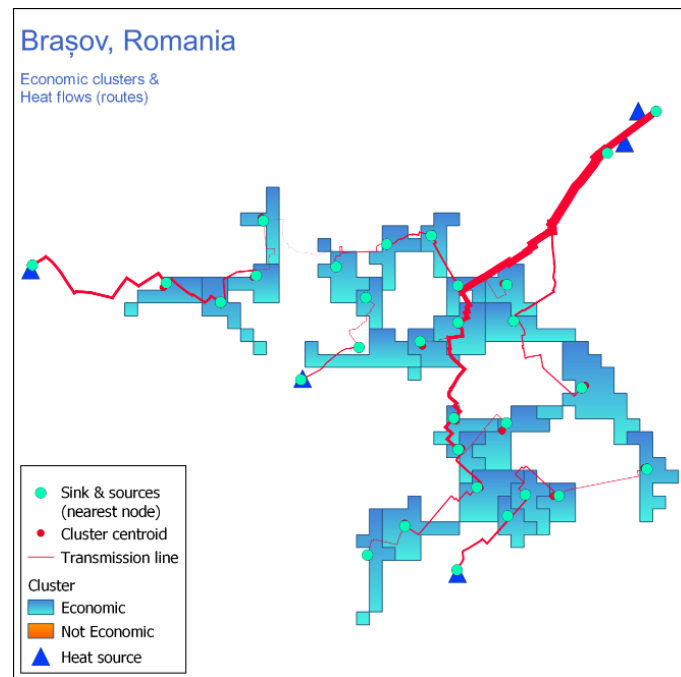


Figure 1: Transmission lines without consideration of redundancy constraint under certain input parameters

References

- [1] H. Lund et al., "The status of 4th generation district heating: Research and results," *Energy*, vol. 164, pp. 147–159, Dec. 2018.
- [2] M. Fallahnejad, M. Hartner, L. Kranzl, and S. Fritz, "Impact of distribution and transmission investment costs of district heating systems on district heating potential," *Energy Procedia*, vol. 149, pp. 141–150, Sep. 2018.
- [3] U. Persson, E. Wiechers, B. Möller, and S. Werner, "Heat Roadmap Europe: Heat distribution costs," *Energy*, vol. 176, pp. 604–622, Jun. 2019.

8.1.5. Langfristige Prognose für den Wärmebedarf eines Nahwärmenetzes unter Berücksichtigung demografischer Entwicklungen

Lukas GNAM¹, Christian PFEIFFER², Markus PUCHEGGER³

Motivation

Die Energiewende ist in vollem Gange und führt dazu, dass die bestehenden Infrastrukturen hinsichtlich Bereitstellung und Umwandlung jedweder Art von Energie sich in einem grundlegenden Transitionsprozess wiederfinden. Der vermehrte Einsatz von Technologien zur Bereitstellung erneuerbarer Energie gepaart mit dem immer weiter steigenden Energiebedarf führt dazu, dass die Investitionsplanung für ein zukunftsfitte und effizient gestaltetes Energiesystem eine immer größer werdende Rolle einnimmt. Um Maßnahmen für die Veränderung bestehender Energienetze bestmöglich und langfristig vorausplanend durchführen zu können, ist es von essentieller Bedeutung die zukünftige Energiebedarfssituation zu kennen. Als integraler Bestandteil für eine solche Prognose dient die Entwicklung der Bevölkerungszahlen, die sowohl einen direkten (z.B. Heizen) als auch einen indirekten Einfluss (z.B. mehr Gewerbe- und Industriebetriebe) auf den Energiebedarf hat. Nebenher ist das Wissen über die zukünftige demografische Entwicklung eine bedeutende Entscheidungsgrundlage für die Infrastrukturplanung (z.B. Raumplanung, Stadtentwicklungskonzepte, etc.), welche einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf die Versorgungsinfrastrukturen haben.

Ziel dieser Arbeit ist es daher ein Modell zur Prognose des zukünftigen Fernwärmebedarfs basierend auf einer Abschätzung der zukünftigen Bevölkerungsstruktur zu entwickeln. Die Wärmebedarfsprognose wird gemeinsam mit der Betrachtung zweier unterschiedlichen Szenarien für die Klimaentwicklung für die Jahre 2030 und 2050 [1] durchgeführt. Ein simplifiziertes Fernwärmemodell einer österreichischen Kleinstadt dient in dieser Arbeit als Modellregion für die Evaluierung dieser Prognosemodelle. Es wird gezeigt welche Auswirkungen der sich verändernde Fernwärmebedarf auf die bestehende Energieinfrastruktur hat und gezeigt, welche Veränderungen notwendig sind um sich bestmöglich auf zukünftige Herausforderungen vorbereiten zu können.

Prognosemodell

Neben anderen gängigen Methoden zur Prognose des Wärmebedarfs, wie beispielsweise k-nearest Neighbour und Support Vektor Machines [2], sind autoregressive Modelle eine Alternative zur prädiktiven Regelung der Wärmebereitstellung. Als Grundlage für die Vorhersage des Fernwärmebedarfs der betrachteten Modellregion dient in der vorliegenden Arbeit ein nichtlineares autoregressives Modell mit exogenen Einflussfaktoren (NARX-Modell), dessen nichtlineare Funktion durch ein neuronales Netz approximiert wird [3]. Aufbauend auf vorhergehenden Arbeiten, deren Fokus auf der Eignung eines neuronalen Netzes für ein NARX-Modell lag, fließen in dieser Arbeit Außentemperatur, Luftfeuchtigkeit sowie Wochentag der Messung als relevante exogene Einflussfaktoren in das Prognosemodell ein [4].

In dieser Arbeit wird das bestehende Prognosemodell durch die Einbindung der zukünftigen Bevölkerungsentwicklung in die Vorhersage des Fernwärmebedarfs erweitert [5]. Anhand der Bevölkerungsprognose für die betrachtete Modellregion werden die Anzahl der Gebäude (Gewerbe, Industrie und Wohneinheiten) mittels nichtlinearer Regression in die Jahre 2030 und 2050 extrapoliert. Die extrapolierten Werte haben direkten Einfluss auf den Fernwärmebedarf der betrachteten Zeiträume. Außerdem werden zwei Klimaszenarien („Klimaschutz“ und „Business-as-Usual“) in der Prognose berücksichtigt und deren Einfluss auf den Fernwärmebedarf evaluiert. Zusätzlich zu den Bedarfs-

¹ Forschung Burgenland GmbH, Campus 1, 7000 Eisenstadt, +43 5 7705-5475, lukas.gnam@forschung-burgenland.at

² Forschung Burgenland GmbH, Campus 1, 7000 Eisenstadt, +43 5 7705-5433, christian.pfeiffer@forschung-burgenland.at

³ Forschung Burgenland GmbH, Campus 1, 7000 Eisenstadt, +43 5 7705-5434, markus.puchegger@forschung-burgenland.at

prognosen wird mittels eines gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblems untersucht, wie sich der geänderte Fernwärmebedarf auf das bestehende Versorgungsnetz der Modellregion auswirkt.

Ergebnisse

Den Ergebnissen der Wärmebedarfsprognose geht eine leicht rückläufige Entwicklung der Bevölkerungszahlen voraus, die aufgrund anhaltender Abwanderungen aus der Modellregion zustande kommen. Demgegenüber setzt sich der Trend zu kleineren Haushalten weiter fort. Dies führt in den betrachteten Szenarien insgesamt zu einer wachsenden Zahl an Wohneinheiten. Das gegenständliche Modell reagiert dabei elastisch auf die Gesamtanzahl der Gebäude in der Modellregion. Die regionale Erwärmung gemäß den Klimaszenarien führt zwar per se zu einem reduzierten Wärmebedarf, jedoch lassen die Szenarien unter der Annahme leicht steigender Industriedichte und Anzahl an Wohneinheiten auf einen insgesamt steigenden Wärmebedarf für die Jahre 2030 und 2050 schließen. Die Modellrechnungen zeigen, dass zwar die Wärmeversorgung der Modellregion mit der bestehenden Infrastruktur bis ins Jahr 2030 gesichert ist, darüber hinausgehend jedoch Erweiterungen erforderlich sind. Dies betrifft sowohl die Wärmeerzeugung, als auch den Einsatz von Wärmespeichern, die nachhaltig zu einer Effizienzsteigerung und Kostensenkung im ganzen Netz beitragen und die Integration fluktuierend erzeugender erneuerbarer Ressourcen erleichtern können.

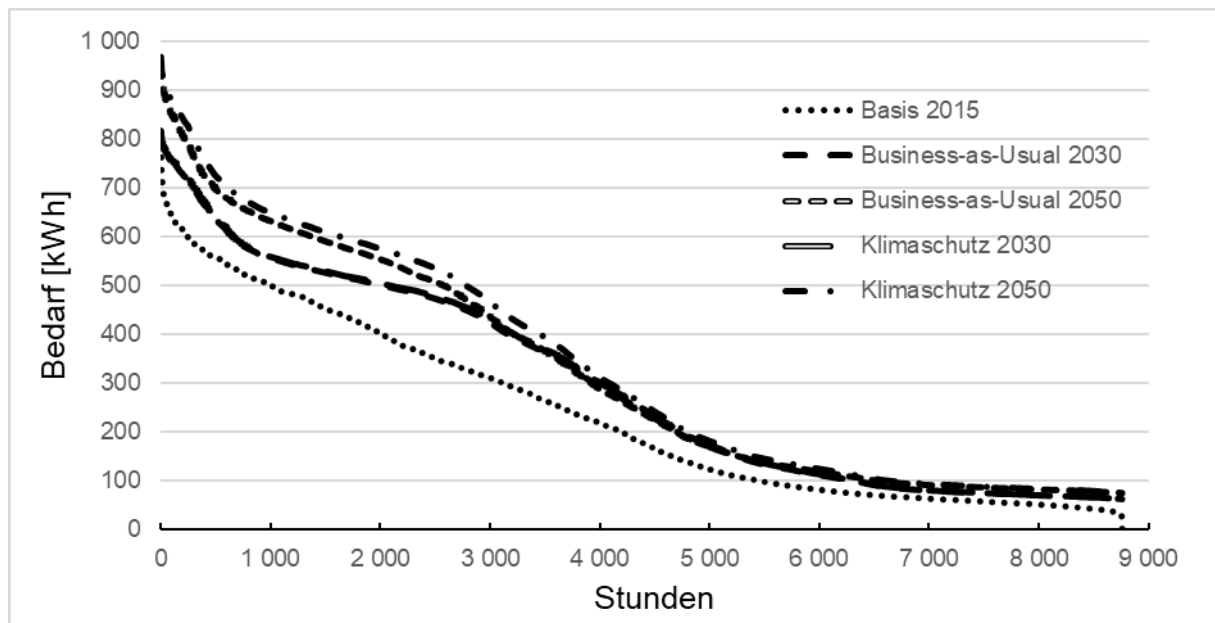


Abbildung 1: Ergebnisse der Wärmebedarfsprognosen für 2030 und 2050 basierend auf zwei unterschiedlichen Klimaszenarien.

Referenzen

- [1] Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, „Endbericht ÖKS 15 Klimaszenarien für Österreich“, 2016.
- [2] G. Steindl, C. Pfeiffer, „Comparison of Black Box Models für Load Profile Generation of District Heating Networks“, Proceedings of 12th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, Dubrovnik, 04.-08.10.2017.
- [3] L.G.B. Ruiz et al., „An Application of Non-Linear Autoregressive Neural Networks to Predict Energy Consumption in Public Buildings“. Energies 9, 2016, p. 684.
- [4] G. Steindl. et al., „Künstliche Neuronale NARX-Modelle zur Wärmelastprognose von Nahwärmenetzen“. Science.Research.Pannonia. 16, 2017, pp. 161-168.
- [5] Hanika et al., „Kleinräumige Bevölkerungsprognose für Österreich 2018 bis 2040 mit einer Projektion bis 2060 und einer Modellfortbeschreibung bis 2075 (ÖROK Prognose)“. Wien: ÖROK, 2019.

8.1.6. The Role of Excess Heat for the Future Supply of District Heat in Large Cities: The Case of Frankfurt am Main

Jeton HASANI¹, Marcus HUMMEL², Paul FAY³

Introduction

Heating and cooling (H&C) accounts for around 50% of energy demand in the EU. Thus, H&C plays an important role in decarbonising the energy systems. In large cities the use of various different types of excess heat could play an important role in the decarbonisation of H&C: dense population makes district heating more economically attractive compared to rural areas, the amounts of regional biomass sources are very limited, and several potential sources of excess heat might be available in or nearby the city. In this contribution we aim at analysing the role of different sources of excess heat for the future heat supply in the city of Frankfurt. Hereby the influence of different input parameters should be identified including the temperatures of the district heating systems.

Methodology

For the analysis we use a dispatch model that calculates the heat supply from various technologies in the district heating system at each hour of the year. The objective function is to minimize the running costs of the heat supply. Clearly, the heat demand has to be satisfied at each hour of the year.

With the dispatch model we analyse various different supply portfolios containing different capacities of heat pumps using different sources of excess heat. The basis for setting the capacities is a study on available excess heat source in the city done for the city authority. The portfolios include excess heat from waste water, from river water, from data centres and from different industrial facilities. We calculate various sensitivities of the dispatch and the resulting supply costs due to temperatures in the district heating systems, hourly electricity wholesale prices and savings in space heating demand due to renovation measures in the buildings of the city.

Results

The results show that the temperature of the heat distribution has a remarkable influence on the efficiency of the heat pumps needed for using most of the excess heat sources. However, also the influence of future electricity wholesale prices is high and in the same order of magnitude.

In the long version of the paper we are going to present quantitative results of the analysis and draw conclusions on meaningful portfolios for future low carbon heat supply portfolios for large cities like Frankfurt am Main.

¹ TU Wien- EEG, Gußhausstraße 25 29, <https://eeg.tuwien.ac.at/>

² e-think (Zentrum f. Energiewirtschaft und Umwelt), Argentinierstrasse 18/10, www.e-think.ac.at

³ Energierreferat Stadt Frankfurt am Main, Adam-Riese-Straße 25, www.energiereferat.stadtfrankfurt.de/

8.2. KÄLTE UND WÄRME (STREAM G2)

8.2.1. Klimakältebereitstellung mit Wärme-Sorptionstechnik

Richard KROTIL¹

Kurzfassung

Die beste Methode Energie einzusparen besteht darin weniger zu verbrauchen. Die Zunahme des Energieverbrauchs auf unserer Erde korreliert jedoch sehr stark mit dem Bevölkerungs- und dem Wirtschaftswachstum. Dieser Anstieg des Weltenergieverbrauchs kann durch Maßnahmen, wie die Effizienzsteigerung von Energiebereitstellungs-, -verteilungs- und -abgabesystemen, ein wenig kompensiert, aber nicht verhindert werden. Um einen Rückgang des Energieverbrauchs auf unserer Erde zu erzielen bedarf es einer grundlegenden Veränderung des Wirtschaftssystems und eines nachhaltigeren Umgangs des Menschen mit unserer Umwelt.

Zur Reduktion des Weltprimärenergieverbrauchs und des CO₂ – Ausstoßes bedarf es des Einsatzes neuer Technologien, welche vor allem dort interessant sind, wo große Energieumwandlungsverluste auftreten. Ein Beitrag dazu wäre der Einsatz von Sorptionstechnologie für die Raumluftkonditionierung, da diese in Mitteleuropa 50 % der gesamten Endenergie verbraucht. Die Sorptionstechnik, die als Antriebsenergie die minderwertige Energieform Wärme benötigt, stellt eine Alternative zur konventionellen Klimakälteerzeugung dar.

Für einen eventuellen technisch und wirtschaftlich sinnvollen Antrieb von Sorptionsanlagen kommen Wärmequellen wie Abwärme aus technologischen Prozessen, Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung (Fernheizkraftwerken FHKW, Blockheizkraftwerken BHKW), Solarwärme und Geothermie in Frage. Dabei werden natürliche Kältemittel eingesetzt, die ein hohes Substitutionspotential von Treibhausgasen besitzen. Die Sorptionstechnologie wird somit einem modernen energie- und umweltpolitischen Denken gerecht.

Im vorliegenden Beitrag werden Sorptionsprozesse zur Bereitstellung von Klimakälte vorgestellt, deren Austreibertemperaturen sich in einem Bereich von ca. 50 °C bis 130 °C bewegen und in Verbindung mit einem Heißwassersystem zum Einsatz kommen. Es werden deren Funktion, Marktsituation, spezifischen Investitionskosten und deren Vor- und Nachteile aufgezeigt und an Hand von Beispielen soll die Einbindung von Sorptionsanlagen zur Klimakälteversorgung dargestellt werden.

Durch die Einbindung von Sorptionsanlagen in Heißwassersysteme zur Bereitstellung von Kälte und Klimakälte ergibt sich eine höhere Auslastung von Nah- und Fernwärmesystemen sowie der in das Netz einspeisenden Wärmeerzeugeranlagen (Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen KWK-Anlagen). Vor allem in den Sommermonaten wo die Auslastung solcher Systeme hauptsächlich durch die Bereitstellung von Brauchwasser alleine gegeben ist, ist der Bedarf an Kühlung sehr groß.

Auf Grund der zeitlichen Kohärenz von Kühlbedarf und solarem Angebot bietet es sich auch an Solarwärme in den Sommermonaten für den Antrieb von Sorptionsanlagen zu nutzen.

¹ Fachhochschule Burgenland GmbH, Steinamangerstraße 21, A-7423 Pinkafeld, Tel.: +43(0)5/7705-4122, richard.krotil@fh-burgenland.at, www.fh-burgenland.at

8.2.2. KUEHA – Raumkühlung über die vorhandene Heizungsanlage unter Nutzung Regenerativer Energiequellen

André KREMONKE¹, Markus ARENDT², Lars HAUPT, Alf PERSCHK, Clemens FELSMANN

Inhalt

Mit dem Projekt KUEHA³ soll, aufbauend auf den Untersuchungen in [1], [2] der Nachweis erbracht werden, dass mit der (bestehenden) Heizungsanlage im sommerlichen Kühlfall eine deutliche Verbesserung der thermischen Behaglichkeit erreicht werden kann. Dabei wird insbesondere die mit Freien Heizflächen erzielbare Kühlwirkung betrachtet. Die aktuellen Untersuchungen beschränken sich nicht nur auf die Kühlwirkung der Heizfläche, sondern schließen weitere, für die Anlagenfunktionalität erforderliche Aspekte mit ein (Abb. 1). Hierzu zählen vor allem die Möglichkeiten einer flexiblen Energiebereitstellung und die Nutzung regenerativer Energiequellen.

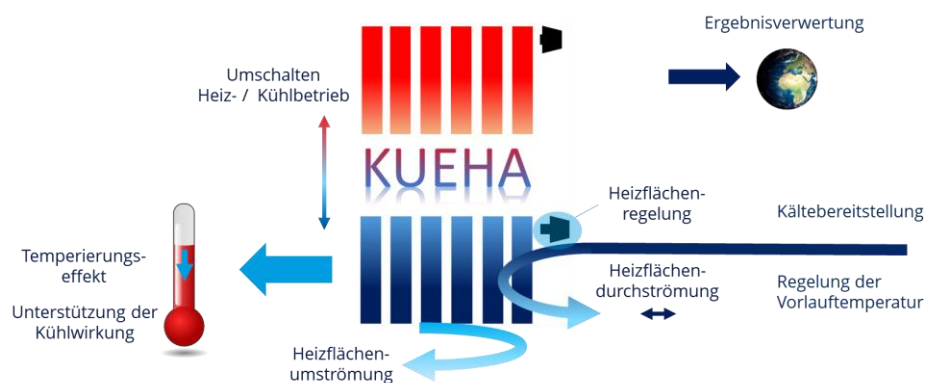


Abbildung 1: Untersuchungsschwerpunkte im Rahmen des Projektes KUEHA.

Methodik

Schwerpunkt der Untersuchung ist die praktische Erprobung in mehreren Feldtestobjekten. Ergänzend werden numerische- und Laboruntersuchungen durchgeführt. Die numerischen Untersuchungen erfolgen unter Nutzung der bidirektional gekoppelten Anlagen- und Gebäudesimulation.

Ergebnisse

Die bisherigen Untersuchungen zeigen, dass mit der Nutzung bestehender Heizungsanlagen zur sommerlichen Raumkühlung im Bereich der Wärme- und Kälteerzeugung neue Möglichkeiten, aber auch Herausforderungen bestehen. So ergibt sich aus dem vergleichsweise einfach und kostengünstig erschließbaren Zusatznutzen „Raumkühlung“ die Motivationen für den Einsatz reversibler Wärmepumpentechnologien. Aus der Notwendigkeit zur Vermeidung einer Unterschreitung der Taupunkttemperatur im Bereich der Rohrleitungen und Heizflächen resultiert ein vergleichsweise hohes Niveau der zentral bereitzustellenden Kaltwassertemperatur (Abb. 2). Auf diesem Temperaturniveau kann die aus einem Gebäude abgeführte Wärmemenge beispielsweise sehr kostengünstig und ressourcenschonend in den Solekreislauf von Sole-Wasserwärmepumpen übertragen werden. Ebenso lässt sich auf diesem Temperaturniveau Grundwasser als Wärmesenke nutzen.

¹ TU Dresden, +49-351-463-35345, andre.kremonke@tu-dresden.de, www.tu-dresden.de/mw/kueha

² TU Dresden, +49-351-463-32855, markus.arendt@tu-dresden.de, www.tu-dresden.de/mw/kueha

³ „EnOB: KUEHA – Erprobung und Demonstration einer neuartigen Systemlösung zur sommerlichen Raumkühlung unter besonderer Berücksichtigung von Energieeffizienz und Praxistauglichkeit“ Förderkennzeichen 03ET1461A

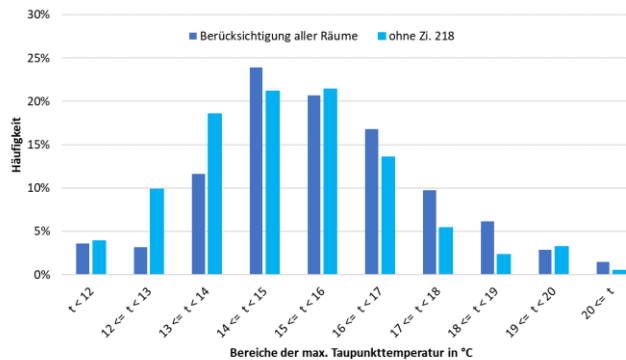


Abbildung 2: Häufigkeitsverteilung der Führungsgröße für eine zentrale Vorlauftemperaturregelung in einem Feldtestobjekt während einer Kühlperiode.

Erfolgt die Raumkühlung über Freie Heizflächen, können diese auch während längerer Kühlphasen unreguliert und durchgängig betrieben werden. Dies ermöglicht nicht nur eine Laufzeitmaximierung von KWKK-Anlagen, sondern auch die Nutzung regenerativer Energiequellen mit stark schwankender Verfügbarkeit. Die bisherigen Untersuchungen zeigen, dass die Herausforderungen in der Lösungsregelungstechnischer Aspekte, der Auswahl und Dimensionierung des Gesamtsystems und im Nachweis der grundsätzlichen Funktionalität bestehen. Hierzu gehören vor allem die Quantifizierung des Kühleffektes und die Vermeidung thermisch bedingter Kurzschlussströmungen. Die Zwischenergebnisse bestätigen die Aussagen der vorangegangenen theoretischen Vorarbeiten ([1], [2]) und zeigen, dass bei hohen sommerlichen Raumtemperaturen ein Absenkpotential von mehreren Kelvin besteht. Obwohl damit nur ein Temperierungseffekt erreicht werden kann, ist dies mit einer spürbaren Verbesserung der thermischen Behaglichkeit verbunden. Von dem sich einstellenden Kaltluftsee geht eine weitere Kühlwirkung aus, welche dem Kühleffekt der Quelllüftung ähnelt. Hinsichtlich der Ausbildung einer Kurzschlussströmung sind seriell durchströmte mehrlagige Heizflächen unempfindlich. Bei parallel durchströmten Heizflächen treten Kurzschlussströmungen bei niedrigen Masseströmen auf. Mit einer zentral vorgenommenen Umkehr der Strömungsrichtung kann dies vermieden werden. Versuche haben gezeigt, dass eine parallel durchströmte Heizfläche ausreichend gekühlt wird, wenn der Massestrom mit der Auslegungleistung der Heizfläche korrespondiert (Abb. 3).

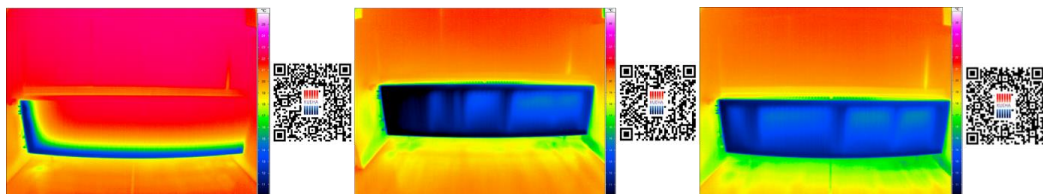


Abbildung 3: Oberflächentemperaturverteilung auf einer gekühlten Heizfläche mit parallel und seriell durchströmten Platten bei verschiedenen Volumenströmen (von links nach rechts: parallel durchströmte Heizfläche mit 50 l/h und 150 l/h, seriell durchströmte Heizfläche mit 50 l/h)

Referenzen

- [1] Richter, W.: Handbuch der thermischen Behaglichkeit – Sommerlicher Kühlbetrieb. Schriftenreihen der Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin, 2007. ISBN 978-3-88261-068-0
- [2] Seidel, P.; Gritzki, R.; Haupt, J.; Rösler, M.: Sommerliche Raumkühlung im Wohnungsbau mittels kombinierter Heiz- / Kühlsysteme und gleitend nicht normierter Raumtemperaturen (Temperierungseffekt). TU Dresden. 2013. Forschungsbericht BMWi 0327483A.

Projektpartner:



Gefördert durch:

 Bundesministerium
 für Wirtschaft
 und Energie
 aufgrund eines Beschlusses
 des Deutschen Bundestages



ohra energie
 Gas und Strom für die Region.

STAATSBETRIEB IMMOBILIEN-
 UND BAUMANAGEMENT
 SIB

Freistaat
 SACHSEN

8.2.3. Effizienzerhöhung komplexer Wärme- und Kältetechnik durch soziotechnische Optimierung

Uta BÖHM¹, Oliver BUCHIN², Heiner WILKENS²



© TU Berlin / O. Buchin

Inhalt

Ein energieeffizienter Betrieb von Heizungs- und Kälteanlagen wird als Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele immer bedeutsamer [1]. Da zukunftsweisende Entwicklungen bisher primär technischen Innovationen zugeschrieben werden, wurden in den vergangenen Jahren in vielen Gebäuden moderne Pilotanlagen installiert. In der Praxis zeigt sich jedoch, dass die prognostizierten Einsparungen meist nicht erreicht werden.

Anhand der empirischen Ergebnisse des Forschungsprojektes ENGITO (Energieeinsparung durch gering-investive technische und organisatorische Maßnahmen an komplexen Wärme- und Kälteanlagen) wird deutlich, dass dies vielfach auf organisatorische Hemmnisse zurückzuführen ist, die bislang zu wenig berücksichtigt werden. Der Beitrag widmet sich dem Zusammenwirken technischer und sozialer Faktoren beim Betrieb von Energieanlagen. Es wird auf typische Hindernisse für den effizienten Anlagenbetrieb eingegangen und es werden Lösungsansätze für die Praxis dargestellt. Die Befunde lassen erkennen, dass arbeitsorganisatorische Aspekte bei der Gestaltung und Umsetzung zukünftiger Energiesysteme eine grundlegende Rolle spielen.

Methodik

Der Beitrag basiert auf empirischen Ergebnissen des interdisziplinären Projektes ENGITO, das an der Technischen Universität Berlin von Januar 2017 bis August 2021 durchgeführt und durch das Berliner Programm für Nachhaltige Entwicklung (BENE) gefördert wird. Das Forschungsprojekt identifiziert Hemmnisse für den energieeffizienten Anlagenbetrieb in öffentlichen Liegenschaften, erarbeitet Optimierungsmöglichkeiten und begleitet deren Umsetzung in der Praxis (siehe Abbildung 1).

Mittels technischer Kurzzeitmessungen und sozialwissenschaftlicher Befragungen wurde der Betrieb komplexer Wärme- und Kälteanlagen in 18 öffentlichen Berliner Liegenschaften analysiert. Die technischen Analysen erfolgen auf Grundlage nicht-invasiver Messungen von Temperaturen und Volumenströmen sowie der Auswertung von Verbrauchsdaten. Die sozialwissenschaftlichen Erhebungen umfassen 68 qualitative, leitfadengestützte Interviews mit relevanten Akteuren u.a. Gebäude-/Energiemanager*innen, Bedienpersonal, Gebäudenutzer*innen sowie Expert*innen der Bereiche Anlagenplanung, Effizienzberatung, Anreizsetzung und Contracting. Weiterhin wurden drei Workshops mit Praxisvertreter*innen der Bereiche Gebäude-/Energiemanagement, Energieberatung sowie Wartung und Instandsetzung durchgeführt, um praxistaugliche Lösungsansätze für die in den Interviews geschilderten Hemmnisse zu entwickeln.

¹ Technische Universität Berlin, Zentrum Technik und Gesellschaft, Hardenbergstr. 16-18, 10623 Berlin, Tel.: +49 (0)30 314-28872, boehm@ztg.tu-berlin.de, <https://www.tu-berlin.de/ztg>

² Technische Universität Berlin, Institut für Energietechnik, Marchstr. 18, 10587 Berlin, Tel.: +49 (0)30 / 314 – 73720, oliver.buchin@tu-berlin.de, <https://www.eta.tu-berlin.de>

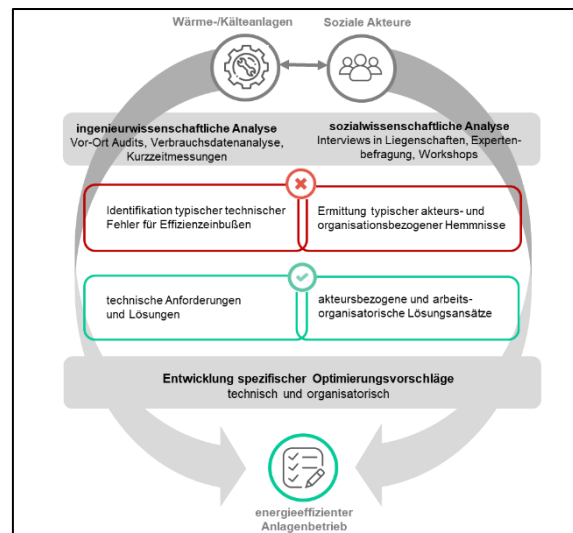


Abbildung 1: Methodischer Ansatz des Projektes ENGITO (eigene Darstellung, Icons Flaticon)

Die Ergebnisse der technischen Messungen, Befragungen und Workshops wurden verschränkt und in ihrem Zusammenwirken analysiert [2].

Ergebnisse

In allen betrachteten Liegenschaften wurden technische Fehler und ungünstige organisatorische Bedingungen identifiziert. Typische technische Fehler, die den effizienten Anlagenbetrieb beeinträchtigen, sind sehr oft in der Peripherie, d.h. im Leitungssystem und in der übergeordneten Regelstrategie verortet. Zum Beispiel sind Volumenströme häufig zu hoch eingestellt oder Temperaturniveaus nicht angepasst. Ausfälle von regenerativen Komponenten wurden zum Teil nicht detektiert, weil diese durch das fossile Backupsystem kompensiert wurden. Nahezu alle Fehler wären unter günstigen organisatorischen Bedingungen (z.B. durch regelmäßiges, fachgerechtes Monitoring) schnell aufgefallen und hätten rasch beseitigt werden können, um Effizienzeinbußen zu verhindern. Die Gestaltung des Monitoring-Systems als Mensch-Maschine Schnittstelle ist aus technischer Perspektive für die Systemeffizienz entscheidend.

Hinsichtlich der Akteure und aus arbeitsorganisatorischer Sicht zeigt sich, dass insbesondere fehlende Anreize für Energieeinsparungen, eine geringe Priorität von Energieeffizienz im Vergleich zu anderen Anforderungen, unklare Zuständigkeiten und Personalmangel dazu führen, dass Anlagen oft jahrelang unentdeckt ineffizient betrieben werden [3].

Die Projektergebnisse werden aus soziotechnischer Perspektive betrachtet. Die tatsächliche Systemeffizienz ergibt sich dabei aus dem Zusammenspiel zwischen einem technischen und einem sozialen Teilsystem [4]. Probleme treten auf, wenn Einsparpotentiale ausschließlich in der Anlagentechnik verortet werden. Der Beitrag plädiert dafür, Energieeffizienz als verteilte Handlung zwischen technischen und sozialen Akteuren zu betrachten [5], um auf dieser Grundlage Anlagentechnik und arbeitsorganisatorische Strukturen gestalten zu können, die dauerhaft zu Energieeinsparungen beitragen.

Referenzen

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2016): Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. S. 42-49.
- [2] Böhm, Uta; Buchin, Oliver (2019): Auswirkungen von organisationsbezogenen Rahmenbedingungen auf die Effizienz von Heizungs- und Kälteanlagen. In: InfrastrukturRecht 1, S. 2-4.
- [3] Böhm, Uta; Schäfer, Martina; Stadler, Maria (2019): Energieeffizienz im Spannungsfeld zwischen Anlagentechnik und sozialen Akteuren. Hemmnisse für den effizienten Betrieb komplexer Heizungsanlagen, in: TATuP - Zeitschrift für Technikfolgenabschätzung in Theorie und Praxis, 28/3 (2019), S. 55-61.
- [4] Ropohl, Günter (2009): Allgemeine Technologie. Eine Systemtheorie der Technik. KIT Scientific Publishing.
- [5] Rammert, Werner (2016): Technik - Handeln - Wissen. Zu einer pragmatistischen Technik- und Sozialtheorie. 2., aktualisierte Auflage 2016. Wiesbaden: Springer VS.

8.2.4. Modellentwicklung und Validierung einer prognosebasierten Steuerung für thermisch aktivierte Bauteile im Wohnbau

Magdalena WOLF¹, Tobias PRÖLL¹, Martin TREBERSPURG²,
Christoph TREBERSPURG², Wilhelm HOFBAUER³

Einleitung

Für das Heizen und Kühlen von Gebäuden werden rund 30-40 % des Endenergieverbrauchs in Österreich benötigt. Die Deckung des Energiebedarfs von Gebäuden – auch in Hinblick auf zukünftige Smart-City-Konzepte – ist ein wesentlicher Bereich bei der Umstellung des Energiesystems auf erneuerbare Energien. Besonders das Kühlen von Gebäuden wird in Zukunft eine Herausforderung für Gebäudeplaner sein. Ein in Passivhausbauweise errichtetes Zweifamilienhaus mit thermischer Bauteilaktivierung (TAB) wird mit einer prognosebasierten Steuerung ausgestattet, die das Heizen und Kühlen des Gebäudes unter Berücksichtigung von Wetterprognosen regelt. Das trägt zu einer Reduktion der benötigten Energie für Heizung, Kühlung und Warmwasser und zur erhöhten Behaglichkeit im Wohnraum bei.

Stand des Wissens

Zur detaillierten Modellierung von zeitabhängigen Wärmeflüssen in TAB und in gesamten Gebäuden hat Kreč (1993) [1] das harmonische Leitwertkonzept vorgeschlagen. Dabei können instationäre Wärmeleitvorgänge in inhomogenen Bauteilen unter Berücksichtigung der Wärmespeicherfähigkeit dreidimensional beschrieben werden. Die Ergebnisse zahlreicher Arbeiten im Bereich thermischer Bauteilaktivierung werden von Kolokotsa et al. (2011) [2] zusammengefasst. Konzepte für modellprädiktive Regler für Büro- und Wohngebäude werden unter anderem von Bianchini et al. (2016) [3] und Fiorentini et al. (2017) [4] vorgeschlagen.

Methodik

Ziel der prognosebasierten Steuerung ist die Optimierung der Komfortbedingungen in den Wohnräumen. Mit Hilfe von Wetterprognosedaten wird für die kommenden 48 Stunden der nötige Heiz/Kühlleistungsverlauf für das Gebäude kalkuliert, um die gewünschte Solltemperatur zu erzielen. Dazu ist ein Modell des Gebäudes nötig, mit dem die Raumtemperatur prognostiziert werden kann. Als Basis für das Gebäudemodell werden die ein- bzw. austretenden Energieströme im Gebäude, unter Berücksichtigung der solaren Einstrahlung, bilanziert. Abbildung 1 zeigt schematisch das Gebäudemodell. Abgeleitet aus dem Gebäudemodell wird für die Optimierung als einfachste Zielfunktion die Abweichung der Fehlerquadratsumme der Solltemperatur von der prognostizierten Raumtemperatur minimiert. Der optimierte Heiz/Kühlleistungsverlauf wird an das Heizsystem, im Testobjekt eine Solewärmepumpe mit Pufferspeicher, übergeben. Über einen Mischer wird die gewünschte Heiz/Kühlleistung, die dem Gebäude zu bzw. abgeführt wird, eingestellt. Zudem wird die Vorlauftemperatur der Wärmepumpe auf die gewünschte Mischtemperatur abgestimmt. Zur Modellvalidierung und -optimierung wird ein ausführliches Messmonitoring durchgeführt. Neben den Raumtemperaturen und den Temperaturen in den thermisch aktivierten Decke werden die ein- bzw. austretenden Wärmemengen aus dem Gebäude aufgezeichnet.

¹ Universität für Bodenkultur Wien, Institut für Verfahrens- und Energietechnik, Peter Jordan Straße 82, 1190 Wien, 01 / 47654 - 89315, magdalena.wolf@boku.ac.at, www.boku.ac.at

² Treberspurg & Partner Architekten Ziviltechniker GmbH, Penzingerstraße 58, 1140 Wien, 01 / 894 3191, office@treberspurg.at, www.treberspurg.com

³ Technisches Büro Hofbauer, Penzingerstraße 58, 1140 Wien, 01 / 894 3191 – 11, technisches.buero.hofbauer@utanet.at

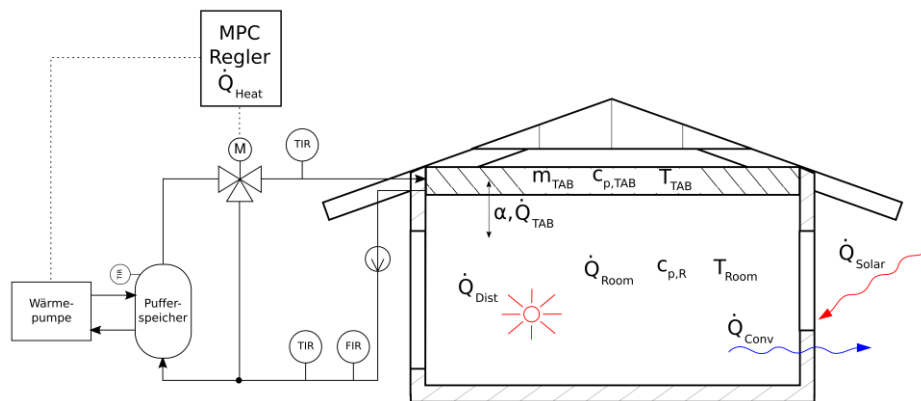


Abbildung 1: Gebäudemodell für die prognosebasierte Regelung mit Berücksichtigung der ein- und austretenden Energieströme

Ergebnisse

Derzeit läuft das Betriebsmonitoring im Gebäude. Erste Ergebnisse zeigen, dass das Optimierungsverfahren unter Berücksichtigung der solaren Einstrahlung zu einer Lösung führt. Bei der Modellvalidierung zeigt sich, dass unvorhersagbare Störgrößen, bedingt durch individuelles Nutzerverhalten, als Störgrößenfaktor in der Modellierung berücksichtigt werden können. Die beiden Wohneinheiten werden auf Grund von unterschiedlichen bauspezifischen Parametern separat untersucht und um einen individuellen Störfaktor, abhängig von Außentemperatur und individuellem Nutzerverhalten, ergänzt. Dieser Störgrößenfaktor variiert zwischen Sommer und Wintermonaten. Die derzeitigen Ergebnisse zeigen, dass das Gebäudemodell, mit Erweiterung eines Störfaktors, die Rauminnentemperatur voraussagen und mittels Optimierungsverfahren die optimale Heiz/Kühlenergie prognostiziert werden kann.

Referenzen

- [1] K. Kreč, "Zur Wärmespeicherung in Baukonstruktionen," Gesundheits - Ingenieur - Haustechnik - Bauphysik - Umwelttechnik 114, vol. 1, 1993.
- [2] D. Kolokotsa, D. Rovas, E. Kosmatopoulos, and K. Kalaitzakis, "A roadmap towards intelligent net zero- and positive-energy buildings," Solar Energy, vol. 85, pp. 3067-3084, 2011.
- [3] G. Bianchini, M. Casini, A. Vicino, and D. Zarrilli, "Demand-response in building heating systems: A Model Predictive Control approach," Applied Energy, vol. 168, pp. 159-170, 2016.
- [4] M. Fiorentini, J. Wall, Z. Ma, J. H. Braslavsky, and P. Cooper, "Hybrid model predictive control of a residential HVAC system with on-site thermal energy generation and storage," Applied Energy, vol. 187, pp. 465-479, 2017.

8.2.5. Aufbau, Inbetriebnahme und Modellierung eines Sorptionsprüfstandes im Labormaßstab

Sulaiman BIN AZMAN¹, Nayrana DABORER-PRADO², Harald KIRCHSTEIGER²

Hintergrund der Arbeit

Sorptionsspeicher können in zukünftigen, nachhaltigen Energiesystemen eine große Rolle spielen [1]. Ihre einzigartige Fähigkeit Wärme auf einem niedrigen Temperaturniveau praktisch verlustfrei zu speichern ermöglicht beispielsweise die Konzeption von saisonalen Wärmespeichern. Diese werden dann in den Sommermonaten solarthermisch (z.B. mit Luftkollektoren) geladen bzw. getrocknet um in den Wintermonaten durch gezielte Befeuchtung die Energie bei Bedarf wieder abzugeben. Sowohl zur Dimensionierung des Speichers für konkrete Anwendungen als auch zur Bestimmung der Betriebsweise und Auslegung von zugehörigen Regelsystemen sind mathematische Modelle hilfreich.

In dieser Arbeit wird zunächst ein Laboraufbau beschrieben welcher zur Validierung von mathematischen Modellen verwendet werden kann. Es folgt die Beschreibung eines Modells welches im Anschluss mit Messdaten des Laboraufbaus abgeglichen wurde. Ergebnisse zeigen die gute Übereinstimmung von Experiment und Simulation, sowohl für Adsorption (Befeuchten des Materials) als auch Desorption (Trocknen des Materials).

Versuchsaufbau

Die Anforderungen an den Laboraufbau sind

- Einstellbare absolute Feuchte des Eingangs-Luftstroms (nur Befeuchtung der Umgebungsluft)
- Einstellbare Temperatur des Eingangs-Luftstroms (nur Heizung, bis 300°C)
- Einstellbarer Massenstrom des Luftstroms
- Messung aller relevanten Temperaturen und Feuchten (Umgebung + Speicher)
- Gewichtsmessung um auf die Beladung zu schließen
- Vollautomatisierte Ansteuerung und Messung mit MATLAB/Simulink
- Materialmenge ca. 250g Zeolith

Die Abbildung 1 zeigt den fertiggestellten Laboraufbau, welcher in weiterer Folge zur Messdatenaufnahme verwendet wurde.



Abbildung 1: Sorptionsprüfstand

Mathematisches Modell

Das mathematische Modell wurde bereits in [2] präsentiert und wird in diesem Abstract nicht näher ausgeführt. Offensichtliche Modellparameter wie Abmessungen, Massen und Materialkonstanten wurden direkt an den Laboraufbau angepasst.

¹ Universiti Teknologi PETRONAS, 32610 Seri Iskandar, Perak Darul Ridzuan, Malaysia, sulaiman.azman_23548@utp.edu.my

² University of Applied Sciences Upper Austria, Research Group ASiC, Wels, Austria, Nayrana.daborer-prado@fh-wels.at, harald.kirchsteiger@fh-wels.at

Ergebnisse

Die für eine Anwendung relevante Prozessgröße ist die Luft-Temperatur am Ausgang des Speichers. Deshalb wurde zur Abstimmung des Modells mit den Messwerten die Abweichung zwischen der gemessenen und simulierten Luft-Austrittstemperatur als Fehlerkriterium verwendet. Anschließend wurden die relevanten Modellparameter (Adsorptionswärme, Wärmeübergangskoeffizienten) variiert, um den Fehler so klein wie möglich zu machen. Die Abbildung 2 zeigt die erzielte Übereinstimmung des Modells mit den Messdaten für den Fall einer 70% Luftfeuchte des Eingangsluftstromes.

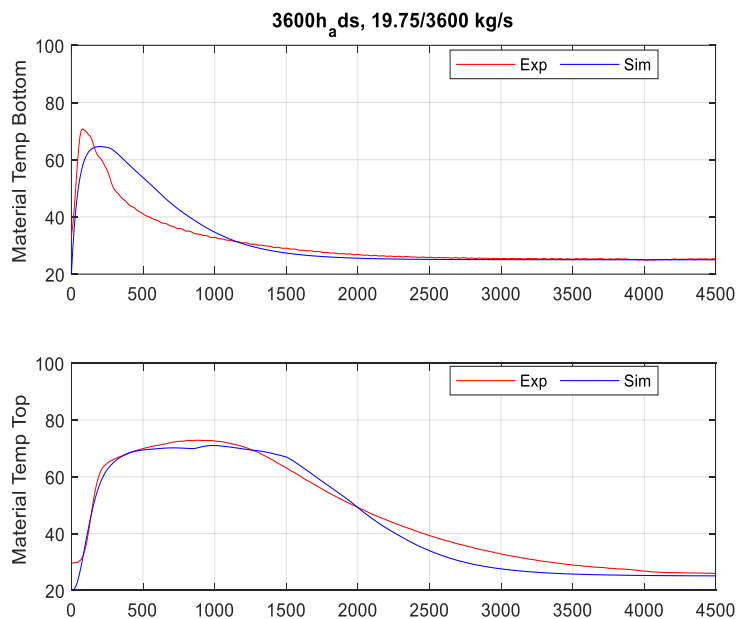


Abbildung 2: Vergleich Messungen (Exp) und Simulation (Sim) an der unteren und oberen Messstelle im Zylinder

Danksagung

Dieses Projekt wird aus Forschungsförderungsmitteln des Landes Oberösterreich finanziert.

Referenzen

- [1] B. Zettl, H. Kirchsteiger, "An open sorption Heat Storage Application". In Proc. ISEC International Sustainable Energy Conference, 2018, pp 605-611.
- [2] N. Daborer-Prado, H. Kirchsteiger, B. Zettl, S. Asenbeck, H. Kerskes, "Mathematical Modelling of rotating sorption heat storages", In Proc. SWC Solar World Congress, 2019, to be published.

8.3. GEBÄUDE UND ENERGIE (STREAM G3)

8.3.1. Graue Energie versus Betriebsenergie: Ein Vergleich von Leicht- und Massivbauweise

Christiane WERMKE¹

Nachhaltiger Einsatz von Baumaterialien und Energieverbrauch von Einfamilienhäusern

Ein Indikator für die Nachhaltigkeit von Baumaterialien ist die graue Energie, also jene Energiemenge, die für die Herstellung, Verarbeitung und Entsorgung und ggf. den Rohstoffabbau benötigt wird [1]. Bei einer einseitigen Betrachtung von Gebäuden hinsichtlich Ihrer nachhaltigen Qualitäten, könnte man schnell zu dem Schluss kommen, dass Naturmaterialien wie Holz per se nachhaltiger sind, im Vergleich zu Materialien mit einem hohen Gehalt an grauer Energie, wie beispielsweise Beton oder Ziegel.

Die nachfolgende Studie untersucht ein Prototypenhaus in Glasgow (GB), welches mit identischem Grundriss einmal in Holzständerbauweise (Leichtbau) und einmal mit Hochlochziegeln (Massivbau) als Doppelhaushälfte ausgeführt wurde. Zum einen wurde die Graue Energie der wesentlichen Konstruktionselemente beider Häuser ermittelt und zum anderen wurde der Energiebedarf durch thermische Simulationen ermittelt und der Energieverbrauch sowie interne Raumtemperaturen mehrfach in Studien vor Ort gemessen.

Fallstudie: Prototyp eines Zweifamilienhauses in Leichtbau- und Massivbauweise

Bei der Fallstudie handelt es sich um eine Doppelhaushälfte für eine Familie mit insgesamt drei Schlafzimmern und einer Nutzfläche von 103m². Die Häuser wurden zum einen entwickelt und gebaut, um energieeffizientere Wohnbauten in Glasgow zu schaffen und zum anderen um zwei wesentliche Konstruktionsprinzipien miteinander zu vergleichen: die in Schottland traditionelle Holzständerbauweise für Einfamilienhäuser mit jener mit mehr thermischer Masse. Im untersuchten Fall wurde ein Hochlochziegel von Wienerberger verwendet.

Zunächst wurde die graue Energie nach dem „Cradle-To-Gate“-Prinzip ermittelt, d.h. der Materialenergiefluss wurde bis auf die Baustelle berücksichtigt. Weiters wurde in Fallstudien, bei denen vier Personen für zwei Wochen in den Häuser wohnten und der Gasverbrauch sowie Temperaturmessungen durchgeführt. Dabei folgten die Bewohner (Studierende der Mackintosh School of Architecture, Glasgow) einem strikten Zeitplan, um die Vergleichbarkeit der Studie zu gewähren.

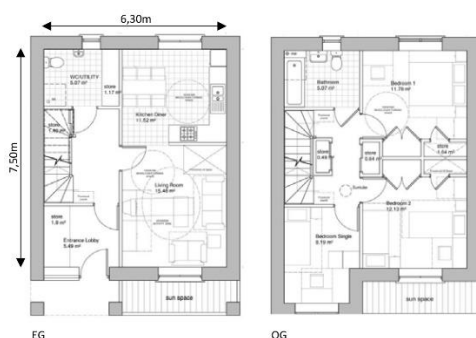


Abb. 1 Grundrisse (Architekten: PRP Architekten) [2]



Abb. 2 Foto: links: Massivbau, rechts: Leichtbauweise [3]

¹ Institut für Gebäude und Energie (ige), TU Graz, Rechbauerstr. 12/II, +43 (0)316 873-4754, christiane.wermke@tugraz.at, <http://www.ige.tugraz.at/>

Ergebnisse

Die Berechnung der grauen Energie ergab eindeutig höhere Werte für den Massivbau (+55%), was auf die Hochlochziegel in der Außenwand zurückzuführen ist. Auch die Messwerte der 2-wöchigen Fallstudien ergab, dass der Massivbau in 3 von 4 Fällen schlechter abschnitt und einen höheren Energieverbrauch aufweist. Dies kann auf die thermische Trägheit der Ziegel (thermische Masse) zurückgeführt werden. In nur einem Fall der Studie übertraf der Gasverbrauch des Leichtbaus den des Massivbaus (Abb. 3, (c)).

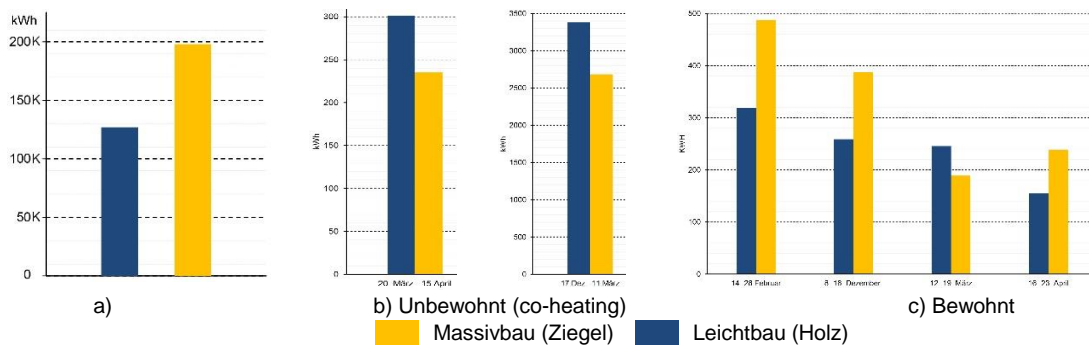


Abb. 3 Graue Energie im Vergleich (a) [4] und der Heizwärmebedarf (unbewohnt/co-heating)(b) und bewohnt (c) [5]

Eine weitere Studie wurde durchgeführt, in der die Häuser zwar beheizt wurden, aber unbewohnt waren (co-heating) (Abb. 3, (b)). Der Zeitraum belief sich über 12 beziehungsweise vier Wochen. Interessanterweise schnitt das Massivhaus hier besser ab und der Gasverbrauch lag deutlich unter dem des Holzhauses. Dies kann zum einen daran liegen, dass während der bewohnten Studien, die Studienteilnehmer sich nicht an die Vorgaben hielten und so Ergebnisse verfälscht wurden. Ein weiterer Grund sind die tendenziell höheren Innenraumtemperaturen des Massivbaus. Dies führte zu übermäßigem Lüften durch Fensteröffnen und die damit einhergehenden niedrigeren Temperaturen setzten die Heizung in Gang.

Die Tatsache, dass das Massivhaus im unbewohnten Zustand besser abschnitt, deutet auch auf eine suboptimale Nutzer-Interaktivität mit dem Haus hin, d.h. die positiven Effekte der thermischen Masse, dass diese Wärme abgibt, auch wenn die Heizung keine Wärme produziert wurde nicht optimal genutzt. Die Temperaturregelung im Ziegelhaus wurde von den Bewohnern selbst übernommen durch extremes Lüften.

Referenzen

- [1] F. Holm, A.; Kagerer, "FIW München," 2019.
- [2] PRPArchitects, "Grundrisse." 2010.
- [3] CityBuildingGlasgow, "Foto." [Online]. Available: <http://www.citybuildingglasgow.co.uk/project/glasgow-house/>.
- [4] C. Wermke, "How can materials contribute to sustainable Architecture? Part 1- Embodied Energy," Glasgow, 2011.
- [5] C. Wermke, "How Can Materials Contribute to sustainable architecture? Part 2- Operating Energy," Mackintosh School of Architecture, 2012.

8.3.2. Disruptive Technologies to Decarbonize Building Energy Systems

Mathias SCHMID ^{1(*)}, Stefan HESS¹

Motivation

Buildings account for about 40 % of the final energy demand in industrialized countries and the operation of buildings contributes about 30 % to CO₂ emissions. The EU and the German government aim at achieving an almost climate neutral building sector by 2050 [1]. To substantially reduce greenhouse gas emissions, a massive reduction of specific energy consumption rates of the building stock is necessary.

Technology and business model innovations as well as social factors and trends will have great impact on our energy supply. Will there be sufficient innovation and social changes to achieve the climate goals? Which disruptive innovations including technologies and business models as well as regulatory measures could speed up the transition? By applying theories of disruptive innovation (cp. Figure 1) and sociotechnical transition, this paper aims to characterize, identify, and qualitatively assess potentially disruptive technologies in the building energy context which are particularly promising for 2050.

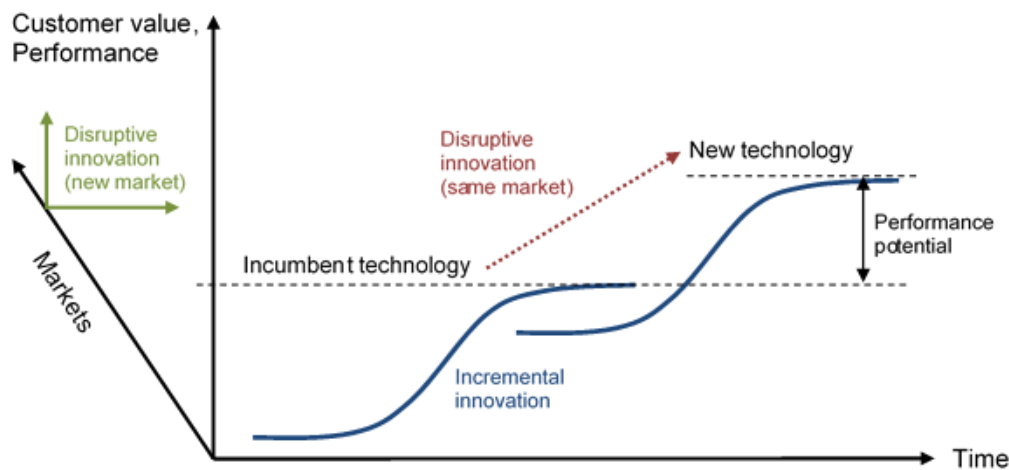


Figure 1: Extended S-curve model distinguishing incremental and types of disruptive innovation adapted from Fuchs and Golenhofen [2]

Methodology

This paper reviews several theories on innovation, disruption and disruptive technologies, which mainly originate from Bower and Christensen [3], as well as theories on sociotechnical transition [4]. A terminology is suggested, which is suitable for application to the building energy context.

Exemplarily, the historic shift from gas lighting to electric lighting and the application of photovoltaics in buildings are discussed in the frame of the theories on disruption and sociotechnical transition. Current megatrends influencing building energy systems (BES) are named. The involved stakeholders are identified as well as their corresponding interests and the performance parameters that are valued by them. Main causalities are identified between current trends, stakeholders, performance parameters and energy technologies that might foster disruptive change in BES.

¹ University of Freiburg, Department of Sustainable Systems Engineering (INATECH), Emmy-Noether-Str. 2, D-79110 Freiburg (Germany), +49 761 203 54192, mathias.schmid@inatech.uni-freiburg.de, stefan.hess@intatch.uni-freiburg.de, www.inatech.de

Emerging technologies were identified as potentially disruptive, following the steps below:

- 1) Criteria for disruptive technologies were applied to a variety of emerging technologies, considering current megatrends and the meeting of key performance requirements of stakeholders.
- 2) Potential impacts on BES and potential contribution for achieving the climate goals for 2050 were qualitatively assessed.
- 3) Potential improvements in customer value and increases in market shares were analyzed.

Results

Based on literature and analysis of historical examples, key criteria for potentially disruptive technologies are postulated: They need to meet current customer requirements that have been neglected by incumbent technologies and/or they have the potential to significantly increase customer value under current regulatory and market conditions.

Relevant current megatrends influencing BES are amongst else the digital revolution, decarbonization, customization, urbanization, demographic change, resource scarcity and participation.

The main stakeholders include building owners and users, energy suppliers, policy makers, entrepreneurs, engineers, craftsmen, and the public. The main performance parameters in BES are the meeting of comfort requirements within the building, economic performance, security of energy supply, low CO₂ emissions and safety.

According to the above-mentioned criteria, three emerging technology groups have been identified as potentially disruptive for BES:

- flexible electricity-to-heat conversion devices, specifically heat pumps,
- electricity storage technologies, e.g. high-temperature thermal storages and batteries, and
- additive manufacturing of building parts or BES components.

The requirement of a large share of renewable energies (RE) in buildings is a scenario that severely impacts most stakeholders and makes key enabling technologies potentially disruptive. Heat pumps (HP) offer the potential to strongly increase the share of RE in the heating sector by coupling it to the electricity grid. Their market shares are increasing and HPs are already the leading heating technology in new buildings in Germany. Electricity storage solutions offer flexibility and could highly benefit from the economies of scale, which leads to rapidly decreasing costs and increasing installed capacity.

A main restraint in the building sector is the high individuality of buildings and their heat supply systems, which makes automated and serial production solutions difficult to implement. Manufacturing technologies that enable a high degree of customization, as e.g. additive manufacturing (AM), are therefore particularly promising. They act as catalysts for retrofitting existing buildings and can alter the development process due to rapid implementation. This impacts the value chain of new and refurbished buildings severely. Additionally, AM enables new forms of innovative and integrated design by which technologies may pass critical thresholds in customer value to enter new markets.

The paper concludes that the identified technology groups, which are particularly promising in combination with digital technologies and algorithms, will most likely reshape BES and will have a drastic impact on stakeholders and the technological building stock until 2050.

References

- [1] Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety (BMUB), and www.bmub.bund.de/en, "Climate Action Plan 2050 – Principles and goals of the German government's climate policy,"
- [2] C. Fuchs and F. Golenhofen, *Mastering Disruption and Innovation in Product Management*. Cham: Springer International Publishing, 2019.
- [3] J. L. Bower and C. M. Christensen, "Disruptive Technologies: Catching the Wave," *Harvard Business Review*, 1995.
- [4] F. W. Geels and J. Schot, "Typology of sociotechnical transition pathways," *Research Policy*, vol. 36, no. 3, pp. 399–417, 2007.

8.3.3. Warum verpflichtende thermische Gebäudesanierung erforderlich und sozial verträglich ist

Lukas KRANZL¹, Andreas MÜLLER¹, Koen SMET², Daniel GRABNER²

Overview

Achieving the 1,5 °C target will require almost complete decarbonisation of the building sector even until the year 2040 in EU countries [1]. Several authors have developed scenarios showing that complete decarbonisation of the building stock's energy demand is feasible until mid of the century (e.g. [2]). However, achieving these targets will require substantial investment. And related profound analyses how this transition process will be possible considering affordability and social inclusiveness are still missing. While CO₂-taxes are included in almost all proposed future policy packages as a key instrument, it is not clear how a CO₂-tax might affect low-income households and how different institutional settings such as structures of housing provision might affect the level of target achievement.

Thus, a thorough consideration of institutional settings, structures of housing provision and low-income households in this transition process is important not only to ensure the achievement of the climate and energy policy targets but also to guarantee affordability and inclusiveness.

In this contribution, we will deal with following key research questions:

- Is a CO₂-tax sufficient to achieve decarbonisation in the Austrian housing sector, in particular considering different structures of housing provision and low-income households?
- Which impact would a CO₂-tax imposed on the housing sector have on low-income households for the case of Austria?
- To which extent are regulatory policy instruments able to complement CO₂-taxes and compensate for possible negative impacts of CO₂-taxes on low-income households?

Methods

In order to deal with the questions above, we start with an analysis of the structures of housing provision in Austria. Followed by a literature review, we carried out a series of interviews in order to identify and describe the key structures of housing provision and their characterization, in particular regarding their potential impact on investment behavior and economic rationale. By distinguishing low-income households from the rest of households in each of these structures of housing provisions, we described agents and integrated these results into the existing building stock model Invert/EE-Lab (www.invert.at, [3]). Invert/EE-Lab builds on a strongly disaggregated bottom-up building stock, represented by building archetypes. Considering the life-time distribution of building components and assuming certain investment rationales for different agents, scenarios of the building stock evolution in the coming years and decades can be derived. After having extended Invert/EE-Lab by the agent types described above, we developed two scenarios of the Austrian housing sector until 2050. (1) A scenario assuming a CO₂-tax, continuously increasing until a level of 250€/t CO₂ in 2050 combined with the obligation to renovate inefficient buildings; and (2) a scenario with the same level of CO₂-tax, however, without a renovation obligation.

By analyzing the model results for these two scenarios and different agent types, we derive the possible impact of these policy settings on low-income households in different structures of housing provision.

Results

As key structures of housing provision in Austria, we identified following types: (1) Owner occupied detached homes, (2) owner occupied flats, (3) private rented dwellings, (4) limited profit housing and (5) municipal housing. We will describe them in more detail in the full paper.

¹ Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25/370-03, +43 1 58801 370351, kranzl@eeg.tuwien.ac.at, eeg.tuwien.ac.at

² Wirtschaftsuniversität Wien, Institut für heterodoxe Ökonomie, Koen.Smet@wu.ac.at

Table 1 shows the model results for owners and renters of dwellings distinguished by income for the two described scenario and policy settings. Results highlight the impact of the landlord-tenant dilemma: CO₂-taxes as such do not create an incentive for building owners to renovate buildings (at least as long as their possibilities to transfer the investment to the renters are limited). Due to the imposed CO₂-tax, this leads to higher energy expenses for renters and subsequently to reduced comfort – assuming renters partly compensate the increasing energy prices by adapting indoor temperature during the heating season. Under these scenario assumptions, investments in rented dwellings are much lower than in owner occupied dwellings, although payback time of the measures are very similar, however with split incentives for the rented dwellings. Due to less favourable conditions for getting financing for low-income households, the investments are lower in this group of agents.

In the full paper we will present more detailed scenario results, also in terms of decarbonisation targets, energy carrier split, renovation activities and overall costs. Moreover, we will interpret the results in light of the higher share of low-income households in rented apartments than in owner occupied dwellings.

Table 1. Model results for different agents, structures of housing provision and policy settings

Indicator	Reduced energy needs for space heating		Reduced energy costs		Comfort loss: Cost induced decreased heating		Investment per m ²		Payback Time (considering the total of users and investors)	
	with obligation	no obligation	with obligation	no obligation	with obligation	no obligation	with obligation	no obligation	with obligation	no obligation
Owner	54%	43%	21%	8%	-3%	0%	160	127	11.6	11.2
Owner, low income	54%	40%	17%	3%	-3%	1%	158	122	11.8	11.2
Renters	42%	3%	0%	-44%	1%	13%	157	72	11.6	12.1
Renters, low income	41%	2%	3%	-40%	1%	13%	158	73	11.3	11.7

Conclusions

The results indicate that CO₂-taxes alone are not sufficient for achieving decarbonisation targets and that they may lead to adverse effects for low-income households. Mandatory, well prepared and accompanied long-term targets for building renovation, can compensate for these negative effects and make sure that the CO₂-tax can unleash its full impact.

In the full paper we will discuss limitations of the approach, other options for dealing with the landlord-tenant dilemma and we will discuss additional arguments why regulatory approaches in building renovation policies are required.

Referenzen

- [1] European Commission, „A Clean Planet for all A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy. Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and the European Investment Bank.“, Brussels, COM(2018) 773 final, Nov. 2018.
- [2] L. Kranzl, A. Müller, I. Maia, R. Büchele, und M. Hartner, „Wärmezukunft 2050. Erfordernisse und Konsequenzen der Dekarbonisierung von Raumwärme und Warmwasserbereitstellung in Österreich“, Auftraggeber: Erneuerbare Energie Österreich, Wien, Jänner 2018.
- [3] A. Müller, „Energy Demand Assessment for Space Conditioning and Domestic Hot Water: A Case Study for the Austrian Building Stock“, PhD-Thesis, Technische Universität Wien, Wien, 2015.

8.3.4. Optimierung der Energiekosten und Netzunterstützung eines Gebäudes durch genetische Programmierung und symbolische Regression

Kathrin KEFER^{1(*)}, Roland HANGHOFER², Patrick KEFER³, Markus STÖGER⁴, Michael AFFENZELLER⁵, Stephan WINKLER⁶

Inhalt

Durch die vermehrte Erschließung von erneuerbaren Energiequellen vor allem im privaten Sektor ist deren effiziente und intelligente Nutzung nötig, um die Netzstabilität nicht weiter zu belasten. Aufgrund der schwankenden und sich verändernden Rahmenbedingungen sind manche dieser Energiequellen zu bestimmten Tages- oder Jahreszeiten, wie eine Photovoltaik-Anlage (PV-Anlage) bei Nacht, nicht oder nur eingeschränkt verfügbar während sie zu anderen Zeiten starke Überschüsse produzieren. Dies hat teils starke Auswirkungen auf das Stromnetz, welches mit einem starken Einspeise-überschuss an Tagen mit viel Sonnenschein und Wind ebenso zurecht kommen muss, wie mit einem erhöhten Strombedarf bei Schlechtwetter. Deshalb werden aktuell Energiemanagementsysteme (EMS), die die selbst produzierte Energie so optimal wie möglich nutzen und speichern sollen, stark gefördert und weiterentwickelt. Allerdings liefern die bisher existierenden Lösungen entweder keine optimalen Ergebnisse in Bezug auf die Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils und somit auch der Kostenreduktion und Stabilisierung des Stromnetzes, wie zum Beispiel einfache regel-basierte Steuerungen, oder sind sehr rechenintensiv, wie modellprädiktive Regelungen (MPCs) [1], [2]. Das Ziel dieser Arbeit ist es deshalb, eine selbst-lernende Regelung zu entwickeln, die die Energiekosten eines Haushaltes mit Photovoltaik-Anlage und Batteriespeicher minimiert und gleichzeitig auch die Netzstabilität unterstützt.

Methode

Mit einem modellbasierten heuristischen Optimierungsansatz sollen die Energiekosten eines Haushaltes mit PV-Anlage und Batteriespeicher optimiert werden. Aufgrund dieser Minimierung ergibt sich auch eine Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils, was eine geringere Netzeinspeiseleistung und einen geringeren Netzbezug zur Folge hat. Das führt gleichzeitig zu einer Unterstützung der Netzstabilität.

Der zu optimierende Haushalt wurde von Kirchsteiger et al. in [3] mit MATLAB Simulink modelliert und für diese Arbeit leicht adaptiert. Das Modell verfügt über fünf Eingänge, die die Daten über die Last des Haushaltes, den aktuellen Ladestand der Batterie, die Produktion der PV-Anlage und die Kosten für den Netzbezug und -einspeisung des Stroms bereitgestellt werden. Das Optimierungsframework HeuristicLab [4] führt mit genetischen Algorithmen eine symbolische Regression [5] aus. Diese symbolische Regression erzeugt für jeden Lösungskandidaten eine mathematische Formel, die den Regler für das Modell repräsentiert. Über den MATLAB Workspace wird diese Formel anschließend in das Simulationsmodell übernommen. Die Simulation des Modells berechnet die Energiekosten für einen Lösungskandidaten, die dann von HeuristicLab wieder aus dem MATLAB Workspace ausgelesen und zur Weiterentwicklung des Reglers verwendet werden.

Zur Evaluierung des Ansatzes werden insgesamt zehn heuristische Regler mit zwei verschiedenen genetischen Algorithmen und 30 Tagen Trainingsdaten eines Einfamilienhaushaltes in Oberösterreich inklusive dem variablen Stromtarif von aWATTar beginnend mit dem 10. Februar 2017 trainiert. Der erste Algorithmus, der Offspring Selection Genetic Algorithm (OSGA) von Affenzeller und Wagner [6] hat als einziges Ziel die Minimierung der Energiekosten, während der Zweite, der Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA-II) [7], ein multikriterieller Algorithmus ist, der neben den Energiekosten auch noch die Komplexität der Regler Formel minimiert. Die trainierten Regler werden über den Zeitraum von

¹ Fronius International GmbH, Günther-Fronius-Straße 1, 4600 Thalheim, kefer.kathrin-maria@fronius.com

² FH Oberösterreich, Softwarepark11, 4232 Hagenberg, roland.hanghofer@fh-ooe.at

³ FH Oberösterreich, Ringstraße 43a, 4600 Wels, patrick.kefer@fh-ooe.at

⁴ Fronius International GmbH, Günther-Fronius-Straße 1, 4600 Thalheim, markus.stoeger@fronius.com

⁵ FH Oberösterreich, Softwarepark11, 4232 Hagenberg, michael.affenzeller@fh-ooe.at

⁶ FH Oberösterreich, Softwarepark11, 4232 Hagenberg, stephan.winkler@fh-ooe.at

12. März bis 31. Dezember 2017 evaluiert und mit dem aktuellen Energieflussmanagement, eine regelbasierte Eigenverbrauchs-optimierung, sowie mit dem linearen modellprädiktiven Regler von Kirchsteiger et al. [3] verglichen.

Ergebnisse

Im Vergleich zur aktuellen Eigenverbrauchsoptimierung speisen die heuristisch trainierten Regler 19.01% bis 27.10% (NSGA-II) beziehungsweise 19.00% bis 27.12% (OSGA) weniger Energie in das Netz ein. Werden die Ergebnisse der heuristischen Regler mit denen des linearen Optimierers von Kirchsteiger et al. [3] verglichen, erhöhen sich die Prozentsätze auf 54.24% bis 64.72% für die mit dem NSGA-II und auf 54.22% bis 64.75% für die mit dem OSGA trainierten Regler und erhöhen so deutlich den Eigenverbrauchsanteil des Haushalts. Zusätzlich wird von den trainierten Reglern 9.88% bis 16.6% (NSGA-II) bzw. 9.14% bis 17.33% (OSGA) weniger Energie vom Netz bezogen als vom linearen Optimierer. Dies sind ähnliche Werte wie die der Fronius Eigenverbrauchs-optimierung, die eine Einsparung des Netzbezugs von 14.00% im Vergleich zum linearen Optimierer erreicht.

Bis auf eine Ausnahme durch einen Regler der mit dem NSGA-II Algorithmus trainiert wurde und eine maximale Einspeiseleistung von 4631.86 W erreicht, werden mit Hilfe der heuristischen Regler auch die Einspeisepitzen reduziert. Im Vergleich zum linearen Optimierer (4407.58 W) halbieren die heuristischen Regler mit 2878.35 W bzw. 2878.27 W beinahe die maximale Einspeiseleistung und erreichen so ähnliche Werte wie die Fronius Eigenverbrauchsoptimierung (2870.74 W). Dieses Ergebnis kann dadurch erklärt werden, dass auf Grund der Minimierung der Kosten auch der Eigenverbrauchsanteil erhöht wird und somit weniger Energie als Überschuss in das Netz eingespeist wird.

Des Weiteren sind die Bezugsspitzen der heuristischen Regler bis auf zwei Ausnahmen auf einem ähnlich niedrigen Niveau wie vom linearen Optimierer und der Eigenverbrauchsoptimierung, welche beide maximal 7295.02 W vom Netz beziehen. Diese beiden Ausnahmen sind Regler, die einmal mit dem NSGA-II und einmal mit dem OSGA trainiert wurden und Bezugsspitzen von 12 428.11 W erreichen. Dieser hohe Wert ist jedoch dadurch erklärbar, dass die zu diesem Zeitpunkt bestehenden negativen Strompreise von den Reglern ausgenutzt und die Batterie mit Strom aus dem Netz geladen wird um später die günstige Energie von diesem Zeitpunkt nutzen zu können. Somit wird der überschüssige Strom im Netz, der diese negativen Stromkosten verursacht aktiv von den Reglern verwendet, was wiederum zur Unterstützung der Netzstabilität beiträgt.

Referenzen

- [1] Chen, C., Wang, J., Heo, Y. and Kishore, S., "MPC-Based Appliance Scheduling for Residential Building Energy Management Controller", IEEE Transactions on Smart Grid, 4(3), pp.1401-1410, 2013.
- [2] Kothare, Mayuresh V., Venkataramanan Balakrishnan, and Manfred Morari. "Robust constrained model predictive control using linear matrix inequalities." Automatica, 32.10, pp.1361-1379, 1996
- [3] Kirchsteiger, H., Rechberger, P., Steinmaurer, G., "Cost-optimal Control of Photovoltaic Systems with Battery Storage under Variable Electricity Tariffs", Elektrotech. Inftech 133/8, pp. 371-380, 2016
- [4] Wagner, S., Beham, A., Kronberger, G., Kommenda, M., Pitzer, E., Kofler, M., & Affenzeller, M., "HeuristicLab 3.3: A unified approach to metaheuristic optimization". Actas del séptimo congreso español sobre Metaheurísticas, Algoritmos Evolutivos y Bioinspirados, pp. 8, 2010
- [5] Riolo, Rick. Genetic programming theory and practice X. Springer, 2013.
- [6] Affenzeller, M., Wagner, S., Winkler, S., & Beham, A., "Genetic Algorithms and Genetic Programming: Modern Concepts and Practical Applications", New York: Chapman and Hall/CRC, 2009
- [7] Deb, K., Pratap, A., Agarwal, S., & Meyarivan, T. A. M. T., "A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II", IEEE transactions on evolutionary computation, 6(2), pp. 182-197, 2002

8.3.5. Energy-Efficient Maintaining of Thermal Comfort in Buildings by Thermo-Active Aluminium Foam Roofing

Jaroslav JERZ^{1(*)}, Jaroslav KOVÁČIK² Arun GOPINATHAN³

Abstract

Thermal comfort in buildings is usually provided through the heat exchangers requiring a relatively high temperature gradient that is most often obtained by conversion from electricity or combustion of coal, gas, resp. biomass. The development is therefore focused on active systems for solar heating in combination with suitable containers for heat storage and distribution systems in order to use emission-free alternative energy for heating of buildings and domestic hot water. The interior cooling during hot summer days is usually solved independently and is ensured almost exclusively by electrically powered air-conditioning or air-recuperative units. Prospective environmentally attractive solution ensuring the thermal comfort of buildings is the effective use of rarely used heat from a low-temperature difference (15°C), which can be obtained every day from the difference between day and night temperatures without any need for heating/cooling using electric power or combustion of fossil fuels.

The focus of this R&D study is based on describing performance of novel large-scale aluminium foam roofing with integrated function of heat exchanger which is able effectively to obtain low potential heat from the surroundings of building and transfer it through the liquid heat transfer fluid to the interior of the building. The roof cladding made according to this concept is simultaneously able to dissipate excess heat accumulated in the building to its surroundings during hot summer nights when the outside temperature drops below 20°C.

Various technical solutions of surface coating are described in this contribution to explain the appropriateness of most beneficial methods for application of suitable coatings to the surfaces of the aluminium foam castings that lead to obtaining useful characteristics for the optimal interaction with the rain water and water vapour, ensuring colour stability when exposed to sunlight, frost resistance up to a temperature – 15°C, heat resistance up to 60°C, and the ability to achieve efficient heat transfer between the external environment and internal structure of the foam through roofing surface.

Acknowledgements

The financial support by the Slovak Research and Development Agency under the contract APVV-17-0580 (project: Research of roofing with integrated function of heat exchanger, acronym: RoofFoam) is gratefully acknowledged.

Keywords

aluminium foam, heat exchangers, solar radiation, heat storage, energy efficiency

¹ Institute of Materials & Machine Mechanics SAS, Dúbravská cesta 9/6319, 845 13 Bratislava (SK), Phone: +421-905 746 553, E-Mail: ummsjerz@savba.sk

² Institute of Materials & Machine Mechanics SAS, Dúbravská cesta 9/6319, 845 13 Bratislava (SK), Phone: +421-907 185 088, E-Mail: ummsjk@savba.sk

³ Institute of Materials & Machine Mechanics SAS, Dúbravská cesta 9/6319, 845 13 Bratislava (SK), Faculty of Materials Science and Technology, Slovak University of Technology, Jána Bottu 2781/25, 917 24 Trnava, (SK) Phone: +421-919 422 304, E-Mail: arun.gopinathan@savba.sk

8.3.6. COMFORT – Data-Driven Analysis and Simulations of Human Comfort in Office Rooms

Gerald FEICHTINGER¹, Heimo GURSCH¹, Elke SCHLAGER^{1(*)}, Daniel BRANDL², Markus GRATZL³

Introduction

Comfort conditions in rooms and buildings are currently poorly recorded and maintained by the building management due to a lack of appropriate sensors, data management and data analytics. New solutions are required to maintain satisfactory room conditions while achieving optimal energy efficiency. Project COMFORT [1] combines aggregated and enriched data from sensors and simulations to quantify, evaluate and optimise the perceived human comfort in regards of temperature and air quality while taking economic considerations into account. Approaches new to building automation, including machine learning, multi-source data fusion, virtual sensors, simulations, wireless sensor systems and coupling with building information modelling, are used to understand human comfort by analysing multi-modal and heterogeneous data. Thereby, a predictive and concise representation of comfort conditions in rooms and buildings are created. This is researched and investigated in two different test spaces; the first one is a dedicated testing site consisting of two Test Boxes simulating offices; the second one is an office building in Deutschlandsberg.

A central project objective is to augment the collected sensor data so that statements about thermal comfort can be made. Influencing factors on thermal comfort of humans are parameters such as clothing, activity, air temperature (even at different room heights), surface temperatures of the surrounding environment, air humidity and flow velocity. Therefore, building and system simulations on the one hand, and flow simulations on the other hand, are used to gather data which cannot be measured at the test spaces. The greatest challenge is the air flow in the rooms of the test spaces, since it is determined by a large number of influencing variables in addition to the room geometry. Computational Fluid Dynamics (CFD) simulations are used to capture the air flow, including supply and exhaust air flow, surface temperatures, heat input by people, equipment and lighting, and solar radiation.

A metrological recording of all influencing variables is not possible with reasonable effort in the test spaces. Hence, a digital twin is created to determine these variables by means of building and system simulation, carried out in parallel to the sensor data collection done in the real test spaces. Similar to the CFD simulation, the creation of the digital twin also requires a large amount of information about the building. In addition to the building geometry, this includes the structural and technical conditions of the building (component structures, window characteristics, heat input, ventilation systems), the climatic boundary conditions and usage information about the building of the test spaces. All this information is combined in an integrated building and system simulation to achieve the highest possible agreement between metrologically recorded variables and those obtained from the simulation for various target variables, like air temperatures, surface temperatures, CO₂ concentration.

The simulation quality—and thus the agreement with the metrologically recorded variables—depends to a large extent on the used input variables. Hence, these are of great importance in the presented task. The more precisely the measurement, the higher the achievable agreement between real world and simulation. Not all input variables are of the same importance. While outside air temperature, solar radiation, presence of persons, activation of sun protection, activation of lighting, activation of device loads, opening of windows and doors are central input variables and need to be recorded with high accuracy, information about of the building services systems (e.g. heating and cooling temperature) can usually be collected well enough via the building services management system and augmented with planning data.

Methods

In the field of energy and building technologies numerical simulations become more and more interesting due to the increasing computing power, the technological advances and increasing accuracy of simulation

¹ Know-Center GmbH Research Center for Data-Driven Business and Big Data Analytics, Inffeldgasse 13/6, A-8010 Graz, Tel.: +43 316 873 30824, gfeichtinger@know-center.at, <http://www.know-center.at>

² Technische Universität Graz – Institut für Wärmetechnik, Plüddemanngasse 104/IV, A-8010 Graz, Tel.: +43 316 873 7301, daniel.brandl@tugraz.at, <https://www.tugraz.at/institute/iwt/home/>

³ Fachhochschule Salzburg – SMART BUILDING | SMART BUILDINGS IN SMART CITIES, Markt 136a, 5431 Kuchl, Tel.: +43 50 2211-2706, markus.gratzl@fh-salzburg.ac.at, <https://www.fh-salzburg.ac.at/smb/>

methods in terms of analysing thermal behaviour and flow characteristics. A very important aspect for simulation is a sound and accurate approximation of boundary conditions having a strong influence on the results. By coupling different building simulation models or by integrating sensor data as boundary conditions into the simulation, an improvement in the representation of real conditions can be achieved. Furthermore, the integration of numerical simulations into the control of thermal room conditioning, for instance in form of virtual sensors, can lead to further improvement in the thermal comfort of the room.

Generally, two different simulation methods are used in order to analyse the thermal comfort of single office rooms. At first, numerical simulation models were created and calibrated with two Test Boxes located at the campus in the Inffeldgasse of Graz University of Technology. The thermal behaviour of these Test Boxes is monitored and controlled by mechanical ventilation. Controllable thermal loads are used to simulate office operation. This caters for two things, firstly, a comprehensive comparison between sensor data and simulation results, and secondly, the transferability to real office rooms. By using Building Energy Simulations (BES) predictions can be made about the expected thermal comfort in a zone, like a single room or more rooms considered to be a common zone. CFD simulations provide very detailed observation of the thermal behaviour targeted at the identification of local discomfort, e.g., hot and cold spots or high air velocities. Both simulation approaches are coupled either directly or indirectly by using the same sensor data as input. Furthermore, the CFD modelling approach needs boundary conditions from BES and sensor data.

A major influencing factor is the outdoor climate. While air temperature, humidity, air pressure, wind speed and direction - which are provided by ZAMG [2] - can be measured comparatively easily and are already available in good quality for a large number of locations, the situation is somewhat different for solar radiation. Above all, it is crucial to split up the easy-to-measure global radiation into direct and diffuse radiation. A distinction between direct and diffuse radiation is important to correctly quantify additional interior heat gains via the windows caused by their varying absorption and reflection characteristics of direct and diffuse radiation. A data-driven analysis is carried out in COMFORT to split global radiation data into direct and diffuse radiation by regression models employing additional input data.

The data-driven approximation of direct and diffuse radiation requires a comprehensive set of historical input data for the area of Deutschlandsberg. These historical data sets are provided by Meteonorm [3] consisting of timestamp, temperature, diffuse radiation, global radiation, cloudiness and direct radiation, which are used to train appropriate models to approximate direct and diffuse radiation. Based on these model approaches, an estimation of direct and diffuse radiation by using timestamp, global radiation and temperature – provided by ZAMG – complemented by additional weather data including cloudiness was performed. Besides different regression approaches which use polynomials of 3rd degree as well as 4th degree, several time-related variations like monthly, seasonal or yearly effects have been investigated (e.g. by preparing the data sets accordingly).

References

- [1] Comfort Orientated and Management Focused Operation of Room CondiTions (COMFORT), <http://comfort.know-center.at>
- [2] Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG), <https://www.zamg.ac.at/>
- [3] Meteonorm – Einstrahlungsdaten für jeden Ort des Planeten, <https://meteonorm.com/>
- [4] Openweathermap, <https://openweathermap.org/>

Acknowledgements

This work is part of the project “COMFORT - Comfort Orientated and Management Focused Operation of Room condiTions” (No. 867533) is funded by the program ‘ICT of the Future’ (6th Call 2017) of the Austrian Research Promotion Agency (FFG) and the Austrian Ministry for Transport, Innovation and Technology (BMVIT).

The Know-Center is funded within the Austrian COMET Program—Competence Centers for Excellent Technologies—under the auspices of the Austrian Federal Ministry of Transport, Innovation and Technology, the Austrian Federal Ministry of Economy, Family and Youth and by the State of Styria. COMET is managed by the Austrian Research Promotion Agency FFG.

8.3.7. Hochaufgelöste Simulation der flexiblen Stromnachfrage bei Wärmepumpengebäuden

Gerhard TOTSCHNIG¹, Demet SUNA²

Inhalt

Im Rahmen der H2020 Projektes REACT (Renewable Energy for self-sustainable island Communities) [1] wurde das Flexibilisierungspotential der Stromnachfrage von Gebäuden mit Wärmepumpen, Heißwasserspeicher und Radiatoren simuliert. In dem Vortrag wird das Flexibilisierungspotential diskutiert und es wird dargestellt welche technischen Faktoren wesentlich sind um das Flexibilisierungspotential zu heben und worauf bei der Modellierung geachtet werden muss.

Methodik

Die Aran Islands sind eine Inselgruppe im Süden von Irland. Es gibt keine eigene Erzeugung, sondern die gesamte Energie wird importiert. Im Rahmen des REACT Projektes wird untersucht ob die Insel auf 100% erneuerbare Versorgung umgestellt werden könnte. 93% der Haushalte auf Aran Islands leben in Einfamilienhäusern, die zu 86% mit fossilen Brennstoffen beheizt werden. Die Umstellung dieser Gebäude auf ein Wärmepumpenheizsystem würde, in Kombination mit dem ausreichend vorhandenen Solar und Windpotential, erlauben die Wärmeversorgung zu Dekarbonisierung. Es stellt sich aber die Frage, ob diese Gebäude durch die Flexibilisierung der Stromnachfrage auch zu einer leichteren Integration der variablen Erneuerbaren - Wind und Solar - beitragen könnten. Daher wurde das Flexibilisierungspotential von typischen Gebäuden mit Wärmepumpen untersucht. Für die Simulation wurde ein Optimierungsmodell in Python Pyomo [2] erstellt. Da für eine richtige Dimensionierung der Anlagenkomponenten der Warmwasserbedarf wesentlich ist, wurde die Zeitauflösung des Modells variabel an die Warmwasserbedarf Zeitreihen angepasst. Die Leistung von Radiatoren nimmt mit sinkender Vorlauftemperatur stark ab. Andererseits steigt, der COP von Luftwärmepumpen mit sinkender Vorlauftemperatur im Heizkreislauf. In der Optimierung wurde daher die Heizungsvorlauftemperatur für jeden Zeitschritt entsprechend den Strompreisen, dem Füllstand des Heißwasserspeichers und den erforderlichen Heizleistungen angepasst.

Modell Infos:

- Variable Zeitauflösung von 1 Minute bis 1 Stunde mit 42000 Zeitschritten
- Optimieren der Vorlauftemperatur beim Heizen in jedem Zeitschritt
- Modelling der Grenzen der Heizkörperleistung
- Luftwärmepumpen mit COP der von Außentemperatur und den notwendigen Heizkörpertemperaturen abhängt
- Gebäudemodell zu Abbildung der thermischen Speicherfähigkeit des Gebäudes
- Simulation der Wärmepumpe mit 7 Betriebsmodi
- Schichtspeichersimulation mit 4 Temperaturbereichen

Ergebnisse

In Grafik 1 ist die Heizleistung angegeben die, über das Jahr 2016 bei unterschiedlichen Vorlauftemperaturen im optimierten Betrieb für das Haus 1 erbracht wurde.

¹ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2 1210 Vienna/Austria, T: +43 664 88335436, E-Mail: gerhard.totschnig@ait.ac.at, W: www.ait.ac.at

² AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2 1210 Vienna/Austria, T: +43 664 2351944, E-Mail: demet.suna@ait.ac.at, W: www.ait.ac.at

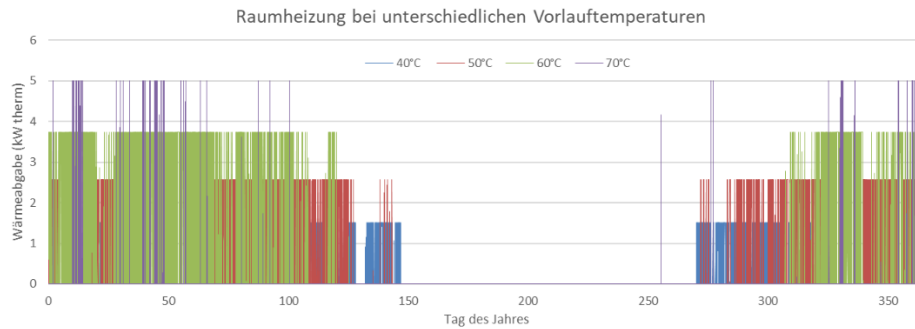


Abbildung 1: Gebäudeheizung über das Jahr 2016 bei unterschiedlichen Vorlauftemperaturen im optimierten Betrieb.

In der Tabelle 1 sind einige Indikatoren für die Ersparnisse durch einen optimierten Betrieb und Indikatoren für das Lastflexibilisierungspotential dargestellt. Diese und weitere Indikatoren werden in der Präsentation und im Paper eingeführt und genauer erläutert. Unter den Simulationsannahmen konnten 32% der Stromkosten und 16% der Stromnachfrage durch optimierten, flexiblen Betrieb gespart werden.

Tabelle 1: Ergebnisse für ausgewählte Gebäude

Lauf Nr	Stromkosten (Euro/Jahr)	Strom- verbrauch (kWh)	Mittlere		Reduzierung der Last im Vergleich zu REF (kWh)	Mittlere Reduktion der Last im Vergleich zu REF (kW)	
			Erhöhung der Last im Vergleich zu REF (kWh)	Erhöhung der Last im Vergleich zu REF (kW)			
Haus 1	Ref	220	5343	0	0		
	Opt	173	5012	1129	0.60	-1460	
Haus 2	Ref	325	7791	0	0		
	Opt	221	6554	1799	0.88	-3036	
Haus 3	Ref	245	5856	0	0		
	Opt	163	4921	1495	0.72	-2431	
Haus 4	Ref	237	5644	0	0		
	Opt	146	4502	1524	0.79	-2665	
Haus 5	Ref	198	4713	0	0		
	Opt	123	3754	1231	0.59	-2190	
Haus 10	Ref	242	5781	0	0		
	Opt	161	4826	1439	0.69	-2395	
Haus 12	Ref	333	8001	0	0		
	Opt	230	6781	1827	0.90	-3047	
Mittl. Änd. Opt zu Ref		-32%	-16%	24%	0.74 kW	-40%	-0.88 kW

Danksagung:

Das Projekt REACT wird im Rahmen des EU Horizon 2020 Forschungs- und Innovationsprogramms unter der Fördernummer N° 824395 gefördert.

Referenzen

- [1] „REACT 2020 – Renewable Energy for Self-Sustainable Island Communities, <https://react2020.eu/>
- [2] Pyomo: Python-basiertes open-source Softwarepaket, dass eine Vielzahl von Optimierungstechniken unterstützt: <http://www.pyomo.org/>

8.4. INDUSTRIELLE WÄRMEVERSORGUNG (STREAM G4)

8.4.1. Wege zur klimaneutralen und kosteneffizienten Wärme- und Kälteversorgung von Industriestandorten

Simon MÖHREN¹, Jörg MEYER¹, Hartmut KRAUSE²

Einleitung

Die Industrie trägt zu knapp 29 % des Endenergiebedarfs der Bundesrepublik Deutschland bei. Der Bedarf an Prozesswärme von jährlich knapp 504,14 TWh verursacht den mit Abstand größten Teil des Endenergiebedarfs der Industrie. Die Wärmebereitstellung erfolgt dabei fast ausschließlich durch die Verfeuerung fossiler Brennstoffe. Der Anteil erneuerbarer Energien beträgt hier gerade einmal 5,3 %. Entsprechend hoch ist die Emission klimaschädlicher Treibhausgase und darunter vor allem CO₂ durch industrielle Feuerungsanlagen. [1]

Die systematische Nutzung von industrieller Abwärme kann einen signifikanten Beitrag zur Reduzierung des Endenergiebedarfs sowie von CO₂-Emissionen beitragen. Das theoretische Potential zur Abwärmenutzung in Deutschland wurde im Jahr 2017 mit einem bottom-up Ansatz auf 64 bis 70 TWh/a quantifiziert [2]. Im Jahr 2018 wurde das theoretische Potenzial für Deutschland mit einem top-down Ansatz auf 77 TWh/a geschätzt [3]. Für das Bundesland Nordrheinwestfalen wurde im Rahmen der „Potenzialstudie Industrielle Abwärmenutzung“ im Jahr 2019 das technisch nutzbare Abwärmepotenzial auf 44 bis 48 TWh/a abgeschätzt [4]. Die Auswertung der Auditberichten von insgesamt 400 Unternehmen hat dabei gezeigt, dass durch Abwärmenutzung die größte Energieeinsparung erzielt werden kann und dieses Potenzial bislang weitestgehend unerschlossen ist [5].

Zur systematischen Nutzung von Abwärmepotenzialen kann die Methode der Wärmeintegration genutzt werden. Mithilfe der Pinch-Analyse [6] und mathematischer Optimierung [7] kann die benötigte Energie des Gesamtsystems minimiert werden. Durch Anpassen der Zielfunktion und Randbedingungen kann die Methodik systematisch zur Minimierung von CO₂-Emissionen und Kosten erweitert werden.

Methodik

Im Rahmen dieser Arbeit wurde das von Cerda et al. [7] entwickelte mathematische Verfahren zur Minimierung des Utilitybedarfs zur Optimierung der Gesamtkosten und der CO₂-Emissionen des Gesamtsystems für mehrperiodische Probleme erweitert. Hierfür wurde die Zielfunktion des linearen Wärmetransportproblems sowie dessen Randbedingungen für Probleme mit beliebigen Zeitschritten t angepasst. In Abbildung 1 ist die Methodik schematisch dargestellt.

Durch Integration von thermischen Energiespeichern wird ein Wärmetransport zwischen verschiedenen Zeitschritten ermöglicht. Bei der Wärme- und Kältebereitstellung werden anhand spezifischer Kosten- und

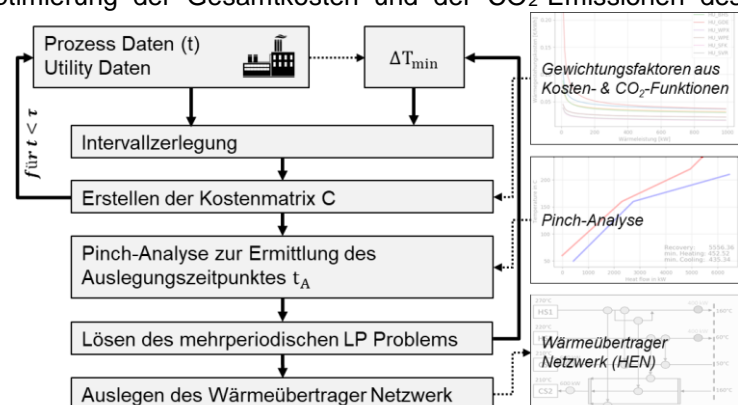


Abbildung 1: Methodik der Linearen Wärmeintegration zur Reduzierung von Kosten und CO₂-Emission für Mehrperiodische LP Probleme

¹ Hochschule Niederrhein, SWK E² - Institut für Energietechnik und Energiemanagement, Reinartzstr. 49, 47805 Krefeld, Germany, +49 2151822 6684, simon.moehren@hs-niederrhein.de, www.hs-niederrhein.de/swk-e2

² TU Bergakademie Freiberg, Institut für Wärmetechnik und Thermodynamik, Gustav-Zeuner-Straße 7, 09599 Freiberg, Germany, +49 373139 3940, Hartmut.Krause@iwtt.tu-freiberg.de, www.gwa.tu-freiberg.de

CO₂-Funktionen relevante, konventionelle und regenerative Technologien verglichen. Die Berechnung der Kostenfunktionen erfolgt nach VDI 6025 und 2067. Hierdurch kann für jeden Industriebetrieb die individuell Kosten- oder CO₂-optimale Wärme- und Kälteversorgung ermittelt werden.

Ergebnisse

Durch Kombination von Pinch-Analyse und mathematischer Optimierung von linearen Wärmetransportproblemen gemäß Abbildung 1 können der Energiebedarf, die Kosten für die Energiebereitstellung sowie die resultierenden CO₂-Emissionen, je nach Formulierung von Gewichtungsfaktoren, bei mehrperiodischen LP Problemen reduziert werden. Für stationäre Probleme kann mit für die drei verwendeten Solver CBC, CPLEX und GUROBI zuverlässig das globale Minimum bestimmt werden. Für mehrperiodische Probleme ist die Güte der berechneten Lösung abhängig von der Wahl des Auslegungszeitpunktes. In dem Implementierten Python Tool zeigen der CPLEX Solver für kleine und der CBC Solver für komplexere Probleme die beste Performance.

Durch die Wahl des Wärmeerzeugers und der Kälteanlage mit den niedrigsten Wärmegestehungskosten für die spezifische Problemstellung, sowie die kostenoptimale Auslegung des Wärmeübertragernetzwerks (HEN) können die Gesamtkosten eines Industriestandortes reduziert werden. Die Lösung des LP Problems stellt die optimale Verschaltung von Abwärmquellen und Wärmesenken mittels HEN sowie den optimalen Einsatz von thermischen Speichern sowie Wärme- und Kälteerzeugungsanlagen dar. In Abbildung 2 ist exemplarisch das HEN eines einfachen mehrperiodischen Problems mit drei Zeitschritten und jeweils zwei Wärmequellen und Wärmesenken ohne Speicher dargestellt.

Die systematische Wärmeintegration kann einen erheblichen Beitrag zur Reduzierung von CO₂-Emissionen industrieller Standorte leisten. Sie ermöglicht die Identifizierung von ökologisch und ökonomisch sinnvollen Maßnahmen zur Nutzung von Abwärme und der Einbindung regenerativer Wärmeerzeugungsanlagen.

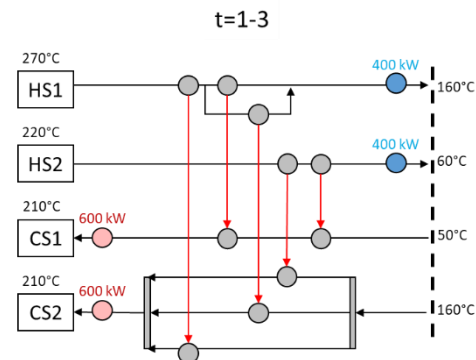


Abbildung 2: Wärmeübertrager-Netzwerk eines mehrperiodischen LP Problems mit 3 Zeitschritten für $t_A = 2$

Referenzen

- [1] BMWI, „Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung,“ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin, 2019.
- [2] S. Bruechner, R. Arbter, M. Pehnt und E. Laevemann, „Industrial waste heat potential in Germany - a bottom up analysis,“ *Energy Efficiency*, pp. 513-525, 17 August 2017.
- [3] Ali und C. Rohde, „What about heat integration? Quantifying energy saving potentials for Germany,“ in *ECEEE Industrial Summer Study, Proceedings 2018*, Berlin, 2018.
- [4] M. Reckzügel, M. Meyer, C. Waldhoff, D. Ludwig, A. Tegeler, I. Schröder, O. Keschull, P. Magnus und U. Niermann, „Potenzialstudie Industrielle Abwärme,“ Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV), Recklinghausen, 2019.
- [5] E. Dütschke, S. Hirzel, F. Idrissova, M. Mai, U. Mielicke und L. Nabitz, „Energy efficiency networks—what are the processes that make them work?,“ *Energy Efficiency*, pp. 1177-1192, Juni 2018.
- [6] Linnhoff und J. Flower, „Synthesis of heat exchanger networks: I. Systematic generation of energy optimal networks,“ *AIChE Journal*, Bd. 24(4), pp. 633-642, 1978.
- [7] J. Cerda, A. W. Westerberg, D. Mason und B. Linnhoff, „Minimum utility usage in heat exchanger network synthesis - a transportation problem,“ *Chemical Engineering Science*, Bd. 38(3), pp. 373-387, 1983.
- [8] E. Hohmann, „Optimum Network for Heat Exchange,“ University of Southern California, Los Angeles, 1971.

8.4.2. Niedertemperatur-Abwärme der Molkerei NÖM

Andreas HAMMER¹, Franz WOLF¹, Thomas KIENBERGER¹, Gerhard BARTAK², Edith HASLINGER³

Inhalt

Diese Arbeit wird im Rahmen des Projekts SANBA (**S**mart **A**nergy **Q**uater **B**aden) durchgeführt. Ziel des Projektes ist es, für eine zukünftige Nutzung des ehemaligen Kasernen-Standortes der „Martinek-Kaserne“ in Baden bei Wien ein Heiz- und Kühlsystem zu entwickeln, das auf sogenannten Anergie- bzw. Niedertemperaturnetzen (< 30 °C) beruht.

Niedertemperatur Wärme- und Kältenetze (Low Temperature Heating and Cooling - LTHC - grids) eröffnen neue Möglichkeiten im Bereich der dezentralen Energieversorgung auf Quartiersebene. Sie bieten hohe Flexibilität und ermöglichen damit die Integration von lokalen erneuerbaren Wärmequellen oder von Abwärme, sowie auch die Anbindung privater und industrieller Abnehmer. Neben der Untersuchung zur Einbindung eines Erdwärme-Sonden-Feldes ist einer der zentralen Punkte des Projekts SANBA, die Nutzung der industriellen Niedertemperatur-Abwärme aus den Prozessen der benachbarten Molkerei NÖM.

Methodik

Inhalt der gegenständlichen wissenschaftlichen Arbeit ist es, Ergebnisse aus der Erhebung von Abwärme- und Effizienzpotentialen des Molkereibetriebes der NÖM, welche in weiterer Folge zur Versorgung des Anergienetzes eingesetzt werden können, darzustellen. Dabei werden die wichtigsten Prozesse und Energieströme der Molkerei analysiert und mit modernen Simulationswerkzeugen modelliert.

Exergieanalysen dienen der Bewertung der Energiequalität, einerseits der Energieströme in den Prozessen und andererseits der Abwärmern, mit dem Ziel des Aufzeigens von nutzbaren Energiepotentialen, Einbindung dieser in innerbetriebliche Prozesse und folglich der Erhöhung der Ressourceneffizienz. Dabei werden die Exergieströme durch den Produktionsprozess verfolgt und mit speziellen Berechnungsmethoden bewertet [1][2]. Die Darstellung erfolgt mittels Grassmann-Diagrammen und grafischer Darstellung der Energie- und Exergief Flüsse [3] entlang des Produktionsprozesses. Für exergetisch variable Energieströme werden zeitaufgelöste Darstellungen verwendet.

Aus folgenden Prozessen wurden Abwärmern identifiziert und bezüglich deren Potentialen untersucht:

- Abwasser aus Dampferzeugung
- Druckluftanlagen (Hochdruck und Niederdruck)
- Kälteerzeugung für Produktion und Kühllager
- Dampferzeugung

Ein weiteres Ziel ist es, daraus zeitaufgelöste Abwärmeprofile zu erstellen, welche neben den Wärmebedarfsprofilen des zu versorgenden Quartiers notwendig sind, um die technische Dimensionierung bzw. wirtschaftliche Betrachtungen des zu errichtenden Anergienetzes durchzuführen.

Die für die Analyse erforderlichen zeitlich aufgelösten Daten stammen einerseits aus dem internen Energie Monitoring. Weitere, bisher nicht erfasst Daten werden durch zusätzliche Messungen, wie zum Beispiel Durchflussmessungen mit Ultraschall Clamp-on Geräten ermittelt.

¹ Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, +43 3842 402-5406, andreas.hammer@unileoben.ac.at, thomas.kienberger@unileoben.ac.at, evt.unileoben.ac.at

² Gerhard Bartak, NÖM AG, Vöslauer Straße 109, 2500 Baden, gerhard.bartak@noem.at, www.noem.at

³ Edith Haslinger, AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Integrated Energy Systems, Giefinggasse 4, 1210 Wien, edith.haslinger@ait.ac.at, www.ait.ac.at

Ergebnisse

Erste Ergebnisse zeigen im betrachteten Niedertemperaturbereich (Temperaturen von 20 bis 35 °C) ein durchaus beachtliches Potential bisher ungenutzter Abwärme. Dieses stammt zu überwiegender Teil aus großen stromverbrauchenden Anlagensystemen wie z.B. den Kühlaggregaten der Produktion, den Aggregaten zur Lagerkühlung sowie aus Druckluftanlagen. Ebenso ist im Abwasserstrom der Molkerei eine große Menge an Wärmeenergie im Temperaturbereich von 25 bis 35 °C vorhanden. Weiters ist bei der Dampferzeugung für Prozesswärme und Reinigung, welche über gasbetriebene Dampfkessel erfolgt, zusätzliches Potential durch Abgaskondensation vorhanden.

Erste Berechnungen zeigen, dass insgesamt ein Potential von bis zu 20 %, der in Form von Strom und Erdgas eingesetzten Endenergie als Niedertemperaturabwärme vorhanden ist und weiter verwendet werden kann. Diese vorhandene Abwärme-Energie überschreitet dabei die für das Projekt SANBA erforderliche Wärme um ein Vielfaches. Die im Vorfeld des Projektes angedachte Nutzung der Abwärme des Abwassers wurde aufgrund der Gefahr des vermehrten Biofouling (organische Belagsbildung von Rohrleitungen) bei sinkenden Abwassertemperaturen verworfen. Stattdessen soll die Abwärme aus der Kältebereitstellung für das Kühllager ausgekoppelt und als Wärmelieferant an das Anergienetzes herangezogen werden.

Danksagung

Diese Arbeit wurde im Rahmen des NEFI_Lab-Projektes durchgeführt. NEFI_Lab ist ein Teilprojekt von NEFI – New Energie for Industry, eine vom österreichischen Klima- und Energiefonds finanzierte Vorzeigeregion Österreichs.

Referenzen

- [1] W. Fratzscher, V. Brodjanskij, K. Michalek, Exergie: Theorie und Anwendung, Springer Verlag, 2013.
- [2] W.T. Bader, J.K. Kissock, Exergy analysis of industrial air compression, Proceedings from the Twenty-second National Industrial Energy Conference, Houston, TX, April 5-6, 2000
- [3] L. Kriechbaum, D. Heinrich, A. Hammer, T. Kienberger, Werkzeug zur Ermittlung der Exergieeffizienz von Fernwärmesystemen, 10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU-Wien IEWT, 2017

8.4.3. Betriebsexterne Nutzung industrieller Abwärme

Simon MOSER¹

Motivation

Die Nutzung industrieller Abwärme im Unternehmen ist eine weit verbreitete Praxis, wohingegen die externe Nutzung, also außerhalb des Unternehmens, weniger verbreitet ist und im Mittelpunkt dieser Betrachtungen steht. Ziel ist es, einen umfassenden Überblick über alle Umsetzungen der externen Nutzung industrieller Abwärme in Österreich zu geben.

Methode und Definition

Als Methode zur Erfassung bestehender Systeme wurde eine umfassende Literatur- und Internetrecherche durchgeführt. Die Forschung wurde nach Industriezweigen, Regionen und Nutzungsarten gebündelt. Nach dem vorläufigen Abschluss der Suche wurden neun österreichische ExpertInnen aus Forschungseinrichtungen, Industrie und Fernwärmeunternehmen telefonisch oder per E-Mail kontaktiert, um die Liste mit weiteren ihnen bekannten Beispielen zu ergänzen. [Anm.: Der Autor nimmt gerne weitere Hinweise entgegen.]

Als relevant (Systemgrenze) werden jene Umsetzungen erachtet, welche den klassischen Barrieren der industriellen Abwärmenutzung unterliegen. Dies sind kurze Amortisationszeiten sowie Barrieren im Bereich Information und Soziales/Recht [1]. Folgende Systemgrenzen wurden eingeführt:

- Es muss ein Industriebetrieb beteiligt sein, der die Abwärme bereitstellt.
- Die Abwärme wird einem externen Nutzer zur Verfügung gestellt.
- Die Zusammenarbeit hinsichtlich der Eigentumsstruktur verbundener Unternehmen ist nicht enthalten. Ebenso ist die Zusammenarbeit von ehemals verbundenen Unternehmen nicht enthalten.
- Abwärme aus KWK-Anlagen von Elektrizitätsunternehmen, Abwärme aus Müllverbrennungsanlagen sowie Abwärme aus Kläranlagen sind nicht enthalten.
- Industrieunternehmen, die extern bereitgestellte Wärme nutzen, die nicht aus einem anderen Industrieunternehmen stammt, sind ausgeschlossen.

Ergebnisse

Eine Zahl von 45 umgesetzten, der oben eingeführten Systemgrenze entsprechenden Projekten wurde identifiziert. Sie haben eine Leistung von 600 MW und liefern 1,75 TWh/a. Zwei Drittel der identifizierten Projekte wurden nach 2010 durchgeführt. Die relevantesten Ergebnisse: 2% des industriellen Energieverbrauchs werden extern wiederverwendet (entspricht 2,5% des nationalen Endverbrauchs für Raumwärme oder 8,3% der Fernwärmeenergie). Die Abwärme stammt in der Hälfte der Fälle aus Verbrennungsprozessen. Drei der 45 Implementierungen liefern Prozesswärme, der Rest Fernwärme.

Anmerkung

Das der Zusammenstellung zugrundeliegende Projekt wurde vom Land OÖ gefördert [2].

Referenzen

- [1] Rodin, Moser: Industrial Energy Cooperation - Analysis of Barriers. Forthcoming 2020.
- [2] Holzleitner, Lassacher, Moser, Rodin: Gebäude- und unternehmensübergreifender Energieaustausch. Endbericht, Dezember 2018.

¹ Energieinstitut an der JKU Linz, moser@energieinstitut-linz.at

8.4.4. Räumliche Energieplanung für die Wärmewende

Richard BÜCHELE¹, Ingrid SCHARDINGER², Franz MAUTHNER³,
Thomas MACH⁴

Inhalt

Die Energiewende braucht Koordination. Ob Raumordnung, Bauprojekte oder Infrastrukturentwicklung – Energie wird aktuell in der Planung (noch) nicht ausreichend und strukturiert berücksichtigt. Ziel des Projektes „Spatial Energy Planning for Heat Transition“ (SEP, <https://www.waermeplanung.at/>) ist die Entwicklung aller notwendigen Grundlagen für effektive Energieraumplanung als Instrument zur Forcierung der Wärmewende in den als Pilotregionen beteiligten Bundesländern Steiermark, Wien und Salzburg, um Energie künftig in den zentralen öffentlichen und privaten Planungsprozessen berücksichtigen zu können und gemeinsam mit den Energieversorgern die Energieinfrastruktur der Zukunft umzusetzen. Der dabei im Entstehen befindliche HEATatlas soll die automatisierte Analyse von Energieinfrastruktur, -bedarf und Erneuerbaren Energiepotenzialen und damit die effiziente Integration dieser Fragestellungen in etablierte Planungsprozesse erlauben.

Methodik

Im ersten Schritt wurden Planungs- und Verwaltungsprozesse identifiziert, welche eine direkte Relevanz für die Energiewende aufweisen. Auf den drei Ebenen (1) Strategieentwicklung, (2) Örtliche Raumplanung und (3) Projekt-/Arealentwicklung wurden in allen teilnehmenden Bundesländern konkrete Prozesse definiert, in denen künftig energiebezogene Fragestellungen berücksichtigt werden sollen. Im nächsten Schritt wurde der Informationsbedarf für diese Prozesse identifiziert und standardisierte Analyseroutinen entwickelt. Der technische Teil, welcher der Fokus dieses Papers ist, betrifft die Entwicklung harmonisierter und aufeinander abgestimmter Standardmethoden für die unterschiedlichen zur Planung notwendigen Aspekte von Wärmekarten - Dazu zählen im Wesentlichen der Wärmebedarf, Energieinfrastruktur und Potentiale von Erneuerbaren. Als Input für die Entwicklung dieser Methoden wurden international und national für diese Zwecke angewandte methodische Ansätze und Konzepte aus bestehenden Wärmekarten und Planungstools gesammelt, verglichen und deren Vor- und Nachteile diskutiert.

Für die Umsetzung wurde ein modularer Aufbau entwickelt, wo in einem ersten Modul die Verknüpfung von Adresspunkten mit Gebäudepolygonen zur eindeutigen Gebäudeidentifikation geschieht. Nach erfolgter Identifikation erfolgt in weiteren Modulen die Zuweisung der Nutzung, der Gebäudehüllqualität, der Abmessungen sowie von Systemen zur Gebäudekonditionierung jeweils unter Einbeziehung verschiedener relevanter Datengrundlagen.

Ergebnisse

Die entwickelten Berechnungsmethoden in den unterschiedlichen Modulen werden derzeit nacheinander umgesetzt und in den beteiligten Pilotregionen getestet. Für die Konferenz werden die bis dahin aktuellsten Ergebnisse präsentiert werden.

¹ TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe – Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29, 1040 Wien, buechele@eeg.tuwien.ac.at

² Research Studios Austria Forschungsgesellschaft mbH, Leopoldskronstraße 30, 5020 Salzburg, ingrid.schardinger@researchstudio.at

³ AEE - Institut für Nachhaltige Technologien, Feldgasse 19, 8200 Gleisdorf, f.mauthner@aee.at

⁴ TU Graz, Institut für Wärmetechnik, Inffeldgasse 25/B, 8010 Graz, thomas.mach@tugraz.at

8.4.5. Potentials of useful utilization of excess heat in substation's IT room

Janez RIBIČ¹, Jože PIHLER¹, Mirza SARAJLIĆ¹

Abstract

Command building in larger substations typically have a telecommunication (IT) room where servers, computers, inverters and telecommunication equipment are installed. The equipment operates continuously, which creates the heat losses that need to be removed from the IT room. Cooling is carried out with air conditioners of a certain heat power. This excess heat could be used to heat rooms in the substations where staff are located, using a heat pump or ventilation system. The article will present several possible solutions for room heating/cooling. Each of the will be evaluated using cost efficiency. The solutions for non-heating season will also be shown. All of those solutions require a high degree of reliability for cooling of the rooms.

Keywords

IT room, substation, cooling, heating pumps, ventilation systems, air conditioning unit

¹ Department of Electrical Engineering, University of Maribor, Faculty of Electrical Engineering and Computer Science, 2000 Maribor, Slovenia

8.4.6. Rechtsaspekte der Errichtung einer Hochtemperatur-Prozesswärme-Leitung über Grund Dritter

Marie HOLZLEITNER¹, Simon MOSER², Wolfgang BAUMGARTNER³,
Rudolf DIMMLER⁴

Inhalt

Eine exergieorientierte Energienutzung erhöht die Primärenergieeffizienz und stellt damit einen wesentlichen Beitrag zur Umstellung auf ein nachhaltiges Energiesystem dar [1]. Der Transport und die erneute Nutzung von Abwärme soll diesem Ansatz entsprechend bei höchstmöglichen Temperaturen erfolgen (idealerweise also in Form von Prozesswärme), um in einer weiteren Kaskade noch anderen Nachnutzungen zur Verfügung zu stehen.

Das Zementwerk Gmunden hat ein Abwärme-Potential von 10 MWth bei 400°C. Deswegen wird der Ansatz einer ganzjährigen Nutzung dieser Wärme verfolgt. Das Ziel des vorliegenden Projektes ist daher, im Zementwerk eine Wärmeauskopplung zu implementieren und die Wärme auf möglichst hohem Temperaturniveau über eine 1,5 km lange Fernwärmeleitung über den Grund Dritter zu industriellen Wärme-Abnehmern zu leiten.

Mit dieser Herangehensweise wird aufgrund der Temperaturen von mehr als 240°C rechtlich Neuland betreten. Wärmetransport bei Temperaturen von über 200°C wird in großen Industrie-Standorten vereinzelt realisiert. In Fernwärmeleitungen über öffentliches Land sind diese Prozessbedingungen aber neu. Für die Anwendung in Gmunden sollen alternativ Druckwasser oder Dampf eingesetzt werden. Hauptziel dieses Beitrags ist, die rechtlichen Möglichkeiten der Umsetzbarkeit des Leitungsbaus aufzuzeigen.

Eine spezielle Problemstellung ergibt sich durch die rechtliche Unklarheit, weil es sich um ein noch nie umgesetztes Vorhaben handelt. Die Wärmeleitung soll sich mit einer Temperatur von über 180° über 1,5 km erstrecken und verläuft dabei unter anderem über nicht betriebseigenen Grund. Daher ist zu betrachten, ob diese „Hochtemperatur-Prozesswärme-Leitung“ gleich zu behandeln ist wie eine „herkömmliche“ Fernwärmeleitung (typischerweise wird dabei heißes Wasser mit einer Vorlauftemperatur zwischen 80 °C und 130 °C geliefert [2]). Die Fernwärme-Freistellungsverordnung [3] gilt jedenfalls nur für Fernwärmeversorgungsleitungsnetze zur flächenmäßigen Verteilung von Fernwärme mit einer Betriebstemperatur von höchstens 180 °C.

Methodik

Dementsprechend wurde geprüft, ob das herkömmliche Gewerberechtsverfahren zur Anwendung kommt oder ob es eine lex specialis gibt. Hierfür wurde mittels Rechts-, Literatur- und Judikurrecherche überprüft, ob es weitere einschlägige, betroffene Gesetze und Regularien gibt. Zudem wurden entsprechende Gespräche mit Sachverständigen und Behörden geführt.

Ergebnisse

Die aktuelle Rechtslage hinsichtlich Einordnung der Leitung als Betriebsanlage wurde überprüft. Auch mögliche rechtliche Hinderungsmöglichkeiten seitens der Gemeinde bzw. Bürger und Nachbarn wurden untersucht. Privatrechtliche Absprachen mit den relevanten Grundstücks-Eigentümern (Privatpersonen,

¹ Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität, Altenberger Straße 69, 4040 Linz, +43 732 2468 5675, holzleitner@energieinstitut-linz, www.energieinstitut-linz.at

² Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität, Altenberger Straße 69, 4040 Linz, +43 732 2468 5658, moser@energieinstitut-linz, www.energieinstitut-linz.at

³ Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH, Böhmerwaldstraße 3, 4020 Linz, + 43 5 9000 3259, Wolfgang.Baumgartner@energieag.at, www.energieag.at

⁴ Kremsmüller Industrieanlagenbau KG, Kremsmüllerstraße 1, 4641 Steinhaus, +43 7242 630-1425, rudolf.dimmler@kremsmueller.com, www.kremsmueller.com

ÖBB, öffentliche Eigentümer wie Gemeinde, Land) werden als notwendig erachtet. Bei den durchgeführten Besprechungen mit BH Gmunden, Straßenmeisterei und den Sachverständigen des Landes für Verkehr und Maschinenbau wurden notwendige Sicherheitsbestimmungen für die Leitung diskutiert.

Das Rohrleitungsgesetz [4] ist gem. § 1 (1) auf Fernwärmenetze nicht anzuwenden, weil es für die gewerbsmäßige Beförderung von (heißem) Wasser in Rohrleitungen nicht gilt.

Eine Umweltverträglichkeitsprüfung gem. § Abs. 1 iVm Anhang 1, Spalte 3, Z 13 UVP-G [5] ist nur nötig, „sofern Rohrleitungen für den Transport von Öl, Erdölprodukten, Chemikalien oder Gas in schutzwürdigen Gebieten der Kategorien A oder C mit einem Innendurchmesser von mindestens 500 mm und einer Länge von mindestens 25 km, verlegt werden“. Da sowohl Durchmesser als auch Länge bei der Hochtemperatur-Prozesswärme-Leitung geringer dimensioniert sind, ist auch das UVP-G nicht anwendbar.

Eine IPPC-Anlage gem. § 71b GewO [6] 1994 würde vorliegen, wenn sie in der Anlage 3 der GewO 1994 als Betriebsanlage oder Teil einer Betriebsanlage aufgelistet ist, wobei Rohrleitungen bzw. Leitungen mit „heißem Wasser“ nicht in Anlage 3 angeführt sind. Als Betriebsanlage nach Seveso III-Richtlinie bzw. Abschnitt 8a GewO wäre die Leitung einzuordnen, wenn ein „gefährlicher Stoff“ verwendet wird. Wasser über 200 Grad mit einem Druck von 13-14 Bar ist jedoch auch nicht als gefährlicher Stoff im Sinne der Seveso III-Richtlinie [7] zu bewerten.

Demnach ist die Hochtemperatur-Prozesswärme-Leitung als gewerbliche Betriebsanlage gem. § 74 Abs. 1 Gewerbeordnung zu bewerten. Notwendige Sicherheitsauflagen werden im Zuge des Gewerberechtsverfahren von der zuständigen Behörde auferlegt.

Referenzen

- [1] S. Moser et al., „Renewables4Industry - Endberichtsteil 3/3: (Technologie)Politische Empfehlungen,“ Linz, 2018.
- [2] R. Paschotta, „RP-Energie-Lexikon,“ [Online]. Available: <https://www.energie-lexikon.info/fernwaerme.html>. [Zugriff am 26.11.2019].
- [3] „Verordnung des Bundesministers für wirtschaftliche Angelegenheiten, mit der jene Arten von Betriebsanlagen bezeichnet werden, für die jedenfalls keine Genehmigung erforderlich ist, BGBl. II Nr. 20/1999 idF BGBl. II Nr. 149/1999“.
- [4] „Bundesgesetz vom 3. Juli 1975 über die gewerbsmäßige Beförderung von Gütern in Rohrleitungen (Rohrleitungsgesetz), BGBl. Nr. 411/1975 idF BGBl. I Nr. 40/2017“.
- [5] „Bundesgesetz über die Prüfung der Umweltverträglichkeit (Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000 – UVP-G 2000), BGBl. Nr. 697/1993 idF BGBl. I Nr. 80/2018“.
- [6] „Gewerbeordnung 1994 – GewO 1994, BGBl. Nr. 194/1994 idF BGBl. I Nr. 112/2018“.
- [7] „EU Richtlinie 2012/18/EU zur Beherrschung der Gefahren bei schweren Unfällen mit gefährlichen Stoffen (Seveso III-Richtlinie)“.

8.5. WÄRMEPUMPEN (STREAM G5)

8.5.1. Experimentelle Untersuchung einer gasbefeuerten Absorptionswärmepumpe mit kältemittelgekühltem Abgaswärmeübertrager

Philipp WAGNER^{1(*)}, Rene RIEBERER²

Einleitung

Der Energieverbrauch von Haushalten innerhalb der Europäischen Union stellt mit ca. 26 % des gesamten europäischen Endenergieverbrauchs einen bedeutenden Anteil dar [1]. Dabei beträgt der zur Beheizung von Wohnräumen aufgewendete Energieanteil ca. 2/3 des gesamten Energieverbrauchs im Haushalt [2]. Um die ambitionierten Ziele der Europäischen Union - welche im Rahmen der Klima- und Energiepolitik bis 2030 verfolgt werden - zu erreichen, ist ein deutlicher Anstieg erneuerbarer Energien sowie eine Steigerung der Energieeffizienz vor allem im Bereich der Beheizung notwendig. Geht es nach den Plänen der Europäischen Union sollen bis 2030 die Treibhausgasemissionen um mindestens 40 % (im Vergleich zu 1990) gesenkt werden, der Anteil erneuerbarer Energie auf mindestens 32 %, sowie die Energieeffizienz um mindestens 32,5 % gesteigert werden [3].

Das Potential der Energieausnutzung bei modernen Gas- oder Öl-Brennwertkesseln ist (nahezu) ausgeschöpft, sodass eine neue Technologie zur Erreichung der notwendigen Treibhausgasreduktion notwendig ist. Einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Ziele können dabei gasbefeuerte Absorptionswärmepumpen (GAWPs) leisten. Im Gegensatz zu herkömmlichen Brennwertkessel, welche den Heizbedarf nur durch die Verbrennung fossiler Energieträger (z. B. Gas, Öl) bereitstellen, können GAWPs zusätzlich Wärme, die auf einem niedrigen Temperaturniveau (z. B. Luft, Erdwärme, Grundwasser) vorliegt, auf ein höheres Temperaturniveau „anheben“ und nutzen. Dabei können Effizienzen von bis zu 180 % (bezogen auf den Heizwert) erreicht werden [4]. Im Vergleich zu herkömmlichen Brennwertkesseln, welche eine Effizienz von bis zu 109 % (bezogen auf den Heizwert) erreichen können, bedeutet dies eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um bis zu 40 %, welche genau jenem von der Europäischen Union vorgegebenen Ziel entspricht. Zur Nutzung der Brennwerttechnik verwenden aktuelle GAWPs sowie moderne Brennwertkesseln den Heizungswasserrücklauf zur Kühlung des Abgases (wassergekühlter Abgaswärmeübertrager). Die mögliche Wärmerückgewinnung ist allerdings von der Temperatur des Heizungswasserrücklaufs und damit vom Gebäudestandard und vom Heizungssystem abhängig. In etwa 3/4 der Gebäude in Österreich sind 30 Jahre oder älter [5]. Entsprechend alt sind auch die in diesen Gebäuden verbauten Heizungssysteme, wodurch die Rücklauftemperatur typischerweise bei 55 °C [6] und somit über dem Taupunkt des Abgases liegt. Entsprechend kann unter solchen Betriebsbedingungen keine Kondensation des Wasserdampfes im Abgas erfolgen und latente Wärme dissipiert ungenutzt über den Kamin in die Umgebung.

Durch eine Modifikation des Kreislaufes einer GAWP ergibt sich die Möglichkeit das Abgas mit dem Kältemittel durch einen kältemittelgekühlten Abgaswärmeübertrager, welcher zwischen Verdampfer und Absorber eingebaut wird, zu kühlen. Durch die wesentlich geringere Temperatur des Kältemittels (abhängig von der Temperatur der Wärmequelle und der Konfiguration; typischerweise -5 bis 20 °C) im Vergleich zur Temperatur des Heizungswasserrücklaufs, kann dadurch unter allen Betriebsbedingungen die Kondensation des Wasserdampfes im Abgas ermöglicht und die Effizienz deutlich gesteigert werden. Im Rahmen des 15. Symposiums der Energieinnovation konnte von Wagner und Rieberer [7] in einer Simulationsstudie gezeigt werden, dass durch den Einsatz eines kältemittelgekühlten Abgaswärmeübertragers eine Steigerung der Energieeffizienz von GAWPs um bis zu 11 % möglich ist.

¹ Technische Universität Graz – Institut für Wärmetechnik, Inffeldgasse 25B, +43 316 873 7303, +43316 873 7305, philipp.wagner@tugraz.at, <http://iwt.tugraz.at>

² Technische Universität Graz – Institut für Wärmetechnik, Inffeldgasse 25B, +43 316 873 7302, +43316 873 7305, rene.riieberer@tugraz.at, <http://iwt.tugraz.at>

Messung und Ergebnisse

Die oben erwähnten Simulationsergebnisse konnten nun durch die Vermessung eines GAWP-Prototyps welcher sowohl mit einem wassergekühlten als auch einem kältemittelgekühlten Abgaswärmeübertrager ausgestattet wurde, überprüft werden. Abbildung 5 zeigt die Abgasaustrittstemperatur bei Verwendung eines wassergekühlten (FlueHX1) und eines kältemittelgekühlten (FlueHX2) Abgaswärmeübertragers bei unterschiedlichen Wärmequellentemperaturen und Kreislaufkonfigurationen. Mit Hilfe des FlueHX2 konnte die Abgasaustrittstemperatur um bis zu 47 K im Vergleich zu FlueHX1 verringert werden. Dementsprechend höher ist auch der Rückgewinn latenter Wärme aus dem Abgas ausgefallen. Dies hat sich entsprechend positiv auf die Effizienz der GAWP ausgewirkt. In Abbildung 6 sind die erreichten Effizienzen der GAWP mit FlueHX1 und mit FlueHX2 bei unterschiedlichen Wärmequellentemperaturen und Kreislaufkonfigurationen dargestellt. Bei einer höheren Wärmequellentemperatur (SRC 10/7) konnte aufgrund eines noch „verborgenen“ Optimierungspotentials keine Effizienzsteigerung verzeichnet werden. Allerdings konnte bei niedriger Wärmequellentemperatur (SRC -5/-8) eine deutliche Effizienzsteigerung von bis zu 8 % in der messtechnischen Untersuchung erreicht werden. Unter Berücksichtigung des noch vorhandenen Optimierungspotentials des FlueHX2 kann die Effizienz um bis zu 11 % gesteigert werden, wodurch die Ergebnisse der vorangegangenen Simulationsstudie erfolgreich bestätigt werden konnten.

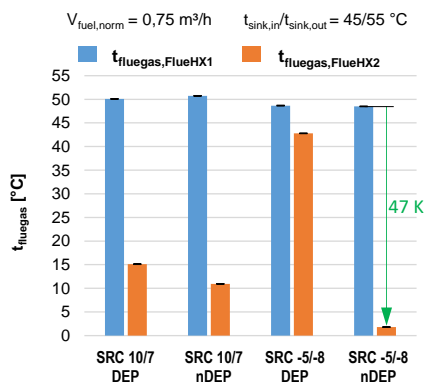


Abbildung 5: Abgastemperatur $t_{fluegas}$ in Abhängigkeit der Wärmequelleneintrittstemperatur (SRC) und unterschiedlichen Kreislaufkonfigurationen

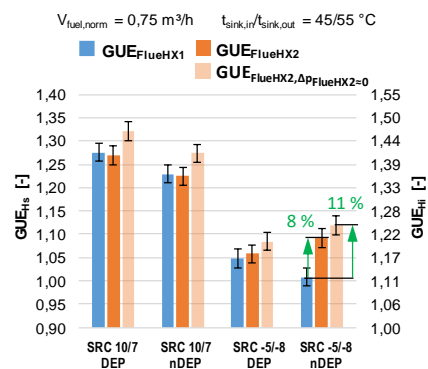


Abbildung 6: Erzielte Effizienz (GUE) in Abhängigkeit der Wärmequelleneintrittstemperatur (SRC) und unterschiedlichen Kreislaufkonfigurationen

Danksagung

Diese Arbeit entstand im Rahmen des Projekts „FluePump – Effizienzsteigerung durch kältemittelgekühlten Rauchgaskondensator für gasbefeuerte Absorptionswärmepumpen“. Dieses Projekt (FFG Projekt Nr. 853579) wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds im Rahmen des Energieforschungsprogramms durchgeführt. Ein besonderer Dank gilt dem Projektpartner E-SORP GmbH durch deren Unterstützung diese Arbeit ermöglicht wurde.

Referenzen

- [1] European Commission, 2014. EU Energy Markets in 2014. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_energy_market_en.pdf (2018/10/10).
- [2] European Environment Agency, 2012. Energy efficiency and energy consumption in the household sector. Environment Agency of the European Union, Denmark. URL: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/energy-efficiency-and-energy-consumption-5/assessment> (2018/01/10).
- [3] European Commission, 2019. 2030 climate & energy framework. European Commission, Brussels. URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en (2019/10/10).
- [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, Dresden.
- [5] Statistik Austria, 2019. Tabellenband Wohnen 2018, Wien. URL: http://www.statistik.at/wcm/idc/idcplg?IdcService=GET_PDF_FILE&RevisionSelectionMethod=LatestReleased&dDocName=120940 (2019/05/10).
- [6] Recknagel, H., Sprenger, E., Schramek, R.E. (Eds.), 2008. Taschenbuch für Heizung+Klimatechnik, 73rd edition. Oldenbourg Industrieverlag GmbH, Oldenburg.
- [7] Wagner, P., Rieberer, R., 2018. Effizienzsteigerung von gasbetriebenen Absorptionswärmepumpen durch kältemittelgekühlten Abgaswärmeübertrager. Proc. 15. Symposium der Energieinnovation, Graz.

8.5.2. Agentenbasierte Modellierung und Simulation von Demand Response mit Wärmepumpen

Evelyn SPERBER¹

Inhalt

Viele Energieszenarien sehen eine verstärkte Durchdringung von Wärmepumpen als essentiell für die Dekarbonisierung des Gebäudesektors an [1]. Gleichzeitig werden Wärmepumpen, durch geeignete Nutzung thermischer Speicher, als Option für Demand Response (DR) zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage im Energiesystem der Zukunft diskutiert [2].

Eine Reihe energiesystemanalytischer Studien befasst sich mit den grundsätzlichen Systemauswirkungen von Wärmepumpen unter Berücksichtigung des Lastverschiebepotentials. Die Aus- und Wechselwirkungen zwischen (neuen) Marktteilnehmern, regulatorischen Rahmenbedingungen sowie Preisanreizmechanismen, die zur Erschließung des DR-Potentials von Wärmepumpen ggf. benötigt werden, finden in den meisten verfügbaren Studien jedoch kaum Berücksichtigung. Damit bestehen noch große Unsicherheiten bezüglich der Marktauswirkungen durch den Einsatz von DR mit Wärmepumpen.

Dieser Beitrag trägt zur Schließung bestehender Forschungslücken im Bereich der aktorsbasierten Bewertung von DR mit Wärmepumpen bei. Folgende Fragen sollen beantwortet werden:

- Welche Effekte hat der Betrieb von Wärmepumpen zur Raumwärmebereitstellung in preisbasierten DR-Programmen auf die Strommärkte?
- Welchen Einfluss haben Gebäudesanierungsmaßnahmen und das Nutzerverhalten bezüglich des thermischen Komforts dabei?
- Wie profitieren unterschiedliche Energiemarktakteure im Kontext von DR mit Wärmepumpen?

Methodik

Zur Beantwortung der Forschungsfragen wird das agentenbasierte Simulationsmodell des deutschen Elektrizitätssektors AMIRIS [3] weiterentwickelt und angewandt. In AMIRIS werden die wesentlichen Akteure des Energiemarktes (Kraftwerksbetreiber, Händler, Speicher etc.) als Agenten modelliert. Diese treffen auf Basis der von ihnen erworbenen Informationen selbstständig Entscheidungen, um eigene Interessen (z. B. Profit) zu verfolgen. Im Gegensatz zu Gleichgewichts- und Optimierungsmodellen existiert keine zentral vorgegebene Zielfunktion. Stattdessen resultiert das Systemverhalten emergent aus den Aktionen und Interaktionen der einzelnen Agenten.

Die durch Wärmepumpen induzierte Nachfrage nach Strom wird in AMIRIS modellendogen auf Basis von Wetterdaten und Gebäudeparametern berechnet. Hierzu werden recheneffiziente bottom-up Modelle des thermischen Gebäudeverhaltens von Typgebäuden implementiert [4]. Passive Wärmespeicherung in der thermischen Gebäudemasse, welche DR ermöglicht, wird dabei implizit berücksichtigt.

Als Bindeglied zwischen dezentralen Wärmepumpenbetreibern und den Großhandelsmärkten fungieren in AMIRIS Aggregatoren. Diese bieten ihren Kunden zeitvariable Stromtarife an, unter denen die Betreiber von Wärmepumpen kostenoptimiert agieren können.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Bisherige Simulationen und Analysen eines durch zeitvariable Stromtarife angereizten flexiblen Betriebs von Wärmepumpen zeigen positive Effekte für den Strommarkt, im Gegensatz zu einer starr-wärmegeführten Wärmepumpenfahrweise. Dies betrifft insbesondere die Abmilderung von Residuallastspitzen und eine verbesserte Marktintegration erneuerbarer Energien. Die Effekte sind

¹ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik, Energiesystemanalyse, Pfaffenwaldring 38-40, DE-70569 Stuttgart, Telefon: +49 711 6862-8145, Telefax: +49 711 6862-8100, E-Mail: evelyn.sperber@dlr.de, Web: www.dlr.de/tt/system

umso stärker, je moderner die Gebäude (Dämmung, Fußbodenheizung) und je höher zugelassene Schwankungen der Innenraumtemperatur sind.

Der Betrieb von Wärmepumpen wird im Modell vorrangig in Phasen niedriger Großhandelsstrompreise verlagert. Dadurch ergibt sich für die Wärmepumpenbetreiber auf der einen Seite eine Kostenersparnis. Auf der anderen Seite entgehen Stromproduzenten Gewinne, da die Nachfrage in hochpreisigen Phasen verkleinert wird.

Der entwickelte integrierte Modellierungsansatz ermöglicht es, Wechselwirkungen zwischen Strom- und Wärmemarkt im Kontext von DR mit Wärmepumpen adäquat zu berücksichtigen und Chancen und Risiken unterschiedlicher Marktteilnehmer zu studieren. Zudem erlaubt die hohe Ausführungsgeschwindigkeit (weniger als 1 Minute pro Modelljahr auf einem i7-Notebook) die Berücksichtigung zahlreicher Parametervariationen und Sensitivitäten.

Referenzen

- [1] O. Ruhnau, S. Bannik, S. Otten, A. Praktiknjo, and M. Robinius, "Direct or indirect electrification? A review of heat generation and road transport decarbonisation scenarios for Germany 2050," *Energy*, vol. 166, pp. 989–999, 2019.
- [2] Bloess, W.-P. Schill, and A. Zerrahn, "Power-to-heat for renewable energy integration: A review of technologies, modeling approaches, and flexibility potentials," *Applied Energy*, vol. 212, pp. 1611–1626, 2018.
- [3] M. Deissenroth, M. Klein, K. Nienhaus, and M. Reeg, "Assessing the Plurality of Actors and Policy Interactions: Agent-Based Modelling of Renewable Energy Market Integration," *Complexity*, vol. 2017, 2017.
- [4] E. Sperber, U. Frey, and V. Bertsch, "Buildings as thermal storage: Reduced-order models for system-wide assessment of Demand Response with heat pumps," *submitted manuscript*, 2019.

8.5.3. Marktpotential für Hochtemperatur-Wärmepumpen in Europa

Martin KOLLER¹, Annemarie SCHNEEBERGER², Veronika WILK³

Motivation

Mit 27% des Endenergieverbrauchs ist die Industrie nach dem Verkehrssektor der zweitgrößte Energieverbraucher in Österreich. Dieser Sektor soll langfristig mit erneuerbarer Energie versorgt werden, um die internationalen Klimaschutzziele zu erreichen [1]. Wärmepumpen für industrielle Anwendungen werden als ein zentrales Element in der zukünftigen Energieinfrastruktur gesehen und können einen wichtigen Beitrag zur Effizienzsteigerung industrieller Prozesse und zur Vermeidung von CO₂-Emissionen leisten [2] [3]. Eine kürzlich veröffentlichte Studie zur Frage, wie die österreichische Industrie vollständig mit erneuerbarer Energie versorgt werden kann, unterstreicht die Bedeutung von Hochtemperatur-Wärmepumpen als Basistechnologie zur Rückgewinnung von Abwärme und zur Erhöhung der Energieeffizienz [4]. Im H2020 Projekt DryFiciency werden Hochtemperatur-Wärmepumpen, die Vorlauftemperaturen von bis zu 160°C liefern, entwickelt und erstmals in industrieller Umgebung demonstriert. Nach der erfolgreichen Demonstration soll diese Technologie zur Marktreife geführt werden. Für Stakeholder, wie Komponentenhersteller und Anlagenbauer, ist daher eine Bewertung des möglichen Umsatzes dieser Technologie von großer Bedeutung. Zu diesem Zweck wurde das Marktpotenzial in Europa für industrielle Hochtemperatur-Wärmepumpen untersucht.

Methodik

Um das Marktpotenzial abzuschätzen, wurde eine umfassende Literaturrecherche durchgeführt. Die so gewonnenen Daten wurden auf Plausibilität geprüft und weiterverarbeitet, indem beispielsweise länderspezifische Energiepreise berücksichtigt und eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt wurde. Dadurch ergibt sich der Wärmebedarf, welcher durch Hochtemperatur-Wärmepumpen gedeckt werden kann. Dieser wird verwendet um den möglichen Absatz an Wärmepumpen-Anlagen in Europa abzuschätzen.

Ergebnisse

Es gibt bereits einige Arbeiten, die den Prozesswärmebedarf in der energieintensiven Industrie untersucht haben. Hierbei wird der Wärmebedarf nach verschiedenen Industriesektoren, Ländern und auch Temperaturbereiche unterschieden. Die Hochtemperatur-Wärmepumpen, für das Marktpotential bestimmt werden soll, erreichen Senktemperaturen von bis zu 160°C. Es wird von Wärmequellentemperaturen von 80°C ausgegangen. Für eine vollständige Betrachtung wird daher auch das Abwärmepotenzial im entsprechenden Temperaturbereich benötigt. Daten zum Abwärmepotenzial sind jedoch in weit weniger detaillierter Form vorhanden. Ausgehend von einer Arbeit, in welcher das Potenzial für Hochtemperatur-Wärmepumpen in Europa durch einen Abgleich von Wärmebedarf und anfallender Abwärme untersucht wurde [5], wurden weitere Betrachtungen durchgeführt, um auf die Wärmebereitstellung und Schätzungen für den möglichen Absatz an Wärmepumpen-Anlagen in Europa zu schließen. Im betrachteten Zukunftsszenario sind Hochtemperatur-Wärmepumpen in der Industrie mit den getroffenen Annahmen (steigende Energie- und CO₂-Preise) in fast allen EU Ländern gegenüber einer fossilen Referenztechnologie zur Wärmebereitstellung (Gaskessel) konkurrenzfähig. Somit könnten rund 10 % des Wärmebedarfs im Bereich 100 – 200°C der europäischen Industrie durch Hochtemperatur-Wärmepumpen versorgt werden.

¹ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Wien, +43 50550-6408, martin.koller@ait.ac.at, www.ait.ac.at

² AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Wien, +43 50550 6349, annemarie.schneeberger@ait.ac.at, www.ait.ac.at

³ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Wien, +43 50550-6494, veronika.wilk@ait.ac.at, www.ait.ac.at

Referenzen

- [1] Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft. Energie in Österreich, Wien 2017
<https://www.bmnt.gv.at/dam/jcr:1d04feb7-58c2-4055-8bca-6d168ea95d11/BWFW-Energie%20in%20%C3%96sterreich%20Barrierefrei%20final.pdf>
- [2] Communication from the EU Commission, Towards an Integrated Strategic Energy Technology (SET) Plan: Accelerating the European Energy System Transformation, 2015.
- [3] Hartl, M., Biermayr, P., Schneeberger, A., Schöfmann, P., Österreichische Technologie-Roadmap für Wärmepumpen, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, bmvit, 8/2016.
- [4] R. Geyer, S. Knöttner, C. Diendorfer, G. Drexler-Schmid, IndustRIES – Energieinfrastruktur für 100% Erneuerbare Energie in der Industrie, Studie erstellt im Auftrag des Klima- und Energiefonds, Wien, September 2019.
- [5] Kosmadakis, G., Estimating the potential of industrial (high-temperature) heat pumps for exploiting waste heat in EU industries, Applied Thermal Engineering, 2019

8.5.4. Thermodynamische Analyse von Hochtemperatur-Wärmepumpen mit HFO und HCFO Kältemitteln

Kevin DIEWALD^{1(*)}, Cordin ARPAGAU², Babette HEBENSTREIT³

Inhalt

Hochtemperatur-Wärmepumpen (HTWP) werden vor allem mit industriellen Anwendungen zur Prozesswärmeerzeugung in Verbindung gebracht. Dort können sie Abwärme nutzen, die auf einem für industrielle Prozesse nicht mehr nutzbaren Temperaturniveau ist, um Prozesswärme zu erzeugen. Die heutige Prozesswärmebereitstellung in industriellen Prozessen erfolgt größtenteils fossil, wobei sich durch einen Umstieg auf HTWP die Energie- und Ressourceneffizienz steigern und die CO₂-Emissionen reduzieren ließe [1]. Nellissen und Wolf [2] untersuchten in einer europaweiten Studie das Potenzial von Wärmepumpen für den industriellen Einsatz. Dabei kamen sie zu dem Ergebnis, dass Wärmepumpen bis zu einer Senktemperatur von 150 °C ein jährliches Potenzial von 626 PJ aufweisen [2]. Durch die F-Gase Verordnung müssen Kältemittel, die zukünftig in HTWP für den gewerblichen Einsatz vorgesehen werden einen GWP < 150 aufweisen [3]. Diese gesetzliche Anforderung schränkt die Auswahl deutlich ein, da heutzutage hauptsächlich teilfluorierte Kohlenwasserstoffe (HFKW) wie R245fa (GWP = 858) eingesetzt werden. Aus diesem Grund sind in den letzten Jahren vermehrt neue Kältemittel für HTWP entwickelt worden, dabei handelt es sich vor allem um Hydrofluorolefine (HFO) und Hydrochlorfluorolefine (HCFO). Diese Kältemittel weisen ein sehr geringes Treibhauspotenzial (GWP < 10) und hervorragende thermophysikalische Eigenschaften für die Anwendung in HTWP auf [4]. Das Ziel dieser Studie ist die theoretische Analyse der Effizienz geeigneter HFO- und HCFO-Kältemittel und die Betrachtung geeigneter Kältekreisläufe für HTWP-Anwendungen.

Methodik

Für die Anwendung in HTWP werden die HFO Kältemittel R1336mzz(Z), R1234ze(Z) und R514A, sowie die HCFO Kältemittel R1233zd(E) und R1224yd(Z) untersucht. Diese Kältemittel weisen kritische Temperaturen über 150 °C und kritische Drücke bis 35 bar auf, dies ermöglicht eine unterkritische Anwendung bis zu Senktemperaturen von mindestens 150 °C bei technisch sinnvollen Drücken. Die GWPs der Kältemittel liegen ≤ 2 . Die Kältemittel sind in der Sicherheitskassen A1 bzw. A2L eingeteilt, wodurch sie teilweise geringeren Restriktionen unterliegen als R245fa (B1). Eine weitere Eigenschaft der HFO und HCFO ist die oftmals positive Steigung der Satttdampflinie ($dT/dS \geq 0$). Dadurch ist eine erhöhte Überhitzung des Sauggases erforderlich, um eine trockene Verdichtung zu gewährleisten [4]. Der Einsatz eines internen Wärmeübertragers (IHX) im Kältekreislauf zur Sauggasüberhitzung ist eine praktische Lösung.

Abbildung 1 zeigt die drei betrachteten Kältekreislaufkonfigurationen. Die Kältekreislaufkonfiguration mit einem IHX ist für Senktemperaturen bis 130 °C vielversprechend, da diese aufgrund der Komponentenanzahl am günstigsten und ein Temperaturhub (zwischen Quelle und Senke) von 40 K möglich ist [4]. Für höhere Temperaturhübe und auch Temperaturspreizungen sind aufwendigere Kreislaufkonfigurationen erforderlich. Der nach Helming et al. [5] betrachtete „zweikreisig parallele“-Kreislauf verwendet zwei parallel angeordnete IHX-Kreisläufe (2KP). Der „two-stage extraction“-Kreislauf (2SE) nach Fukuda et al. [6] besitzt zwei in Reihe geschaltete Verdichter um das Verdichtungsverhältnis aufzuteilen. Diese beiden Kreislaufkonfigurationen versprechen höhere Senktemperaturen und sind aufgrund ihrer Komponentenanzahl und Komplexität vertretbar.

Die Kältekreislaufkonfigurationen wurden im Software-Programm Engineering Equation Solver (EES, Version 10.268) entwickelt und simuliert. Im 2KP Kreislauf wurden alle Kältemittelkombinationen untersucht und die effizientesten Kombinationen ausgewählt.

¹ FH Vorarlberg, Hochschulstraße 1, 6850 Dornbirn, +43 677 61725192, kevin.diewald@outlook.de, www.fhv.at

² NTB Buchs, Werdenbergstrasse 4, 9471 Buchs (Schweiz), +41 81 755 34 94, cordin.arpagaus@ntb.ch, www.ntb.ch

³ FH Vorarlberg, Hochschulstraße 1, 6850 Dornbirn, +43 5572 792 5702, babette.hebenstreit@fhv.at, www.fhv.at

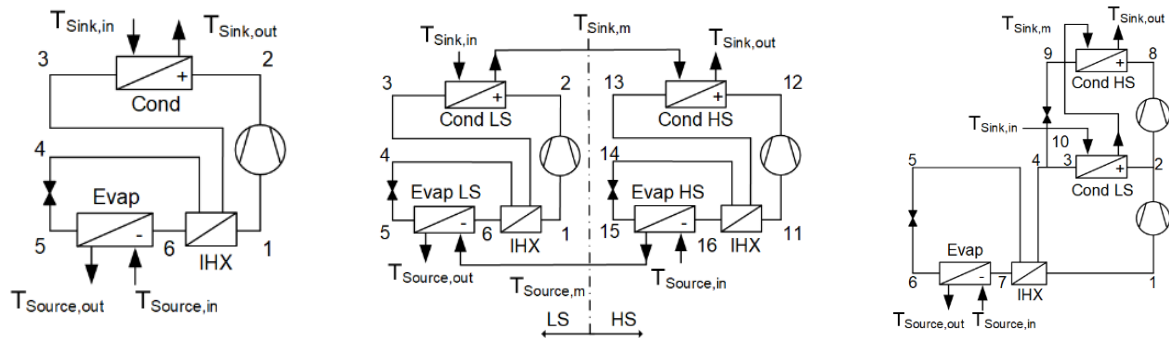


Abbildung 1: Betrachtete Kältekreislaufkonfigurationen. Links: IHX-Kreislauf, Mitte: Kreislauf mit zwei parallel angeordneten IHX-Kreisläufen (2KP), Rechts: „two-stage extraction“-Kreislauf (2SE), LS: low-stage, HS: high-stage.

Ergebnisse

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass R1336mzz(Z) im Senktemperaturbereich von 130 °C bis 160 °C im IHX und 2SE Kreislauf die höchsten Leistungszahl aller betrachteten Kältemittel besitzt. Im 2KP Kreislauf sind die COPs der Kältemittelkombination HS:R1336mzz(Z)/LS:R514A (HS: high-stage, LS: low-stage) am höchsten. Jedoch muss ein Kompromiss aus COP und VHC (volumetrische Heizleistung) gefunden werden, da R1336mzz(Z) die geringste VHC der betrachteten Kältemittel aufweist. Im IHX Kreislauf bis 130 °C kann R1224yd(Z) aufgrund der identischen COP und vergleichbaren VHC als Ersatz für R245fa betrachtet werden. R1233zd(E) besitzt ein weites Einsatzgebiet, da es vergleichbare COPs hat, Senktemperaturen von 160 °C erreichen kann, und eine höhere VHC als R1336mzz(Z) und R514A besitzt. R514A eignet sich hingegen auch für Senktemperaturen > 160 °C. Für hohe Temperaturhübe und -spreizungen eignet sich der 2SE Kreislauf, da er das Verdichtungsverhältnis gleichermaßen auf zwei Verdichter verteilt. Der 2KP Kreislauf besitzt ein breites Einsatzgebiet mit den höchsten COP Werten, ist jedoch aufgrund der höheren Verdichtungsverhältnisse bei hohen Senktemperaturen limitiert. In weiteren Untersuchungen gilt es die Ergebnisse (u.a. COP und VHC) in eine Kostenfunktion zu transformieren, um die Kältemittel und Kreisläufe hinsichtlich ihrer Investitions- und Betriebskosten beurteilen zu können.

Danksagung

Diese Arbeit entstand im Zuge der Masterarbeit von Kevin Diewald unter Kooperation des NTB Buchs in Person von Cordin Arpagaus und der FH Vorarlberg in Person von Babette Hebenstreit. Aus diesem Grund gilt der Dank den beiden BetreuerInnen und den weiteren Personen, die diese Arbeit ermöglicht haben.

Referenzen

- [1] C. Arpagaus, Hochtemperatur-Wärmepumpen: Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale, VDE Verlag GmbH, Berlin Offenbach, 2019.
- [2] I.M.P. Nellissen, M.S. Wolf, Heat pumps in non-domestic applications in Europe: Potential for an energy revolution, (2015).
- [3] Verordnung (EU) Nr. 517/2014 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. April 2014 über fluorierte Treibhausgase und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 842/2006, 2014.
- [4] C. Arpagaus, M. Prinzing, R. Kuster, M. Uhlmann, J. Schiffmann, High temperature heat pumps – Theoretical study on low GWP HFO and HCFO refrigerants, in: IIR Int. Congr. Refrig., Montreal, 2019: p. 8. <https://doi.org/10.18462/iir.icr.2019.259>.
- [5] F. Helminger, D.M. Lauermann, A. Baumhake, D.G. Drexler, Konfigurations- und Leistungsvergleich von Hochtemperaturwärmepumpen zur Biogas-Aufbereitung, in: DKV-Tag. Aachen, DKV, Aachen, 2018: p. 12.
- [6] S. Fukuda, C. Kondou, N. Takata, S. Koyama, Thermodynamic Analysis on High Temperature Heat Pump cycles using Low-GWP refrigerants for Heat recovery, in: IEA Heat Pump Conf., IEA, Rotterdam, 2017: p. 7.

8.5.5. Simulation von Wärmepumpensystemen auf der Grundlage von Korrelationsfunktionen für die Leistungsdaten der Wärmepumpe

Thomas KEMMLER¹, Bernd THOMAS²

Abstract

Bis zum Jahr 2050 soll in Baden-Württemberg mit dem Ziel „50-80-90“ der Energiebedarf um 50% reduziert werden, die erneuerbaren Energien sollen zu 80% an der Energieversorgung beteiligt sein und die Emissionen von Treibhausgasen um 90% sinken [1]. Entsprechende Ziele sind für andere Regionen und Länder in ähnlicher Weise festgelegt.

Damit diese Ziele erreicht werden, muss bei der Gebäudewärmeversorgung ein konsequenter Umbau stattfinden. Hier spielt die Sektorenkopplung mit Hilfe von Wärmepumpen (WP) eine entscheidende Rolle. Zur Abschätzung des Potenzials sowie des Aufwandes für einen großflächigen Einsatz von Wärmepumpen ist es unmöglich eine spezifische und angepasste Dimensionierung der Wärmepumpensysteme für jedes einzelne Gebäude durchzuführen. Stattdessen müssen auf Seiten der Bebauung Referenzgebäude definiert und auf Seiten der Wärmepumpensysteme mittlere Leistungsdaten der am Markt befindlichen Modelle verwendet werden. Während die Festlegung von Referenzgebäuden verschiedentlich in der Literatur zu finden ist [2], widmet sich der erste Teil der Veröffentlichung der Vorstellung von Korrelationsfunktionen für die thermische und elektrische Leistung sowie die Leistungszahl (COP) von Wärmepumpen, die auf Basis von Herstellerdaten in Abhängigkeit der Quellen- und Vorlauftemperatur ermittelt wurden.

Konkret wurden als Ausgangsbasis für die Korrelationsfunktionen Datenblätter verschiedener Sole- und Luft-Wasser-Wärmepumpen (SWP, LWP) zusammengestellt und ausgewertet. Die Grundlage hierfür war die Liste „Wärmepumpen mit Prüfnachweis eines unabhängigen Prüfinstituts“ des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) [3]. Nach der Zusammenstellung der Datenblätter sind die WP gemäß [4] in verschiedene Leistungsklassen bezogen auf die thermische Leistung eingeteilt worden. Heizleistungen zwischen 5 und 18 kW sind für den Einsatz in Einfamilienhäusern (EFH), von 18 bis 35 kW in Mehrfamilienhäusern (MFH) gedacht, 35 bis 80 kW repräsentieren Anlagen im gewerblichen Bereich und Wärmepumpen größer 80 kW sind Sonderlösungen. Wichtig für die Zusammenstellung der Datenblätter war, dass diese Leistungskurven der jeweiligen WP enthalten, da die Korrelationsfunktionen einen möglichst großen Quelltemperaturbereich (Luft- und Soletemperatur) und nicht nur einzelne Betriebspunkte abbilden sollen. Insgesamt wurden auf diese Weise 25 Datenblätter von LWP und 40 Datenblätter für SWP untersucht, wobei die meisten Datenblätter mit Leistungskurven in der Leistungsklasse von 5 bis 18 kW_{th} verfügbar waren. Nach der Übertragung der Datenblätter in Excel wurden diese mit Hilfe eines Tools in Matlab für multiple lineare Regression ausgewertet und die Korrelationsgleichungen für einen Quelltemperaturbereich von -5 bis 25 °C für die thermische und elektrische Leistung sowie den COP entwickelt. Der Temperaturbereich auf der Nutzwärmeseite liegt zwischen 35 und 65°C für die Vorlauftemperatur. Um die jeweilige Leistung der WP jeweils einbeziehen zu können, sind die Korrelationsfunktionen normiert, sodass mit der Multiplikation der Nennleistung für bspw. die SWP am Betriebspunkt B0/W35 (0°C Soletemperatur, 35°C Vorlauftemperatur) die Abhängigkeit der tatsächlichen Leistung einbezogen werden kann.

Während die Kennlinien von SWP weitestgehend linear in Abhängigkeit der Quelltemperatur sind, muss bei LWP eine abschnittsweise Betrachtung erfolgen, um die Charakteristiken im Bereich der Abtauung richtig erfassen zu können. In der Veröffentlichung werden die auf diese Weise ermittelten Korrelationsgleichungen explizit angegeben sowie mit den ursprünglichen Herstellerdaten verglichen. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Korrelationsfunktionen die Datenblattwerte gut abbilden.

¹ Hochschule Reutlingen, Alteburgstraße 150 D-72762 Reutlingen, 07121-271-1469, 07121-271-1404, thomas.kemmler@reutlingen-university.de, <https://www.reutlingen-university.de/>

² Hochschule Reutlingen, Alteburgstraße 150 D-72762 Reutlingen, 07121-271-7041, 07121-271-1404, bernd.thomas@reutlingen-university.de, <https://www.reutlingen-university.de/>

Die mittlere Abweichung aller korrelierten Werte zu den jeweiligen Datenblattwerten liegt bei den SWP bei 4,5% und bei den LWP bei 4,4%.

Im zweiten Abschnitt der Veröffentlichung werden die Korrelationen genutzt, um mit Hilfe eines in Excel programmierten Simulationstools für einzelne Referenzgebäude das Potenzial einer WP zu untersuchen. Der Einfluss der Vorlauf- und Quellentemperaturen ist dabei ein entscheidender Faktor für das Erreichen einer hohen Jahresarbeitszahl (JAZ) und dieser kann mit den Korrelationsfunktionen berechnet werden. In stündlicher Auflösung prüft das Simulationstool, welche Leistungen (thermisch und elektrisch) die Wärmepumpe in Verbindung mit Pufferspeichern für Heizungs- und Brauchwarmwasser in Abhängigkeit der Vorlauf- und Quellentemperatur erreicht und wie der Wärmebedarf bedient werden kann. Daraus wird letztendlich die erreichte Jahresarbeitszahl (JAZ) für das Referenzgebäude bestimmt. Die Ergebnisse werden am Ende der Veröffentlichung vorgestellt, und es hat sich gezeigt, dass die errechneten JAZ je nach Gebäudeheizlast und Gebäudealter bei den SWP zwischen 4,2 und 5,1 und bei den LWP zwischen 3,4 und 4,2 schwanken.

Referenzen

- [1] Stuttgarter Zeitung, „Kampagne zur Energiewende: 50-80-90 ist das Maß fürs Land“, 10. Mai 2013. [Online]. Verfügbar: <https://www.stuttgarter-zeitung.de/inhalt.kampagne-zur-energiewende-50-80-90-ist-das-mass-fuers-land.9e8f01ed-58e7-4773-8533-20de8e106af8.html>. [Zugriff am 5. November 2019].
- [2] M. Blesl, S. Kempe, M. Ohl, U. Fahl, A. König, T. Jenssen und L. Eltrop, „Wärmeatlas Baden-Württemberg - Erstellung eines Leitfadens und Umsetzung für Modellregionen“, 2008.
- [3] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, „Liste der Wärmepumpen mit Prüfnachweis“, 24. Oktober 2019. [Online]. Verfügbar: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/ee_waermepumpen_anlagenliste.html. [Zugriff am 29. Oktober 2019].
- [4] M. Platt, S. Exner und R. Bracke, „Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes - Bestandsaufnahme und Trends“, Bochum, 2010.

8.6. SMART CITIES (STREAM G6)

8.6.1. Smart Cities brauchen Smarte Räume – Szenarien für die Zukunft eines energie- und ressourcenwirksamen Quartiers durch smarte Stadtgestaltung am Beispiel von Smart City Waagner Biro

Radostina RADULOVA-STAHMER^{1,2}

Kurzfassung

Weltweit werden in Städten unter anderem Informations- und Kommunikationstechnologien eingesetzt, um den aktuellen urbanen Herausforderungen wie globale Erwärmung, Umweltverschmutzung und Ressourcenknappheit zu begegnen. Der Bedarf nach neuen, modernen, energieeffizienten Stadtquartieren steigt. Sie sollen vieles können: ressourcenschonend, sozialverträglich, kostengünstig, belastbar sein, energetisch nachhaltig und allgemein die Lebensqualität der BürgerInnen erhöhen.

Das angestrebte Ziel die Energieeffizienz bis 2030 auf 30 Prozent zu erhöhen und jährlich um 1,5 Prozent effizienter zu werden

Im Jahr 2018 wurden in Österreich rund 13,3 Petajoule durch den Industriezweig Bau verbraucht. [1] Dieser Verbrauch findet, aufgrund steigender Temperaturen und energetischer Gegenmaßnahmen, nicht nur in Gebäuden statt, sondern vor allem auch im Quartier. Das Konzept der Smart City wird eine wichtige Rolle bei der Umstellung auf erneuerbare Energien spielen. Nicht nur die wirtschaftlichen, energetischen Regeln müssen erneuert werden, sondern auch die räumliche Gestaltung in den Quartieren. So soll nicht nur die Gebäudeleitlinie verschärft werden, sondern es soll eine neue Öko-Design-Richtlinie erlassen werden.

Forschungslücke

Globale Pilotprojekte wie Songdo, oder Masdar City zeigen, dass die einseitige Ausrichtung auf technologische Lösungen zwar die Effizienz im Quartier erhöhen können, jedoch nicht die räumlichen Qualitäten und damit die Lebensqualität der BürgerInnen steigert. In diesem Kontext fehlt es an einer räumlichen Auseinandersetzung mit dem urbanen Digitalisierungsprozess an der Schnittstelle zwischen Energieeffizienz und Stadtraumgestaltung und macht die Notwendigkeit eines Smart-Spatial-Nexus deutlich.

Problemstellung

Smart City Konzepte wirken zunehmend auf den urbanen Raum. Die räumlichen Wechselwirkungen zwischen dem physischen Stadtraum und den digitalen Technologien und Energieinnovationen müssen zusammen gedacht werden, um das Potential der Energieeffizienz im Quartier ausschöpfen zu können. Ziel ist es daher, die Raumwirksamkeit urbaner Szenarien mit Fokus auf Mobilität und Umwelt auf der Quartiersebene räumlich zu untersuchen um herauszufinden, welchen energetischen und gestalterischen Mehrwert der Stadtraum durch den technologischen Fortschritt erfahren kann, um die Energieziele zu erreichen und gleichzeitig die Stadträume der Zukunft zu qualifizieren und somit die beste Voraussetzung für hohe Lebensqualität der BürgerInnen zu schaffen.

Hypothese

Dabei wird der These nachgegangen, dass Smart City Quartiere in Hinblick auf Mobilität und Umwelt, auch bei optimalen technischen Voraussetzungen, nur dann das erklärte Ziel der energetischen Ökonomisierung und Effizienzsteigerung in seinem vollen Potential ausnutzen können, wenn diese Quartiere räumlich-energetisch integriert gestaltet werden.

¹ Institut für Städtebau, TU Graz, Rechbauerstraße 12/II, 8010 Graz, Tel +43 (316) 873 – 6287, Fax +43 (316) 873 - 6280, radulova-stahmer@tugraz.at

² Institut Entwerfen von Stadt und Landschaft, Fachgebiet Stadtquartiersplanung, Karlsruhe Institut für Technologie, KIT, Deutschland

Methodik

Dazu werden drei unterschiedliche räumlich-energetische Szenarien am Beispiel des Smart City Quartiers Waagner Biro in Graz erstellt und dadurch technologische Maßnahmen inhaltlich und zeichnerisch zunächst auf ihre Raumwirksamkeit untersucht. Daraus werden Prinzipien als räumliche Empfehlungen für energetisch smarte Räume abgeleitet und das räumliche Potential der Energieeffizienz aufgezeigt. Die Szenarien richten sich nach den aktuellen städtebaulichen Themen wie Urbane Gemeingüter, Stadt als Ressource und produktive Stadt.

Ergebnisse

Die Ergebnisse tragen dazu bei, dass räumliche Smartness als zusätzliche dritte Dimension des Smart City-Konzeptes zu etablieren um zu ermöglichen, dass Raumgestaltungsstrategien dazu beitragen können, das Konzept der Smart City und damit Energieinnovationen im Stadtraum physisch zu materialisieren und die Lebensqualität der BürgerInnen zu erhöhen. Denn das größte Potenzial für ein nachhaltiges, robustes, integratives, lebenswertes und energieeffizientes Quartier mit hoher Lebensqualität liegt vor allem in der Smartness seiner Räume und weniger in seinen Technologien.

Schlagwörter:

Städtebau, Smarte Räume, Smart City, Smart Space, Stadtraum, Lebensqualität, Resiliente Stadt

Weltweit werden in Städten unter anderem Informations- und Kommunikationstechnologien eingesetzt, um den aktuellen urbanen Herausforderungen wie globale Erwärmung, Umweltverschmutzung und Ressourcenknappheit zu begegnen. Der Bedarf nach neuen, modernen Stadtquartieren steigt. Sie sollen vieles können: ressourcenschonend, energieeffizient, kostengünstig, belastbar sein und allgemein die Lebensqualität der BürgerInnen erhöhen.

Doch erste globale Pilotprojekte wie Songdo, oder Masdar City zeigen, dass die einseitige Ausrichtung auf technologische Lösungen zwar die Effizienz der Stadt verbessern kann, jedoch nicht die räumlichen Qualitäten der Stadt und damit die Lebensqualität der BürgerInnen steigert. In diesem Kontext fehlt es an einer räumlichen Auseinandersetzung mit dem Thema der Energieeffizienz im urbanen Digitalisierungsprozess.

Der Technologiesprung der letzten zwanzig Jahre hat räumliche Veränderungen auf der Quartiersebene bewirkt. Smart City Konzepte wirken zunehmend auf den urbanen Raum. Die räumlichen Schnittstellen und Wechselwirkungen zwischen dem Stadtraum und den energetischen Maßnahmen müssen untersucht werden, um die Aufenthalts- und Lebensqualität für die BürgerInnen in diesen Stadträumen zu verbessern. Ziel ist es daher, die Raumwirksamkeit urbaner Technologien mit Fokus auf Energie auf der Quartiersebene räumlich zu untersuchen um herauszufinden, wie die Disziplin den technologischen Fortschritt nutzen kann, um die Stadträume der Zukunft energietechnisch zu qualifizieren und somit die beste Voraussetzung für hohe Lebensqualität der BürgerInnen zu schaffen.

Dabei wird der These nachgegangen, dass Smart City Quartiere auch bei optimalen technischen Voraussetzungen, nur dann erfolgreich sein können, wenn sie räumlich energie- und ressourceneffizient gestaltet sind.

Dazu werden räumlich-technologische Maßnahmen exemplarisch für das SC Quartier Waagner Biro Graz inhaltlich und zeichnerisch in drei Zukunftsszenarien dargestellt. Dadurch wird die Energiewirksamkeit und die Qualität der Quartiersräume im Zusammenhang mit dem SC Label sichtbar.

Die Ergebnisse tragen dazu bei, dass Energieeffizienz im Stadtraum sichtbar gemacht wird und räumliche Smartness als zusätzliche dritte Dimension des Smart City-Verständnisses etabliert wird. Denn das größte Potenzial für ein nachhaltiges, robustes, energieeffizientes und lebenswertes Quartier liegt vor allem in der Smartness seiner Stadträume und weniger in seinen Innenräumen.

Schlagwörter:

Städtebau, Resiliente Stadt, Smarte Räume, Smart City, Stadtraum, Lebensqualität,

8.6.2. Nachhaltig, Ganzheitlich, Skalierbar – Die Quartierslösungen von VIVAVIS

Martin ZIMMERMANN¹

Wirtschaftliche Lösungen für energieeffiziente Quartiere und Smart Cities

Urbanisierung, Klimaschutzziele, Mobilität, erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Die Themen, mit denen sich Städte und Gemeinden auseinandersetzen müssen, sind vielfältig und beeinflussen sich gegenseitig. Hier eröffnen maßgeschneiderte Quartierslösungen die Chance, nachhaltige Ziele konkret in die Praxis umzusetzen und eine lokale, bürgernahe Energieversorgung aufzubauen. Dabei bietet sich in der Regel eine schrittweise Umsetzung an, die von Anfang an die Wirtschaftlichkeit gewährleistet. Zunächst werden die gewachsenen Infrastrukturen intelligent genutzt und digitalisiert. Im nächsten Schritt entstehen mit der Vernetzung der digitalisierten Liegenschaften smarte Quartiere, die miteinander interagieren und in der Smart City zusammenwachsen.

Das derartige Digitalisierungsprojekte weit mehr als Zukunftsmusik sind, sondern längst in der Realität angekommen, zeigt die Vielzahl unserer Kunden, die aktiv an der Umsetzung individueller Lösungen arbeiten.

Projektbeispiele Quartierslösung

Das wohl umfangreichste Projekt läuft derzeit bei einem Energiemarktdienstleister. Angefangen hat es im Jahr 2018 als kleiner Pilot mit drei digitalisierten Liegenschaften. Die Ergebnisse entsprachen den Erwartungen so gut, dass jetzt insgesamt 16.500 Wohneinheiten zu Quartieren zusammengeschlossen werden und bis 2020/21 eine Smart City mit 70.000 über das Rhein-Main-Gebiet in Deutschland verteilten Wohneinheiten entstehen soll. Der Schwerpunkt des Projekts liegt auf dem Multi-Metering – neben der Fernauslesung der Hauptzähler und Submeter kann auch eine Fernwartung von Rauchwarnmeldern für alle Sparten durchgeführt werden. Das spart viel Zeit und Kosten. Darüber hinaus trägt das Betriebsmonitoring von Nah- und Fernwärme zu einer Verbrauchsoptimierung und so wiederum positiv zur Erreichung der Klimaziele bei.

Andere Projekte setzen andere Schwerpunkte. Da gibt es beispielsweise die umfangreiche Unterstützung für das Facility Management durch LPWAN-Technologien wie LoRaWAN, mit deren Hilfe eine Vielzahl von Anwendungen umgesetzt werden kann. Von der Schimmelprävention über Rohrbrucherkennung, die Zustandserkennung von Fenster- und Türkontakten bis hin zur Schaltung von Lichtquellen. Oder die Integration von E-Mobility-Ladesäulen in die städtische Infrastruktur, mit deren Hilfe über eine LoRaWAN-Infrastruktur auch gleich ein intelligentes Parkplatzmanagement betrieben werden kann. Wieder andere setzen auf Mieterstrom und Wärmekonzepte, um die komplette energetische Erfassung und betriebswirtschaftliche Vermarktung einer Liegenschaft abzurunden. Auch ein deutschlandweiter Einsatz der gleichen Plattform für geographisch getrennte Quartiere ist möglich und damit eine weitere Skalierung über die Stadtgrenzen hinaus.

In welchem Rahmen sich smarte Quartierslösungen auch bewegen sollen - wir als VIVAVIS unterstützen individuell. Für uns ist Digitalisierung kein Selbstzweck, unser Anspruch sind wirtschaftliche, einfache, smarte Quartierslösungen mit einer klaren Vision für die Smart City von morgen, bei denen der Kunde im Fokus steht, von mehr Transparenz und Mehrwerten profitieren kann und gleichzeitig zum Klimaschutz beiträgt. Denn wer heute schon in die Digitalisierung seiner Liegenschaften investiert, kann auch gleichzeitig die Energieeffizienz-Richtlinie (EED) inklusive Bereitstellung umfassender, bis auf die Minute genauer, Verbraucherinformationen erfolgreich umsetzen.

Unterstützung von Smart-City-Strategien

Um eine Quartierslösung optimal auf einen künftigen Ausbau vorzubereiten, bietet die Digitalisierungsplattform der VIVAVIS die Möglichkeit des Rapid Prototyping von neuen

¹ GÖRLITZ Austria GmbH, Member of VIVAVIS, Perfektastraße 69 1230 Wien, +43 1 403 8938 0, info@goerlitz.at, www.vivavis.com

Geschäftsmodellen und Use Cases. Die Integration bestehender LPWAN- oder IoT-Netzwerke in die Digitalisierungsplattform ermöglicht eine rasche Skalierung, während Betreiber kritischer Infrastrukturen und Netzbetreiber von dezentralen, entkoppelten LoRaWAN-Netzwerken profitieren können. Welches Konzept für Ihre Struktur das richtige ist, dabei steht VIVAVIS beratend zur Seite. Mit einem flexiblen Baukasten-System und einer herstelleroffenen Infrastruktur stehen alle Möglichkeiten bereit.

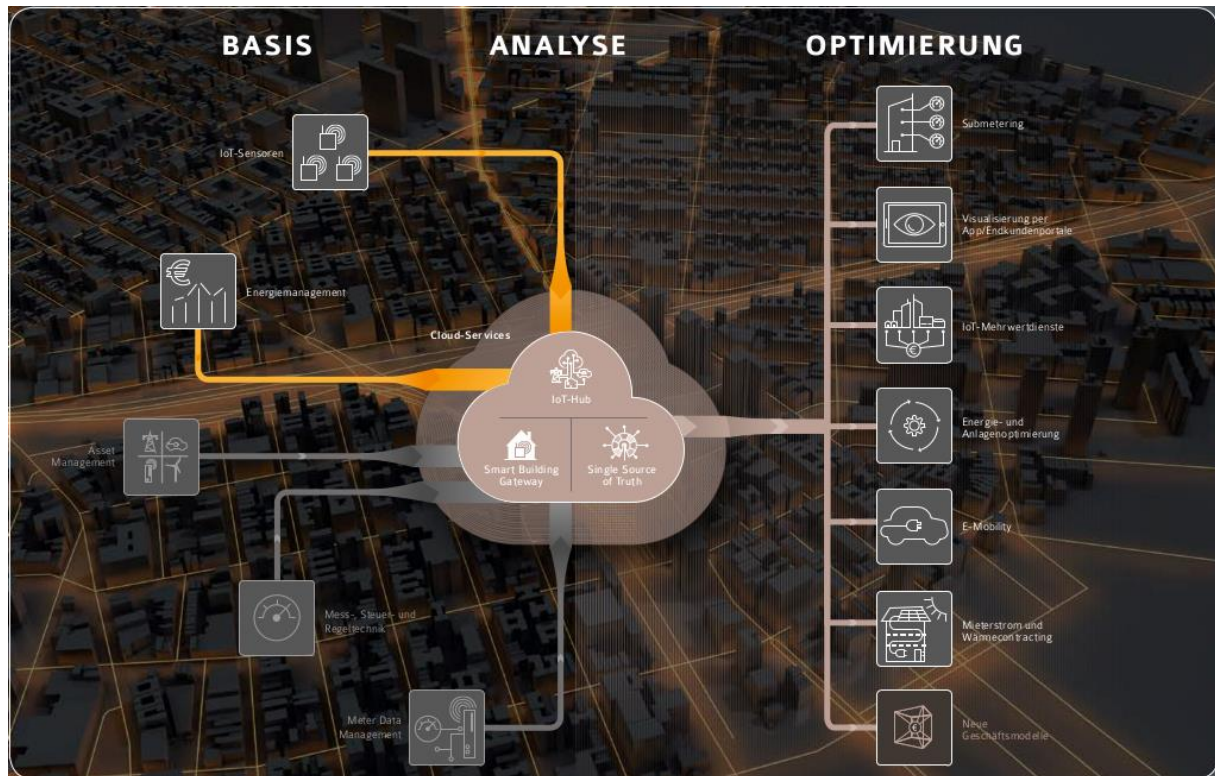


Abbildung 1: Die VIVAVIS-Quartierslösung im Überblick.

8.6.3. Mid-to-long term energy transition perspective for small Austrian cities

Nicolás PARDO GARCÍA¹, Christian SAKULIN², Viktorija DOBRAVEC³,
Eva VOLKAR⁴, Helfried KREITER⁵

Many cities are setting action plans and strategies to address mid-to-long term targets (2030-2050) e.g. climate change, air quality, energy security or use of renewable energy sources (RES). These activities are supported by several European and national initiatives such as the Covenant of Mayor with the development of the Sustainable Energy Action Plans (SEAP) for commitments before 2016 and Sustainable Energy and Climate Action Plan (SECAP) after 2016, the European Energy Award (called e5 program in Austria) and several EU Directives. This paper analyses the energy and decarbonization transition paths for small and medium cities. The model was tested on the case study of the city of Judenburg in Austria.

Judenburg is a medium size historic town located in the Aichfeld-Murboden basin. It accounts for 10,072 inhabitants. The Municipality of Judenburg is owner of the ESCO Stadtwerke Judenburg AG which generates 100% Renewable energy source (RES) electricity being able to cover the overall electricity demand of the city [1]. District heating imported to the town represents also 100% renewable heat as the heating sources are waste heat from a pulp and paper mill of the Zellstoff Pöls company combined with 20 MW biomass of CHP plant [2]. The city accounts a total energy consumption of 1,066 TJ and 47.5 kt CO₂ emissions (excluding industry sector). The residential sector is the most energy intensive sector accounting for 42% of total energy consumption. It is followed by the commercial sector with 20% and transport sector with 36%. The municipal sector covers the remaining share. In the residential, commercial and municipal buildings, electricity is the main energy carrier with 38% of the total consumption, followed by natural gas with 34% and district heating with 15% and heating oil with 9%. The remaining part is covered by coal, biomass and thermal solar panels. In the transport sector, diesel and gasoline are the main fuels with 61% and 34% of the total energy consumption, blended biofuel amounts to around 4% and the remaining part is covered by e-vehicles.

The assessment of the energy and environmental mid-to-long term strategies in the city of Judenburg was carried out through a modelling framework based on the integration of the TIMES-city model with an extended Environmental Assessment Model (EAM) [3]. TIMES-city model is based on the TIMES/MARKAL energy system optimization framework. It generates cost-efficient optimal scenarios to evaluate the future development of the urban energy system by using comprehensive city level technoeconomic data at sectoral level including demand and supply. This includes existing and new technological options to meet future needs of energy-related goods and services. In parallel, the EAM estimates the environmental impacts for each strategy in terms of greenhouse gases emissions, air pollutants, as well as upstream land and water use.

To analyse the energy and environmental mid-to-long term transition seven scenarios were defined. **REF scenario** is the reference scenario and assumes no significant measures and policies are applied [1], [2]. **SEAP scenario** is based on the goals of the Sustainable Energy Action Plan for the city of Judenburg (SEAP) [3]. **RES scenario** is designed with a focus on the increase of the use of renewable

¹ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Address: Giefinggasse 2 - 1210 Vienna (Austria), T: +43 664 210 2415, E-Mail: nicolas.pardo-garcia@ait.ac.at, Web: www.ait.ac.at

² EASt Energie Agentur Steiermark, Address: Nikolaiplatz 4a 8020 Graz (Austria), T: +43 316 269 70032, E-Mail: christian.sakulin@ea-stmk.at, Web: www.ea-stmk.at

³ EASt Energie Agentur Steiermark, Address: Nikolaiplatz 4a 8020 Graz (Austria), T: +43 316 269 70032, E-Mail: viktorija.dobavec@ea-stmk.at, Web: www.ea-stmk.at

⁴ Municipality of Judenburg / Stadtgemeinde Judenburg, Address: Hauptplatz 1, 8750 Judenburg (Austria), T: +43 3572 83141-276, e.volkar@judenburg.at, Web: www.judenburg.at

⁵ Municipality of Judenburg / Stadtgemeinde Judenburg, Address: Hauptplatz 1, 8750 Judenburg (Austria), T: +43 3572 83141-278, h.kreiter@judenburg.at, Web: www.judenburg.at

energy technologies, **RES DH scenario** is based on the measures from RES scenario with addition of medium expansion of district heating and energy efficiency in residential buildings. **HIGH CO₂ scenario** is focused on a high CO₂ emission reduction for the whole city and municipal sector with high expansion of district heating. **MUN scenario** is based on REF scenario with additional focus on municipal sector and it connects all municipal buildings to district heating. **DH CENTRE scenario** is based on MUN scenario with additional measure of high DH expansion that includes the connection of most of the residential and commercial buildings of the city centre to the district heating network.

All scenarios have a common tendency in terms of the energy consumption reduction with an overall average reduction of 46% in 2050. The average shares of energy consumption by sector are as 60% in residential, 18% in transport, 19% in commercial and 3% in municipal. The significant reduction of the final energy consumption is mainly a result of the technology replacement, building refurbishment together with an expected reduction of the population of 16% in 2050. The highest impact on energy reduction by technology replacement had the replacement of combustion engines by electric motors and conventional gas boilers by air and ground heat pumps.

In the residential, commercial and municipal sector all representing building sector, scenarios reflect a clear competition between heat pumps and district heating. In the scenario for 2050 which represents the most cost-effective solution heat pumps have a higher penetration and will be able to cover around 37% of the energy demand whereas district heating covers around 14%. In scenarios where district heating is promoted by a political decision, this technology represents the first option with a share of around 37% in 2050. The share of heat pumps in this case falls under 9%. It is important to note that the model does not capture external benefits of district heating out of the city of Judenburg. The district heating network interlinks several municipalities and it is feed mainly by waste heat giving an overall improvement in energy efficiency at regional level. Biomass boilers play an important role in covering the heating demand accounting for around 10% of the total energy demand in 2050. The penetration of solar thermal systems is low, covering in average 4% of the energy demand.

The transport sector shows a strong decarbonisation and decrease of the final energy consumption. This is due to the increase of e-vehicles, with higher efficiencies than the conventional ones', and the decrease of the population. In 2050 e-vehicles represent around 86% of the total energy consumption. Biofuels and hydrogen have an important role in the mid-term perspective covering around 47% and 3% respectively in 2030 but are not competitive technologies in the long-term. It is important to note that promotion of the transport electrification is often done from the national level. However, the city can strongly support this transition with actions implemented in their local policies.

The results show a tendency of CO₂ emission reduction in all scenarios at city level which leads to a total CO₂ emission reduction of 95% compared to 2015. Full decarbonisation of the residential and municipal sector takes place in all scenarios. CO₂ emissions of transport sector account for 0.27 ktCO₂ which is less than 1% compared with the level of 2015. In all the scenarios, except for DH CENTRE scenario, CO₂ emissions account for around 1.7 ktCO₂ which is 68% less compared to 2015. In the DH CENTRE scenario, decarbonisation of the whole city is achieved. This is due to an additional set of measures introduced to the commercial sector.

Reference

- [1] Stadwerke Judenburg AG, 2019, available at: <https://stadtwerke.co.at/>
- [2] Zellstoff-Poels, 2019, available at: <https://www.zellstoff-poels.at/>
- [3] Krook-Rieffola, B. Unluturk, J. Forberg, S. Simoes, L. Dias, N. Pardo García, Outline of city-level modelling framework, 2018, JPI-Urban, SureCity Project.
- [4] T. Krutzler et al., Energiewirtschaftliche Szenarien im Hinblick auf die Klimaziele 2030 und 2050. 2015.
- [5] Maurer et al., "Grünbuch für eine integrierte Energie- und Klimastrategie," 2016.

8.6.4. Assessment of future heat demand and supply with the Hotmaps toolbox: case studies for three cities in Europe

David SCHMIDINGER¹, Marcus HUMMEL¹, Jeton HASANI²

Introduction

The way we organise heating and cooling demand and supply has a high impact on the energy demand and related CO₂ emissions of a country, region or city. Furthermore, heating and cooling together currently account for around half of the energy demand and the related CO₂ emissions in the EU. Therefore, heating and cooling systems have to change radically in the near future in order to reach low carbon energy systems by 2050.

In order to assist public authorities, planners and consultants in the analysis and strategic planning of low carbon heating and cooling systems the open source planning software Hotmaps has been developed. The Hotmaps project hereby has set up a default database containing heat and cold related data for all EU28 regions, various calculation modules to analyse different parts of the heating and cooling demand and supply systems and a platform where both components can be used. In addition, the Hotmaps database and toolbox is demonstrated in course of the project. For this, heating strategies for several pilot areas around Europe were developed using the database and toolbox.

The aim of the heat strategies in the pilot areas is to identify economically feasible future heat demand and supply systems in the cities with low CO₂ emissions. In this contribution, we describe the starting situation, the analyses performed and the recommendations derived for three pilot areas of the project: Bistrita (RO), Frankfurt (DE) and San Sebastian (ES).

Methodology

The first step in the analysis was to collect necessary input data. This consisted of data on existing buildings and related heat demand, the current heat supply technologies and energy carriers used and potentials for renewable energy and excess heat in the regions. This also included technical and economic data on renovation measures in buildings, on heat supply technologies and on energy carriers. Hereby we used as much data as possible provided by the local authorities of the cities. If no local data was available we used default data contained in the Hotmaps database and discussed it with the local authorities.

In a second step we developed a toolchain for using the different calculation modules (CMs) contained in the Hotmaps toolbox (see figure 1). The goal was to use the CMs for a) analysing the sensitivity of costs and emissions in the different parts of the heat demand and supply side, and b) generating scenarios for the cities. The toolchain hereby consists of the following steps:

- 1) Calculate the costs and effects of heat savings in the buildings of the city for pre-defined overall saving targets using a cost curve approach.
- 2) Calculate the costs and zones of district heating in the different heat saving scenarios in dependence of various influencing factors like share of buildings connected in the zones and maximum allowed distribution costs for single buildings.
- 3) Calculate the costs and emissions of decentral heat supply in the different types of buildings under the different heat saving scenarios, and
- 4) calculate the costs and emissions of heat supply to the district heating systems using various different supply portfolios using a dispatch model.

From the calculations for the different parts of the heat demand and supply systems described before combinations of calculations are selected in order to form scenarios of heat demand and supply for the entire cities. For these scenarios, we calculate the overall energy demand, the share of renewable energy sources, the overall costs and emissions as well as the heat supply costs. Based on these indicators we derive recommendations for future heat demand and supply in the cities.

¹ e-think (Zentrum f. Energiewirtschaft und Umwelt), Argentinierstrasse 18/10, 1040 Wien, +43 670 7017904, schmidinger@e-think.ac.at, www.e-think.ac.at

² Energy Economics Group TU Wien, Gusshausstrasse 25-29/370-3, 1040 Wien, +43 1 58801 370340, jeton.hasani@tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

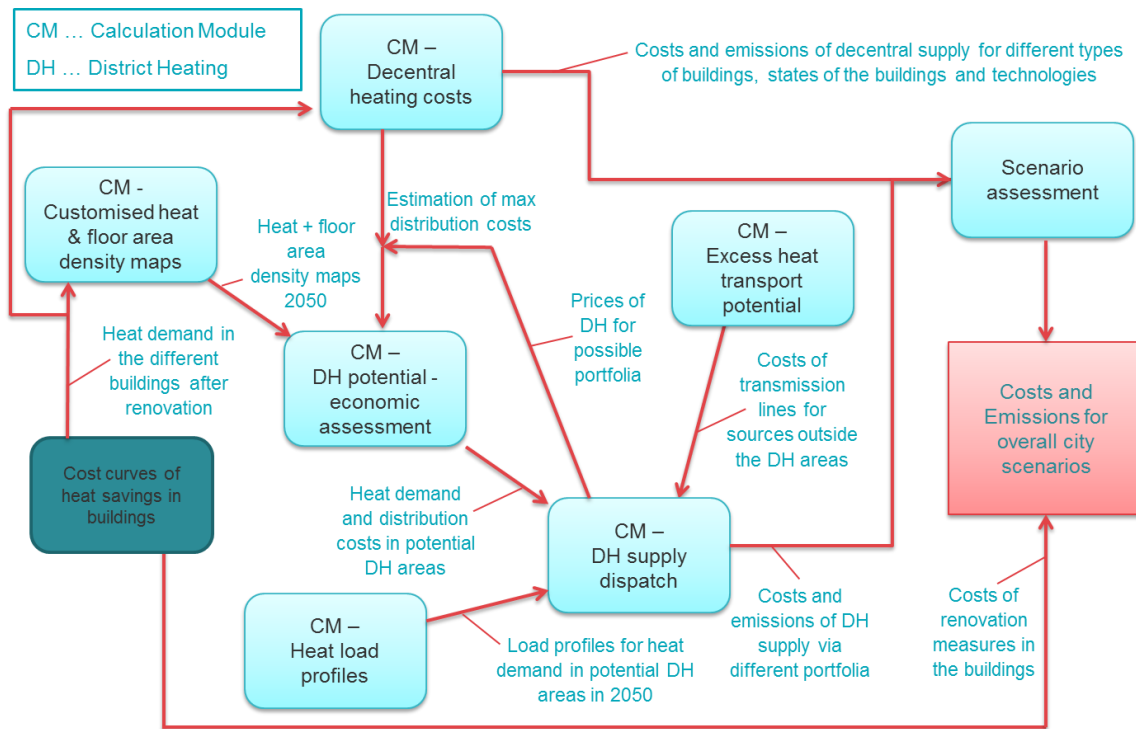


Figure 1: Hotmaps toolchain for calculating scenarios of future heating demand and supply for the case study cities

Results

We find that the results for the three cities differ largely: first, the economically interesting level of heat savings is very different. Heat savings in Bistrita are cheaper compared to heat supply than in the other cities. This makes it cost effective to save higher shares of current heat demand in Bistrita than in the other cities. Also, the results show that the level of heat savings that should be aimed for not only depends on the costs of savings vs. the costs of supply. It also depends on the amount of heat that could be supplied by available resources. Like for heat savings the results also differ remarkably regarding interesting future shares of district heating. Although having high investment costs for the construction of district heating networks in Frankfurt, the overall heat distribution costs are remarkably lower for many places in the city than in the other case study cities. Thus, higher shares of district heating should be aimed for in Frankfurt.

In the long version of the paper we are going to present quantitative results of the analyses and draw further conclusions for future heat demand and supply in the three cities. Also, we are going to discuss the possibilities of the Hotmaps toolbox for performing such analyses including a collection of research questions that can be answered with the tool and that cannot be answered with the tool in its current state.

8.6.5. Global Sensitivity Analysis of a Techno-Socio-Economic Building Stock Energy Model

Sebastian FORTHUBER¹, Lukas KRANZL¹, Andreas MÜLLER¹

Overview

For various planning and policy issues the estimation of future development of heating and cooling demand is of great importance. However, techno-socio-economic building stock energy models used for energy and emission development projections and policy assessment involve considerable uncertainty.

In this paper we assess the building stock model Invert/EE-Lab [1, 2, 3], using the Elementary Effects Method, a method appropriate for the degree of complexity of the model. We provide exemplary results for selected parameters for selected countries that have been acquired in the IEA EBC Annex 70 – Building Energy Epidemiology project. Invert/EE-Lab is a dynamic bottom-up model that evaluates the effects of economic and regulatory conditions on future development of total energy demand, energy carrier mix, CO₂ emission reduction and costs. The model contains a variety of detailed input data including a highly disaggregated building stock database on country level, heating and hot water technologies, exogenous development presets for building stocks, regional climate, energy prices and energy carrier potentials as well as behavioral aspects and investment decision criteria.

Within this article, we focus on the analysis of the influence of relevant indicators such as interest rates, costs, energy prices, selected technical parameters and behavioral aspects on the final energy demand, respectively related energy carrier shares or installed capacities.

Methods

The Elementary Effects method introduced by Morris (1991) and further developed by Campolongo et al. (2007) and others can be seen as a randomized “One-At-a-Time” design. Elementary effects for each input are computed from different points in the input space, leading to mean and standard deviation that can be taken as a measure of importance of a specific input variable and its interactions with other inputs. The EE method combines the global focus of more advanced variance-based methods like the Sobol method, which is planned to be also taken into account on a smaller model scale with the lower computational cost of OAT techniques. This method is applied to the building stock model Invert/EE-Lab.

The key approach of the model Invert/EE-Lab is to describe the building stock, heating, cooling and hot water systems on highly disaggregated level, calculate related energy needs and delivered energy, determine reinvestment cycles and new investment of building components and technologies and simulate the decisions of various agents (i.e. owner types) in case that an investment decision is due for a specific building segment. The core of the tool is a myopical, multinomial logit approach, which optimizes objectives of “agents” under imperfect information conditions and by that represents the decisions maker concerning building related decisions. Invert/EE-Lab has been implemented and validated for all EU-28 countries (+IS, NO, CH). For this exercise, we select three exemplary countries.

For the application of the EE-method to the Invert/EE-Lab model we use the SAFE toolbox implemented by Pianosi et al. (2014) (www.safetoolbox.info) to generate the input samples used for the model iterations as well as for analysis and visualization. The great variety of input parameters was broken down to 11 parameters, comprising of interest rates applied to heating system change and renovation measures, economic weight and subsidy awareness amongst other investment decision parameters, heating system and renovation costs, energy prices, lifetime of buildings and heat pump coefficient of performance, as well as service factors representing user behavior. The chosen parameter set was used to calculate 20 elementary effects per variable. This setting leads to around 720 model runs carried

¹ Energy Economics Group, Institute of Energy Systems and Electrical Drives, Technische Universität Wien, Gusshausstraße 25-29, A-1040 Vienna, Austria, Tel: +43 (0) 1 58801 370360
forthuber@eeg.tuwien.ac.at

out for a simulation period from 2012-2030, including redundant runs per sample to reduce the impact of stochastic model effects.

Results

The analysis was carried out with respect to the output variables *installed capacity of heat pumps* and *share of final energy demand related to heat pumps and natural gas heating systems*. The results for installed *heat pump capacity* show different levels of importance and interconnections for the evaluated input variables. Whereas the parameter *economic weight* can be considered to be of significant influence and great interconnection with other variables, others like *interest rates*, *costs* and *service factors* can be considered as non-influential on the observed output variable. It has to be mentioned though, that the results are highly dependent on the selected value ranges for the input parameters, as well as on country specific datasets and pre-sets. The results also provide confidence bounds and convergence investigations, which lead to differentiated analysis of the parameter impacts. These is explained in more detail in the paper.

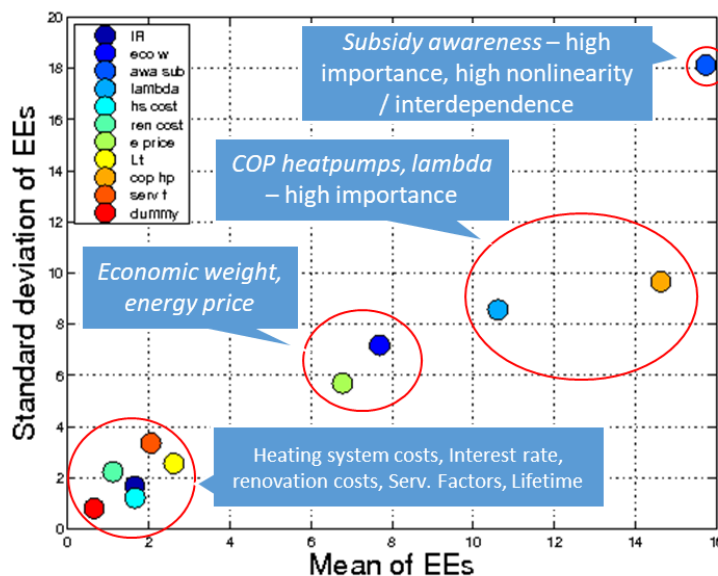


Figure 1. Mean and Standard deviation of Elementary Effects of different input variables on the installed capacity of heat pumps in France 2030

Conclusions

The sensitivity analysis carried out through the Elementary effects method provides valuable insights for the influence of various input parameters. The insights gained can be used for improved scenario development as well as deeper result interpretation through better model understanding. Whereas the analysis shows partly controversial results the input variables and ranges has to be selected carefully and increased sample sized as well as additional method evaluations with variance-based methods can be beneficially.

Referenzen

- [1] Müller, A., 2015. Energy Demand Assessment for Space Conditioning and Domestic Hot Water: A Case Study for the Austrian Building Stock (PhD-Thesis). Technische Universität Wien, Wien.
- [2] Kranzl, L., Hummel, M., Müller, A., Steinbach, J., 2013. Renewable heating: Perspectives and the impact of policy instruments. Energy Policy. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.03.050>
- [3] Invert/EE-Lab [Model website], URL <http://invert.at/> (accessed 30.11.19).

8.6.6. Energie-Monitoring und intelligente Anlagensteuerung in der Smart AirportCity Wien

Andreas LINDINGER¹, Christian SCHÜTZENHOFER²

Zielsetzung

Auf dem Weg zur energieeffizientesten Flughafenstadt der Welt hat die Flughafen Wien AG bereits richtungweisende Entscheidungen wie die Einführung von EMAS in 2014 oder die Nachhaltigkeitszertifizierung der AirportCity getroffen.

Ziel von Smart AirportCity ist die Reduktion von Energieverbrauch/-kosten und CO₂-Emissionen sowie der Lasten auf die Infrastruktur im Stadt-/Gewerbequartier Flughafen Wien, einer Mobilitätsdrehscheibe für mehr als 25 Millionen Passagiere jährlich und Arbeitsplatz für rund 20.000 Menschen. Dazu wird ein integrativer, die Energieversorgungsstruktur und Gebäude übergreifender Ansatz samt einem Stakeholderprozess zur Einbindung von Betreiber, Unternehmen und Nutzer implementiert.

Im Zentrum steht ein innovatives Monitoringsystem samt Feedbacksystem zur intelligenten Anlagensteuerung, das Maßnahmen vorschlägt und deren Wirkung evaluiert. Integriert in die Optimierung des Gesamtsystems Energie-Gebäude-Nutzer werden Entwicklungspotenziale für die Smart AirportCity und das Umfeld abgeleitet.

Technologischer und methodischer Ansatz

Das gegenständliche Vorhaben adressiert schwerpunktmäßig die Themen Energie und Gebäude (smartes Energiemonitoring und intelligente Anlagenoptimierung) unter aktiver Miteinbeziehung der Nutzer. Benötigt wird ein über den Stand der Technik hinausgehendes objektübergreifendes Energiemonitoring- und Anlagenoptimierungssystem, das die bestehende GLT, bestehende energierelevante Messungen, Daten und Simulationsergebnisse, sowie die Schnittstellen zur Betriebsführung und den Nutzern einbezieht.

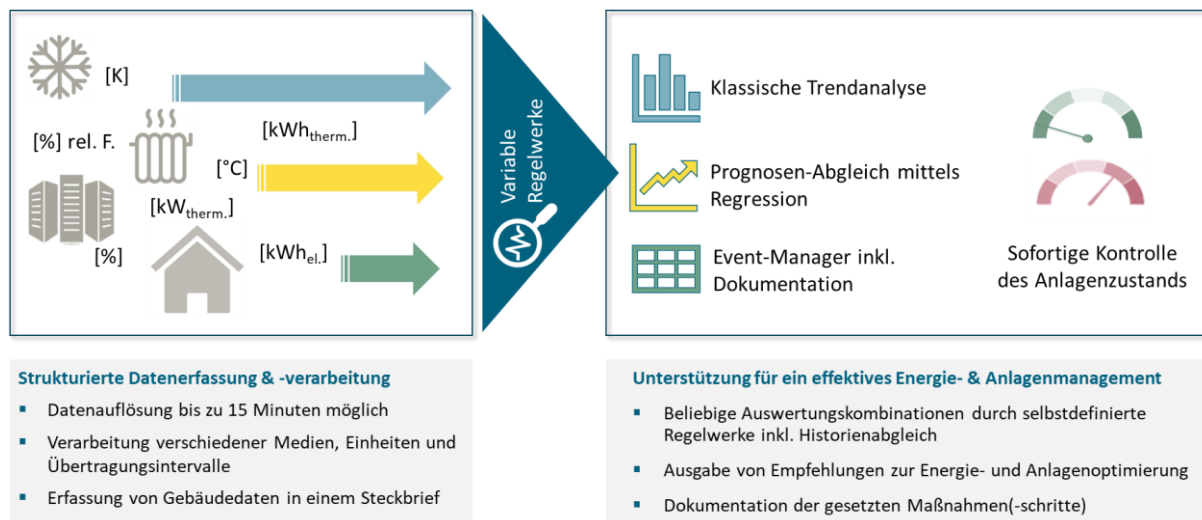


Abb. 1: Zentrale Funktionalitäten der Smart AirportCity Tools

Innovativer Kern dieses Systems ist eine über den Stand der Technik hinausgehende Software, die alle relevanten Informationen verarbeitet und automatisiert Optimierungsvorschläge generiert (Monitoring- und Optimierungs-Tool). In einem integrativen, die Energieversorgungsstruktur und Gebäude übergreifenden Ansatz, werden durch Einbindung von Unternehmen und der für den reibungslosen Flugbetrieb sorgenden Bereiche der Flughafen Wien AG Maßnahmen zur Senkung der Energiekosten,

¹ denkstatt GmbH, Hietzinger Hauptstraße 28, 1130 Wien, +43 (0)664 8118002, andreas.lindinger@denkstatt.at, www.denkstatt.at

² denkstatt & enertec GmbH, Hietzinger Hauptstraße 11, 1130 Wien, +43 (0)664 4415302, c.schuetzenhofer@denkstatt-enertec.at, www.denkstatt-enertec.at

sowohl bei den Nutzern als auch dem Gebäudebetrieb, so identifiziert und umgesetzt, dass eine Minimierung der Infrastrukturkosten erreicht werden kann.

Bei der Implementierung der Maßnahmen zur Reduktion der Lasten auf die Infrastruktur (=Senkung Netzkosten) und die Senkung der Energiekosten wird ein für die Betriebsführung geeignetes Feedbacksystem entwickelt und installiert, das in der Lage ist, basierend auf Prognosen der Passagierströme und Wetterentwicklungen Maßnahmen vorzuschlagen und deren Wirkung zu evaluieren.

Der Innovationsgehalt der Smart AirportCity besteht erstens in der Vernetzung und Aggregation der Daten der Gebäudetechniksysteme und damit der für den Hauptenergieverbrauch verantwortlichen Elemente. Zweitens in der Abstrahierung und Automatisierung von Optimierungsschritten zur Energieverbrauchs- und Lastspitzenreduktion. Durch diese beiden Elemente wird die Basis geschaffen, Potenziale gebäudeübergreifend zu erkennen und diese Potenziale bei allen Gebäuden und Anlagen automatisiert zu überprüfen. Die automatisierte Identifikation und Umsetzungsanleitung zur Hebung der Energieoptimierungspotenziale, sowie die systematische Einbeziehung des Energiemanagements, der Betriebsführung und der Nutzer stellt den wesentlichen Innovationsbeitrag dar.

Innovation

Das Projekt ist in mehrfacher Hinsicht innovativ:

1. Smartes Energiemonitoring und intelligente Anlagenoptimierung bedeuten eine Optimierung gegenüber üblichen Monitoringlösungen und im Zusammenwirken eine neuartige Qualität des Energiemanagements (inkl. Ausgleich von Lastspitzen). Dies ermöglicht eine nachhaltige Reduktion von CO₂-Emissionen und des Energieverbrauchs.
2. Durch die Verschränkung der technischen Lösungen in den Bereichen Energie und Gebäude mit der Nutzereinbindung können technisch mögliche Energiemanagementpotenziale gehoben werden und es wird ein Mehrwert gegenüber einer Monitoringlösung ohne Nutzereinbindung geschaffen.
3. Der Flughafen Wien als Smart AirportCity mit seinen unterschiedlichen Nutzungen und Nutzern wird als ein Stadtquartier/Gewerbegebiet betrachtet. Die in diesem Testbed gewonnenen Erkenntnisse können auf andere Gewerbegebiete im städtischen Umfeld (auch mit anderen Nutzungsschwerpunkten) übertragen werden.

Ausblick

Das gegenständliche Vorhaben mit dem Fokus auf smartes Energiemanagement und intelligente Anlagen- und Betriebsoptimierung leistet einen wesentlichen Beitrag zur Weiterentwicklung des Flughafens zu einer smarten und nachhaltigen AirportCity.

Im Zentrum steht die Steigerung der Energieeffizienz und Verringerung der Lastspitzen um Betriebs- und Investitionskosten zu sparen, und Umweltauswirkung zu reduzieren. Dabei ist die derzeitige Entwicklung und Implementierung eines Energiemonitoring- und Anlagenoptimierungssystems mit einem Monitoring- und Optimierungs-Tool (Datenbank, Software, Optimierungsalgorithmen, Schnittstelle) innovatives Kernstück.

Durch die Analyse der Stakeholder bzw. des Umfelds sowie die Nutzereinbindung sollen relevante Nutzer identifiziert und die Potenziale der technischen Lösungen tatsächlich gehoben werden. Dieses Energiemonitoring- und Anlagenoptimierungssystems soll in die Smart City Strategie des Flughafens Wien – inklusive zukünftiger Potenziale – eingebettet werden.

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Smart Cities Demo“ durchgeführt.



9 STREAM H: SPEICHER UND ELEKTROMOBILITÄT

9.1. ELEKTROMOBILITÄT (STREAM H1)

9.1.1. Die Elektrifizierung des Verkehrssektors – Herausforderungen und ausblicke

Katja FRÖHLICH¹, Marcus JAHN¹

Wende zur Elektromobilität?

Um die ambitionierten Ziele der EU hinsichtlich der deutlichen Senkung von Treibhausgasen und Emissionen bis 2030 zu erreichen, bedarf es der Entwicklung konkreter Konzepte und Innovationen aller Mitgliedstaaten. Neben anderen Ansätzen kann auch die Elektrifizierung des Automobilsektors hier einen deutlichen Beitrag zur Verringerung von (lokalen) Feinstaubemissionen, vor allem in dicht besiedelten Gebieten leisten.

Anforderungen an das Energiespeichersystem

Trotz diverser Vorteile und auch geschaffener Anreize ist die Zahl an zugelassenen E-Fahrzeugen weiterhin überschaubar. Dies ist laut diverser Studien auf die Hauptfaktoren Kosten, Sicherheit und auch auf die sogenannte „Reichweitenangst“ zurückzuführen [1], [2].

Diese Eigenschaften lassen sich direkt auf den eingesetzten Energiespeicher umlegen, der zusätzlich noch umweltfreundlich betrieben und rasch geladen werden soll um den Nutzeranforderungen gerecht zu werden.

Die Li-Ionen Technologie ist seit ihrer Markteinführung in den frühen 90er Jahren das dominierende Energiespeichersystem im Bereich tragbarer Anwendungen wie Smartphones und Notebooks, oder auch als elektrischer Antrieb im Automobilbereich. Doch wie lange noch? Welche Materialien könnten zukünftig diese bewährte Form der Energiespeicherung ersetzen? Und wie lassen sich die Anforderungen an den Verkehrssektor realistisch umsetzen, auch im Hinblick auf zusätzliche Spezifikationen wie Sicherheit und Umweltverträglichkeit?

Unterschiedliche Technologien zur elektrochemischen Energiespeicherung stehen als zukünftige Alternativen oder auch Ersatz von Li-Ionen Akkus derzeit zur Diskussion (siehe Abbildung 1). Diese umfassen u.a. Na-Ionen, K-Ionen, All-Solid-State-Batterien, aber auch noch exotischere Systeme mit multivalenten Ionen wie Mg-Ionen oder auch Hybrid-Systeme basierend auf Metall-Luft Technologien.

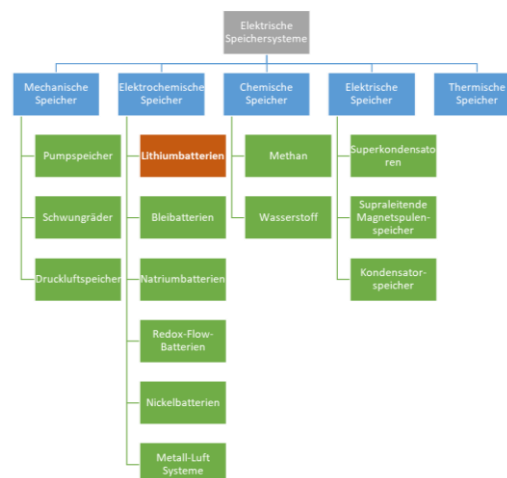


Abb. 1: Klassifizierung unterschiedlicher elektrischer Energiespeicher [3].

¹ Electric Drive Technologies, AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Wien, katja.froehlich@ait.ac.at, +43 664 620 78 09, <https://www.ait.ac.at/themen/battery-technologies/>

All diese haben ihre Vor- und Nachteile, wobei der Stand der Entwicklung teilweise mit mindestens 25 Jahren bis zur Marktreife noch in weiter Zukunft liegt.

Anforderungen an die Produktion

Derzeitige Marktprognosen sind sich einig, dass der Marktanteil der elektrifizierten Fahrzeuge in den nächsten Jahrzehnten stark ansteigen wird. Dies umschließt auch die Zellproduktion des Energiespeichers.

Der Marktanteil an der Herstellung von Li-Ionen Akkus liegt zu > 80% in Asien, ein Großteil davon alleine in China. Bisher wurde von Seiten der EU die Zellproduktion hier nur als Teil der Wertschöpfungskette im Automotivbereich angesehen. Da sich der Markt laut diverser Prognosen hier weiter entwickeln wird, werden derzeit auch in der Europäischen Union einige Investitionen, im Wirtschafts- aber auch Forschungssektor, getätigt, um hier konkurrenzfähig zu werden.

Zusätzlich hat sich die Europäische Kommission das Ziel gesetzt bei Innovation, Digitalisierung und Dekarbonisierung Weltmarktführer zu sein [4]. Aufgrund dessen sowie aufgrund des prognostizierten Wirtschaftswachstums (siehe Abbildung 2) wird derzeit viel in Forschung und Entwicklung großer (Pilot)anlagen innerhalb der EU gesetzt.

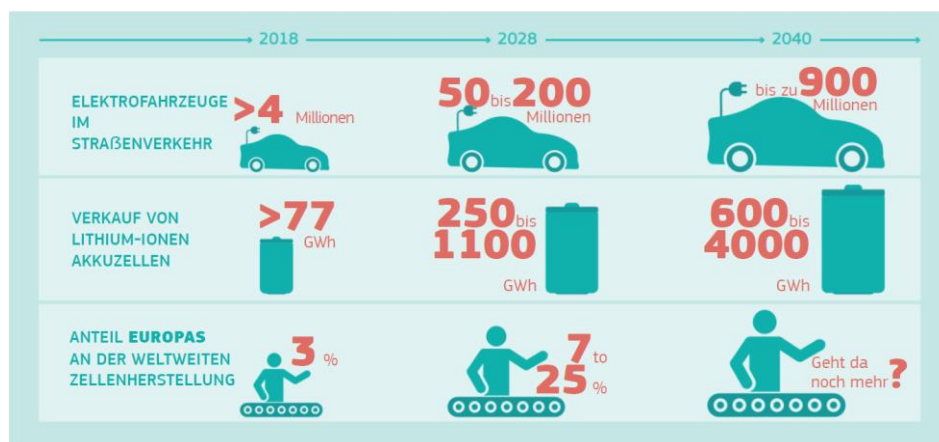


Abb. 2: Prognostizierter Trend der E-Mobilität und zugehörige Produktion an Li-Ionen Akkus [5].

Die Produktion von Li-Ionen Akkus wird bereits von mehreren Ländern im Großmaßstab betrieben, dennoch können die derzeit produzierten Mengen den prognostizierten Bedarf nicht decken. Außerdem- wie sieht es mit den zukünftigen Energiespeichersystemen aus?

Im Labormaßstab getestete Technologien versprechen oftmals hohe Energiedichten und zeigen herausragende elektrochemische Eigenschaften.

Das Hochskalieren dieser Ergebnisse bis zur Produktion im Großmaßstab wird jedoch gerne übersehen, wobei gerade bei neuen oder neuartigen Technologien ist die Verarbeitung bzw. Produktion im Serienmaßstab wichtig ist für die rasche Marktumsetzung.

Ganzheitliche Ansätze sind daher besonders wichtig im Batterieforschungsbereich, da nur durch die Kombination von Forschung, Entwicklung und industrienaher Produktion das tatsächliche Potenzial von zukünftigen Speichertechnologien abgeschätzt und evaluiert werden kann.

Referenzen

- [1] P. Plötz, T. Gnann, A. Kühn, M. Wietschel – Markthochlaufszszenarien für Elektrofahrzeuge, Fraunhofer ISI, korrigierte Version 2014.
- [2] C. Calefato und L. Berzi et al., Understanding the User Needs in the Electric Mobility System: A Survey Study, RESOLVE project within the H2020 program, H2020-GV-2014.
- [3] AIT, eigene Darstellung aus: Technologie-Roadmap: Energiespeicher in und aus Österreich, August 2018.
- [4] European Comission, Strategic Action Plan on Batteries, Communication, 17.5.2018.
- [5] Europäische Kommission, Aktionsplan für Batterien, 04/2019, Forschungsstelle JRC.

9.1.2. Wirtschaftlichkeitsuntersuchung einer Elektrobusflotte mit Maximierung der elektrischen Betriebskilometer

Marius MADSEN¹, Marc GENNAT¹

Einleitung

Zurzeit sind Elektrobusse im Vergleich zu Dieselnissen nicht wirtschaftlich einsetzbar, obwohl die streckenabhängigen Kosten geringer sind, können die höheren Investitionsausgaben nicht ausgeglichen werden [3] [1]. In dieser Arbeit wird untersucht, inwiefern mit den in Deutschland zur Verfügung gestellten Zuschüssen für Elektrobusse ein wirtschaftlicher Break-Even erreicht werden kann, indem die elektrisch zurückgelegte Strecke von Elektrobusen durch die Kombination geeigneter Umläufe maximiert wird. Hierzu wird die Datenbank zur Umlaufplanung (Standardschnittstelle ÖPNV-Datenmodell 5.0 [6]) des kommunalen Nahverkehrsanbieters SWK Mobil GmbH der Stadt Krefeld zunächst in ein Matlab-Modell überführt.

Ein Bus kann an einem Tag mehrere kurze Umläufe hintereinander oder einen einzigen langen Umlauf befahren. Wenn ein Elektrobus mehrere Umläufe hintereinander befährt und zwischen den Umläufen nachgeladen wird, kann pro Tag aufgrund der begrenzten Akkukapazität ggf. eine längere Strecke befahren werden, als durch das Abfahren eines möglichst langen Umlaufs. Die Energiebedarfe der einzelnen Umläufe sind je nach Bustyp, Wetter, Batterieauslegung, Strecke und Umlaufdauer unterschiedlich.

Problemformulierung und Nebenbedingungen

Es werden im Folgenden zunächst die Umläufe mit zehn Elektro-Gelenkbussen ($n=10$) untersucht. Des Weiteren wird zunächst nur ein einziger Tag betrachtet. Die Außentemperaturverläufe und damit die Energiebedarfe pro Umlauf und die zu fahrenden Umläufe sind tagesabhängig. Da jeweils ein Tag betrachtet wird, muss für jeden Tag des Jahres die Umlaufauswahl mit den jeweiligen Außentemperaturen und tagesspezifischen Fahrlänen neu durchgeführt werden.

Es wird der Einsatz von Elektrobusen $b \in B$ ($|B| = 10$) untersucht. Der Betriebstag wird minutenweise $t \in \{1, \dots, 1440\}$ diskretisiert und beginnt jeweils um 03:00 Uhr. Vorhandene Umläufe $u \in U$ ($|U| = 81$) dürfen nicht verändert werden. Ein Umlauf beginnt Betriebshofausfahrt und endet mit einer Betriebshofeinfahrt. Er beinhaltet Leerfahrten, Wendezeiten und Beförderungszeiten. [2]

Tabelle 1: Umläufe der Gelenkbusse mit den jeweiligen Energiebedarfen und Strecken (Beispiel eines Tages)

i	t_{start} [min]	t_{end} [min]	s [km]	W [kWh]
1	49	1333	371,490	739,3678
2	50	353	87,808	174,6653
3	60	1022	291,475	570,9325
...

Die wesentlichen Kennzahlen der Umläufe sind Zeitpunkte der Aus- t_{start} und Wiedereinfahrt t_{end} in den Betriebshof, der elektrische Energiebedarf W und die Strecke s . Die einzelnen Umläufe u lassen sich durch $u_i = (t_{\text{start},i}, t_{\text{end},i}, W_i, s_i)$ beschreiben. Ein Bus kann an einem Tag mehrere Umläufe bzw. Einsätze

$e \in E$ hintereinander befahren. Als Beispiel ist ein Einsatzplan durch $E_b = \begin{pmatrix} E_{b,1} \\ E_{b,5} \\ E_{b,84} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} u_1 \\ u_5 \\ u_{84} \end{pmatrix}$ gegeben, in

dem ein Bus hintereinander die Umläufe 1, 5 und 84 fährt.

¹ Hochschule Niederrhein, SWK E² - Institut für Energietechnik und Energiemanagement, Reinartzstr. 49, 47805 Krefeld, Germany, +49 2151822 6697, marius.madsen@hs-niederrhein.de, www.hs-niederrhein.de/swk-e2

Algorithmus zur Bestimmung einer unteren Schranke des Maximums

Aufgrund von zeitlichen Überschneidungen können Busse nicht beliebig viele Umläufe an einem Tag hintereinander befahren. Mit dem Fahr- und Umlaufplan sind höchstens $n_{e,max} = 3$ Buseinsätze pro Tag möglich. Die Gesamtzahl aller möglichen Kombinationen kann mit

$$n_{\text{combin}} = \prod_{j=1}^{|B|} \sum_{i=1}^{n_{e,max}} \binom{|U| - j + 1}{i}$$

angegeben werden, was für zehn Gelenkbusse mehr als $n_{\text{combin}} = 10^{48}$ Kombinationen bedeutet. In dieser Arbeit wird ein Algorithmus angewandt, der in hinreichend kurzer Zeit eine untere Schranke für das zu bestimmende Maximum der elektrisch zu fahrenden Kilometer liefert. Für einen einzelnen Elektrobus kann das tatsächliche Maximum und nicht nur eine untere Schranke mit dem hier eingeführten Algorithmus ermittelt werden.

Für die Betrachtung des gesamten Jahres werden die unteren Schranken der Maximal der elektrischen Betriebskilometer unter Berücksichtigung der klimatischen Bedingungen (vgl.: [5]), der tagesspezifischen Fahrpläne und in Abhängigkeit der jeweiligen Batteriespezifikationen für jeden einzelnen Tag des Jahres bestimmt.

Ergebnisse

Auf Basis der durch den Algorithmus ermittelten unteren Schranken kann die Wirtschaftlichkeit einer Beschaffung von Elektrobusen für Krefeld neu bewertet werden. Die Preise der Traktionsbatterien müssen für Gelenkbusse auf unter 370 Euro pro Kilowattstunde fallen um eine Elektrobusflotte wirtschaftlich betreiben zu können. In Krefeld gibt es mehr Gelenkbusumläufe als Solobusumläufe, daher gibt es bei den Solobusumläufen ein geringeres Potential bei der Auswahl geeigneter Kombinationen.

Eine Wirtschaftlichkeit kann unter den gegebenen Randbedingungen für drei Elektro-Gelenkbussen ermittelt werden. Hiermit können 227.000 km im Jahr elektrisch zurückgelegt werden. Unter Anwendung der Emissionsfaktoren des deutschen Strommixes (474 g CO₂/kWh [4]) und von Diesel (2.650 g CO₂/Liter [7]) können 72 Tonnen CO₂ pro Jahr vermieden werden. Mit fortschreitend sinkenden CO₂-Emissionsfaktoren im deutschen Strommix wird sich dieser Wert kontinuierlich verbessern.

Referenzen

- [1] Hondius, H.: Was sparen Elektrobusse wirklich? Wirkungsgrade von Elektrobusen im Vergleich zu Dieseln im Hintergrund der Konsequenzen der Energiewende. Der Nahverkehr, Vol. 32, No. 10, 2014, pp. 38–42.
- [2] Schnieder, L.: Betriebsplanung im öffentlichen Personennahverkehr, VDI & Springer Vieweg, 2015.
- [3] Seeliger, A., Jeschull S., Krönauer B., Limberg S., Schreiner C., Albuquerque C., de Souza M., Verza M.: Elektrobusse im ÖPNV, HS Niederrhein, 2016.
- [4] Umweltbundesamt (UBU): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 -2018. Dessau-Roßlau, 2019.
- [5] Verband Deutscher Verkehrsunternehmen (VDV): Klimatisierung von Linienbussen der Zulassungsklassen 1 und 2, für konventionell angetriebene Diesel- und Gasbusse sowie für Hybrid-, Brennstoffzellen- und Elektrobusse, VDV-Schriften 2015.
- [6] Verband Deutscher Verkehrsunternehmen (VDV): VDV Standardschnittstelle Liniennetz/Fahrplan, VDV-Schriften 2013.
- [7] Wissenschaftliche Dienste Deutscher Bundestag (WD): Dokumentation CO₂-Emissionen im Verkehrsbereich. WD 8 - 3000 -056/19. Deutscher Bundestag, 2019.

9.1.3. HYLIX-B Entwicklung eines Brennstoffzellen betriebenen LKW's - Herausforderungen

Sebastian WIDER, Frank ULMER, Anna DECKERT

Kurzbeschreibung

Im Rahmen des vom Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg geförderten Reallabors HYLIX-B wird der Prototyp eines vollelektrischen Lkw mit 26 Tonnen Gesamtgewicht mit Brennstoffzellenantrieb aufgebaut und dessen Skalierbarkeit geprüft. Ziel ist die Prüfung technischer Serienmachbarkeit von LKW mit Brennstoffzellen-Antrieb und die Generierung von Nachweisen bezüglich der Praxistauglichkeit, Wirtschaftlichkeit und gesellschaftlicher Akzeptanz durch Erprobung, Messungen, Stakeholder-Gespräche und Befragungen. Die Entwicklung erfolgt vor der Hintergrund der Transformation des Energiesystems.

Hintergrund / Problemlage

Klassischerweise teilt sich das Energiesystem heute in die Verbrauchssektoren Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), Industrie und Verkehr. Die Komplexität der notwendigen Transformation des Energiesystems liegt darin, dass sich nicht nur die Energieträger innerhalb einzelner Sektoren ändern, sondern neue Energieträger die Versorgung verschiedener Sektoren abdecken werden. Diese Änderung – auch Sektorenkopplung – genannt hat somit die Auflösung der Grenzen zwischen den einzelnen Sektoren zur Folge. Speziell der Energieträger Wasserstoff spielt hierbei eine signifikante Rolle, da dessen regenerative Gewinnung, Lagerung und Verteilung neue Ansätze ermöglichen.

Für den Einstieg in die klimaneutrale „Wasserstoffenergiewirtschaft“ muss ein ausreichend großes bzw. skalierbares Nachfragepotential bestehen, damit die regenerative Wasserstoffherstellung und die Verteilung des Wasserstoffs als attraktive Geschäftsfelder bzw. notwendige Infrastrukturmaßnahmen wahrgenommen werden. Da im Lkw-Lieferverkehr signifikante Mengen an Wasserstoff benötigt werden (Fahrleistung / Tag ca. 340 km¹; Verbrauch ca. 8kg H₂/100 km; geplante Reichweite Lkw ca. 500km), können die Ergebnisse des Reallabors eine hohe Relevanz für den Aufbau einer Lieferkette von Wasserstoff aus regenerativen Quellen entfalten. Denn durch die sukzessive Steigerung an Lkw mit BZ-Technologie kann die Lieferkette und damit die Herstellung von regenerativem Wasserstoff gesteuert skaliert werden. Der Anreiz über Pkw scheint im Vergleich bislang zu gering zu sein.

Im Rahmen des Reallabors wird die Wasserstoffherstellung und -distribution nicht beleuchtet, eine Versorgung mit regenerativem Wasserstoff wird aber angestrebt.

Die Brennstoffzellentechnologie wird im Fahrzeugbereich gegenüber der Batterietechnologie als komplex wahrgenommen – auch aufgrund der Herausforderungen bei der Wasserstoffproduktion und –distribution, sowie Sicherheit und Rentabilität -, weswegen Projekte bislang nur von großen Unternehmen umgesetzt wurden. Im Projekt HYLIX-B arbeiten angewandte Forschung (Hochschule Esslingen / Institut INEM) und Mittelstand (EFA-S GmbH und SW Engineering). EFA-S ist Entwickler und Integrator von elektrischen Antrieben in Batteriebetriebenen Nutzfahrzeugen bis zu einer Gewichtsklasse von 18 Tonnen Gesamtgewicht. SW-Engineering ist Ingenieurdienstleister im Bereich Integration von Brennstoffzellen und Wasserstoffspeicher. Interne Untersuchungen bei EFA-S haben ergeben, dass beim Übergang auf die Lkw-Größe des 26 Tonner, verbunden mit einer Erhöhung der Reichweitenanforderung, bei batterieelektrische Fahrzeugen sich das Verhältnis von Fahrzeuggewicht zu Zuladung soweit verschlechtert, dass ein Business Case schwerlich darzustellen ist. In dieser Fahrzeugklasse, bei der neben den globalen auch die lokalen Emissionen eine große Rolle spielen, scheinen die Möglichkeiten, einen Business Case für Brennstoffzellen betriebene Fahrzeuge darstellen zu können, am höchsten. Auch in Bezug auf diese Fragestellung soll das Reallabor klare Aussagen liefern bzw. entsprechende Zielgrößen definieren um eine Übertragbarkeit des Projektes zu verfestigen.

¹ MKS - FACHWORKSHOP „STAND DER FORSCHUNG, MARKTPOTENZIALE UND FORSCHUNGSBEDARF FÜR BRENNSTOFFZELLEN- LKW (Prof. Dr. Martin Wietschel, Dr. Till Gnann, Dr. Axel Thielmann, André Kühn)

Wasserstoff und Brennstoffzellen werden zwischenzeitlich in wesentlichen Industriestaaten als Schlüsseltechnologien betrachtet. Japan, China, Norwegen und England haben diese in ihrer Energiepolitik verankert bzw. setzen sogar auf die Veränderung hin zu einer Wasserstoffwirtschaft. Dies wird dazu führen, dass eine Vielzahl von Anwendungen in naher Zukunft auf diesen Technologien basieren wird. Für die Diffusion der Technologie spielt daher sowohl die schnelle Teilnahme verschiedener Marktteilnehmer im Bereich Applikation, als auch die Möglichkeiten der Wasserstoffbereitstellung eine große Rolle.

Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologien müssen ihre Wettbewerbsfähigkeit unter Beweis stellen.

Zum Projektverlauf

Das Projekt ist auf eine Laufzeit von zwei Jahren ausgerichtet. Davon wird der Aufbau des Lkw einen Zeitraum von ca. 18 Monaten beanspruchen. Die Inbetriebnahme und Betriebsphase wird sechs Monate betragen. Während des Aufbaus und der Betriebsphase des Lkw ist die interaktive Einbindung verschiedener Experten und Stakeholder vorgesehen, um ein Nutzer- und Marktorientiertes Fahrzeug aufzubauen. Hierfür werden verschiedene Formen der Beteiligung im Rahmen eines Reallabors eingesetzt.

Nach Abschluss des Projektes Weiterentwicklungen und weiterer Betrieb mit modifiziertem Lkw geplant.

Der Einsatz des Lkw wird im Raum Stuttgart durch eine Spedition erprobt, Hemmnisse identifiziert und, wenn möglich, im Zusammenspiel der Expertise des Projektkonsortiums und den Stakeholdern überwunden. Dabei werden sowohl die technischen als auch organisatorischen Herausforderungen im Zusammenhang mit dem Aufbau und der Nutzung von Brennstoffzellen-Lkw in der Praxis beforscht.

Zum Vortrag

Im Vortrag wird das Projekt, die Hintergründe, die technischen und organisatorischen Herausforderungen beim Aufbau des Lkw in dem benannten Zeitrahmen, sowie ein Ausblick auf die Relevanz des Projektes zur Energiewende im Verkehrsbereich und zur Einführung und Nutzung des Energieträgers Wasserstoff beleuchtet.

9.1.4. Maximierung des Anteils erneuerbarer Energien zum Betrieb eines batterieelektrischen Zuges durch Auslegung eines Stationären Batteriespeichers

Paul LOHMANN¹, Michael KELKER¹, Katrin SCHULTE¹, Jens HAUBROCK¹

Einleitung

Der öffentliche Personen Nahverkehr (ÖPNV) ist in den letzten Jahrzehnten in vielen ländlichen Regionen reduziert worden. Um einen wirtschaftlichen Betrieb ländlicher Schienenverbindungen zu ermöglichen, können zukünftig batteriebetriebene Züge anstelle von Dieselnügen die ländlichen, nicht elektrifizierten Schienenstrecken erschließen. Diese Batteriezüge verursachen keine direkten Emissionen und erfordern keinen Ausbau von Oberleitungen. Um den CO₂ Ausstoß zu minimieren, wird der Strom zum Laden der Batterien aus lokalen erneuerbaren Energiequellen erzeugt. Hierfür gilt es zu untersuchen, wie groß ein stationärer Energiespeicher im Flächenkraftwerk sein muss, um den Anteil erneuerbarer Energien (EE) zu maximieren. Diese Auslegung wird exemplarisch an der Bahnstrecke von Verl nach Hövelhof, einer ländlich geprägten Region im Osten Nordrheinwestfalens, vorgenommen. Das Projekt ist Teil des FutureRail OWL – Projektes, gefördert durch die Regionale 2022, bei dem erforscht wird in wie weit autonom fahrende, batteriebetriebene Kleinzügen zur Reaktivierung einer Schienenstrecke eingesetzt werden können [1].

Methodik

Um einen stationären Energiespeicher für den Betrieb der Strecke von Verl nach Hövelhof zu dimensionieren, ist ein Software Modell in MATLAB/Simulink entwickelt worden. Die Simulation enthält Modelle der EE-Anlagen, der Ladestationen, eines zentralen Energiespeichers und eine Netzkopplung. In diesem Model wird ein Tagesverlauf im Dezember (geringste Solare Einstrahlung) mit verschiedenen Speichergrößen simuliert. Bewertet wird der Autarkigrad nach (1) gegenüber den Speicherkosten. Es wurde mit einem Preis von 84 € je Kilowattstunde Speicherkapazität gerechnet [2].

$$n_{\text{Autarkie}} = \frac{E_{\text{genutzteEE}}}{E_{\text{genutzteEnergie}}} \cdot 100\% \quad (1)$$

Bestimmung der Einspeisung durch erneuerbare Energien

Um den Leistungsverlauf der Photovoltaik (PV) Einspeisung zu modellieren, sind die in der Region Verl / Hövelhof installierte PV-Peak-Leistung mit dem Leistungsverlauf einer vermessenen PV Anlage validiert. Die Simulation ist auf 1 kWp normiert und bietet eine Auflösung in Viertelstundenwerte bezogen auf ein Jahr. Für die Biogasanlage wurde eine konstante Leistungsabgabe angenommen [3], welche sich an der in der Region installierten Leistung orientiert.

Bestimmung der Ladeleistung

Die Ladeleistung orientiert sich an dem Energieverbrauch des Zuges. Dieser ergibt sich aus den auftretenden Widerständen und den elektrischen Verbrauchern innerhalb des Zuges. Mit zunehmender Batteriekapazität ergibt sich ein höheres Gewicht, welches wiederum zur Bewegung mehr Energie benötigt. Die Kapazität wurde daher in mehreren Iterationen berechnet bis ein Optimum zwischen Gewicht und Batteriekapazität erreicht wurde. Zur Bewältigung der gesamten Strecke werden 34,2 kWh benötigt. Diese werden an zwei Ladestationen am Anfang und Ende der Strecke mit 137 kW innerhalb von 15 min nachgeladen.

Simulation des Speichers

Der simulierte Speicher bildet das Lade- und Entladeverhalten eines LiFePO₄ Akkus nach. Der Speicher wird bei 20°C betrieben mit einer Entladerate von 6 und einer Laderate von 5. Der

¹ FH Bielefeld Institut für Technische Energie-Systeme (ITES), Interaktion 1 33619 Bielefeld, +49 521 106 70839, paul.lohmann@fh-bielefeld.de

Ladealgorithmus lässt den Speicher dann laden, wenn entweder Leistung der PV- oder Biogasanlagen zur Verfügung steht, die nicht direkt für den Ladevorgang benötigt wird. Steht nicht genug Leistung aus erneuerbare Energiequellen für die Ladeanlagen zur Verfügung, gibt der Speicher die aufgenommene Energie mit der nötigen Leistung ab. Können EE-Anlagen und der Speicher nicht genügend Leistung zur Verfügung, stellen wird die fehlende Leistung durch die Netzkopplung ausgeglichen.

Ergebnisse

Abbildung 1 stellt in Rot die Kostenzunahme bei steigender Kapazität dar. Dem gegenüber, in Blau dargestellt, der steigende Autarkiegrad bei steigender Kapazität. Wie der Abbildung zu entnehmen ist nimmt der Autarkiegrad mit zunehmender Batteriekapazität schnell zu. Bei Punkt A, ca. 47 kWh, kommt es zu einer Sättigung, ab diesem Punkt nimmt der Autarkiegrad nur noch langsamer zu. Dieser Bruch beruht darauf, dass der Speicher ab diesem Punkt innerhalb der Betriebszeit nicht mehr vollständig geladen wird. Die stetige Zunahme des Autarkiegrades in dem Bereich von 47 kWh bis 400 kWh kommt daher, dass mit der zunehmenden Speicherkapazität auch die Lade- / Endladeleistung zunimmt und mehr Energie aus erneuerbaren Quellen im Speicher aufgenommen und mit höherer Leistung abgegeben werden kann. Als Optimum in diesem Szenario ist der Punkt A auf der blauen Kurve, 47 kWh - 73% - ca. 4000 € zu werten, gekennzeichnet durch die schwarze Linie. Eine weitere Erhöhung der Kapazität bietet keinen großen Zuwachs der Autarkie und steht nicht im Verhältnis zu der Kosten Zunahme. Bei einer Speichergöße von 47 kWh werden 303 kWh aus dem Netz bezogen mit einer maximalen Leistung von 91 kW. In Summe werden für den Betrieb der Bahn von 5:30 bis 22:00 Uhr 1.132 kWh benötigt. Insgesamt fährt der Zug in diesem Zeitfenster 17-mal zwischen den Stationen Verl und Hövelhof.

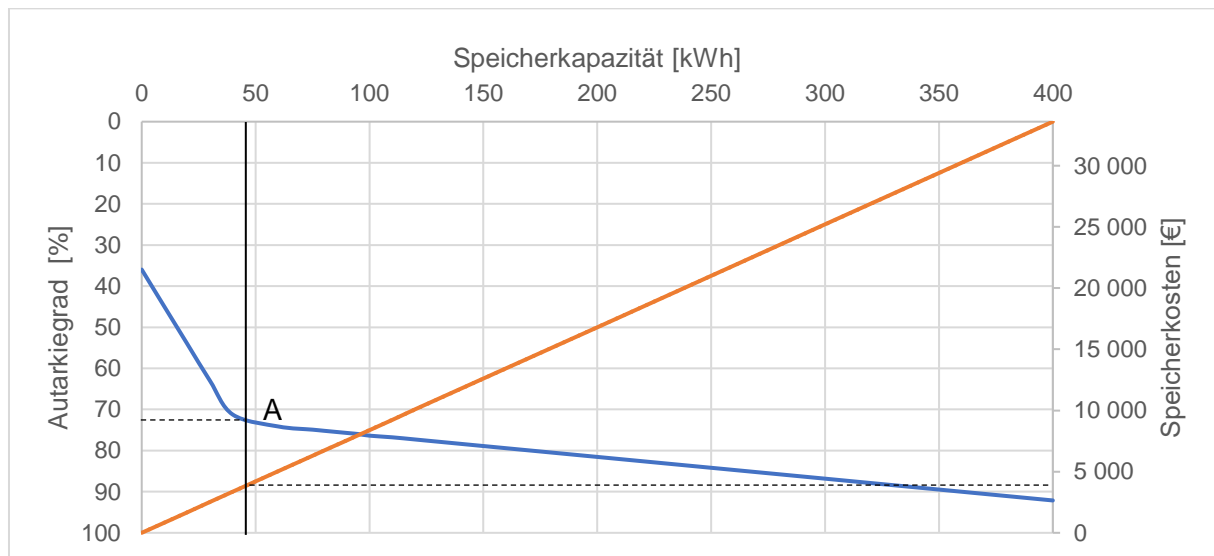


Abbildung 1 – Autarkiegrad und Speicherkosten gegenüber der Speichergöße – 24 Stunden im Dezember

Referenzen

- [1] Projekt „Future Rail OWL“ | FH Bielefeld. [Online] Verfügbar unter: <https://www.fh-bielefeld.de/presse/pressemitteilungen/projekt-future-rail-owl>. Zuletzt geprüft am: 21.11.2019.
- [2] Andreas Ahlswede, Preisentwicklung von Lithium-Ionen-Batterien bis 2020 | Statista. [Online] Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/534429/umfrage/weltweite-preise-fuer-lithium-ionen-akkus/>. Zuletzt geprüft am: 21.11.2019.
- [3] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe; Deutsches BiomasseForschungsZentrum; Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft; Institut für Agrartechnologie und Biosystemtechnik, Leitfaden Biogas: Von der Gewinnung zur Nutzung, 7. Aufl. Rostock: Druckerei Weidner, 2016.

9.1.5. Vermarktungsoptionen von Elektrofahrzeugen an den Strommärkten

Timo KERN¹, Patrick DOSSOW², Serafin VON ROON³

Motivation

Die Energiewende bringt auf allen Sektoren strukturelle Veränderungen mit sich. Während der Bereitstellungssektor stromseitig in Deutschland durch den Zubau der erneuerbaren Energien schon massiven Anpassungen unterworfen wurde, kam es in den Endenergiesektoren Private Haushalte, Industrie, Verkehr sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen nur sehr schleppend zu einem Wechsel hin zu klimaschonenderen Technologien. Der Verkehrssektor verzeichnet 2016 sogar einen leichten Anstieg der Emissionen gegenüber 1990 und kann somit keinen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele für das Jahr 2020 leisten [1]. Der Umstieg auf Elektrofahrzeuge (EV) gestaltet sich insbesondere aufgrund von höherer Anfangsinvestitionen gegenüber Verbrennern als herausfordernd [2]. Die Wirtschaftlichkeit des Elektrofahrzeugs könnte durch die Vermarktung der Flexibilität der Batterie an den Strommärkten gesteigert werden. Hier setzt das im Mai gestartete Projekt „Bidirektionales Lademanagement“ (BDL) an, in welchem ein Schwerpunkt die Analyse von Erlöspotenzialen bidirektionaler EV an den Strommärkten ist [3]. Ziel dieses Beitrags ist das Aufzeigen dieser Erlösmöglichkeiten bei einer Vermarktung von Elektrofahrzeugen in einem aggregierten Pool an den Spotmärkten, um eine zügigere Integration der E-Mobilität in das Energiesystem der Zukunft zu gewährleisten.

Methodik

Die Vermarktung des Pools aus EV an den Spotmärkten (Day-Ahead-Handel, Intraday-Auktion und kontinuierlicher Handel) wird durch eine rollierende Optimierung realisiert, welche die realen Handelszeitpunkte an den Märkten beachtet. Die Methodik orientiert sich an der vorangegangenen Modellierung eines Großbatteriespeichers [4]. Anders als bei einem Großbatteriespeicher ist die Verfügbarkeit der maximalen, aggregierten Speicherkapazität des betrachteten Pools nicht konstant, sondern variiert in Abhängigkeit der Fahrprofile der Fahrzeuge. Abbildung 1 verdeutlicht die Herausforderungen, die sich dadurch für die Modellierung ergeben.

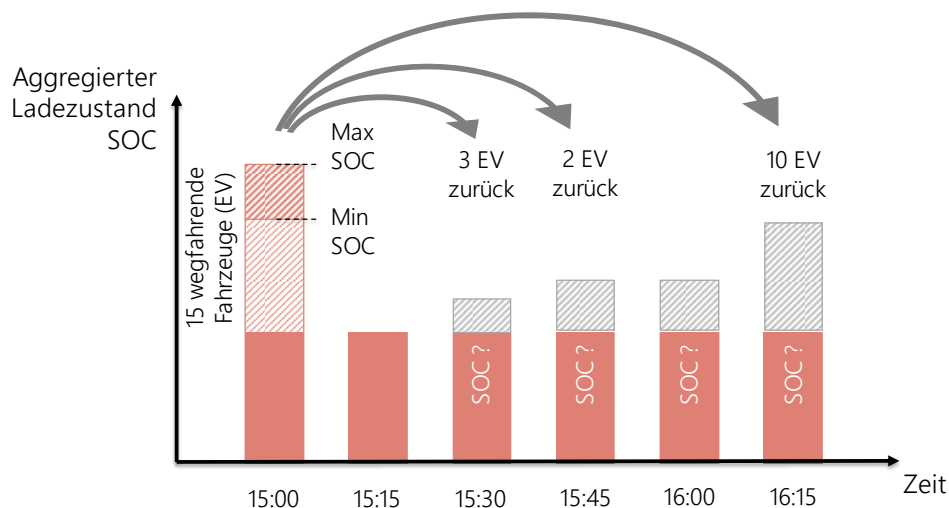


Abbildung 1: Schematische Darstellung der variablen Entwicklung des Ladezustands (SOC) eines Pools von Elektrofahrzeugen in Abhängigkeit des SOC bei der Abfahrt

Es wird angenommen, dass eine Vermarktung nur am Standort zu Hause möglich sei, weil dort eine bidirektionale Ladesäule installiert ist. Wegführende Fahrzeuge bedeuten für den aggregierten Pool eine

¹ FfE, Am Blütenanger 71, 80995 München, +49 (0)89 158121-35, tkern@ffe.de, www.ffe.de

² FfE, +49 (0)89 158121-63, pdossow@ffe.de, www.ffe.de

³ FfE, +49 (0)89 158121-0, sroon@ffe.de, www.ffe.de

Verringerung der Kapazität, wiederkommende Fahrzeuge bedeuten eine Erhöhung der Kapazität. Der Ladezustand der Fahrzeuge (SOC) bei Wegfahrt ist variabel zwischen einem minimalem und einem maximalen SOC. Folglich ist auch der Ladezustand der wiederkommenden Fahrzeuge variabel in Abhängigkeit des Ladezustands bei Wegfahrt und der zurückgelegten Fahrstrecke. Das aufgestellte Optimierungsproblem beachtet dies anhand von aus den MID Daten [5] hergeleiteten Fahrprofilen. Durch die Variabilität des Ladezustands von wegfahrenden EV ist eine optimierte Vermarktung an den Spotmärkten möglich. Die lineare, rollierende Optimierung maximiert Entladeerlöse bei minimierten Ladekosten der Elektrofahrzeuge im betrachteten Pool.

Ergebnisse

Die Erlöspotenziale eines Pools von EV werden hinsichtlich verschiedener Sensitivitäten untersucht. Dafür wird eine Variation der folgenden Größen durchgeführt:

- Märkte, an denen vermarktet wird (Day-Ahead-Handel, Intraday-Auktion, kontinuierlicher Intraday-Handel)
- Aggregierte Poolgröße
- Hinterlegte Fahrprofile (Vorwiegend Pendler, Zweitwagen) und EV Parameter

Es zeigt sich, dass die Erlöspotenziale stark abhängig von der gewählten Parametrierung sind. Bei maximaler Verfügbarkeit und Teilnahme an allen Märkten ergeben sich signifikante Erlöspotenziale um die 900 €/a/Fahrzeug bei akzeptabler Vollzyklenzahl, da die Kapazität von EV meist deutlich höher ist als die Lade- und Entladeleistung. Dies würde den Besitzern von EV einen deutlichen Anreiz geben, an den Spotmärkten teilzunehmen und den Märkten damit eine höhere Liquidität und dem Energiesystem eine höhere Flexibilität zu geben.

Referenzen

- [1] Graichen, Patrick Dr.; Peter, Frank; Litz, Phillip: Das Klimaschutzziel von -40 Prozent bis 2020: Wo landen wir ohne weitere Maßnahmen? - Eine realistische Bestandsaufnahme auf Basis aktueller Rahmendaten. Berlin: Agora Energiewende, 2017
- [2] Kurz, Claudia: Finanzielle Anreizwirkung der Förderung von Elektromobilität durch die Bundesregierung – Empirische Evidenz bezüglich der Umweltprämie und der Kfz-Steuerbefreiung. University of Applied Sciences Mainz: UASM Discussion Paper No. 6, 2017
- [3] Hinterstocker, Michael et al.: Bidirectional Charging Management – Field Trial and Measurement Concept for Assessment of Novel Charging Strategies. Dublin: E-Mobility integration Symposium, 2019
- [4] Kern, Timo et al.: Rückwirkungen von Batterie-Vermarktungsoptionen auf den Strommarkt. In: 11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien; Wien: IEWT 2019, 2019.
- [5] Infas, DLR, IVT, infas 360: Mobilität in Deutschland, Bonn, 2018

9.1.6. It's all about the Price Tag - Explorative Evidence of Adoption of Multimodal Mobility Packages from a Choice-Based Conjoint Study in Austria

Paula BREZOVEC^{1(*)}, Nina HAMPL²

Overview

Electrification, automatization, connectivity and sharing represent the major trends in the transport sector (European Commission, 2019), which is the greatest contributor to climate change with almost a quarter of all global energy-related greenhouse gas (GHG) emissions (IEA, 2016a, 2016b). Despite all the attention and measures regarding clean technologies, e.g. electric vehicles (EVs), the current transport system is still inefficient and unsustainable as private cars are still the core of day-to-day mobility. One promising concept promoting more sustainable transport behaviour is Mobility-as-a-Service (MaaS). Till now, numerous MaaS-related pilot programs have been implemented across Europe and beyond. So far, most of the work has been done by practitioners and there is still lack of scientific research, especially regarding the configuration of multimodal mobility packages. Building on the work by Matyas and Kamargianni (2018) we conducted a choice-based conjoint experiment representative for Austrian citizens (N = 590). The aim of the present study is to investigate the effect of different attributes of multimodal mobility bundles/packages on purchase intention. Our key findings can be summarized as follows: the most important attribute is price (monthly payment), followed by transport modes (transport modes that are included in the package), transfer time (between the different transport modes on a trip) and reachability (of the first transport mode). The last two attributes (transferability and allotment expiration) seem to be "nice-to-have", rather than "must-have". Attribute preference, however, varies among different segments of potential customers, underlining the need for individualisation and customised packages. We discuss implications of our findings for future research as well as practitioners and policymakers.

Methods

The present study follows a two-step methodological approach: qualitative interviews and a questionnaire including a conjoint experiment. First, after a thorough literature review, a dozen of qualitative interviews with experts from different fields (e.g. academia, public transport, firms active in the MaaS sector etc.) and potential customers were conducted from November 2018 to February 2019 in order to gather insights on current MaaS initiatives and offerings as well as criteria and preferences related to the decision to use multimodal mobility packages. This was the basis for the development of the questionnaire and the conjoint experiment. We conducted an online survey with Austrian citizens (N = 590; 18-70 years) in order to identify preferences related to features of multimodal mobility packages and the respondents' willingness to pay (WTP). The data was collected during May and June 2019. The first part of this survey included questions to evaluate respondents' travel preferences and behaviour. The second part included the conjoint experiment. Choice-Based Conjoint (CBC) is a well-established research method to study decision-making processes and criteria (Green & Srinivasan, 1978, 1990). The conjoint study conducted included 12 choice tasks, which is a common practice in other conjoint studies (e.g. Hampl and Loock, 2013; Kubli et al., 2018). Each choice task comprised three options of hypothetical multimodal mobility packages, which are described along six pre-defined attributes. Each of the attributes consisted of four to five levels. Furthermore, a "none option" (if the respondent would not prefer any of the presented options) was included as a fourth option to better reflect real purchase behaviour. Sawtooth Software products were used for both the questionnaire design and setup as well as the statistical analysis of the choice data. In contrast to a traditional mixed-logit model, where only aggregated data is included, we applied a hierarchical Bayes (HB) model where individual part-worth utilities can be estimated (Rossi & Allenby, 2003; Huber & Train, 2001). Besides HB for the analysis of

¹ Alpen-Adria-Universität Klagenfurt, +4346327004089, paula.brezovec@aau.at

² Alpen-Adria-Universität Klagenfurt/ Vienna University of Economics and Business, +4346327004085, nina.hampl@aau.at

the conjoint data we used latent class analysis (LCA) to identify different segments among the respondents (Sawtooth Software, 2004).

Results

Related to the relative importance of the attributes in our conjoint experiment (e.g. transport modes, transfer time, reachability, transferability, allotment expiration and price (per month)) we can report the following results. As assumed, price was the most important attribute with 39.51%. The attributes transport modes (18.63%), transfer time (12.43%) and reachability (12.16%) had a similar relative importance score. Finally, transferability (8.44%) and allotment expiration (8.44%) seem to play only a minor role in the purchase decision and can be seen more as “nice-to-have” services of the mobility package. The results of the HB analysis revealed that potential users of mobility packages most prefer lower prices (on a monthly basis), packages that include all offered transport modes (public transport (PT) + bike sharing + car sharing), a maximum waiting or transfer time between the different transport modes on a trip of 5 minutes and a maximum distance to the first transport mode of 200 meters. Another benefit of the conjoint analysis is the possibility to convert part-worth utilities into aggregated monetary WTP scores (Green & Srinivansa, 1990). In the present study, WTP relative to a default option (i.e. PT + bike sharing, 25 min, 1000 m (approx. 15 min), non-transferable package and unused allotment expires monthly) was calculated. Finally, in order to identify heterogeneity in user preferences regarding the mobility packages we conducted an LCA. We chose a 3-group solution: convenience adopters, price-sensitive adopters and likely non-adopters. Based on the preferences for the mobility packages the findings indicate that two of the three customer segments are potential adopters. The third segment with the part-worth utility of the none option as the highest score was labelled as likely non-adopters.

Conclusions

Multiple trends like urbanization, digitalization, demographic and societal changes as well as increased awareness of environmental issues are drivers that transform the mobility sector (Hoppe et al., 2009). Further, shifting norms and attitudes towards transportation change how people travel. Especially the younger generation – the millennials – own fewer cars, drive less and are less likely to own a driver’s license compared to older generations (Klein & Smart, 2017; Kuhnimhof et al., 2011; Raimond & Milthorpe, 2010; Sivak & Schoettle, 2011, 2012). Combining this with the fact that the average car is parked 92% of the time so that its capacity is not nearly optimally used (MacArthur et al., 2015) it becomes evident that new business models such as MaaS are in demand (Ambrosino et al., 2016). In recent years, a growing body of literature has shown interest in the MaaS concept, especially in the context of services and technological developments (Kamargianni et al., 2016; Jittrapirom, Caiati, Feneri, Ebrahimigharehbaghi, Gonzalez & Narayan, 2017). Consequently, to promote the diffusion of such mobility packages the preferences and characteristics of future users are of high relevance. The present study shows that the most important feature of such offerings is price, followed by the transport modes included in the package, transfer time and reachability. Furthermore, our findings from latent class analysis reveal that the preferences for package features differ between different groups of potential users underlining the need for individualisation and customisation. These findings represent important insights for marketers and policymakers to better identify and understand potential adopters of multimodal mobility packages. Considering the high impact of the transportation sector on climate change further research is of high relevance. Thus, the implementation and evaluation of MaaS concepts will shape future of mobility discourse and the further development of mobility services.

9.2. LADEINFRASTRUKTUR (STREAM H2)

9.2.1. Identifikation und Definition von Betriebsführungsstrategien für die Elektromobilität

Andrea SCHOEN^{1(*)}, Jan RINGELSTEIN¹, Christian SPALTHOFF¹, Martin BRAUN^{1 2}

Inhalt

Eine Million Elektrofahrzeuge sollen bald auf den deutschen Straßen fahren, was zu einer klimafreundlicheren Mobilität beitragen soll [1]. Ziel der Bundesregierung war es, dies bis 2020 umzusetzen, wobei 2022 mittlerweile als realistischer eingeschätzt wird [2]. Dies stellt das Energieversorgungssystem vor eine große Herausforderung, da die Ladeleistungen der Elektrofahrzeuge zu einer erhöhten Netzbelastung, insbesondere im Verteilnetz führen können. Das Potential für die Vermeidung von Netzüberlastung durch Demand Side Management ist hoch, so dass die Entwicklung einer Netzbetriebsführung, welche die Elektromobilität netzdienlich nutzt, eine wichtige Fragestellung darstellt. Aufgrund der Vielzahl der möglichen Akteure, Informationsflüsse, Zugriffsrechte und Handlungsspielräume ist eine umfassende Betrachtung der möglichen Umsetzungen allerdings komplex. Dies wird zusätzlich durch den Umstand erschwert, dass in diesem Zusammenhang Begriffe wie zentral, verteilt und direkt mit verschiedenen Bedeutungen angewendet werden. Im Rahmen des durch das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Projekts „Ladeinfrastruktur 2.0“ wird die Integration der Elektromobilität ganzheitlich untersucht, wobei die Optimierung des Ausbaus und Betriebs der Ladeinfrastruktur in Verteilnetzen im Fokus steht [3]. Dabei werden Betriebsführungsstrategien für die Elektromobilität entwickelt, welche in einer Simulation und weiterführend in Feldtests genauer betrachtet werden sollen. Die Bewertung dieser ist eine essentielle Vorarbeit für diese Umsetzung und soll die Vergleichbarkeit der Strategien erleichtern. Sie dient außerdem einer Klärung der Begrifflichkeiten in Bezug auf Betriebsführungsstrategien für die Elektromobilität.

Aufgrund einer Aufstellung von Anforderungen und Use Cases unter Mitwirkung von mehreren Netzbetreibern wurden sechs Betriebsführungsstrategien identifiziert, die sich als besonders interessant und relevant erweisen. Diese werden basierend auf einer Auswahl an Faktoren bewertet. Hierbei werden vier Hierarchieebenen unterschieden: Eine Betriebsführungsstrategie umfasst die Kombination von Konzepten und Strategien der Netzbetriebsführung aus Sicht des Verteilnetzbetreibers (VNB) entweder mit oder ohne eine zwischengelagerte Ortsnetzstation, der Liegenschaftsbetriebsführung durch Gebäudenetzbetreiber und der Ladebetriebsführung durch Ladestellenbetreiber. Eine Beschreibung der verschiedenen Strategien aus Sicht der technischen Voraussetzungen, nötiger Kommunikationszugriffe und den möglichen Auswirkungen auf die Netzauslastung soll helfen, geeignete Strategien für die Praxis auszuwählen.

Methodik

Die Betriebsführungsstrategien wurden basierend auf Use Cases entwickelt, welche für die Ladeinfrastruktur relevante Anwendungsfälle beschreiben. Ein Use Case kann hierbei durch eine einzelne Strategie oder eine Kombination mehrerer Strategien abgebildet werden.

Die beteiligten Akteure im Netz werden in ein System mit vier Hierarchieebenen (VNB, Ortsnetzstation, Liegenschaft, Ladestelle) eingeteilt, welche bei den verschiedenen Ansätzen unterschiedlich miteinander kommunizieren. Die Betriebsführungsstrategien werden in drei Schritten bewertet. In den ersten beiden Bewertungsschritten wird die Architektur für Smart-Grid-Lösungen gemäß Wenderoth et

¹ Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE), Königstor 59, D-34119 Kassel, +49 561 7294-267, andrea.schoen@iee.fraunhofer.de, www.iee.fraunhofer.de

² Universität Kassel/Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze (e2n), Wilhelmshöher Allee 71-73, D-34121 Kassel, www.uni-kassel.de/eecs/en/fachgebiete/e2n

al. [4], die BDEW-Ampelphase [5], die Häufigkeit der Regelvorgabe und die Dauer zwischen Regelvorgabe und Umsetzung berücksichtigt. Aus dem dritten Schritt der Bewertung wird ersichtlich, welches Ziel eine Strategie verfolgt und mit welchen Eingangs- und Stellgrößen dieses Ziels umgesetzt werden soll.

Ergebnisse

Zur Umsetzung der Use Cases eignen sich sechs anwendungsnahe Betriebsführungsstrategien für die Elektromobilität: „VNB-Zugriff“, „VNB-Vorgabe regelbasiert“, „Individuelle Statiken“, „Kontingenzzuweisung“, „Flexibilitätsmarkt“ und „Preisbasiert“. Die Benennung der Strategien verzichtet bewusst auf Begrifflichkeiten wie „zentral“ oder „direkt“, um Verwechslungen mit anderen Begriffen, die mit der Betriebsführung von Elektromobilität zusammenhängen, zu vermeiden.

Die Strategien wurden in den verschiedenen Bewertungsschritten geprüft und in Kategorien eingeordnet. Tabelle 1 zeigt einen Ausschnitt der zugeordneten Eigenschaften.

Tabelle 1: Ausschnitt der Bewertung der Betriebsführungsstrategien

Strategie	Architektur gemäß [4]	BDEW-Ampelphase	Ziel
VNB-Zugriff	Zentral	Rot	Engpassauflösung, Spannungskorrektur
VNB-Vorgabe regelbasiert	Zentral	Grün, Gelb, Rot	Engpassvermeidung, Spannungshaltung/-symmetrie
Individuelle Statiken	Dezentral	Grün, Gelb	Spannungshaltung/-symmetrie
Kontingenzzuweisung	Dezentral oder verteilt	Grün, Gelb	Engpassvermeidung
Flexibilitätsmarkt	Verteilt	Grün, Gelb	Engpassvermeidung
Preisbasiert	Zentral	Grün, Gelb	Preisoptimierung

Diese Beschreibung und Bewertung gibt einen Überblick über relevante Betriebsführungsstrategien, wodurch die Auswahl von geeigneten Strategien für die Praxis erleichtert werden soll.

Hinweis

Dieser Beitrag wurde im Rahmen des Forschungsprojektes „Ladeinfrastruktur 2.0“, welches durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) mit dem Förderkennzeichen 0350048A gefördert wird, erstellt. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Referenzen

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Elektromobilität in Deutschland“: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/elektromobilitaet.html> (Aufgerufen am 13. November 2019).
- [2] Die Bundesregierung, „Merkel bei Symposium: Elektromobilität weiter vorantreiben“: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/saubere-luft/elektromobilitaet-weiter-vorantreiben-1530062> (Aufgerufen am 18. November 2019)
- [3] Fraunhofer IEE, „Presseinformation Ladeinfrastruktur 2.0“ <https://www.iee.fraunhofer.de/de/presse-infothek/Presse-Medien/Pressemitteilungen/2019/fraunhofer-ieee-und-forschungspartner-ruesten-stromnetzbetreiber.html> (Aufgerufen am 13. November 2019).
- [4] F. Wenderoth, E. Drayer, R. Schmolli, M. Niedermeier und M. Braun, „Architectural and Functional Classification of Smart Grid Solutions,“ *Energy Informatics*, September 2019, DOI: <https://doi.org/10.1186/s42162-019-0083-1>
- [5] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Konkretisierung des Ampelkonzepts,“ 2017.

9.2.2. Smart Load Management for EV Charging Infrastructure in a Residential Complex

Jasmine RAMSEBNER^{1(*)}, Albert HIESL², Reinhard HAAS³, Franziska SCHOENIGER

Motivation

Interest in and demand for electric vehicles (EVs) is growing strongly. Reasons are the increasing awareness of climate change, as well as the commitment of car manufacturers to substantially reduce the CO₂ emissions of their fleet by 2030. One of the biggest challenges associated with this development is the provision of appropriate charging infrastructure (IS). Major questions include, not only where charging can take place (e.g. private and public charging, charging at work, etc.) and at which charging speed and capacity, but also how the temporal distribution of this load develops. Whereas for single-family buildings and small company applications, many projects have already been conducted, research on optimal IS in large-scale residential buildings and the implementation of an optimal load management (LM) for this application has been scarce. The main objective of this paper is to analyse various LM strategies for EV charging in large-scale residential buildings, determined to meet the growing demand for E-Mobility and considering to which extent these strategies may offer relief to the distribution grid. This research is carried out within the cooperative R&D project URCHARGE powered by the Austrian Climate and Energy Fund within the programme “Zero Emission Mobility” with a focus on IS.

Method

To determine the EV charging demand, we assume a scenario in 2030, with a 30% share of EVs in individual transport [1]. Our simulation includes 150 parking spaces, whereas 50 of them require charging IS. The building in total consists of 200 households with typical size distribution and household electricity consumption. Typical Austrian EV charging profiles are determined from a study analysing usual driving purpose and distance [2]. In a first assumption by our project partners, the required charging capacity per EV is determined as 1kW. This is gathered in a pool resulting in 50kW of available charging power for the 50 EVs (P_{Total_h}). Testing this assumption shall be a result of our paper. The battery capacity of the EVs is 40kWh for 80% of the cars and 60kWh for the remaining 20%. Their consumption is modelled to be slightly higher in winter than in summer, due to additional power consumption for heating and the batteries temperature sensitivity [3].

Overall, 85% of charging shall take place at home. We define the maximum charging capacity at the private stations in the building as 11kW, whereas public charging stations operate at 22kW. For the charging costs, we set different tariffs such as a flat rate, time-dependent tariff or the expected electricity spot prices in 2030, depending on renewable power feed-in, which we estimate from the potential renewable electricity capacity derived from a study carried out by TU Wien [4]. Another research question concerns the value of customer information on charging demand. We therefore assume different levels of demand foresight in the model or force to achieve a specific battery state of charge.

The model is set up as a linear optimization model with the aim of minimizing the costs of EV charging.

$$\sum_{n,i} P_{Ch_h(t)} \leq P_{Total_h}$$

$$Min f(P_{Ch_p}, c_{Ch_p}, P_{Ch_h}, c_{Ch_h}) = \sum \sum \sum_{n,t,i} P_{Ch_p} * c_{Ch_p} + P_{Ch_h} * c_{Ch_h}$$

$P_{Ch_p/h}$...	Power at public/home station	n	...	number of EVs
$c_{Ch_p/h}$...	Charging cost at public/home station	t	...	time period - interval 15 min
P_{Total_h}	...	Available charging power at home	i	...	number of driving purposes

TU Wien - EEG, Gusshausstrasse 25-29/370-3, A-1040 Wien

¹ ramsebner@eeg.tuwien.ac.at, +43-1-58801-370347, <http://eeg.tuwien.ac.at/>

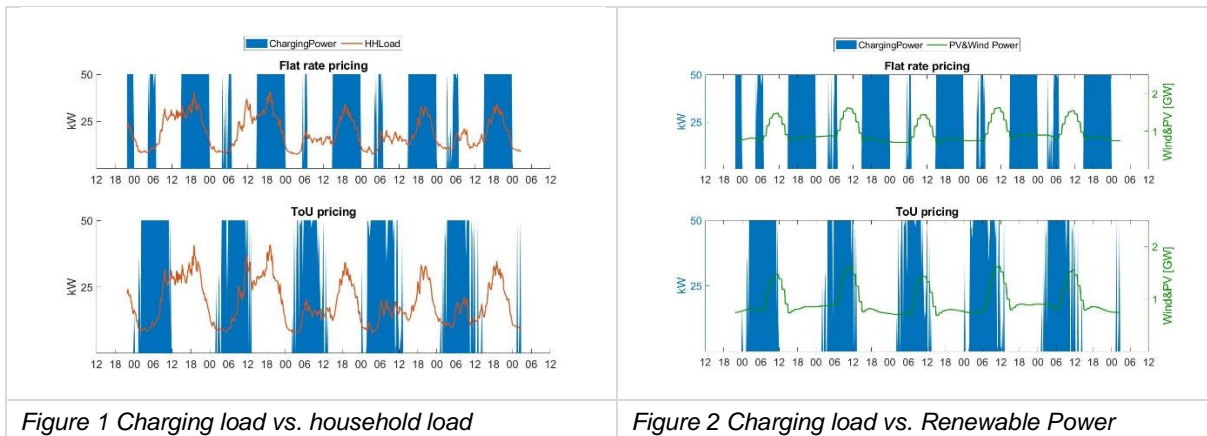
² hiesl@eeg.tuwien.ac.at, +43-1-58801-370371, <http://eeg.tuwien.ac.at/>

³ haas@eeg.tuwien.ac.at, +43-1-58801-370352, <http://eeg.tuwien.ac.at/>

Results

In this abstract we present preliminary results that show the operation of a basic LM approach with 100% demand foresight and optimization according to demand. The results already indicate the required incentives through pricing schemes, to either achieve a shift away from load peaks for the benefit of the distribution grid or towards times of high renewable electricity generation. Figure 1 shows the charging demand for all 50 EVs at a flat rate price per kWh compared to a time of use (ToU) price with higher prices at times of high household load. At a flat rate price, the charging starts at return at the home station and largely coincides with the household load peak in the evening. ToU pricing, however, promotes a shift of charging into the household load valleys, offering relief to the distribution grid. In our final paper, we show more significant results on how different LM approaches and pricing schemes affect the load pattern.

In Figure 2, the load peaks of EV charging demand are displayed together with an exemplary power generation pattern of Wind and PV expected in 2030. Whereas with flat rate pricing, charging mainly occurs in the evening times when PV is not generating electricity, the ToU pricing leads to a shift into morning and noon times making use of the PV power availability – even if this type of pricing does not directly relate to renewable energy availability. The results look different, of course, if we force a certain state of charge of the battery in the morning, shifting charging load into the night hours. Our final paper aims at using electricity prices as an input to charging demand, to move charging load towards times of high renewable power generation and potentially low CO₂ impact.



Conclusions

As can be seen from the figures above, in a scenario of 100% demand foresight, there is still potential for charging load to be shifted to times of low household demand, implying that a further decrease of the required total available charging power (50kW) is possible. This will also be elaborated for situations with less demand information in our paper. Our results show that the appropriate incentives through pricing schemes have a valuable benefit for the power distribution grid and more information about charging demand supports LM efficiency. With an increase in LM, shifting peak demand hours into “valleys”, a manipulation of currently existing, very predictable load patterns occurs. Furthermore, we do see a potential impact of additional power demand through EVs on the electricity mix consumed, if peak hours increase. This leads to a negative impact on the CO₂ balance, as long as Europe’s electricity market is not 100% renewable. In our final paper, we aim at analysing these vast impacts and find solutions for a beneficial distribution of the EV charging load.

References

- [1] AustriaTech, „Elektro-Autos zuhause laden: Bedarf an und Maßnahmen für Heimpladestationen in Wohnanlagen,“ Mobility Explored, April 2019.
- [2] BMVIT, „Österreich unterwegs 2013/2014,“ Wien, 2016.
- [3] AAA American Automobile Association, Inc., „Electric Vehicle Range Testing,“ 2019.
- [4] TU Wien - EEG, „Mission Impact: Ökonomische Neubewertung des Ausbaus und des resultierenden Investitions- und Förderbedarfs erneuerbarer Energien in Österreich,“ 2019.

9.2.3. Anschlussleistung für Wohnhausanlagen mit E-Ladeinfrastruktur – Pilotversuch und softwaregestütztes Auslegungstool

Guntram PRESSMAIR^{1(*)}, Paul LAMPERSBERGER², Walter HÜTTLER³

Inhalt

Die Bereitstellung geeigneter Ladeinfrastruktur in Wohngebäuden stellt einen entscheidenden Faktor für den Durchbruch der Elektromobilität dar. Bei der Nachrüstung von Ladestationen in Bestandsbauten sowie bei Neubauprojekten herrscht derzeit Unklarheit bezüglich der benötigten Leistungskapazität der elektrischen Anschlüsse [1]. Relevant ist diese Thematik vor allem für Wohnbauträger und Verteilnetzbetreiber, um eine beidseitig tragbare Einigung bei der Dimensionierung der Anschlussleistung und den damit verbundenen Kosten zu erreichen. Diese Arbeit soll Aufschluss über die Leistungsanforderung von Ladestationen in Wohnhausanlagen geben und somit die Auslegung der Ladeinfrastruktur erleichtern. Zuerst werden die Ergebnisse eines praktischen Pilotversuchs in Wien präsentiert. Darauf aufbauend wird ein Simulations-Tool zur Ermittlung der Lastcharakteristik und der Anschlussleistung in Wohnhausanlagen mit Ladeinfrastruktur vorgestellt.

Methodik

In einer bestehenden Wohnhausanlage mit 22 Wohneinheiten in Wien Liesing wurde im Frühjahr 2019 ein Pilotversuch im Rahmen des Klimafonds-Programms „Elektromobilität in der Praxis“ durchgeführt [2]. Dabei tauschten 12 Bewohner für einen Zeitraum von 6 Wochen ihren eigenen PKW gegen ein zur Verfügung gestelltes Elektroauto. Dieses erzeugte Szenario bildet eine E-Mobilitäts-Durchdringung von 50% mit derzeit typischen e-Fahrzeugen und durchschnittlichen Fahrleistungen ab. In der hauseigenen Tiefgarage wurde für jeden e-PKW ein Ladepunkt errichtet. Die Wallboxen ermöglichten eine Wechselstromladung bis 22 kW, wobei der Großteil der Fahrzeugmodelle nur eine Ladeleistung kleiner 11 kW zuließ. Ein Lastmanagementsystem mit Gleichverteilungsstrategie sorgte für die Einhaltung der eingestellten Leistungsgrenzen. Um die Ladestation zu betreiben, wurde der vorhandene elektrische Hausanschluss genutzt. Alle elektrischen Anschlüsse (Hausanschluss, Verteiler der Ladeinfrastruktur, einzelne Ladepunkte und Abgang am Transformator) wurden einem hochauflösendem Monitoring unterzogen. Abschließend wurde unter den Nutzern eine ausführliche Befragung durchgeführt, in welcher unter anderem die Zufriedenheit mit den Ladezeiten thematisiert wurde.

Aufbauend auf den Ergebnissen des Pilotversuchs wurde ein Simulations-Tool entwickelt, welches auf einem bottom-up Modell basiert [3]. Mit diesem werden für einen gegebenen Zeitraum Ladeprofile einzelner e-PKW probabilistisch erstellt und somit der Lastgang einer Ladestation in einem Wohnhaus simuliert. Dabei kann eine Vielzahl an Eingabeparametern variiert werden, u.a. die Anzahl der Fahrzeuge und Ladepunkte, Fahrleistungen der Nutzer, Fahrzeugmodelle inkl. charakteristischen Ladeverhaltens, Spezifikation der Wallboxen und Art des Lastmanagementsystems. Die Grundlage der Simulation stellen die erhobenen Daten aus dem Pilotversuch dar. Diese umfassen einerseits gemessene Lastgänge an den Wallboxen und am Hausanschluss sowie andererseits Aufzeichnungen des Fahrverhaltens der Nutzer.

Ergebnisse

Im Pilotversuch kam es zu keinem Zeitpunkt zu einer Überlastung des Hausanschlusses durch die Ladeinfrastruktur. Die Akkus konnten für die Nutzer immer zufriedenstellend vollgeladen werden. Für das untersuchte Objekt konnte demnach gezeigt werden, dass mehr als die Hälfte der Haushalte auf e-Fahrzeuge umsteigen können, indem der bestehende elektrische Hausanschluss für die Nachrüstung der Ladeinfrastruktur genutzt wird. Die höchsten Lastspitzen wurden vorwiegend in den Abendstunden

¹ e7 energy innovation & engineering, Walcherstraße 11 1020 Wien, +43 1907 80 26 - 60, guntram.pressmair@e-sieben.at, www.e-sieben.at

² e7 energy innovation & engineering, Walcherstraße 11 1020 Wien, +43 1907 80 26 - 68, paul.lampersberger@e-sieben.at, www.e-sieben.at

³ e7 energy innovation & engineering, Walcherstraße 11 1020 Wien, +43 1907 80 26 - 54, walter.huettler@e-sieben.at, www.e-sieben.at

zwischen 18:00 und 20:00 Uhr gemessen und liegen im Bereich von 55 kW. Wird nur der Verbrauch des Hauses abzüglich der Ladeinfrastruktur betrachtet, liegen diese bei etwa 30 kW. Durch das Laden der e-Fahrzeuge erhöhen sich demnach die Lastspitzen am Hausanschluss um nahezu das Doppelte. Dem gegenüber steht jedoch eine für das untersuchte Objekt verfügbare Anschlussleistung von 92 kW, was inklusive e-Ladungen einen Puffer von rund 40% am Hausanschluss ergibt. Außerdem wurde trotz des eingesetzten Lastmanagementsystems ein großes Optimierungspotential zur Lastverschiebung in die Nachtstunden identifiziert. Im vorgelagerten Stromnetz (Abgang Transformator) wurden die normativen Grenzwerte der Versorgungsspannung eingehalten, keine problematischen Strombelastungen sowie keine Schiefasten durch den Pilotversuch verzeichnet.

Anhand des entwickelten Simulations-Tools wurden verschiedene Szenarien simuliert, welche an den Versuchsaufbau im Pilotprojekt angelehnt sind, sich aber in einzelnen Parametern unterscheiden. Im ersten Schritt erfolgte die isolierte Betrachtung einer Ladestation mit mehreren Ladepunkten. Durch Variation der Anzahl an Fahrzeugen wurde eine Gleichzeitigkeitskurve angenähert und mit den vorgeschlagenen Werten aus der Richtlinie von Österreichs Energie [4] verglichen. Durch Variation des Fahrverhaltens der Nutzer konnte der Einfluss der Kilometerleistungen auf die Auslastung des Anschlusses gezeigt werden. Ebenso konnte dargestellt werden, dass die Konfiguration des statischen Lastmanagementsystems die maximalen Lastspitzen bestimmt. In ausgewählten Szenarien wurden die passenden Einstellungen für das System identifiziert. Ebenso wurde durch eine Simulation der Einfluss der Installationsweise der Wallboxen untersucht. Dabei stellte sich heraus, dass es bei parallelem Anschließen der Wallboxen an die drei Phasen zu ungleichmäßiger Belastung der Phasen und in weiterer Folge zu höheren Lastspitzen kommen kann. Im zweiten Schritt erfolgte eine integrierte Betrachtung einer Ladestation gemeinsam mit dem Lastgang einer Wohnhausanlage, wobei mehrere Durchdringungsraten von e-Pkw simuliert wurden. Der Einsatz eines dynamischen Lastmanagementsystems wurde ebenfalls modelliert und mit dem statischen System verglichen. Letztendlich konnte gezeigt werden, dass bei der Auslegung eines Hausanschlusses durch eine integrierte Betrachtung geringere Leistungskapazitäten vorgesehen werden können, als dies bei einer isolierten Betrachtung der Fall ist.

In weiteren Anwendungen soll das Simulations-Tool eine schnelle und zuverlässige Auslegung der Anschlussleistung für e-Ladeinfrastruktur ermöglichen. Durch Detailangaben wie Fahrzeugtyp, Fahrleistung oder Lastmanagement-Modus lassen sich Verfeinerungen hinsichtlich der individuellen Nutzungsbedürfnisse vornehmen und deren Effekte quantifizieren.

Referenzen

- [1] T. Eberhard, W. Hüttler, P. Lampersberger, P. Gredler, and F. Angerer, "E-Laden im Wohnbau," Wien, Sep. 13 2019.
- [2] W. Hüttler, P. Lampersberger, G. Preßmair, P. Gredler, and S. Golub, "Pilotprojekt Elektromobilität 2030: Umsetzung Elektromobilitätsszenario 2030 in einer bestehenden Wohnhausanlage," Wien, 2019. [Online] Verfügbar unter: https://www.e-sieben.at/de/download/18056_Pilotprojekt-Elektromobilitaet-2030_Endbericht_final.pdf. Aufgerufen: Nov. 20 2019.
- [3] G. Preßmair, "Modellierung und Simulation von Lastprofilen batterieelektrischer Fahrzeuge zur Auslegung von Ladestationen in Wohnhausanlagen," Diplomarbeit (laufend), Institut für Verfahrens- und Energietechnik, Universität für Bodenkultur Wien, Wien, 2019.
- [4] EP Elektromobilität des AK Verteilernetze, "Abschlussbericht des EP Elektromobilität," Österreichs Energie, Wien, 2018. [Online] Verfügbar unter: <https://oesterreichsenergie.at/die-welt-des-stroms/stromnetze/e-mobilitaet.html>. Aufgerufen: Nov. 26 2019.

9.2.4. Case Study - Einfluss von E-Mobilität auf ein elektrisches Verteilnetz mit einem Neuartigen Modellierungsansatz

Julia VOPA¹, Thomas KIENBERGER¹

Motivation & Inhalt

Zur Erreichung der Klimaziele ist es notwendig, verschiedene Aspekte des täglichen Lebens zu dekarbonisieren. In Österreich liegt beispielsweise der Anteil des Verkehrssektors bei bis zu 25 % des Bruttoinlandsverbrauchs (~400 TWh pro Jahr) und wird zum größten Teil aus fossilen Energieträgern versorgt. [1] Die Dekarbonisierung des Verkehrssektors erfordert somit eine rasche Umstellung auf alternative Energiequellen, z.B. batteriebetriebene Fahrzeuge (EV) die mit Ökostrom geladen werden. Dieser Wandel wird von einem steigenden Energiebedarf begleitet, welcher zusätzlich in Kombination mit dezentraler Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien zu einer zusätzlichen Belastung des elektrischen Netzes führen wird (z.B. Reduzierung der Netzstabilität und geringere Versorgungssicherheit). Daher ist es notwendig den Energie- und Leistungsbedarf zukünftiger E-Mobilität abschätzen zu können und dessen Deckung mit Hilfe von erneuerbaren Energieträgern zu analysieren. In dieser Arbeit werden in diesem Zusammenhang Teilergebnisse einer Case-Study für die Stadt Leoben, Österreich, vorgestellt werden. Unter Verwendung eines erstellten vereinfachten Netzmodells, werden für unterschiedliche Szenarien Lastflussberechnungen durchgeführt und hinsichtlich Netzauslastung analysiert. Die Szenarien unterscheiden neben EV und PV Durchdringung auch zwischen unterschiedlichen Ladestrategien der E-Autos.

Methodik

Zur Analyse der Auswirkungen zukünftiger E-Mobilität in Kombination mit der Nutzung von PV-Potentialen wird ein Netzmodell für das Verteilnetz der Stadt Leoben basierend auf einem zellularen Ansatz vorgestellt. [2–5] Mit Hilfe des zellularen Ansatzes kann ein vereinfachtes Netzmodell für das elektrische Verteilnetz erstellt werden. Das abzubildende Netz wird hierfür unter Berücksichtigung der Netztopologie in Zellen eingeteilt. Die vorhandenen Verbraucher, Erzeuger und Speichersysteme innerhalb einer Zelle werden in die jeweiligen Energieknoten aggregiert. Das erstellte vereinfachte Netzmodell stellt einen Kompromiss zwischen Abbildungsgenauigkeit und Rechenaufwand dar. Die Modellerstellung besteht im Wesentlichen aus fünf Schritten: (1) Zelleneinteilung, (2) Zellenzuordnung der elektrischen Betriebsmittel und Energie- bzw. Erzeugungsdaten, (3) Aggregation in Energieknoten, (4) Entwicklung des vereinfachten Netzmodells mit Hilfe von NEPLAN und (5) Überprüfung der Genauigkeit.

Im Anschluss an die Modellentwicklung, werden Jahreslastprofile für Verbraucher und Erzeuger mit Hilfe der Standardlastprofile des BDEW [6] und den standardisierten Lastprofilen der E-Control [7] ermittelt. Zudem werden synthetische Ladelastprofile für die zu untersuchende E-Mobilität basierend auf realen Verkehrsanalysen und statistischen Daten des Mobilitätsverhaltens ermittelt. Die Modellierung dieser synthetischen Ladelastprofile besteht im Wesentlichen aus vier Schritten: (1) Aufbereitung der Verkehrsanalyse und der statistischen Daten zur weiteren Verwendung, (2) Definition des Ladevorganges (Ankunft, Abfahrt, zurückgelegte Wegstrecke, Batteriekapazität, durchschnittlicher Verbrauch), (3) Modellierung eines einzelnen Ladevorganges, (4) Aggregation der Ladevorgänge auf Zellenebene. Die zusätzlich benötigten Erzeugungsprofile für PV-Potentiale werden auf Basis von Daten des 2013 veröffentlichten Solardachkatasters des Landes Steiermark [8] sowie den Einstrahlungs- und Temperaturdaten der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) [9] modelliert. [3]

Abschließend werden im Rahmen einer Case Study für die Stadt Leoben unterschiedliche Szenarien (EV- und PV- Durchdringung sowie Variation der Ladeleistung und des Nutzerverhaltens der EV-Fahrer) definiert und Lastflussberechnungen mit Jahreslastprofilen durchgeführt.

¹ Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl Energieverbundtechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, Tel.: +43 3842 4025403, julia.vopava@unileoben.ac.at, evt.unileoben.ac.at

Ausblick / Ergebnisse

Die Auswertung der Ergebnisse aus den Lastflussberechnungen unterschiedlicher Szenarien sollen die steigende Netzbelastung durch E-Mobilität aufzeigen. Zudem werden Synergieeffekte sowie saisonale Effekte zwischen E-Mobilität und der Nutzung von PV-Potentialen analysiert.

Die Ergebnisse zeigen, dass einerseits durch den Ausbau von PV-Potentialen, die steigende Netzbelastung der E-Mobilität reduziert werden kann. Andererseits, führt eine flächendeckende Nutzung des PV-Potentials vor allem in den Sommermonaten zu hohen Einspeisespitzen, die zu Netzüberlastungen führen können.

Referenzen

- [1] BUNDESMINISTERIUM FÜR WISSENSCHAFT, FORSCHUNG UND WIRTSCHAFT (Hrsg.): Energie in Österreich : Zahlen, Daten, Fakten. Wien, 2017
- [2] BÖCKL, Benjamin ; GREIML, Matthias ; LEITNER, Lukas ; PICHLER, Patrick ; KRIECHBAUM, Lukas ; KIENBERGER, Thomas: HyFlow—A Hybrid Load Flow-Modelling Framework to Evaluate the Effects of Energy Storage and Sector Coupling on the Electrical Load Flows. In: *Energies* 12 (2019), Nr. 5, S. 956
- [3] BÖCKL, Benjamin ; KRIECHBAUM, Lukas ; KIENBERGER, Thomas: Analysemethode für kommunale Energiesysteme unter Anwendung des zellularen Ansatzes. In: 14. Symposium Energieinnovation.
- [4] VOPAVA, Julia ; BÖCKL, Benjamin ; KRIECHBAUM, Lukas ; KIENBERGER, Thomas: Anwendung zellulärer Ansätze bei der Gestaltung zukünftiger Energieverbundsysteme. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 134 (2017), Nr. 3, S. 238–245
- [5] VOPAVA, Julia ; KOCZWARA, Christian ; TRAUPMANN, Anna ; KIENBERGER, Thomas: Investigating the Impact of E-Mobility on the Electrical Power Grid Using a Simplified Grid Modelling Approach. In: *Energies* 13 (2020), Nr. 1, S. 39
- [6] BDEW – BUDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.: Standardlastprofile Strom. URL <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/> – Überprüfungsdatum 2019-04-03
- [7] E-CONTROL: Sonstige Marktregeln : Kapitel 6: Zählwerte, Datenformate und standardisierte Lastprofile
- [8] AMT DER STEIERMÄRKISCHEN LANDESREGIERUNG: Solardachkataster Steiermark. URL <http://www.gis.steiermark.at/cms/beitrag/11864478/73081691/> – Überprüfungsdatum 2016-01-26
- [9] ZAMG ZENTRALANSTALT FÜR METEOROLOGIE UND GEODYNAMIK: Einstrahlungsmessdaten und Temperaturmesswerte des Jahres 2014 für Kapfenberg

9.2.5. Gekoppelte elektro-thermische Simulation: Methodik zur Entwicklung eines bidirektionalen Onboard Chargers mit hoher Leistungsdichte

Thomas LANGBAUER¹, Christian MENTIN², Alexander CONNAUGHTON³, Franz VOLLMAIER⁴, Michael RINDLER⁵, Rudolf KRALL⁶, Klaus KRISCHAN⁷

Inhalt

Im Energienetz der Zukunft werden erneuerbare Energien im hohen Maße Verteil- und Übertragungsnetze an ihre Belastungsgrenzen bringen. Elektromobilität kann daher ein wichtiger Bestandteil einer erfolgreichen Energiewende werden, da durch neue Batterie- und Ladetechnologien wichtige Netzstabilisierungsfunktionen realisiert werden können. An diese neuen Technologien werden jedoch auch hohe Ansprüche gestellt. Neue Onboard Ladeeinrichtungen sollen auf geringstem Bauraum minimalste Verluste realisieren und gleichzeitig hohe Ladeleistungen sowie bidirektionalen Energietransfer bereitstellen, um die gewünschte Stabilisierungsfunktion für Stromnetze zu bieten.

Um die zukünftigen Anforderungen realisieren zu können, werden in Zukunft neue Wide-Bandgap Halbleiter eingesetzt. Zusätzlich interagieren passive- sowie aktive Bauteile auf kleinstem Bauraum immer stärker. Um diese elektrisch thermischen Interaktionen bereits in der Simulation berücksichtigen zu können, müssen diese elektrisch thermisch gekoppelt werden.

Anhand eines einfachen Boost Converters gibt dieser Beitrag einen Überblick über die Methodik einer Simulationsumgebung aus mehreren kombinierten Tools. Diese transient elektrisch und 3D thermisch gekoppelte Simulation wird für den Entwurf eines zu entwickelnden Onboard Chargers verwendet. In [1] sind bereits wesentliche Methoden der vorgeschlagenen Co-Simulationsumgebung erklärt. Dieser Beitrag soll anhand dieses einfachen Beispiels die Wichtigkeit der folgenden Punkte in der Entwurfsmethodik hervorheben:

- Update der elektrischen Schaltungsparameter in Abhängigkeit der aktuellen Bauteiltemperaturen, um so genaue Werte für deren Verlustleistungen zu erhalten
- Adaptive Schrittweiten in der Simulationsumgebung, um auch für 3D transiente Simulationen schnelle Simulationszeiten zu erreichen

Die Wichtigkeit, vor allem des ersten Punktes, wird anhand eines Boost Converters veranschaulicht. In Abbildung 1 ist die Temperaturabhängigkeit für die Verlustleistung der verwendeten Diode und des MOSFETs sowie die Temperaturabhängigkeit der CeraLink™ Ausgangskapazitäten dargestellt. In der 3D Simulation werden durch Entwärmung aktiver Komponenten in der Platine, elektrische Eigenschaften benachbarter Bauteile stark beeinflusst. Nur die Berücksichtigung dieser starken Abhängigkeiten führt zu genauen Simulationsergebnissen. Der zweite Punkt stellt sicher, auch bei

¹ Silicon Austria Labs GmbH, Inffeldgasse 25F, 8010 Graz, +43 664 8157869, thomas.langbauer@silicon-austria.com, www.silicon-austria-labs.com

² Silicon Austria Labs GmbH, Europastraße 12, 9524 Villach, +43 664 3547306, christian.mentin@silicon-austria.com, www.silicon-austria-labs.com

³ Silicon Austria Labs GmbH, Inffeldgasse 25F, 8010 Graz, +43 664 8251176, alexander.connaughton@silicon-austria.com, www.silicon-austria-labs.com

⁴ Silicon Austria Labs GmbH, Inffeldgasse 25F, 8010 Graz, +43 664 8529500, franz.vollmaier@silicon-austria.com, www.silicon-austria-labs.com

⁵ Silicon Austria Labs GmbH, Europastraße 12, 9524 Villach, michael.rindler@silicon-austria.com, www.silicon-austria-labs.com

⁶ Silicon Austria Labs GmbH, Europastraße 12, 9524 Villach, +43 664 88200174, rudolf.krall@silicon-austria.com, www.silicon-austria-labs.com

⁷ Institut für elektrische Antriebstechnik und Maschinen, Inffeldgasse 18/I, 8010 Graz, +43 316 8737745, klaus.krischan@tugraz.at, www.tugraz.at/institute/eam

typischer Workstation Rechenleistung Simulationsergebnisse in vertretbarer Zeit (wenigen Stunden) zu erhalten.

Methodik

Die vorgeschlagene Simulationsumgebung besteht aus dem Schaltungssimulator SALamanderCircuits, dem Tool für die Simulation der Regelung implementiert in Matlab/Simulink™, dem Programm für die Kopplung der verschiedenen Tools Model.CONNECT™ und die thermische Simulation mit AVL FIRE™ M. Die Verknüpfung dieser Programme bildet die entwickelte SAL Co-Simulationsumgebung. Wird wie vorgeschlagen die Schrittweite für die 3D transiente thermische Simulation adaptiv verändert, so kann die Simulation deutlich beschleunigt werden. Um gleichzeitig eine schnelle Schaltungssimulation zu garantieren, werden die Bauteilverluste über Look-up Tabellen bestimmt.

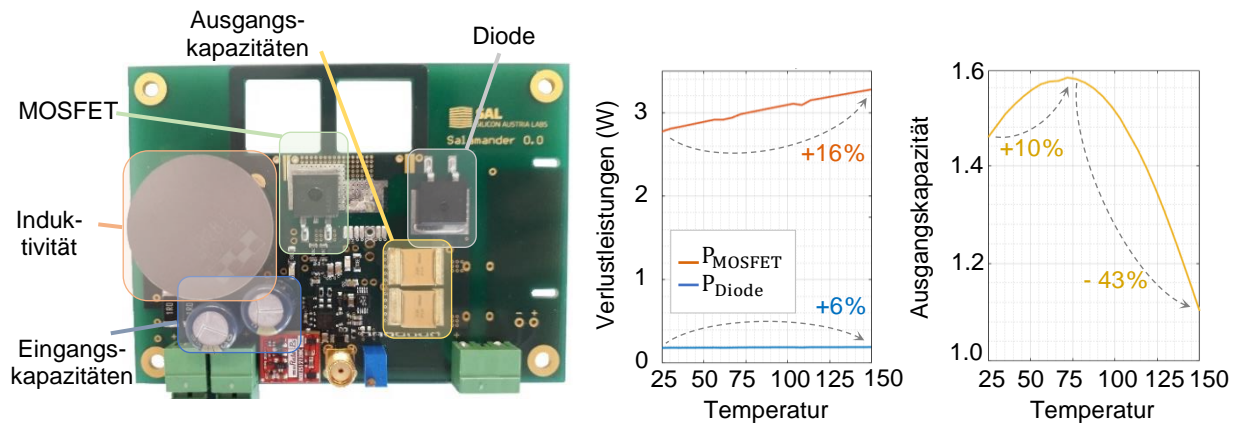


Abbildung 1: (links) Aufbau eines Boost Converters mit Kennzeichnung der wesentlichen Bauelemente; (rechts) Darstellung der Temperaturabhängigkeit der Verlustleistungen des MOSFETs und der Diode sowie der Temperaturabhängigkeit eines Ceralink™ Kondensators

Ergebnisse

Die Ergebnisse dieser Simulationsumgebung sollen hier anhand einer Gegenüberstellung zwischen Simulation und Labormessung mit Thermokamera ersichtlich werden. In Abbildung 2 ist die Übereinstimmung des Simulationsergebnisses erkennbar. Beim Vergleich der MOSFET Oberflächentemperaturen kann man eine sehr geringe Abweichung erkennen. Für eine Co-Simulationszeit von 60 s wurden 45 min Rechenzeit an einem handelsüblichen Notebook benötigt.

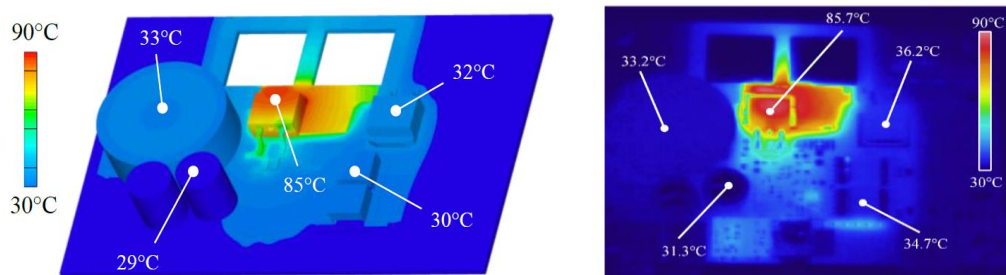


Abbildung 2: (links) Simulationsergebnisse für einen Boost Converter; (rechts) Verifikation anhand einer Labormessung mittels Thermokamera

Mithilfe dieser elektrisch-thermisch gekoppelten Simulation kann man bereits im Designprozess realitätsnähere Ergebnisse erzielen und so einen eventuellen teuren und aufwendigen Re-Design Prozess vermeiden.

Referenzen

- [1] T. Langbauer, C. Mentin, M. Rindler, F. Vollmaier, A. Connaughton, K. Krischan, „Closing the Loop between Circuit and Thermal Simulation: A System Level Co-Simulation for Loss Related Electro-Thermal Interactions“, 25th International Workshop Thermal Investigations of ICs and Systems, THERMINIC 2019, Lecco, Italy, 25 – 27. September 2019

9.3. WÄRMESPEICHER (STREAM H3)

9.3.1. Building energy autonomy increases through thermal storage: numerical analysis and experimental characterization of a hot water PCM storage system

Jacques ROBADEY¹, Dominique VOIDE, Simon RIME

Introduction

In central Europe 80% of the building energy needs corresponds to thermal energy. Renewable energy cannot meet these needs due to the time shift between production and thermal needs. Thermal storage is one solution to efficiently use the renewable energy. In this paper we analyze the impact of thermal storage on the building heating and domestic hot water autonomy in the case of local renewable energy production. To be relevant, various building types have been investigated. We proposed earlier a PCM storage solution [1] that solved the efficient heat extraction challenge for building heating [2, 3]; in this paper we show the first results of a PCM storage system for domestic hot water.

Building energy autonomy simulations

Three types of middle size buildings with different insulation properties and representative of the Swiss real estate have been compared: 1) buildings built before 1970, buildings with 2) medium and 3) high energy efficiency (that follow the Swiss "minergie" standard). Their respective thermal needs for hot water and building heating was 150, 80 and 45 KWh/m². All considered buildings were equipped with 300 m² photovoltaic (PV) panels and a heat pump with a COP of 3.3. By using the monthly average solar power of the city of Bern, we found the average solar thermal energy production and the monthly heating energy needs for each building type (figure 1a). This figure displays the total thermal energy needs during the day from 6:00 to 18:00 and during the day+night. With energy storage solar power can be used at night-time and thermal energy autonomy is achieved when the daily PV production is sufficient. This is visible in figure 1a when the total required energy (continuous lines for each building type) is below the PV driven heat pump thermal energy production. The most energy efficient buildings become totally autonomous, while buildings with medium energy efficiency remain dependent on the grid energy in December and January. The less efficient buildings built until 1970 show an energy autonomy from March to October.

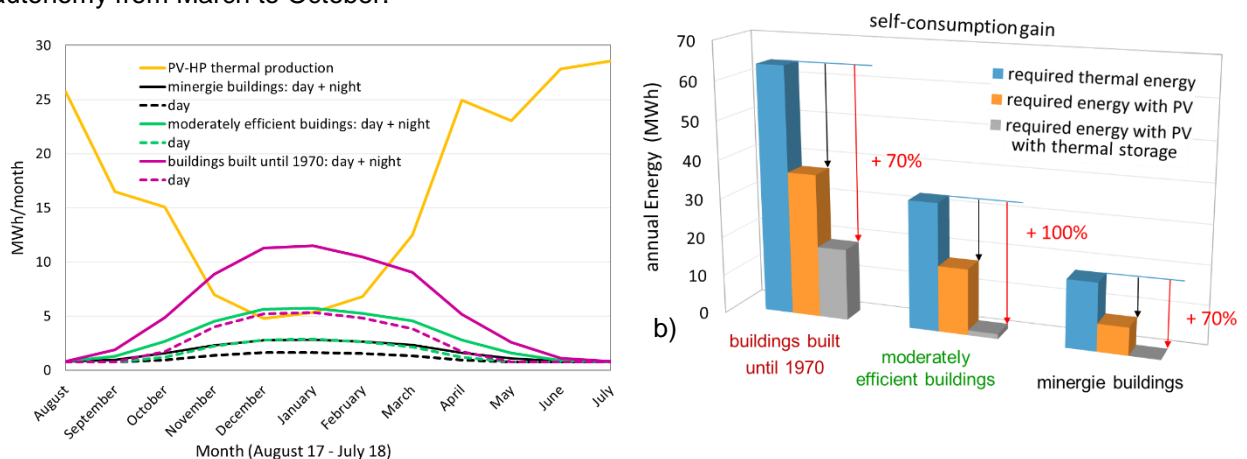


Figure 1: a) Monthly PV driven thermal energy production and thermal needs for differently insulated buildings. b) For all buildings equipped with PV panels, thermal storage increases the self-consumption of the thermal needs by at least 70% as shown by the red and black arrows.

¹.Energy Institute, University of Applied Sciences of Western Switzerland, Fribourg, Switzerland, +41 79 211 89 72, jacques.robadey@hefr.ch

A summary of the energy autonomy with and without heat storage is given in figure 1b. For each building type, the thermal energy needs and the self-consumption with and without PCM heat storage are displayed. The gain in energy autonomy due to heat storage is indicated by the arrows. Interestingly the maximal gain is obtained for the old buildings. Even if the most energy efficient buildings become autonomous all year long, their absolute energy autonomy gain remains lower.

PCM Storage system for domestic hot water

As hot water is a major energy consumer for all types of buildings, we simulated, planned and realized a thermal storage prototype for domestic hot water. The 226x266x1900 mm device contains 50 liters of Rubitherm RT44HC PCM with fusion temperature: T_{fusion} of $\sim 43^{\circ}\text{C}$. The simulated discharge is shown in figure 2a with a cross-section of the inner part of the device. The metallic structure and the discharge (or charge) water circuit are displayed in white. The liquid PCM (red) gradually changes its color according to its solidification. The image shows an homogenous solidification process taking place at a specific distance of the cooling surfaces. This indicates that the discharge (charge) power strongly depends on the size of those surfaces.

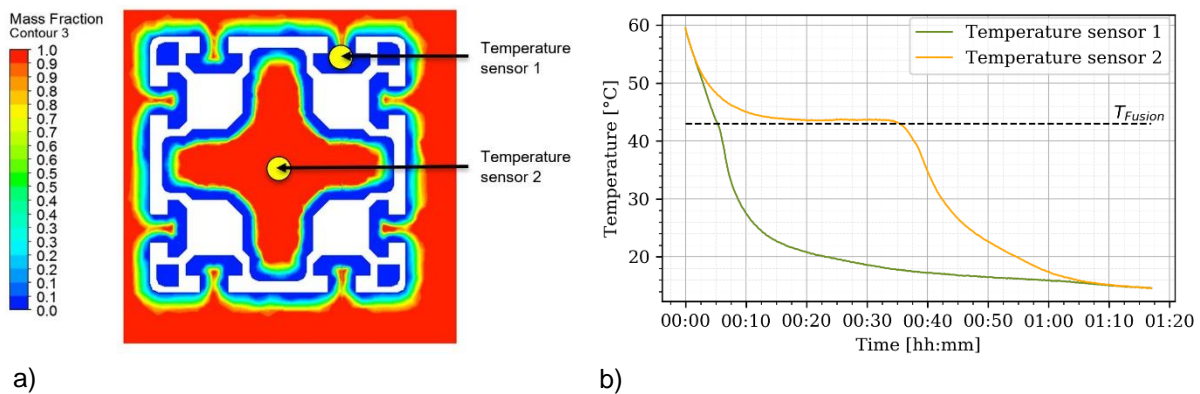


Figure 2: a) Distribution of PCM solid (blue) and liquid (red) phases after 10 minutes of discharge.
b) PCM temperature during discharge for the two temperature sensors displayed in figure 2a.

Preliminary measurements have been realized during the discharge process with water flow of 28 l/m and an initial PCM temperature of 60°C . The temperature of the two points displayed in figure 2a are shown as a function of the discharge time in figure 2b. At short distances ($< 1\text{cm}$) from the metallic surface, the solidification process takes place after 5 minutes of cold water ($T < T_{\text{fusion}}$) flow. The temperature curve of the PCM central part (temperature sensor 2) shows a solidification process only appearing after 10 minutes but lasting for about 25 minutes. This indicates that the PCM solidification can provide large heating power $> 10\text{ kW}$ but only for 5 min and after 20 min the power drops to 5 kW. This maybe due to the structure with part of PCM located too far from the metallic surfaces. The integration of the heating power shows a PCM storage capacity of about 4 kWh.

References

- [1] R. Wegmüller, G. Magnin, J. Robadey and E-L. Niederhäuser, Proc. 5th Int.Conf. on Renewable Energy Generation and Applications, Al Ain, IEEE 154 (Feb 2018)
- [2] N. Soares, J.J. Costa, A.R. Gaspar and P. Santos, Energy and Buildings 59, 82 (2013).
- [3] P.P. Castro, P.K. Selvam, and C. Suthan, Imperial Journal of Interdisciplinary Research 2, 203 (2016).

9.3.2. Entwicklung und experimentelle Ergebnisse eines saisonalen thermochemischen Solarspeichersystems auf Salzhydratbasis

Samuel KNABL¹, Wim VAN HELDEN¹, Rebekka KÖLL¹, Henk HUIJINK²

Einleitung

Solarenergie hat ein hohes Potenzial den Gesamtwärmebedarf von Gebäuden zu decken. Voraussetzung hierfür ist aber, dass neben der Nutzung von Solarenergie in den Sommermonaten, diese saisonal und verlustfrei für die Verwendung im Winter gespeichert werden kann. Neben der verlustarmen Speicherung ist außerdem eine hohe Energiedichte des Speichers von großer Bedeutung. Thermochemische Speichersysteme, welche sich durch hohe Speicherdichten bei gleichzeitig verlustfreier Langzeitspeicherung auszeichnen, besitzen dementsprechend ein großes Potential für eine effiziente saisonale Speicherung von solarer Energie bzw. solarer Wärme. Im Rahmen des Horizon2020 Projektes CREATE wurde unter diesem Hintergrund bei AEE INTEC ein saisonales thermochemisches Solarspeichersystem auf Salzhydratbasis entwickelt und gebaut. Das aufgebaute Komplettsystem des thermochemischen Speichers wurde in Folge im Labor erfolgreich unter realen Bedingungen getestet.

Speicherprinzip

Die Beladung des Sorptionsspeichers findet im Sommer mit Solarenergie statt. Mit Strom aus Photovoltaikanlagen oder mittels Wärme aus solarthermischen Flachkollektoren wird Wasserdampf vom Speichermaterial dehydriert und nach der Kondensation mit Hilfe einer Niedertemperaturquelle (z.B. Erdwärme) in ein Wasserreservoir geleitet. Das trockene Sorptionsmaterial und das flüssige Wasser werden getrennt gelagert. Im Winter wird bei Bedarf im umgekehrten Schritt, Wasser mit Hilfe der Niedertemperaturquelle verdampft und vom Speichermaterial absorbiert. Hierbei wird Wärme frei, die für Raumwärme oder Warmwassererzeugung genutzt werden kann.

Prototyp Sorptionsspeichersystem

Das entwickelte geschlossene Speichersystem (Arbeitsdruckbereich bei rund 10mbar) zeichnet sich durch ein modulares, auf Kompaktheit optimiertes Design aus. Durch die Entwicklung eines prismatischen Modulansatzes kann, im Vergleich zu bisher üblichen zylindrischen Speichersystemen, das verfügbare Volumen in einem Gebäude bis zu 21% effektiver genutzt werden. Das Speichermodul selbst beinhaltet einen Lamellenwärmetauscher als Festbettreaktor zum Transport von Wärme vom/zum Speichermaterial sowie zum/vom Wärmeversorgungssystem. Darüber hinaus wird der Lamellenwärmetauscher als konstruktives Element eingesetzt, um die auf das prismatische Modul einwirkenden Vakuumkräften aufzunehmen; bei gleichzeitiger Minimierung der Materialmengen und -kosten. Neben dem Speichermodul wurde zudem ein simpler, kostengünstiger Verdampfer/Kondensator als Teil des Speichersystems konzipiert und gebaut.

Zur Feststellung des optimalen Speichermaterials wurden von dem Projektpartner der Technischen Universität Eindhoven eine Reihe unterschiedlicher Salzhydrate getestet. Im Rahmen der im Projekt durchgeführten Speichermaterialentwicklung wurden zunächst 262 Salzhydrate mit 563 Hydratationsreaktionen von der Technischen Universität Eindhoven (TUE) bewertet. Dabei hat sich unter Anbetracht des vorhandenen Temperaturniveaus, ökologischer Unbedenklichkeit sowie aus ökonomischer Sicht Kaliumcarbonat (K_2CO_3) als am besten geeignet herausgestellt. Dabei konnte in einem ersten Schritt die Gesamtliste auf 25 mögliche Materialpaarungen hinsichtlich der technischen Anforderungen Energiedichte, Wärmeleistung im Anwendungstemperaturbereich sowie ausreichend hoher Schmelztemperatur eingegrenzt werden. Unter Anbetracht der zu erwartenden Kosten, der Verfügbarkeit und der Toxizität wurde schlussendlich Kaliumcarbonat (K_2CO_3) als Basismaterial ausgewählt. Im Zuge weiterer Forschungsaktivitäten der Projektpartner Caldic, Dow, Technische

¹ AEE – Institute for Sustainable Technologies, Feldgasse 19, 8200 Gleisdorf Austria, Tel.: +43 3112 5886 229, E-Mail: s.knabl@aee.at

² Department of Applied Physics, TU Eindhoven, NL-5600 Eindhoven, The Netherlands, Tel: ++31 40 247 5375 , E-Mail: h.p.huinink@tue.nl

Universität Eindhoven und TNO wurde aus dem Basismaterial in einem weiteren Schritt ein stabiles Verbundmaterial aus Kaliumcarbonat und einem Bindemittel entwickelt, welches im industriellen Maßstab hergestellt werden kann. Durch die Produktion einer Charge von ca. 1 Tonne des Materials am Standort Caldic in Düsseldorf konnte dies auch erfolgreich nachgewiesen werden.

Experimentelle Untersuchung des SaisonalSpeichers

Aufbauend auf den Entwicklungsergebnissen in Bezug auf Speichermaterial und Kompaktheit des Speichers wurde 2018 ein erster Prototyp mit rund 200 Litern Speichermaterial aufgebaut. Das Modul bzw. das gesamte Speichersystem wurden im weiteren Verlauf im Labor in einem Teststand integriert und mit über 230 Messpunkten ausgestattet. Bis Ende 2018 wurden mit dem 197-Liter-Prototypenmodul insgesamt 40 Zyklen unter verschiedenen Betriebsbedingungen, die dem zukünftigen Anwendungsfall entsprechen, durchgeführt. Aus den erfolgreich abgeschlossenen Experimenten konnten Rückschlüsse auf Energieinhalt, Speicherdichte, Leistung (Peak und Durchschnitt), Zyklenfestigkeit, Betriebsverhalten udgl. gezogen werden. Die auf Modulebene erreichten Speicherdichte beträgt nach Abschluss der Experimente für den 197-Liter-Prototypen 128 kWh/m³.



Abbildung 1: Aufbau des saisonalen thermochemischen Solarspeichersystems im Labor

Nach dem erfolgreichen Abschluss der Prototypen-Experimente wurde ein Speichersystem mit drei Speichermodulen und einer Speicherkapazität von insgesamt 1200 Litern Kaliumcarbonat als Speichermaterial umgesetzt. Das Gesamtsystem inkl. Pufferspeicher, Wärmepumpe und Regelung wurde in einem Container aufgebaut und nach weiteren detaillierten experimentellen Untersuchungen im Juli 2019 zum finalen Einsatzort, einem Waisenhaus in Warschau, transportiert. Nach abgeschlossener Implementierung in das Wärmeversorgungssystem des Hauses wird das Speichersystem ab August 2019 Wärme für Raumheizung und Warmwasserbereitung bereitstellen können. Eine durchgehend stattfindende messtechnische Begleitung erlaubt dabei eine Bewertung des Speichersystems in der realen Umgebung.

Experimentelle Ergebnisse des Laboraufbaus als auch des Demonstrators, die im Detail vorgestellt werden, sind der Zusammenhang zwischen der Moduleintrittstemperatur und der gemessenen Leistung bei der Dehydratation als auch Hydratation. Dabei reicht die Leistung bei der Dehydratation von 663 W bei 50°C Moduleintrittstemperatur bis zu 1.650 W bei 35°C (jeweils bei 10°C Verdampferstemperatur) - vergleichbare Abhängigkeiten konnten bei der Hydratation (591 W bei 80°C bzw. 3.188 W bei 100°C Moduleintrittstemperatur) gemessen werden.

9.3.3. Techno-ökonomische Bewertung von saisonalen Wärmespeichern - Ein simulationsbasierter Ansatz

Benjamin SCHROETELER¹, Helene SPERLE¹, Tom FELDER¹, Marco MEIER¹, Matthias BERGER¹, Jörg WORLITSCHECK¹

Inhalt

In Schweizer Privathaushalten wird mehr als zwei Drittel der Energie in Form von Wärme verbraucht [1]. Um die Ziele der vom Bund beschlossenen Energiestrategie 2050 zu erreichen, ist ein signifikanter Anteil dieses Energiebedarfs aus erneuerbaren Energiequellen zu decken. Der Solarenergie wird hierbei ein grosses Potential zugeschrieben, jedoch besteht eine Herausforderung im zeitlichen Missverhältnis zwischen Sonneneinstrahlung und dem anfallenden Wärmebedarf. Durch die nötige Entkopplung von Produktion und Nachfrage kommen saisonalen Wärmespeichern für die Integration von erneuerbaren Energien eine zentrale Rolle zu [2]. Bis heute besitzen Bauvorhaben von saisonalen Wärmespeichern in der Regel jedoch einen Forschungscharakter und die Investitionskosten sind entsprechend hoch.

Ziel dieses Forschungsprojektes ist eine umfassende Lebenszyklus-Untersuchung bezüglich Kosten (Life Cycle Costs, LCC) und Umweltauswirkungen (Life Cycle Assessment, LCA) von saisonalen thermischen Energiespeicher-Systemen.

Betrachtet werden Lösungen für die Bereitstellung von Warmwasser und Heizwärme in Ein- und Mehrfamilienhäusern. In enger Zusammenarbeit mit Industriepartnern und Experten werden wirtschaftliche und technische Indikatoren der Systeme analysiert und anschliessend zusammenfassend auf Grund ihrer Kosten und Umweltauswirkungen verglichen und bewertet. So entsteht ein umfassender und einheitlicher Überblick von saisonalen thermischen Energiespeichern bezüglich ihrer ökonomischen- und ökologischen Leistungsfähigkeit. Im hier vorgestellten Projektauszug liegt der Fokus auf der Erläuterung der Methodik und der Präsentation von ersten Zwischenresultaten.

Methodik

Die einzelnen Systeme für verschiedene Verbrauchsprofile (Warmwasser und Heizung) werden mit der Simulationssoftware Polysun ausgelegt. Dabei werden skalierbare Modelle von saisonalen Wärmespeichern abgeleitet, um eine vergleichbare Systembetrachtung aller Technologien zu erreichen. Betrachtet werden Systemlösungen mit sensiblen Wasserspeichern, Eisspeicher, Erdwärmesondensysteme mit Regeneration und oberflächennahe Erdspeicher. Als solare Energiequelle dienen solarthermische und photovoltaische Kollektoren. Gemeinsam mit Industriepartnern werden Kostendaten für die einzelnen Komponenten der definierten Systemlösungen ausgearbeitet.

Zwei Hürden ergeben sich an dieser Stelle. Zum einen gibt es im Vergleich zu alternativen Speichertechnologien (z.B. Batterien [3]) nur wenige Praxisbeispiele. Zum anderen lassen sich diese weniger universell vergleichen. Während in elektrischen Systemen per Definition nur hochwertige Exergie vorkommt, muss in einem thermischen System jeweils die Qualität der vorliegenden Energie mitbeachtet werden. Gemessen wird diese Qualität anhand der Temperatur. Üblicherweise kommen im Haushaltssektor verschiedene Temperaturbereichen vor (Brauchwarmwasser >60 °C, Heizkörper 50-70°C, Fussbodenheizung 30-40°C), was wiederum in einer Vielfalt von möglichen Systemlösungen resultiert. Zudem haben einige potenzielle Speichertechnologien eine geringe technologische Reife und existieren lediglich in Form von Demonstrator-oder Laborprojekten (Technology Readiness Level, TRL).

Für den gewählten Zeithorizont werden so Investitions- sowie die Betriebskosten berechnet (Total Cost of Ownership, TCO und Levelized Cost of Energy, LCOE). Die Simulationsergebnisse sowie die Komponentenliste der einzelnen Systemlösungen stellen die Eingangsdaten für die Ökobilanzierung dar

¹ Lucerne University of Applied Sciences and Arts Engineering and Architecture, Technikumstrasse 21 6048 CH-Horw, +41 41 349 37 59, benjamin.schroeteler@hslu.ch, www.hslu.ch

(siehe Abbildung 1). Ziel der Bilanzierung ist das Erlangen eines vertieften Verständnisses für die Umweltauswirkungen des Produkts, um somit Verbesserungspotentiale identifizieren zu können.

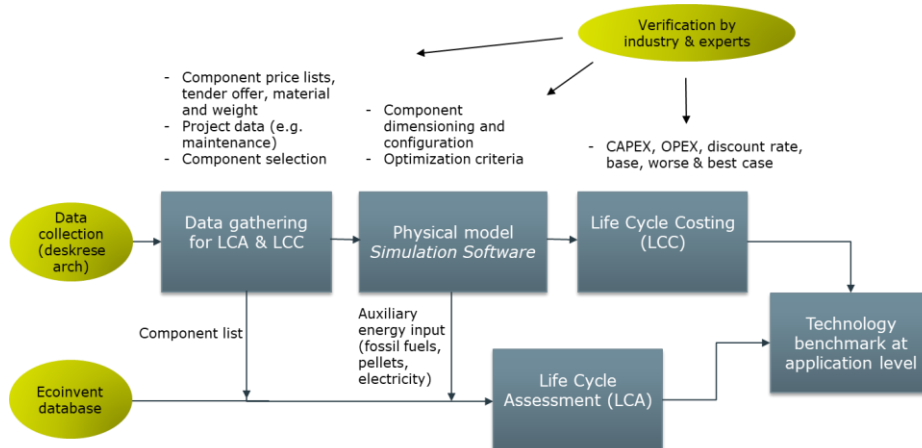


Abbildung 1: Schematische Darstellung der methodischen Vorgehensweise. Es werden zwei Arbeitsstränge verfolgt, einerseits die Technologiebeschreibung und Kostenbetrachtung und andererseits das Life Cycle Assessment.

Ergebnisse

Für die definierten Systeme ist eine unterschiedliche Kostenentwicklung bei hohen solaren Deckungsgraden (60-95%) zu erkennen (siehe Abbildung 2). So liegen die LCOE beim Eisspeichersystem zwischen 420 und 480 CHF/MWh und beim Wassertanksystem zwischen 320 und 560 CHF/MWh. Die Hauptkostentreiber für das letztere System sind einerseits der grosse Wassertank und andererseits die Solarkollektoren und der als Backup installierte Pelletofen. Beim Eisspeichersystem fällt die Wärmepumpe und das Steuerungssystem signifikant ins Gewicht. Weitere thermische Speichertechnologien und Systemlösungen werden analog analysiert und bewertet werden.

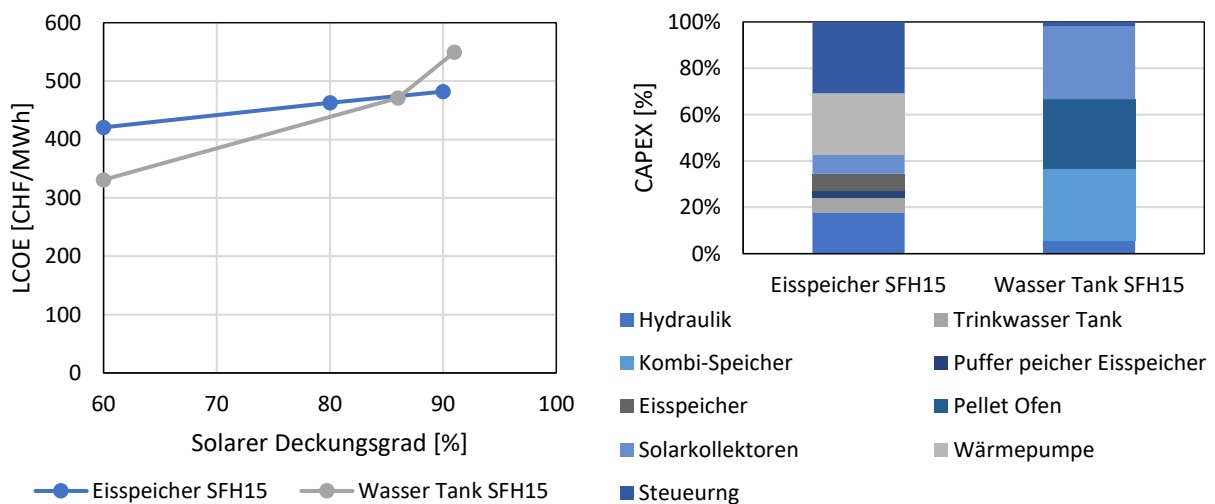


Abbildung 2: Links: Levelized Cost of Energy für die untersuchten saisonalen Wärmespeichertechnologien für Solardeckungsgrade > 60%. Rechts: Prozentuale Kostenaufteilung der Komponenten der Speichertechnologien.

Referenzen

- [1] EnergieSchweiz: Energieverbrauch der Haushalte in der Schweiz. SCCER CREST, 2018.
- [2] Haller, M.; Ruesch, F.: Fokusstudie Saisonale Wärmespeicher – Stand der Technik und Ausblick. Forum Energiespeicher Schweiz, 2019, 1.
- [3] Abdon, A.; Zhang, X.; Parra, D.; Patel, M.K.; Bauer, C.; Worlitschek, J.: Techno-economic and environmental assessment of stationary electricity storage technologies for different time scales. Energy (139) 2017, pp. 1173-1187, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.07.097>.

9.3.4. Großwärmespeicher - Ein Weg zur vollständigen erneuerbaren Wärmeversorgung von Städten

Michael REISENBICHLER^{1(*)}, Wim VAN HELDEN¹, Ingo LEUSBROCK¹,
Christoph MUSER², Gernot WALLNER³, Fabian OCHS⁴, Patrick REITER⁵

Einleitung und Motivation

Um den Anteil der erneuerbaren Energien weiter zu erhöhen und um unsere langfristigen Klimaziele zu erreichen, benötigen zukünftige Fernwärmesysteme große thermische Energiespeicher. Großwärmespeicher, wie beispielsweise wassergefüllte Erdbeckenspeicher, als Teil von Fernwärmesystemen, ermöglichen einerseits die saisonale Speicherung erneuerbarer Wärme, wie beispielsweise Wärme aus solarthermischen Großanlagen, als auch die kurzfristige und flexible Wärmespeicherung von z.B. industrieller Abwärme oder Tiefen-Geothermie (siehe Abbildung 1). Eine weitere vielversprechende Anwendung liegt in der Zusammenführung des Strom- und Wärmesektors (Stichwort: Sektorkopplung), bei der durch die Integration von Power2Heat-Konzepten elektrische Überschussenergie aus volatilen erneuerbaren Quellen in Wärme umgewandelt wird. Dabei können Großwärmespeicher zukünftig eine zentrale Rolle einnehmen, nachdem Großwärmespeicher im Vergleich zu Batteriespeicher eine wirtschaftlich attraktive Möglichkeit sind, Energie langfristig kostengünstig zu speichern.

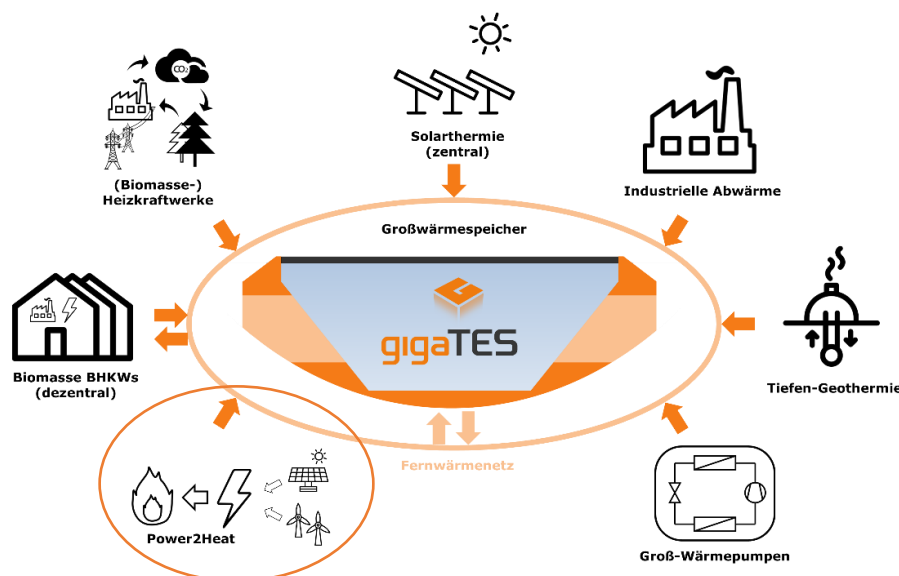


Abbildung 1: Großwärmespeicher als zentrales Element zukünftiger Fernwärmesetze (Abbildung: AEE INTEC, inspiriert von [1]; Symbole: Icongeek26 and Freepik from www.flaticon.com).

Im Vergleich zu den derzeit installierten Großwärmespeicher in Deutschland und vor allem in Dänemark mit Volumina bis zu 200.000 m³ ist für große Fernwärmesysteme in Österreich eine Verzehnfachung des Volumens erforderlich. Im Rahmen des österreichischen Flagship-Projektes "giga_TES" werden daher Konzepte für Speicher mit Volumina bis zu 2.000.000 m³ untersucht und entwickelt.

¹ AEE – Institut für Nachhaltige Technologien, Feldgasse 19, A-8200 Gleisdorf, +43 3112 5886, m.reisenbichler@aee.at, w.vanhelden@aee.at, i.leusbrock@aee.at, www.aee-intec.at

² Ingenieurbüro ste.p ZT GmbH, Mommsengasse 31, A-1040 Wien, +43 1 505 56 87, muser@step-zt.at, www.step-zt.at

³ Johannes Kepler Universität Linz – IPMT, Altenberger Straße 69, A-4040 Linz, +43 732 2468 6610, gernot.wallner@jku.at, www.jku.at/en/institute-of-polymeric-materials-and-testing/

⁴ Universität Innsbruck, Technikerstraße 13, A-6020 Innsbruck, +43 512 507 63601, fabian.ochs@uibk.ac.at, https://www.uibk.ac.at/bauphysik/

⁵ S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solarinstallation und Design mbH, Puchstraße 25, A-8020 Graz, +43 316 292840, p.reiter@solid.at, https://www.solid.at/de/

giga_TES: Giga-Scale Thermal Energy Storage for Renewable Districts

Ein Konsortium bestehend aus Forschungs- und Industriepartnern konzentriert sich im Projekt „giga_TES“ auf die Entwicklung von derartigen Großwärmespeichern. Das Projektkonsortium besteht aus vier österreichischen und zwei ausländischen Forschungsinstituten, die über fundierte Kenntnisse und Erfahrungen auf dem Gebiet der Materialien, Komponenten und Systemtechnologien großer thermischer Energiespeicher verfügen. Darüber hinaus wird das Konsortium durch zwölf Schlüsselunternehmen der Material- und Komponentenindustrie, Bauunternehmen, Ingenieurbüros und Fernwärmenetzbetreibern komplettiert.

Problemstellung

Aufgrund der enormen Größe und der hohen Grundstückspreise im urbanen Umfeld müssen tiefe Bauweisen angestrebt werden. Dies wird durch die erschwerenden hydrogeologischen Randbedingungen in Österreich (u.a. hohe Grundwasserschichten) zusätzlich erschwert. Außerdem wird eine nutzbare Oberfläche des Speichers gefordert. (Langzeit-)Erfahrungen mit derartigen Großspeichern sind begrenzt, zeigen aber Verbesserungsbedarf bezüglich Leistungsfähigkeit und Haltbarkeit der verwendeten Materialien. Zudem erfordert eine ökonomische Einbindung des Speichers hohe Energiedichten mit einhergehenden höheren Speichertemperaturen, was zu zusätzlichen Materialbelastungen führt.

Ziele

Eines der Hauptziele des Projektes ist die Transformation der Technologie aus Dänemark nach Österreich und Zentraleuropa. Dazu sollen verschiedene dedizierte Konzepte für Großwärmespeicher entwickelt werden, die (a) eine hohe Speicherkapazität, (b) geringe Wärmeverluste und (c) eine hohe Lebensdauer aufweisen, (d) optimal in das Fernwärmesystem integriert werden können und (e) zudem kosteneffizient sind.

Methode

Um diese Ziele zu erreichen, werden (a) innovative Bauverfahren und Konstruktionsmethoden, (b) neue Materialien und Komponenten sowie (c) verbesserte numerische Simulationsmodelle entwickelt.

Ergebnisse

Innovative Tiefbaukonzepte hinsichtlich Wandaufbau und Geometrie wurden bereits im Rahmen des Projektes entwickelt. Außerdem wurden verschiedene Konzepte für die Nutzung der Oberfläche (z.B. als Naherholungsgebiet) erarbeitet. Bereits durchgeführte Materialentwicklungen neuartiger Polymerwerkstoffe versprechen eine erhöhte Lebensdauer gegenüber aktuell eingesetzter Materialien. Mögliche Anwendungsszenarien in zwei österreichischen Städten wurden untersucht und numerische Systemsimulation der entsprechenden Fernwärmesysteme und Speicherkomponenten durchgeführt. Ergebnisse der ersten 2 Projektjahre werden auf der Konferenz vorgestellt.

Referenzen

- [1] C. Maaß, M. Sandrock, und R. Schaeffer, „Fernwärme 3.0 - Strategien für eine zukunftsorientierte Fernwärmepolitik“, Hamburg, Jän. 2015.



Das Projekt „giga_TES“ wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Energieforschung (e!MISSION) - 3. Ausschreibung Energieforschung 2016“ durchgeführt.

9.3.5. Implementierung einer künstlichen Intelligenz in das digitale Ökosystem des Internets der Energie am Paradigma der „Wärmespeicher-Steuerung“

Andreas HUTTERER^{1(*)}, Anke TALLIG²

Kurzfassung

Die von der deutschen Bundesregierung initiierte Energiewende führt zu einem Transformationsprozess in der Energiewirtschaft. In Folge dessen erleben wir einen Wandel von einer zentralen zu einer dezentralen Energieversorgung. Eine stetig größer werdende Anzahl an kleinen Energieversorgern stehen Millionen von Energieverbrauchern gegenüber. Die envia Mitteldeutsche Energie AG (enviaM) synchronisiert mit der Entwicklung des Internets der Energie beide sich ergänzende Seiten und verknüpft im Rahmen der Sektorenkopplung die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Durch die Digitalisierung von Energieerzeugern und Energieverbrauchern stehen Unmengen an Daten zur Verfügung, welche als Grundlagen für eine intelligente Steuerung der Energiesysteme dienen. Mit dem Ziel, eine sichere, wirtschaftliche und umweltfreundliche Energieversorgung sicherzustellen, entwickelt die enviaM-Gruppe mit Partnern aus der Region das Internet der Energie.

Methodik

Die Digitalisierung von Nachtspeicherheizungen soll durch die 24 Stunden Freigabe der Ladezeiten netzseitig die flexible Steuerung ermöglichen und kundenseitig den Wärmekomfort erhöhen. In diesem Zusammenhang spielt der § 14a EnWG, als entscheidender Bestandteil zur effizienteren Bewirtschaftung und Neugestaltung des Verteilungsnetzes, eine ausschlaggebende Rolle. Bei Speicherheizungen sind intelligente Messsysteme verpflichtend, dadurch kann der Stromverbrauch von Verbrauchern einfach gemessen werden. Ein intelligentes Messsystem (iMSys) besteht aus einer modernen Messeinrichtung und einer Kommunikationseinheit, dem sogenannten Smart Meter Gateway. Dabei wird durch Einbringung des Tagesablaufes mit der Angabe der Temperatur des Kunden eine bedarfsgerechte Ladestrategie generiert, welche Einsparungen durch eine effektive Ladesteuerung ermöglichen. Zusätzlich werden durch Implementierung einer künstlichen Intelligenz (KI) weitere Einsparungen erzielt, welche durch spezifische Algorithmen realisiert werden. Die proprietäre künstliche Intelligenz des Internets der Energie wurde in die „Wärmespeicher-Steuerung“ integriert. Die Software der KI-Bibliothek zum Lernen und Optimieren läuft lokal auf dem Energiemanager des Kunden. Damit die vorgegebene Raumtemperatur mit einer optimierten Ladestrategie der Wärmespeicherheizung energiesparend angesteuert werden kann, registriert die KI alle Einflussparameter. Die Raumtemperatur nimmt dabei nur einen Betrachtungswinkel ein. Zusätzlich wurde die Thermodynamik des Hauses, die Außentemperatur, die Wetterprognose und das Verbrauchsverhalten in die Modellierung der Prognose implementiert. Zu dem Zweck, das Einsparpotenzial besser bestimmen zu können und auch erste Kundenreaktionen zu erhalten, wurde eine erste Version der KI-basierten Steuerung im Rahmen des Minimal-Viable-Products (MVP) „Wärmespeicher-Steuerung“ in der Heizperiode 2018/2019 getestet. Der wissenschaftliche und innovative Charakter des oben beschriebenen Ansatzes ist zugleich seine große Herausforderung. Es gilt zu beweisen, wie hoch die Wirkung der KI in diesem neuen Anwendungsfeld wirklich ist. Nachdem die Testobjekte mit den Komponenten der „Wärmespeicher-Steuerung“ ausgestattet wurden, folgte die Bereitstellung der verwendbaren Daten für das Training der Modelle zur Thermodynamik und Simulation. Die zur Verfügung gestellten Daten mussten im Vorgang vorverarbeitet werden. Hinzu implementiert wurde der Energieverbrauch und Bewölkungsgrad. Anschließend fand ein Mapping aller Daten auf das KI-Datenmodell mit Ableitung von Spezialdateien statt.

¹ Technische Universität Bergakademie Freiberg, Akademiestraße 6, 09599 Freiberg, Deutschland, andreas-klaus.hutterer@student.tu-freiberg.de, <https://tu-freiberg.de>

² envia Mitteldeutsche Energie AG, Magdeburger Straße 51, 06112 Halle, Deutschland, Anke.Tallig@enviaM.de, www.enviaM.de

Die Modellierung erfolgte über drei Faktoren:

- Zeitreihenprognose für Wetter
- Regression für Thermodynamik mit der Zielgröße Innentemperatur
- Reinforcement Learning-Simulation für Steuerung

Dazu wurden die Testdaten in eine gleichgroße Trainings- und Testmenge unterteilt. Im nächsten Schritt wurde das Modell der Thermodynamik auf der Testmenge verifiziert, anschließend erfolgte die Simulation der Steuerung. Als Ansatz dient dabei das Model Predictive Control (MPC), welches über Reinforcement Learning (RL) funktioniert. Die KI für das Energiemanagement ist dabei in der Lage über Komfort (Abweichung zur Soll-Temperatur) und Energiebedarf (Lademenge) zu optimieren. Die Gewichtung erfolgt über den Regularisierungsparameter λ . Je größer dieser ist, desto wichtiger ist die Energieminimierung im Vergleich zur Komfortmaximierung. Das Reinforcement-Optimierungsproblem dient zur Minimierung des Rewards R und kann mit nachfolgender Formel ermittelt werden:

$$\min_{\tau_1, \dots, \tau_n} R(\tau_1, \dots, \tau_n), R(\tau_1, \dots, \tau_n) = \underbrace{\sum_{i=1}^N (T_i - T_s)^2}_{\text{Komfort}} + \lambda \underbrace{\sum_{i=1}^N \tau_i}_{\text{Energieverbrauch}}$$

Ergebnisse

Schlussfolgernd aus der Umrüstung von analogen Nachtspeicherheizungen zu digitalen und flexiblen Wärmespeichern bietet die „Wärmespeicher-Steuerung“ einen entscheidenden Mehrwert, welcher von den Nutzern von Wärmespeicherheizungen sehnlichst erwartet wurde. Daraus resultierte, dass mit Hilfe einer künstlichen Intelligenz signifikante Energieeinsparungen erzielt werden, zudem verbesserte sich die Stabilität der Innentemperatur erheblich. Vor allem in der Übergangszeit wurden durch Prognosen der Wärmebereitstellung und der Wettervorhersage beachtenswerte Energieeinsparungen erzielt. Wie in Abbildung 1 verdeutlicht, liefert die KI eine zuverlässige Schätzung und prognostiziert eine robuste 7-Tages-Prognose der Innentemperatur mit einem 95 %-Korridor. Die Innentemperatur des Testobjektes liegt über dem betrachteten Zeithorizont im Toleranzbereich des Prognosefensters.

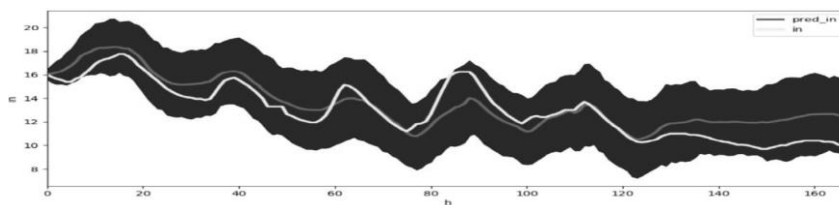


Abbildung 1: 7-Tagesprognose der Innentemperatur mit 95 %-Korridor

In der im Feldtest untersuchten Anwendungsstufe 1 wurde die technische Möglichkeit zur Steuerung der Heizung bezüglich der Komfortschaffung für den Speicherkunden untersucht. Die Einbeziehung des Verbrauchsverhaltens zur Erstellung des Energiebedarfs ermöglicht weitere Optionen von Anwendungsfällen, wie in Abbildung 2 dargestellt.



Abbildung 2: Use Cases der Wärmespeicher-Heizung

Das Internet der Energie als digitales Ökosystem der modernen Energiewirtschaft ist beeinflusst durch die Vorgaben der Politik und der Energiewende. Im Bereich der Netzbetreiber findet eine Entwicklung zum Smart-Grid statt, wobei das Niederspannungsnetz intelligent und transparent werden soll, um die Daten für die intelligente Steuerung und damit für das Internet der Energie nutzen zu können. Durch die damit mögliche netzdienliche Steuerung von Verbrauchsanlagen, kann bei Bedarf zusätzliche Flexibilität variabel eingesetzt werden, damit die Stabilität des Netzes gewährleistet werden kann. Perspektivisch ist eine Implementierung von Wärmeanlagen in den Strommarkt im Rahmen der Sektorkopplung vorstellbar.

9.3.6. Hybrid-FLEX - Optimal charging of decentralised hot water storages

Robert PRATTER^{1(*)}, Thomas NACHT², Christian HALMDIENST³

Das Bestreben eine zunehmend auf regenerativen Energieträgern basierende Energieversorgung zu realisieren, führt dazu, dass das Energiesystem zukünftig mehr Flexibilität auf der Verbraucherseite aufweisen muss.[1] Dieser Umstand wird durch den volatilen und dargebotsabhängigen Charakter der erneuerbaren Energieträger bedingt. Um diesen und weiteren Anforderungen, wie der Minimierung der Verluste im Hausleitungssystem, genüge zu leisten, werden im Projekt Hybrid-FLEX (Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Energieforschungsprogramms 2016 durchgeführt) die effizientere Gestaltung der Warmwasserversorgung in Mehrparteienwohnhäusern sowie die Anforderungen an Flexibilität adressiert. Dazu wurden 3 Themenschwerpunkte ausgearbeitet, die im Detail untersucht werden sollen: (1) eine großstädtische Wärmeversorgung, (2) eine Optimierung des PV-Einsatzes für die Wärmeerzeugung und (3) eine Flexibilitätsnutzung für den optimierten Stromeinkauf bei variablen Tarifen. Im 1. Fall wird eine Versorgung mittels Fernwärme und in den anderen beiden Fällen eine Versorgung mit einer durch elektrischen Strom versorgten Außenluftwärmepumpe angenommen.

Die Basis der Untersuchungen bildet das aktuell vom Projektpartner Pink vertriebene System enerboxx [2], dabei handelt es sich um dezentrale Warmwasserspeicher für Wohnungen in Mehrparteienwohngebäuden, welche von einem zentralen Wärmeerzeuger erhitzt werden. Aktuell erfolgt die Warmwasserbeladung der dezentralen Einheiten zu fix vorgegebenen Zeitpunkten. Der Beladungsprozess erfolgt dabei immer nach einem fixen Schema, der im Vorfeld der Inbetriebnahme auf den jeweiligen Anwendungsfall angepasst wird. Durch die punktuelle Ladung der dezentralen Speicher sollen im Gegensatz zu herkömmlichen Systemen die Verluste in den Rohrleitungen deutlich reduziert werden, da das Rohrsystem nicht dauernd auf Temperatur gehalten werden muss. Der Zeitpunkt der Ladung soll zukünftig je nach Themenschwerpunkt optimiert werden. Der optimierte Betrieb muss dabei eine Balance zwischen Erreichen der gewünschten Ziele (Optimierungsziel) und Komfortbeibehaltung (Nutzer*innenziel) finden. Im Falle des Themenschwerpunktes Optimierung des PV-Einsatzes wird anhand von Prognosedaten der Globalstrahlung und der Außenlufttemperatur das optimale Zeitfenster für den Betrieb der zentralen Wärmepumpe zur Maximierung des PV-Eigenverbrauchs ermittelt. Die dafür notwendige Abschätzung des Energieinhaltes der dezentralen Speicher erfolgt über die Temperaturmessungen mit einer limitierten Anzahl an Sensoren und der Anwendung statistischer und selbstlernender Algorithmen. Daraus ergibt sich, über die Kennlinie der Wärmepumpe, die Betriebsdauer bzw. ein Strombedarfsprofil für den Betrieb der Wärmepumpe, welches der Prognose für den PV-Überschuss gegenübergestellt wird. Dabei werden sowohl Energienutzung als auch die Reduktion der Überschussleistung angestrebt. Für eine zusätzliche Flexibilisierung des Wärmebedarfs wurde der sogenannte ECO-Modus entwickelt, der es, wenn vom Bewohner gewünscht, erlaubt, die dezentralen Speicher bei geringem PV-Überschuss nur bis zu einem gewissen Energieniveau zu beladen. Ist genügend PV-Überschuss vorhanden, werden auch die Speicher im ECO-Modus komplett beladen. Dem gegenüber steht der EGO-Modus, bei dem die Speicher in jedem Fall komplett durchgeladen werden.

Die Entwicklung des Systems erfolgt in zwei Schritten: Simulation und Laborversuch. Für die Simulation kommt ein Co-Simulation-Ansatz zur Anwendung, welcher die Programme Simplex und Matlab miteinander kombiniert. In Simplex werden die Hardwarekomponenten sowie die aktuelle Steuerung des Systems enerboxx abgebildet. In Matlab wird der Optimierer entwickelt, der die Empfehlungen (optimale Ladezeit, etc.) an das System in Simplex weitergibt. Der Fokus der Modellentwicklung liegt dabei auf der nachfolgenden realen Umsetzung, die Modelle berücksichtigen daher nur tatsächlich mess- und erfassbare Werte.

¹ 4wardEnergy Research GmbH, Reininghausstraße 13A, 8020 Graz, 0664/88500337, robert.pratter@4wardenergy.at

² 4wardEnergy Research GmbH, Reininghausstraße 13A, 8020 Graz, 0664/88500336, thomas.nacht@4wardenergy.at

³ Pink GmbH, Bahnhofstraße 22, 8665 Langenwang, 06641434305, c.halmdienst@pink.co.at

Anschließend an die Validierung des Simulationsmodells wird der in Matlab programmierte Optimierer auf das Energiemanagementsystem SEMS [3] des Projektpartners Levion übertragen und mit der aktuellen Steuerung in einem Laborversuch gekoppelt, um das tatsächliche Verhalten des Systems zu erproben und einen Vergleich zwischen Simulation und Realität zu ermöglichen.

Die ersten Simulationsergebnisse der PV-Eigenbedarfsoptimierung zeigen, dass mit dem Enerboxx-system die Verluste in den Verteilrohrleitungen im Vergleich zu einem Zirkulationssystem ohne Wohnungsspeicher deutlich niedriger sind. Das ist auf die optimierte Ladestrategie der enerboxxen zurückzuführen, durch die die Rohrleitungen nur zweimal am Tag für einen kurzen Zeitraum erwärmt werden müssen. Da die enerboxxen selbst nur sehr geringe Verluste aufweisen kann somit der Gesamtverlust deutlich reduziert werden. Als Referenzfall wurde einen Mehrparteienhaushalt mit drei enerboxxen und einer angenommenen Rohrlänge von 66 m ausgewählt. Die Verluste betragen in diesem Fall 5,84 MWh, was einen Anteil von 36 % der von der Wärmepumpe bereit gestellten Wärme ausmacht. Durch den Einsatz der in Abbildung 1 dargestellten optimierten enerboxxen können die Verluste um 31 % auf ca. 4 MWh reduziert werden. Außerdem wird die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe signifikant von 1.98 auf 2.6 erhöht, wodurch der Strombedarf der Wärmepumpe von 8,2 MWh auf 5,5 MWh sinkt. Bei einem größeren Wohnhaus schlagen diese Vorteile noch deutlicher zu buche.

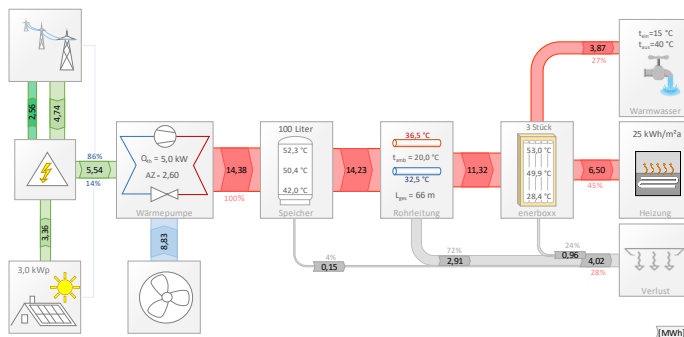


Abbildung 1: Referenzfall für die PV-Eigenbedarfsoptimierung

Im Standardbetrieb werden die enerboxxen um 5 Uhr und um 17 Uhr beladen. Eine Verschiebung der Ladefenster auf einen späteren Zeitpunkt wurde zur Sicherstellung des Komforts der Nutzer vorerst nicht berücksichtigt. Eine Verschiebung ist daher nur auf einen früheren Zeitpunkt möglich. Damit ergibt sich, dass die Morgenladung im Szenario der Optimierung des PV-Einsatzes nicht zur Verfügung steht. Im Falle der PV-Einsatzoptimierung wird die Morgenladung daher stets um 5 Uhr durchgeführt, das ist für die Strategien der anderen beiden Themenschwerpunkte nicht der Fall. Die Optimierung berücksichtigt ebenfalls, dass zwischen Morgen- und Abendladung stets ausreichend Zeit verstreicht. Für die PV-Einsatzoptimierung ergibt sich daher ein maximales Verschiebefenster für die Abendladung von 4 Stunden. Die Aufgabe des Optimierers ist es für die Abendladung das optimale Zeitfenster im Zeitraum zwischen 13 und 17 Uhr zu finden, sowie zu bestimmen, ob die enerboxxen für die der ECO-Modus gewählt wurde, komplett oder nur teilweise beladen werden. Durch die Optimierung der Beladungszeit, kann der Eigenverbrauch der PV-Erzeugung um 10 % gesteigert werden, was zeitgleich einer Steigerung des PV-Anteils der elektrischen Antriebsenergie der Wärmepumpe um 6 % entspricht. Eine Auswahl der wichtigsten Resultate ist in Abbildung 2 dargestellt.



Abbildung 2: Verbesserung ausgewählter Kennzahlen durch den Einsatz der optimierten enerboxxen

Referenzen

- [1] Zöphel C. 2017. Flexibilitätsbedarf in unterschiedlichen Energiesystemen mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien, IEWT 2017, Wien, <https://eeg.tuwien.ac.at>
- [2] <https://www.pink.co.at/enerboxx.htm>
- [3] <https://www.levion.at/>

9.3.7. Dynamische Simulation zur Flexibilisierung der Energieerzeugung durch Integration eines Wärmespeichers in ein Fernwärmenetz

Elias HASHEMIAN NIK^{1(*)}, Wolfgang SANZ¹

Inhalt

Die operative Flexibilität eines Fernwärmenetzes kann mithilfe der Integration eines Wärmespeichers erhöht werden. In Kombination mit einer Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) kann ein Wärmespeicher zur optimierten Strom- und Wärmeproduktion eingesetzt werden. Hierbei wird die Stromproduktion zu Zeiten hoher Strompreise priorisiert, während mehr Wärme zu Zeiten niedriger Strompreise produziert wird. Der Überschuss an Wärme wird im Wärmespeicher gespeichert und entladen, wenn die Strompreise hoch sind, um eine höhere elektrische Leistung zu ermöglichen. Dieser Einsatzzweck eines Wärmespeichers bietet bessere Erträge am Strommarkt.

Um die Wirtschaftlichkeit einer Investition in einen Wärmespeicher für ein Fernwärmenetz zu beurteilen, können die Ergebnisse einer Simulation herangezogen werden. Damit kann eine Empfehlung für die optimale Speichergröße abgegeben werden.

Modellierung und Simulation

Mithilfe des Programms IPSEpro der Firma SimTech GmbH werden die wichtigsten Komponenten eines Fernwärmenetzes mit integriertem Wärmespeicher definiert. Dabei wird eine Modellbibliothek erstellt und die Komponenten in der Process Simulation Environment (PSE) zu einem System zusammengesetzt. Das vereinfachte Fernwärmenetz wird durch eine KWK-Anlage, eine Kontrolleinheit, einen Wärmespeicher, einen Wärmetauscher, Rohrleitungen und einen Wärmeverbraucher modelliert. Der Ladealgorithmus basiert auf der Annahme, dass der Strompreis tagsüber höher ist als während der Nacht. Aus diesem Grund wird möglichst viel Wärme nachts erzeugt, um diese dann tagsüber zu entladen. Die Limits des Systems beinhalten die minimale und maximale thermische Leistung der KWK-Anlage, die Speichergröße und die maximale Lade- und Entladegeschwindigkeit. Die Rahmenbedingungen für die Simulation werden in Anlehnung an das Grazer Fernwärmenetz gewählt. Dabei werden einige Vereinfachungen getroffen. Die KWK-Anlage Mellach dient exemplarisch als einziger Wärmeproduzent. Das System wird mit verschiedenen Wärmespeichergrößen von 10 000 m³ bis 60 000 m³ und einem Vergleichsszenario ohne Wärmespeicher über eine Heizperiode simuliert. Die Software IPSEpro ermöglicht abschließend eine genaue Datenanalyse über die Heizperiode, die als Basis für die Wirtschaftlichkeitsrechnung verwendet wird. Die jährlichen Erträge aus der Stromproduktion für die verschiedenen Wärmespeicher werden mithilfe der Annuitätenmethode berechnet, basierend auf den Simulationsergebnissen der Heizperiode und den finanziellen Annahmen. Eine Sensitivitätsanalyse dient zur Untersuchung der Empfindlichkeit der getroffenen Annahmen auf das wirtschaftliche Endergebnis.

Ergebnisse

Die hohe zeitliche Auflösung des Ergebnisses für alle Systemparameter der Simulation erlaubt eine genaue Analyse des Einflusses des Wärmespeichers auf das System. Primär ist hierbei das Laufverhalten der KWK-Anlage von Bedeutung. In Abbildung 1 ist der Einfluss der durch den Wärmespeicher bedingten Veränderung der thermischen Leistung auf die elektrische Leistung zu erkennen. Die Ergebnisdaten sind exemplarisch aus einer 72-stündigen Periode im Oktober entnommen. Während die thermische Leistung zu Beginn der Nacht den maximalen Zustand innerhalb der definierten Limitierungen erreicht, deckt die thermische Leistung bei vollem Speicherzustand nur mehr den Wärmebedarf und die auftretenden Wärmeverluste im System. Tagsüber wird die thermische Leistung auf den kleinstmöglichen Wert heruntergefahren und erst wieder erhöht, sobald der Speicher entladen ist. Dieses Lade- und Entladeverhalten führt zu einer wirtschaftlich vorteilhaften Verteilung der Stromproduktion. Bei der Betrachtung einer ganzen Heizperiode variiert der Wärmebedarf stark. In Abbildung 2 wird die thermische Leistung während einer wesentlich kälteren Februarperiode für

¹ Technische Universität Graz, Institut für Thermische Turbomaschinen und Maschinendynamik, Inffeldgasse 25/A, 8010 Graz, Tel.: +43 (0)316 873-7226, ttm@tugraz.at, www.ttm.tugraz.at

verschiedene Speichergößen dargestellt. Die Szenarien mit 30 000 m³ und 60 000 m³ Speichervolumen weisen annähernd das gleiche Lade- und Entladeverhalten auf. Alle Speicher können in dieser kälteren Periode vollständig entladen werden, wobei die Limitierung der Entladerate diesmal einen Einfluss hat.

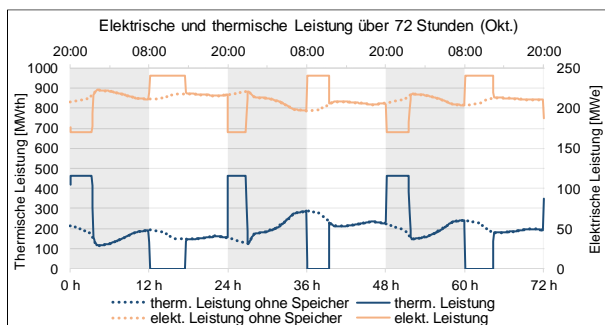


Abbildung 1: Elektrische und thermische Leistung und Wärmebedarf für ein Szenario mit einem 20 000 m³ Speicher über 72 Stunden (Oktober).

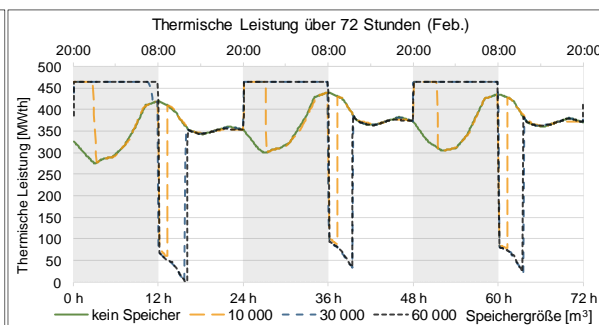


Abbildung 2: Verlauf der thermischen Leistung bei verschiedenen Speichergößen über 72 Stunden (Februar).

In Abbildung 3 wird exemplarisch der Ladestatus des Speichers während der kälteren Februarperiode dargestellt. Nur der kleinste Speicher mit einem Volumen von 10 000 m³ wird jede Nacht in dieser Periode vollgeladen, während alle simulierten Speicher tagsüber vollständig entladen werden können. Abbildung 4 zeigt die berechneten Jahresdauerlinien für die thermische Leistung der KWK-Anlage für die verschiedenen Szenarien mit variierenden Speichergößen. Mit wachsender Speichergöße nimmt die Dauer des Betriebes bei maximaler und minimaler thermischer Leistung der KWK-Anlage zu.

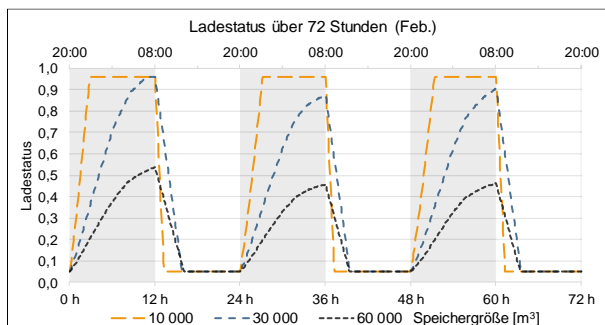


Abbildung 3: Verlauf des Ladestatus für verschiedene Speichergößen über 72 Stunden (Februar).

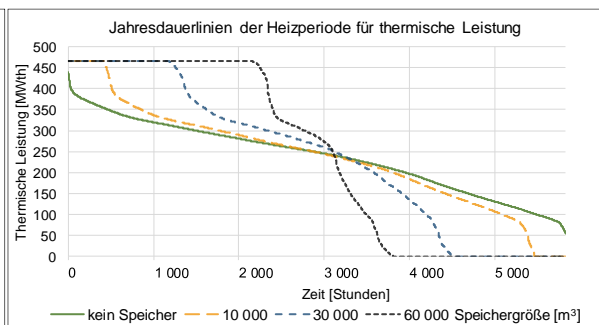


Abbildung 4: Jahresdauerlinie der Heizperiode für die thermische Leistung für verschiedene Speichergößen.

Die Wirtschaftlichkeitsstudie liefert ein positives Ergebnis für alle getesteten Speichergößen im Vergleich zum Referenzszenario ohne Wärmespeicher. Den größten zusätzlichen jährlichen Ertrag anhand der Annuitätenmethode liefert das Szenario mit einem 40 000 m³ Speicher. Aufgrund einer Sensitivitätsanalyse zur Studie des Einflusses des Zinssatzes, der Kapitalkosten und der Stromtarife kann auch ein Speichervolumen von 30 000 m³ empfohlen werden, sofern eine niedrigere Sensitivität gewünscht wird.

Zusammenfassend kann das erstellte Modell mit seiner nahezu unbeschränkten Konfigurierbarkeit ein wertvolles Analysewerkzeug für die Integration von Wärmespeichern in Fernwärmenetze bieten. Neben einer Wirtschaftlichkeitsstudie lassen sich auch die Auswirkungen von Veränderungen einzelner Parameter untersuchen. Ebenso möglich ist die Erarbeitung und Erprobung von optimierten Lade- und Entldealgorithmen mittels Eingabe von historischen Daten in das Modell.

9.4. BATTERIEN (STREAM H4)

9.4.1. Batteriespeichermanagementsysteme im Vergleich – individualisiert und nach Optimierungsmethoden

Alfons HABER¹, Julius GROSS²

Inhalt

Als Energiespeicherung, im konkreten Fall bezogen auf die Netz- und Systemintegration, kann eine Aufnahme und spätere Abgabe von Energie in einer bestimmten bzw. definierten Form verstanden werden, vgl. [1]. Um die Einspeisung leistungsbezogen an der Last bzw. den Verbrauch anpassen zu können, bedarf es einer veränderbaren Einspeisung. Energiespeicher werden heute bereits mit großen Energieinhalten und Leistungen betrieben, wie z. B. in der Wasserkraft als Speicher- oder Pumpspeicherkraftwerke. Hierzu stehen grundsätzlich mehrere Technologien der Energiespeicherung zur Verfügung, die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich auf Batteriespeicher bzw. technisch gesprochen auf Akkumulatoren. Es werden Batteriespeichermanagementsysteme verglichen, welche individualisiert nach Lasten und den Speichergrößen mit unterschiedlichen Optimierungsmethoden betrieben werden können.

Methode

Diese Arbeit beschäftigt sich mit der Entwicklung eines Tools zur Optimierung eines Batteriespeichermanagementsystems. Dieses berechnet und stellt graphisch dar, wie ein Batteriespeichersystem nach bestimmten Kriterien den Strom ein- und ausspeist. Die Berechnungen für diese Kriterien werden nach der Maßgabe von sechs Szenarien durchgeführt [2]:

- Szenario 1: Maximierung des Eigenverbrauchs
- Szenario 2: Ausspeisebegrenzung
- Szenario 3: Zeitlich festgelegte Speicherung
- Szenario 4: Zeitlich festgelegte Speicherung plus Ausspeisbegrenzung
- Szenario 5: Stufenweise Netzentlastung
- Szenario 6: Laden und Entladen in Abhängigkeit zum Strompreis

Diese Szenarien wurden als wesentliche Instrumente zur Optimierung von Batteriespeichermanagementsystemen identifiziert. Weiterführend werden die jeweiligen Möglichkeiten der Szenarien beschrieben, die mathematischen Berechnungen erläutert und die Ergebnisse grafisch in Liniendiagrammen ausgegeben, die so den zeitlichen Verlauf von Last und Einspeisung darstellen, vgl. [2]. Wesentlich ist hierbei, dass die jeweiligen Lasten als Lastgänge in das Modell in ¼-Stundenwerten eingelesen und differenzierbare Speicherdaten individuell eingegeben werden können. Es werden drei Arten der Optimierungen vorgenommen, die sich in Hinsicht des übergeordneten Zieles der Optimierung aus netzdienlich, kundendienlich und marktdienlich ergeben, vgl. [1].

Ergebnisse

Anhand der durchgeführten Analysen auf Basis von realen Messdaten können die Methoden der Optimierungen von Speichern im Stromnetz dargestellt und netztechnische, kundenspezifisch sowie energiewirtschaftlich bewertet werden. Diese Ergebnisse ermöglichen weiterführend eine Gegenüberstellung der jeweiligen Vor- und Nachteile der einzelnen Möglichkeiten eines aktiven bzw. dynamischen Speichermanagements und können so die Basis für unterschiedliche Szenarien und Optimierungen sein, die dezentral oder zentral vorgegeben werden können.

¹ HAW Landshut, Am Lurzenhof 1, D-84036 Landshut, +49 871-506 230, Fax + 49 (0)871-506 9230, Alfons.Haber@haw-landshut.de, www.haw-landshut.de

² HAW Landshut, Am Lurzenhof 1, D-84036 Landshut, +49 172 5172075, juliusgross29@gmail.com, www.haw-landshut.de

Referenzen

- [1] Haber, Alfons: Batteriespeicher, 2018, Hrsg. J. Böttcher und P. Nagl; De Gruyter, Oldenbourg, ISBN 978-3-11-045577-9, pp233-254
- [2] Gross, Julius: Entwicklung eines Tools zur Optimierung eines Batteriespeichermanagementsystems, Bachelorarbeit, HAW Landshut, 2019

9.4.2. Erkenntnisse aus dem Forschungsprojekt „BatterieSTABIL“

**Jürgen MARCHGRABER¹, Christian ALÀCS¹, Georg LETTNER¹,
Wolfgang GAWLIK¹, Peter JONKE², Manfred WURM³, Roman
LECHNER³, Roman IGELSPACHER⁴, Günter WAILZER⁴, Wolfgang
VITOVEC⁴**

Inhalt

Systemdienstleistungen wurden bisher maßgeblich aus fossilen Kraftwerken, Pumpspeicherkraftwerken und angepasster Nutzung von Betriebsmitteln bereitgestellt. Energiespeicher spielen heute und in Zukunft eine tragende Rolle bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen, besonders unter Berücksichtigung des zunehmenden Rückgangs der Kapazitätsanteile konventioneller (Groß-)Kraftwerke. Die laufenden Einnahmen durch die Bereitstellung einzelner Netzdienstleistungen (z.B. Primärregelung) sind unter Umständen jedoch nicht ausreichend, um die Kosten eines Batteriespeichers zu decken und Rentabilität zu erreichen. Deshalb wird die Bereitstellung mehrerer Netzdienstleistungen von Batteriespeichern als ein netztechnisch höchst nutzbringendes und auch wirtschaftlich sinnvolles Konzept angesehen. Ziel des Projekts war es, zu demonstrieren, wie das Potential des Batteriespeichers durch Erbringung mehrerer Systemdienstleistungen zur Systemstabilisierung ausgeschöpft werden kann. Im diesem Beitrag werden die Erkenntnisse aus dem Projekt zusammengefasst.

Methodik

Im Rahmen des Forschungsprojekts „BatterieSTABIL“ wurde ein Batteriespeicher auf Basis von Lithium-Technologie im Umspannwerk Prottes der Netz Niederösterreich GmbH errichtet und im Betrieb untersucht. Der Batteriespeicher weist einen nutzbaren Energieinhalt von 2,2 MWh, sowie eine Nennleistung von 2,5 MVA auf. In Zusammenarbeit mit dem Hersteller des Batteriespeichers wurde dieser mit Funktionen ausgestattet, welche die Erbringung von Systemdienstleistungen ermöglichen. Diese Funktionen wurden im Rahmen einer Inbetriebnahme getestet. Zudem wurden die einzelnen Funktionen 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, sowie Geschäftsmodelle für Batteriespeicher im Netz entwickelt.

Ergebnisse

Die Auslegung und Spezifikation des Batteriespeichers erfolgte in enger Abstimmung mit den Projektpartnern. Im Sinne einer Modularität wurden zwei baugleiche parallele Batteriespeichereinheiten aufgebaut, die jede für sich auch autark betrieben werden können. Der abschließende Factory-Acceptance-Tests (FAT) des Gesamtsystems fand im Juni 2017 statt. Die Lieferung der zugehörigen Batterie,- und Steuerungscontainer erfolgte im September 2017. Gemeinsam mit dem Hersteller des Batteriespeichers wurde intensiv dessen Funktionsumfang erarbeitet. Im Zuge von Inbetriebnahme - Tests wurden neben Tests zu den einzelnen Funktionen auch Tests zum verfügbaren Energieinhalt und zur maximalen Leistungsfähigkeit des Batteriespeichers durchgeführt, sowie insbesondere die Eignung zur Erbringung von Primärregelleistung getestet. Zusätzlich erfolgte eine Konsistenzprüfung der Steuerung. Während des Prozesses der Funktionsdefinition der Anlage wurden Offline – Simulationen durchgeführt, welche zum Ziel hatten, die spezifizierten Funktionen zu untersuchen. Insbesondere die Erbringung von Primärregelleistung wurde dabei intensiv untersucht [1]. Die Labortests dienten der

¹ TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gusshausstraße 25, 1040 Wien, +43 1 58801 370101, [Nachname]@ea.tuwien.ac.at

² AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Wien, +43 50550 6027, peter.jonke@ait.ac.at

³ Netz Niederösterreich GmbH, EVN Platz, 2344 Maria Enzersdorf, +43 2236 201 12593, manfred.wurm@netz-noe.at

⁴ EVN AG, EVN Platz, 2344 Maria Enzersdorf, +43 2236 200 -12652 und -12269, [Vorname.Nachname]@evn.at

Validierung und Weiterentwicklung der Funktionen des Batteriespeichers. Zu diesem Zweck wurde ein Umrichter einer Batteriespeichereinheit im Labor getestet. Insbesondere die Funktion der dynamischen Netzstützung wurde dabei intensiv untersucht. Die Controller Hardware-In-the-Loop (C-HIL) - Tests, umfassten Tests, welche im Labor bzw. Feld entweder aus betrieblichen oder sicherheitstechnischen Aspekten nicht durchgeführt werden konnten. Dies sind z.B.: Parametervariationen der verschiedenen Funktionen oder Überprüfung der Erbringung von Primärregelleistung, da diese eine Änderung der Netzfrequenz bedingen. Im Rahmen dieser C-HIL-Tests wurde unter anderem die Durchführung der Feldtests vorweggenommen [2]. Im Rahmen von Feldtests wurden insbesondere das Kurzschlussverhalten [3] des Batteriespeichers untersucht, sowie die Fähigkeit des Batteriespeichers, eine Inselnetzversorgung aufzubauen und aufrecht zu erhalten [4]. Im Zuge des Dauerbetriebs wurde das Verhalten der einzelnen Funktionen des Batteriespeichers über einen längeren Zeitraum untersucht. Hauptfokus des Dauerbetriebs lag auf der Untersuchung der Funktion Primärregelung und dem zugehörigen Lademanagement. Um die weiteren Funktionen ebenfalls im Dauerbetrieb untersuchen zu können, wurden die durchgeführten Tests während der Inbetriebnahme über einen längeren Zeitraum durchgeführt. Abbildung 1 zeigt beispielhaft die gemessene Statik des Batteriespeichers bei der Erbringung von Primärregelleistung.

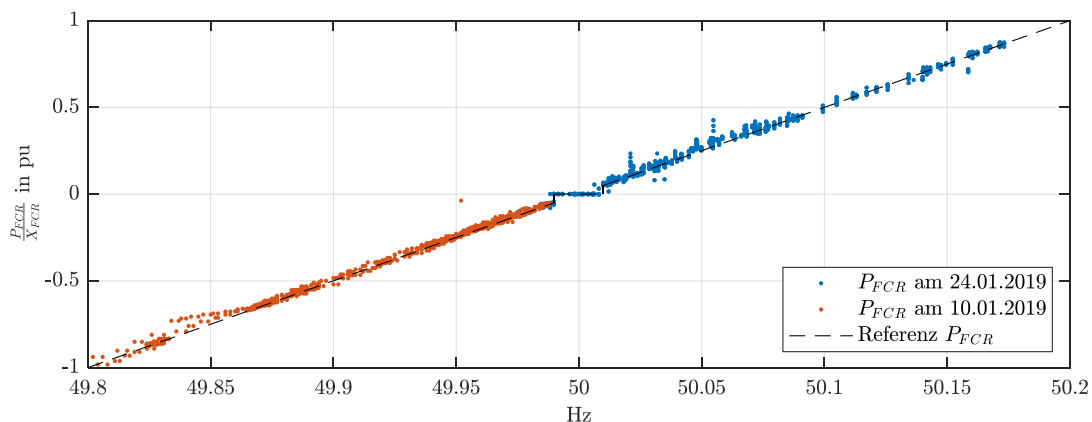


Abbildung 1: Gemessene Statik des Batteriespeichers bei Erbringung von Primärregelleistung. X_{FCR} bezeichnet die präqualifizierte Primärregelleistung und P_{FCR} den entsprechenden Wirkleistungsarbeitspunkt.

Diese Arbeit ist Teil des Forschungsprojektes „BatterieSTABIL“, gefördert aus Mitteln des Klima- und Energiefonds der österreichischen Bundesregierung. Die Forschungspartner des Projektes sind die klima energie fonds + Netz NÖ GmbH, die Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Arbeitsgebiet Elektrische Anlagen und das Austrian Institute of Technology (AIT).

Batterie STABIL **NÖ Netz**
EVN Gruppe
Ein Projekt mit TU Wien und AIT

Referenzen

- [1] J. Marchgraber, W. Gawlik, and G. Wailzer, "Reducing SoC-Management and losses of battery energy storage systems during provision of frequency containment reserve," *Journal of Energy Storage*, vol. 27, p. 101107, 2020.
- [2] P. Jonke, A. Anta, and C. Seitzl, "Validation of advanced grid functions of battery storage systems through a controller hardware-in-the-loop setup," *Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 136, no. 1, pp. 12-20, 2019.
- [3] M. Wurm, "110- und 30-kV-Netz Kurzschlussversuche mit einem 2, 2-MWh-Batteriespeicher," *Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 136, no. 1, pp. 21-30, 2019.
- [4] J. Marchgraber et al., "Schwarzstart und Inselbetrieb eines Netzabschnitts mit Windenergieeinspeisung mithilfe eines Batteriespeichers," in *Internationale Energiewirtschaftstagung*, Wien, 2019.

9.4.3. Batterien aus der E-Mobilität: Second Life in Großspeichern

Reinhard UGERBÖCK¹, Marion WERINOS²; Andreas NICKL³, Valentin STEIN⁴, Astrid ARNBERGER⁵

Rahmenbedingungen für Second Life Batterien

Energiespeicher spielen für die optimale Integration von mittels erneuerbare Energiequellen erzeugten Strom bzw. für eine kostenoptimale Stromnutzung vor allem im industriellen Kontext eine zunehmend

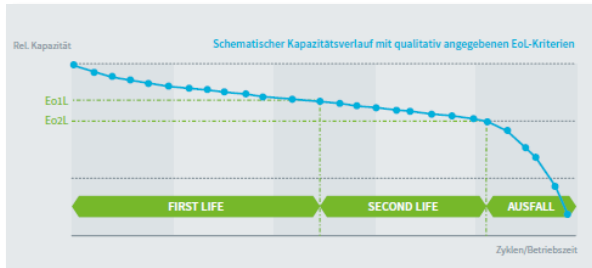


Abbildung 1: Kapazitätskurve von Batterien mit End-of-Life-Punkten

wichtigere Rolle. Neben klassischen (Wasser-) Methoden kommen hierfür auch gebrauchte Batteriesysteme aus der Elektromobilität in Frage, da diese üblicherweise bei Erreichen von ca. 80 % der Gesamtkapazität für die anspruchsvollen Mobilitätsanwendungen nicht mehr geeignet sind, aber noch einen ausreichenden State of Health (SoH) für Speicher-Anwendungen aufweisen.

2nd Life-Batteriespeicher werden bereits vereinzelt in Stromverteilnetze integriert, um Regelleistung für die Frequenzaufrechterhaltung bereitzustellen. Für diese Anwendung gibt es vor allem in Deutschland schon mehrere Pilotprojekte. Auch Heimspeicherlösungen auf Basis von 2nd Life-Batterien werden bereits – zumindest im Prototypenstadium – angeboten. Gerade für den Anwendungsfall der Lastspitzenabdeckung („peak shaving“) oder der Energierückgewinnung im industriellen Kontext wurden 2nd Life-Batterien bisher noch nicht erprobt, da von einem deutlich veränderten Anforderungsprofil ausgegangen werden muss. Auch die rasche und kostengünstige Zustandserhebung der gebrauchten Batterien ist – sofern nicht über den Fahrzeughersteller direkt auf die historischen Daten der Batterie zugegriffen werden kann – bisher ungelöst. Dasselbe gilt für die Ermittlung eines Restwertes, der sämtliche Prozessschritte, auch das Recycling der Batterien, umfassend beinhaltet.

Gibt es einen Markt für Second Life Batterien?

Das Projekt **Second Life Batteries 4 Storage** strebt an, Voraussetzungen für einen freien Markt für 2nd Life-Batterien aus der Elektromobilität schaffen, indem

- erstmals ein großtechnischer Speicher für Peak Shaving- und Energierückgewinnungs-Anwendungen gebaut und erprobt wird, der ausschließlich auf 2nd Life-Batterien basiert und optimal dimensioniert wurde, und
- technische und marktrelevante Komponenten entwickelt werden, die für das Funktionieren des Marktes zwingend notwendig sind (automatische Speicherdimensionierung, Schnellanalyse-Gerät für SoH-Ermittlung, Benchmarking-Kennzahlensystem sowie Tool zur umfassenden Restwertermittlung).

Mit diesen Entwicklungen ist es allen denkbaren Marktteilnehmern möglich, das Potential von gebrauchten Batteriesystemen für Speicheranwendungen optimal zu nutzen und so sowohl die ökologischen als auch ökonomischen Vorteile zu realisieren.

¹ Grazer Energieagentur, Kaiserfeldgasse 13, Graz, +43 316 811848-17, ungerboeck@grazer-ea.at, www.grazer-ea.at

² AVL List, Hans-List-Platz 1, Graz, +43 316 787-4098, Marion.Werinos@avl.com, www.avl.com

³ AVL DiTEST, Alte Poststraße 156, Graz, +43 316 787 3892, Andreas.Nickl@avl.com, www.avlditest.com

⁴ Saubermacher Dienstleistungs AG, Hans-Roth-Strasse 1, 8073 Feldkirchen, +43 (59) 800-2405, v.stein@saubermacher.at, https://saubermacher.at/

⁵ Saubermacher Dienstleistungs AG, Hans-Roth-Strasse 1, 8073 Feldkirchen, +43 59 800-2402, a.arnberger@saubermacher.at, https://saubermacher.at/

Bausteine zur Förderung eines freien Second-Life-Batterie-Marktes

Um Batterien, die aus der E-Mobilität abgegeben werden, technisch und ökonomisch bewerten zu können, wird ein Meßinstrumentarium benötigt, das mit vertretbarem Aufwand anwendbar ist. Hierfür wird ein **Schnellanalyse-Gerät für die State-of-Health (SoH)-Ermittlung** entwickelt, das es OEMs, Händlern oder Automobilclubs ermöglicht, einer Batterie einen fairen Wert zuzuordnen. Dafür wird sequentiell vorgegangen, von schnell abzuwickelnden Messungen zu zeitaufwändigen.

Für die optimierte Verwendung und Anpassung an den Einsatzort wurde bereits ein **Dimensionierungs-Tool** entwickelt, das für die Fälle Lastspitzen-Kappung (Peak Shaving), PV-Eigenverbrauchsoptimierung, Blackout-Reserve und Kombinationen derselben insbesondere in industriellen Anwendungen geeignet ist. Als Basis für die Berechnung dienen beispielsweise die vom Stromnetz-Betreiber zur Verfügung gestellten Viertel-Stunden-Verbrauchswerte.

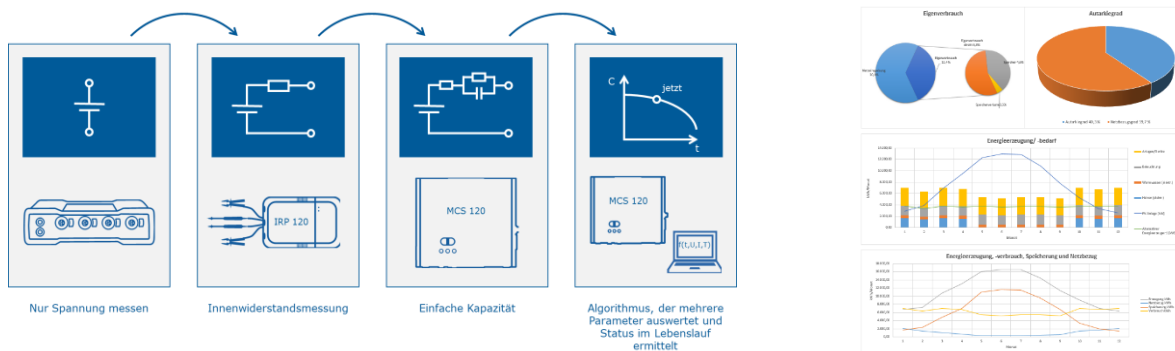


Abbildung 2 Sequenz der Messung bei der SoH-Ermittlung

+ Dimensionierungs-Tool

Als **Pilotprojekt** wird der auf 2nd-Life-Batterien basierende Speicher als Container ausgeführt werden, um ihn (semi-)mobil für verschiedene Orte einsetzbar zu machen. Eine der Herausforderungen dabei ist, dass der Transport von gebrauchten Batterien nur mit besonderen Genehmigungen durchgeführt werden kann, deshalb ist es u.a. notwendig, die Batterien vor jedem Transport auszubauen und gesondert zu transportieren.

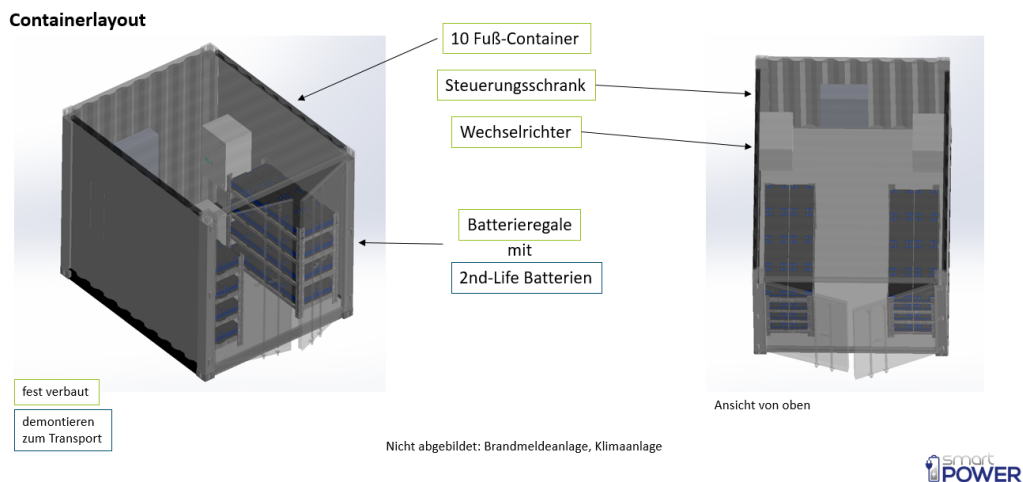


Abbildung 3: Containerlayout des 2nd-Life-Batteriespeichers

Baustein-übergreifend wird ein Benchmarking-System für die ökonomische wie auch ökologische Bewertung von 2nd Life-Batterien aus der E-Mobilität entwickelt, in dem insbesondere die Erhöhung der Wertschöpfung im Vergleich zur Entsorgung (samt Recycling der Einzelkomponenten) evaluiert wird.

9.4.4. LCA of Automotive Batteries for Electric Vehicles - A Literature Review

Christian AICHBERGER¹, Gerfried JUNGMEIER²

Life cycle assessments about batteries in electric vehicles assess the environmental impacts of the battery over the whole lifespan from material extraction for the production to end of life treatments in recycling facilities. To analyze and assess the environmental effects of the production and end of life lifecycle steps of automotive batteries for electric vehicles, 46 publications about life cycle assessment of electric vehicle batteries were reviewed by collecting data in a database to gain qualitative and quantitative results for the environmental effects to identify the main influences on the environmental performance of batteries.

Reliance of LCA studies on secondary data from other LCA studies is high due to limited access to primary data. The data basis is limited for impacts per battery component or per production stage and for further environmental impact categories besides the primary energy consumption and global warming potential of processes.

For the battery production, the review seems to show that the environmental impact of cell manufacturing could have been overestimated due to the assessments of relatively small production scales and high electricity shares in the process, while material emissions, like from mining and especially processing, could have been underestimated due to process-based assumptions with limited primary data and could gain importance for future researches.

Focusing on the global warming potential, current LCA studies show overall no significant differences between material emissions of different battery packs with variations in battery chemistries. But differences in primary energy demand and global warming impact could be more significant than assumed due to an underestimation of material processing and the impact of different production locations. The cathode and overall metal use in the battery pack (especially nickel and cobalt for lithium nickel manganese cobalt oxide cathodes, aluminum and steel) seem to be significant and could be influenced by the share of virgin/recycled material and different material processing locations with variations in process design.

Lifetime of batteries could also influence results but is currently mainly designed according to the vehicle lifetime, which could be a wrong assumption. Furthermore, second life applications for batteries after the usage in electric vehicles (for example storage for photovoltaic systems) are at most shortly described and could influence the environmental impacts significantly when further use of the battery pack is considered to utilize the remaining storage capacities of battery packs.

Data on battery recycling processes was limited as often a lack of data was stated and possible environmental impacts and benefits from recycling were not included. Considering the primary energy consumption and the global warming potential, savings due to recycling outweigh negative environmental impacts of recycling. The implementation of a direct recycling approach should be further investigated, as it could facilitate recycling processes by obtaining whole cathodes with higher market values by using a less energy demanding process. Recycling could also gain further importance, as the material processing impacts and impacts of virgin metal use in the cathode and further parts of the battery pack could be considerably reduced by using recycled metals from old battery packs.

In-depth assessments of further impact categories besides the primary energy consumption and global warming potential per battery component and for different material uses should be carried out to gain more data on how impact categories like toxicity or abiotic resource depletion could influence the environmental performance due to the significance of metal use in battery packs in production assessments. Importance of recycling could grow by assessing further environmental impacts.

¹ Telefonnr.: +43 664 2268634, christian.aichberger@edu.fh-joanneum.at

² JOANNEUM RESEARCH LIFE, Waagner-Biro-Straße 100, A-8020 Graz, Telefonnr.: +43 316 876-7630, Faxnr.: +43 316 876-7699, gerfried.jungmeier@joanneum.at, <https://www.joanneum.at/life>

9.4.5. Carbon Footprint and Social impact Assessment of Stationary Batteries in Distribution Grids

Johanna PUCKER-SINGER¹, Ingrid KALTENEGGER¹, Jernej ZUPANČIČ², David Neil BIRD¹, Andrej GUBINA², Hannes SCHWAIGER¹

Introduction

The European project STORY (Added value of **STOR**age in distribution **sY**stems) demonstrates and evaluates innovative approaches for energy storage systems in the residential and industrial sectors. The project has a focus on the benefits of energy storage in distribution systems [1]. STORY includes six demonstration activities, which range in size from individual buildings to the district level, and are located in five member states. The knowledge gained from the activities feeds into a business model analysis and a large-scale impact assessment, which are used to evaluate the large-scale integration of small-scale storage units in the European distribution networks.

In this paper, we present selected project results of the environmental and social impacts.

Methods

To evaluate the environmental impacts Life Cycle Assessment (LCA) is performed for different storage implementation scenarios.

According to ISO 14040 [2] LCA addresses the environmental aspects and potential environmental impacts (e.g. use of resources and the environmental consequences of releases) throughout a product's life cycle from raw material acquisition through production, use, end-of-life treatment, recycling and final disposal (i.e. cradle-to-grave).

In more detail, network development scenarios with and without battery energy storage are compared [3].

Figure 1 shows a simplified scheme of the scenarios including the system components and energy flows most relevant for the environmental assessment. Each scenario provides electricity to households and electric vehicles. The electricity consumption is covered by local PV plants and electricity from the grid. Surplus electricity from PV is injected into the power grid.

The network development scenarios are characterised by:

- the installed power from renewable energy sources (PV power plants in the distribution grid),
- the installed capacity of electric vehicles, and
- the installed storage capacity and the storage unit type (lithium ion battery installed in households or a community size lithium ion battery energy storage system connected at the MV/LV transformer station supplying the LV network).

Similar to LCA, Social Life Cycle Assessment (sLCA) incorporates the traditional LCA methodological steps while having social impacts as a focus. sLCA, in principle, follows the ISO 14040 framework and is used to assess the social and sociological aspects of products, their actual and potential positive as well as negative impacts along the life cycle, from the extraction of raw-materials, till the final disposal. sLCA is complimentary to traditional environmental LCA.

¹ JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH, LIFE – Centre for Climate, Energy and Society, Waagner-Biro-Straße 100, 8020 Graz, Austria, +43 316 876-7637, johanna.pucker-singer@joanneum.at, www.joanneum.at/life

² Univerza v Ljubljani, Laboratory of Energy policy, Faculty of Electrical Engineering, Tržaška cesta 25, SI-1000 Ljubljana, Slovenija, +386 1 4768 222, Jernej.Zupancic@fe.uni-lj.si, www.fe.uni-lj.si

An sLCA has two main objectives:

- to enable a comparison of products/services and processes for decision making; and
- to identify potential improvement within the system in order to reduce social impacts.

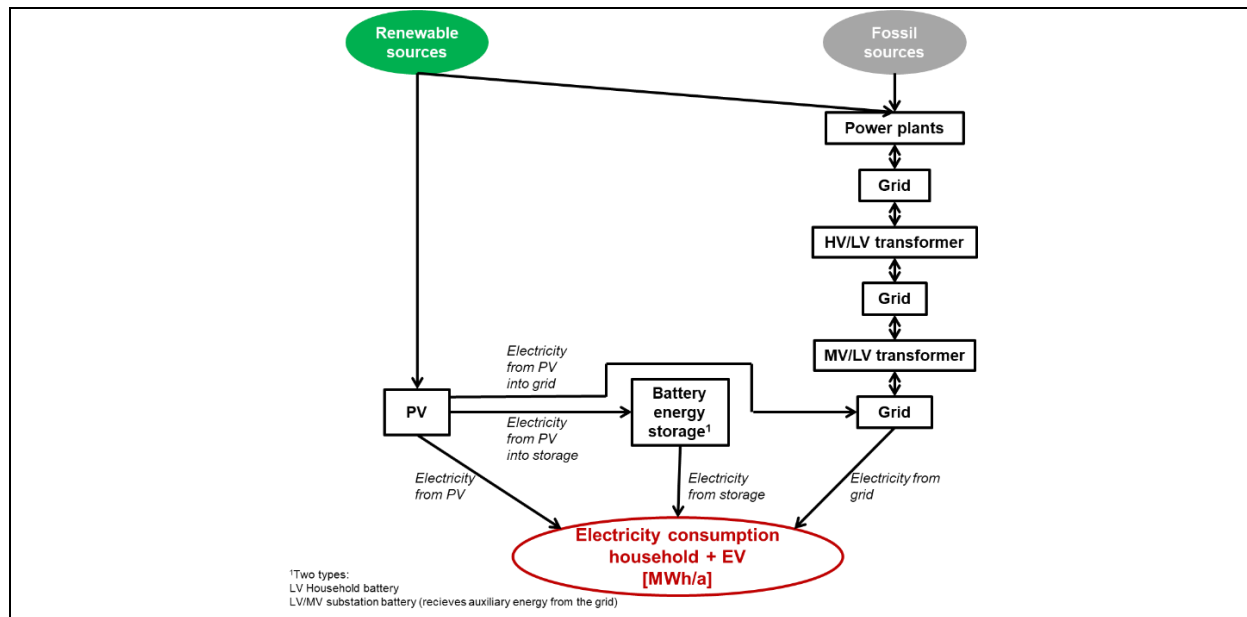


Figure 1: Simplified scheme of the investigated scenarios showing energy flows and system components most relevant for LCA

Results

Within the STORY project, different environmental impact categories (e.g. cumulated primary energy demand, acidification potential) are investigated. In this paper, we will show the climate impact (so-called carbon footprint) of the battery-energy storage systems in distribution grid networks.

In addition, from the sLCA, the evaluation of large scale battery storage implementation using appropriate social indicators (e.g. employment, health and safety, prevention of forced and compulsory labour) will be presented.

References

- [1] STORY contributors, "STORY – A vision of our future energy system", <http://horizon2020-story.eu/> (accessed on 2019/11/19).
- [2] EN ISO 14040 Environmental management – Life cycle assessment – Principles and framework (ISO14040:2009).
- [3] J. Zupančič, A.F. Gubina, M. Antončič and A. Tuerk, "Deliverable 7.3: Report on large scale impact simulations" STORY – added value of STORage in distribution sYstems, European Union's Horizon 2020 research and innovation programme, grant agreement No 646426, http://horizon2020-story.eu/wp-content/uploads/d73_20181031.pdf (accessed 2019/11/19).

Acknowledgments



STORY has received funding from European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 646426 (Project STORY – H2020-LCE-2014-03).

9.4.6. Digitalisierung in der Batteriezellenproduktion

Duygu KAUS¹, Soumya SINGH¹, Johannes WANNER¹, Max WEEBER¹,
Kai Peter BIRKE^{1,2}

Wie kann die Umweltverträglichkeit von Energiespeichersystem verbessert werden? Der Beitrag zeigt hierzu aktuelle Herausforderungen auf und präsentiert lebenszyklusorientierte Lösungsansätze.

Umweltverträglichkeit beginnt bei der Herstellung der einzelnen Materialkomponenten, setzt sich fort bei der Gestaltung energie- und materialeffizienter Produktionssystemen und Fabriken und berücksichtigt die Wiederverwendungs- und Recyclingfähigkeit des Endprodukts.

Die Digitalisierung bietet wichtige Werkzeuge für eine lebenszyklusorientierte Bewertung und Optimierung der Umweltverträglichkeit von Energiespeichersystemen. Sie unterstützt bei der Verbesserung der Produktqualität sowie bei der Steigerung der Ressourceneffizienz in der Produktion.

Darüber hinaus helfen datengetriebene Ansätze die Lebensdauer der Batterie zu verlängern und die Recyclingmöglichkeiten frühzeitig zu bewerten.

Die Präsentation umfasst aktuelle Erkenntnisse aus den Projekten DigiBattPro 4.0 BW (Digitalisierung der Batterieproduktion) und DeMoBat (Industrielle Demonstration von Batteriemodulen).

Die präsentierten Ergebnisse veranschaulichen Wege zur Steigerung der Nachhaltigkeit bei der Herstellung von Energiespeichersystemen sowie zur Sicherung wirtschaftsstrategischer Rohstoffe in Europa.

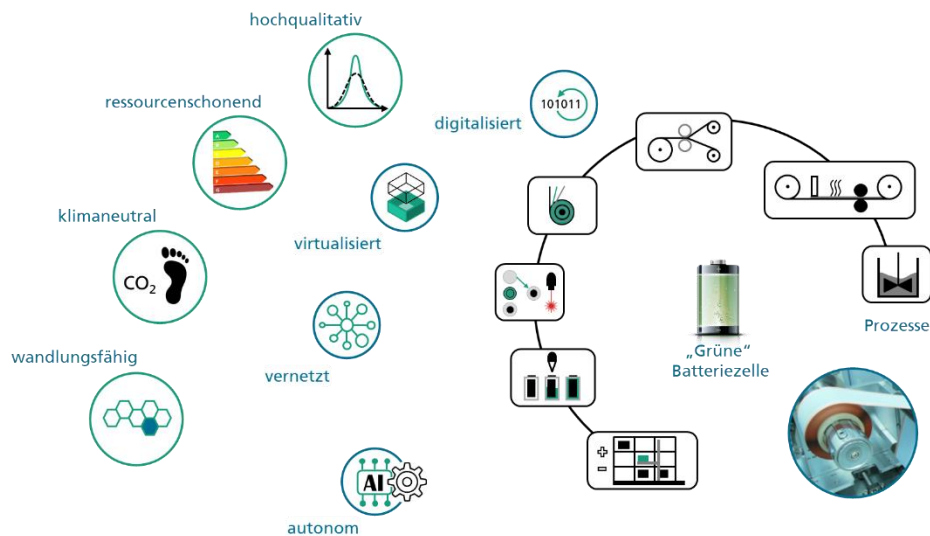


Abbildung 1: Fokus auf die Produktion: Reduzierte Ausschussquote in der Produktion und hohe Leistung in den Anwendungen

¹ Fraunhofer Institute for Manufacturing Engineering and Automation IPA, Nobelstr. 12, D-70569 Stuttgart, Germany, +49 711 970-3672, duygu.kaus@ipa.fraunhofer.de

² Department of Electrical Energy Storage Systems, Institute for Photovoltaics, University of Stuttgart, Pfaffenwaldring 47, 70569, Stuttgart, Germany

9.5. ENERGIESPEICHER (STREAM H5)

9.5.1. Auslegung von hybriden Energiespeichern

Alexander EMDE^{1(*)}, Benedikt KRATZER¹, Alexander SAUER²

Kurzfassung

In diesem Beitrag wird eine Methode zur Auslegung von hybriden Energiespeichern vorgestellt. Im ersten Schritt wird ein Konzept für hybride Energiespeicher, bestehend aus Energiespeichern mit unterschiedlichen Nutzenergieformen, beschrieben. Im Anschluss wird die Auslegung von hybriden Energiespeichern beschrieben. Dazu wird ein mathematisches Modell mithilfe einer linearen Optimierung erstellt. Zur Validierung der Methode und des Konzepts wird eine Fallstudie zwischen einer Einzelenergiespeicherlösung auf elektrochemischer Basis mit einer hybriden Energiespeicherspeicherlösung vorgestellt und verglichen.

Keywords: Hybride Energiespeicher, sektorgekoppelte Energiespeicher, Multi-Storage-System, Sektorkopplung, elektrische Energiespeicher, elektrochemische Energiespeicher, mechanische Energiespeicher, thermische Energiespeicher, chemische Energiespeicher, Auslegung von hybriden Energiespeichern

Motivation

Industrieunternehmen zeigen zunehmend Interesse sich mit den Technologien der Energiespeicherung auseinander zu setzen, um sich so vom öffentlichen Energienetz unabhängiger zu machen und schwankende Energiepreise ausgleichen zu können. Die Probleme bei der Auslegung, der Nutzung und der Betriebsführung von Energiespeichern, liegen allerdings hauptsächlich an den hohen Investitionskosten im Vergleich zum erwirtschafteten Erlös. [1]

Eine potenzielle Lösung bieten hybride Energiespeicher [1, 2]. Hybride Energiespeicher bieten eine Reduktion der Investitionskosten, erhöhen die Systemeffizienz und bieten eine höhere Lebenserwartung im Vergleich zu „Single“-Speicherlösungen [2, 3].

Neben der etablierten Kombination von elektrischen und elektrochemischen Energiespeichern steigt auch das Interesse andere Energiespeicher, wie thermische und elektrochemische, zu einem hybriden Energiespeicher zu kombinieren. [1]

Im Sinne des vorliegenden Beitrags wird unter hybriden Energiespeichern ein Energiespeichersystem verstanden, bei dem mindestens zwei Energiespeicher zum Einsatz kommen, welche gegenseitige Schwächen ausgleichen. Beispielsweise wird ein Energiespeicher mit hoher Energiedichte, einer geringen Leistungsdichte und geringen spezifischen Investitionskosten mit einem Energiespeicher mit einer hohen Leistungsdichte, einer geringen Energiedichte und hohen spezifischen Investitionskosten kombiniert. [1, 2, 4]

Konzeptvorstellung

Abbildung 1 zeigt eine konzeptionelle Einbindung von verschiedenen Energiespeichern im industriellen Kontext. Dieses Konzept beschreibt verschiedene Energiespeichertechnologien mit unterschiedlichen Nutzenergieformen. Für die Nutzung von hybriden Energiespeichern wird ein gemeinsames Anwendungsziel, wie beispielsweise Peak-Shaving benötigt. Zur Erfüllung dieses Ziels können thermische, chemische, elektrochemische und mechanische Energiespeicher eingesetzt werden. Um die elektrische Leistung zu senken können entweder die Energiewandlungstechnologien abgeschaltet werden, wobei der Produktionsprozess mithilfe des Energiespeichers weiter betrieben wird, oder die

¹ Fraunhofer Institut für Produktionstechnik und Automatisierung, Nobelstr. 12, 70569 Stuttgart, Deutschland, +49 711 970 1916., alexander.emde@ipa.fraunhofer.de, <https://www.ipa.fraunhofer.de>

² Universität Stuttgart, Institut für Energieeffizienz in der Produktion, Nobelstr. 12, 70569 Stuttgart, Deutschland

Energie rückgewandelt werden. Eine Kombination von mehreren Energiespeichertechnologien mit unterschiedlichen Nutzenergieformen kann somit als hybrider Energiespeicher oder hybrides Energiespeichersystem beschrieben werden.

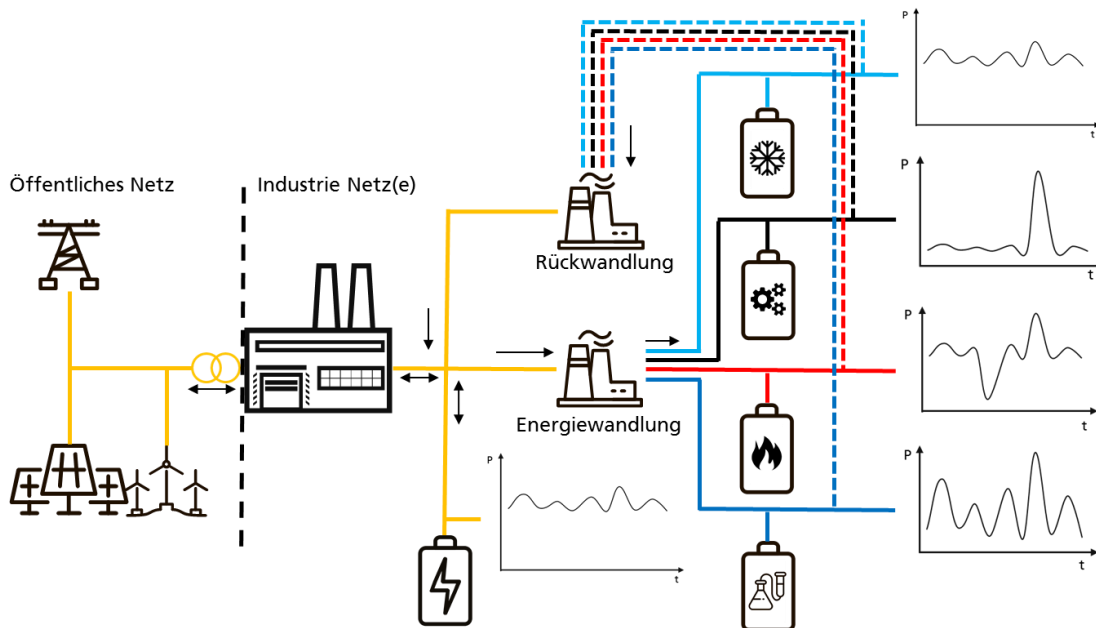


Abbildung 1: Konzept "Hybrides Energiespeichersystem im Industrienetz"

Ausblick auf die Ergebnisse

Mithilfe eines mathematischen Modells und einer linearen Optimierungsmethode können hybride Energiespeicher ausgelegt werden. Die Optimierung soll die Gesamtkosten (Investitions-, Betriebs- und Energiekosten) eines hybriden Energiespeichers mit dazugehörigen Energiewandlungstechnologien für das Anwendungsziel Peak-Shaving minimieren. Als Fallstudie wird ein Kostenvergleich zwischen einem hybriden Energiespeicher und einem elektrochemischen Energiespeicher durchgeführt. Dabei werden die Gesamtkosten und die optimale Betriebsführung betrachtet. Die in der Literatur beschriebenen positiven Aspekte eines hybriden Energiespeichers, wie eine erweiterte Lebenserwartung oder eine höhere Systemeffizienz, werden dabei vernachlässigt, da es sich um eine rein ökonomische Optimierung handelt.

Referenzen

- [1] Zimmermann, Fabian; Emde, Alexander; Laribi, Raoul; Wang, Diana; Sauer, Alexander (2019): Energiespeicher in Produktionssystemen, zuletzt geprüft am 16.10.2019.
- [2] Bocklisch, Thilo (2015): Hybrid Energy Storage Systems for Renewable Energy Applications. In: Energy Procedia 73, S. 103–111. DOI: 10.1016/j.egypro.2015.07.582.
- [3] Chong, Lee Wai; Wong, Yee Wan; Rajkumar, Rajprasad Kumar; Rajkumar, Rajpartiban Kumar; Isa, Dino (2016): Hybrid energy storage systems and control strategies for stand-alone renewable energy power systems. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 66, S. 174–189. DOI: 10.1016/j.rser.2016.07.059.
- [4] Sterner, Michael; Stadler, Ingo (2019): Handbook of Energy Storage. Demand, Technologies, Integration. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, zuletzt geprüft am 14.10.2019.

9.5.2. Ökonomische und ökologische Betrachtung eines mit einem Steinkohlekraftwerk gekoppelten Flüssigluftenergiespeicher

Julian RÖDER¹, Marc FIEBRANDT¹, Nico REDEMANN^{1(*)}, Hermann-Josef WAGNER¹

Motivation

Der steigende Anteil erneuerbarer Energien führt zu einem erhöhten Bedarf an flexiblen und regelbaren Stromerzeugungstechnologien. Wetterabhängige Erzeugungstechnologien verursachen steilere und fluktuierende Residuallasten, sodass konventionell gefeuerte Kraftwerke an technischen und ökonomischen Grenzen operieren müssen, um die Stabilität des Energiesystems zu gewährleisten. Um den Leistungsbereich von konventionellen Erzeugungsanlagen zu erhöhen und die Einspeisung von erneuerbaren, fluktuierenden Erzeugungsanlagen zu verstetigen, können Energiespeicher in den Anlagenbetrieb integriert werden. Dabei stellt die Verwendung eines adiabaten Flüssigluftenergiespeichers (Adiabatic Liquid Air Energy Storage – A-LAES) eine großskalige Einsatzoption dar.

Fragestellung

Um eine erhöhte Integration an erneuerbaren Energien in das Stromsystem zu ermöglichen und gesicherte Leistung verfügbar zu halten, ist die Erweiterung des Leistungsbereichs von konventionellen Erzeugungstechnologien wie Steinkohlekraftwerken mittels eines kombinierten A-LAES zu untersuchen. Dabei kann das ursprüngliche Kraftwerksdesign erweitert und die Bandbreite des regelbaren Leistungsbereichs erhöht werden. Mittels einer jährlichen Betriebssimulation für die Jahre 2016 bis 2018 auf Basis realer Leistungsverläufe ausgewählter Steinkohlekraftwerke, wird die Fragestellung diskutiert, ob eine ökonomische und ökologische vorteilhafte Erweiterung des Leistungsbereichs von konventionellen Steinkohlekraftwerken mit der Kombination eines A-LAES realisierbar ist.

Methodik

Der kombinierte Betrieb von Steinkohlekraftwerk und A-LAES wird in einer jährlichen, stündlich aufgelösten Betriebssimulation dargestellt. Diesbezüglich wird ein am Lehrstuhl Energiesysteme und Energiewirtschaft der Ruhr-Universität Bochum entwickeltes Simulationstool verwendet, das eine iterative Berechnung der jährlichen Fahrweise der Anlagenkombination ermöglicht. Die Rahmenbedingungen der Betriebssimulationen bilden neben den realen Leistungsverläufen eines deutschen Steinkohlekraftwerks (Westfalen Block E), welche auf die Kennwerte des Referenzkraftwerks NRW normiert sind, die gehandelten Strompreise der EPEX Spot SE mit dem Day-Ahead und Intraday Absatzmarkt, sowie die technischen Kennwerte der konzipierten A-LAES Anlage. Der A-LAES verfügt über eine Einspeicherleistung von circa 99 MW, einer Ausspeicherleistung von 50 MW, einer Speicherkapazität von 7 Stunden und einem Anlagenwirkungsgrad von ungefähr 50 %. Zusätzlich zu den realen Leistungsverläufen des Steinkohlekraftwerks wird ein auf die Kennwerte des A-LAES idealisierter Leistungsverlauf erstellt, der mit täglich sieben möglichen Ein- und 16 Ausspeicherstunden operiert und ein Best-Case-Szenario für die Speicherintegration darstellen soll.

Die Erweiterung des Leistungsbereichs des Steinkohlekraftwerks wird über die Nutzung des A-LAES an den Leistungsgrenzen realisiert, die den Mindestlast- und Volllastbereichen des Kraftwerks entsprechen. Während der Mindestlast wird durch das Kraftwerk erzeugter Strom vom A-LAES eingespeichert und demnach die Einspeisung in das Stromnetz reduziert sowie ein ggf. erforderliches vollständiges Abfahren des Kraftwerks vermieden. Bei Betrieb des Kraftwerks unter Volllast wird zusätzlich Strom vom A-LAES in das Netz eingespeist und so die bereitgestellte Leistung der Anlagenkombination erhöht (vgl. Abbildung 1). Während der Mindestlast ist von einem niedrigen Strompreis – sowie unter Volllast von einem hohen Strompreis – am Spotmarkt auszugehen, sodass der Energiespeicher gezielt die Spannweite zwischen niedrigen und hohen Strompreisen als ökonomisches Potenzial nutzen kann. Durch die Vorhaltung von Energie ergibt sich eine zeitliche Verschiebung der Energiebereitstellung, wodurch konventionelle Kraftwerke

¹ Ruhr-Universität Bochum, Lehrstuhl Energiesysteme und Energiewirtschaft, Universitätsstraße 150, 44801 Bochum, Tel.: +49 (0)234/32-25984, roeder@ee.rub.de, www.ee.rub.de

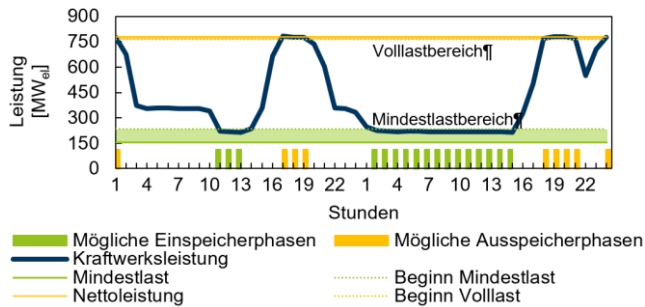


Abbildung 1: Kraftwerksleistung sowie mögliche Ein- und Ausspeicherphasen des A-LAES an einem beispielhaften 48 stündigen Verlauf

ebenfalls Aufwendungen von vorgelagerten Prozessschritten, wie z. B. die Material- und Energiebereitstellung für die Herstellung, berücksichtigt. Die untersuchte technische Systemgrenze stellt die Anlagenkombination dar, wobei die Herstellung des Kraftwerks und des A-LAES zunächst separat bilanziert werden, um deren CO₂-Emissionen pro kWh zu quantifizieren. Dies sowie Informationen über den Kohlebedarf, die Wirkungsgrade sowie über die Aufwendungen für An- und Abfahrvorgänge des Kraftwerks fließen in die jährlichen Simulationen mit ein. Die Einspeicherung von Energie bei Mindestlast kann zur Vermeidung von Abfahr- und folglich energieintensiven Anfahrvorgängen des Kraftwerks beitragen und ökologische Vorteile aufweisen.

Ergebnisse und Ausblick

Die durchgeführten jährlichen Simulationen ermöglichen Aussagen über die Fahrweise der Anlage unter Berücksichtigung realer Randbedingungen und den generierten ökonomischen und ökologischen Mehrwert der Anlagenkombination gegenüber dem alleinigen Kraftwerksbetrieb. Es zeigt sich, dass es für die Anlagenkombination unter Verwendung der realen Strompreise und verfügbaren Mindest- und Volllastphasen nicht möglich ist durch die zeitlich verschobene Bereitstellung der Leistung einen kraftwerksbezogenen ökonomischen Mehrwert am Markt zu generieren. Auch die Verwendung des idealisierten Leistungsverlaufs mit einer signifikant erhöhten Anzahl an Ein- und Ausspeicherphasen führt nicht zu wirtschaftlichen Vorteilen der Anlagenkombination. Dies ist insbesondere auf den Wirkungsgrad des A-LAES zurückzuführen, der eine hohe Differenz zwischen den Spotmarktpreisen während der Mindest- und der Volllastphasen erfordert. Bei unzureichender Differenz ist eine Kompensation der Erlöse des, unter Berücksichtigung des Speicherwirkungsgrades, verringerten und veräußerten Stroms des A-LAES gegenüber den vom Kraftwerk potenziell direkt veräußerbaren Stroms nicht möglich.

Der ökologische Einfluss des kombinierten Betriebes in Bezug auf CO₂/kWh fällt bei den untersuchten Randbedingungen gering aus. Aufgrund des Speicherwirkungsgrades erhöhen sich die Emissionen leicht, sodass sich kein vorteilhafter Gesamteffekt durch vermiedene Anfahrvorgänge einstellt. Die Erhöhung fällt aufgrund der geringen Anzahl an Betriebsstunden des A-LAES und dessen geringeren Leistung im Vergleich zum Kraftwerk jedoch marginal aus. Es zeigt sich, dass die Anlagenkombination als Systemgrenze der Untersuchung einen hohen Einfluss auf die ökologische Bewertung der erzeugten kWh aufweist und die Ergebnisse bei alleiniger Betrachtung des A-LAES anders ausfallen.

Langfristig soll das entwickelte Tool ermöglichen jede technisch relevante Stromerzeugungsart mit verschiedensten Speichertechnologien in einer jährlichen Betriebssimulation darzustellen. Dabei gilt es eine Bewertung der Ergebnisse hinsichtlich der ökonomischen und ökologischen Einflüsse auf das gesamte Energiesystem zu integrieren. Folglich ist für eine aussagekräftige Schlussfolgerung ein negatives, kraftwerksbezogenes Ergebnis mit daraus folgenden etwaigen positiven Effekten für das Energiesystem in Relation zu setzen sowie die Kompensierung darzustellen und übergeordnet zu bewerten.

Danksagung

Die vorgestellten Ergebnisse wurden im Rahmen des Verbundvorhabens Kryolens ‚Kryogene Luftspeicherung‘ erarbeitet, das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Förderkennzeichen 03ET7068F unterstützt wird.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

gleichzeitig an Flexibilität in Bezug auf ihre Leistungsabgabe gewinnen und Kraftwerksbetreiber auf Schwankungen der Strompreise an den Absatzmärkten reagieren können.

Die Untersuchung der ökologischen Auswirkungen erfolgt durch eine ökobilanzielle Bewertung und fokussiert sich auf die CO₂-Emissionen bezogen auf die ins Stromnetz eingespeiste elektrische Energie. Im Sinne einer Lebenszyklusanalyse werden neben den direkten Emissionen der Kohleverbrennung

9.5.3. Hybrid Energy Storage System for Peak Shaving Application in Industries

Panagiotis MOURATIDIS¹, Maximilian SCHNEIDER¹, Stephan RINDERKNECHT¹

Motivation

The integration of renewable energies and the increasing market share of electric mobility set new challenges for the stability of the electricity grid. Industries were for long time considered as pure electricity consumers that could not actively contribute to the grid stability [1]. However, the integration of small generation units and the application of energy storage make the industries capable of accomplishing this goal [2]. Industries tend to create high power peaks during operation, for example due to the startup of machinery. Power peaks are inconvenient for the electricity network, since they impair the power quality as well as the grid stability. In order to cope with this issue, the energy operators introduce the so-called power price. The power price defines what an industry should pay for its maximum power demand within a fixed period. The power price should be paid additionally to the energy price. The industries can initiatively improve their electricity costs by reducing their power peaks, i.e. by applying Peak Shaving (PS). Energy storage is a flexible option for industries to implement peak shaving, since no additional scheduling for their production and generation is needed. As long as the nominal capacity and power of the energy storage is appropriately dimensioned, it can compensate for the power peaks, keeping the industry around a predefined power limit [3].

In this work, a Hybrid Energy Storage System (HESS) capable to enable peak shaving application for small industries is presented. The presented HESS combines the advantages of a lithium-ion battery and a flywheel. The lithium-ion battery features a high energy density, while the flywheel features a high power density. Using the flywheel for the high and the battery for low dynamic part of the power peaks, among others, a reduced aging of the battery is achieved.

Methodology

The HESS built within the framework of the publicly funded project "PHI-Factory" can be seen in Figure 1. The Kinetic Energy Storage System (KESS) having a nominal power of 100 kW and an energetic capacity of 1.4 kWh is designed and built by the Institute for Mechatronic Systems within the previous project "ETA-Fabrik" as described in [4]. The Battery Energy Storage System (BESS) consists of four parallel-connected battery systems of the company AKASOL AG each of them having an energetic capacity of 30.6 kWh.



Figure 1: Hybrid Energy Storage System 1: Flywheel, 2: Lithium-ion battery

¹ Technische Universität Darmstadt, Institut für Mechatronische Systeme im Maschinenbau, Otto-Berndt-Str. 2, 64287 Darmstadt, Deutschland, +49 6151 16-23259, panagiotis.mouratidis@tu-darmstadt.de, www.ims.tu-darmstadt.de/energiespeicher

Results

The developed HESS is capable of compensating the power peaks and thus reducing the electricity costs. In order to divide the power between the energy storage units, a power dispatch strategy using a frequency dependent allocation was applied. The BESS compensates the low dynamic part, while the KESS the remaining high dynamic part. The results of a peak shaving test application in the model factory “ETA-Fabrik” are presented in Figure 2.

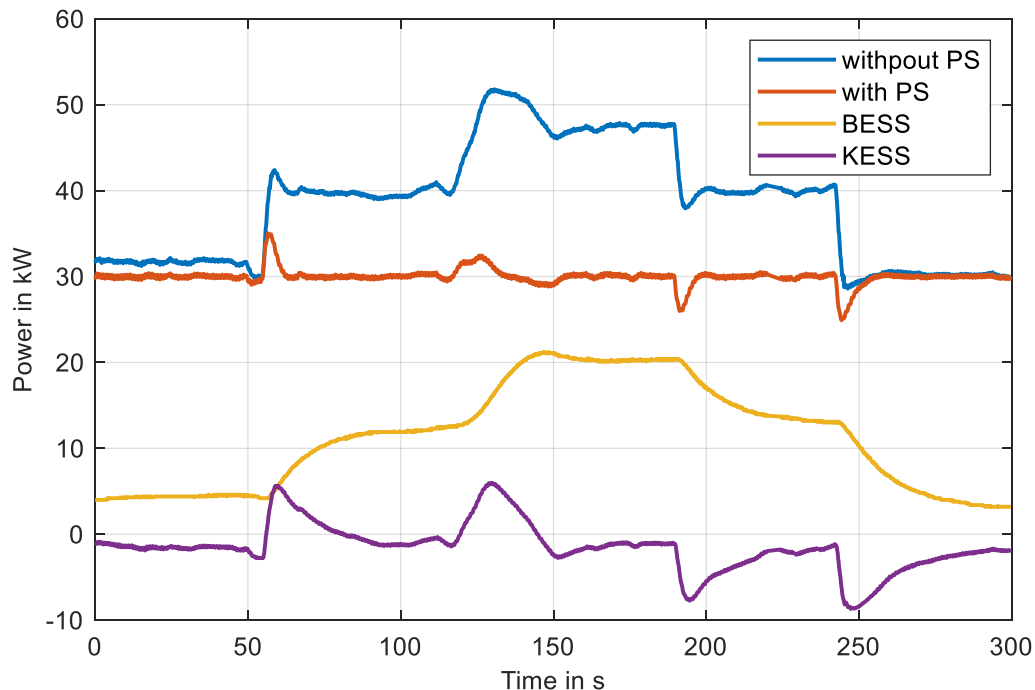


Figure 2: Peak Shaving (PS) applied on the ETA Factory limiting the power consumption at around 30 kW

It is obvious that through the HESS the power consumption of the factory is limited around the target value of 30 kW. The KESS responds faster than the BESS and allows for a spare operation of the latter. In this way, the high power density of the KESS and the high energy density of the BESS are synergistically combined.

Acknowledgement

The German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy finances the Project “PHI-Factory”, grant number 03ET1145A: Flexible power management of production plants in order to increase their energy efficiency fulfilling the requirements of the prospective distribution grids based in renewable energy generation. **Online:** <http://phi-factory.de/>

Supported by:



on the basis of a decision
by the German Bundestag

References

- [1] S. von Roon and T. Gobmaier, “Demand Response in der Industrie: Status und Potenziale in Deutschland,” Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München, Dec. 2010.
- [2] T. Plößler, B. Niersbach, J. Hanson, and N. Roloff, “PHI-Factory: Provision of Network Services by a Flexible Factory,” in International ETG Congress 2017, Bonn, Deutschland, Nov. 2017, pp. 554-549.
- [3] Oudalov, R. Cherkaoui, and A. Beguin, “Sizing and Optimal Operation of Battery Energy Storage System for Peak Shaving Application,” in 2007 IEEE Lausanne Power Tech, Lausanne, Switzerland, Jul. 2007, pp. 621–625.
- [4] L. Quurck, M. Richter, M. Schneider, D. Franz, and S. Rinderknecht, “Design and practical Realization of an innovative Flywheel Concept for industrial Applications,” Technische Mechanik, vol. 37, no. 2-5, pp. 151–160, 2017.

9.5.4. Comparison of peak shaving and atypical grid usage application for energy storage systems in the german industrial sector

Fabian ZIMMERMANN^{1(*)}, Dennis POTTMEIER², Alexander EMDE³,
Alexander SAUER⁴

Abstract

With the increase of electricity costs, a higher fluctuating electricity supply and the reduction of investment costs of energy storage systems (ESS) in recent years, ESS have become an important component to stabilize the electricity grid [1] and for various applications in the industrial sector [2]. By utilizing the incentives, set by the Electricity Network Fee Regulation Ordinance (StromNEV), this paper describes a method that identifies the most economical ESS size for peak shaving and atypical grid usage.

Introduction

With the adoption of the "Climate Protection Program 2030" in 2019, and the target of neutralizing Germany's greenhouse gas emissions by 2050 [3], the pressure on industrial consumers has increased. Moreover, with an industrial electricity price in Germany of 0.19 euros per kilowatt-hour [4], Germany has one of the most expensive industrial electricity prices in Europe [5].

Consequential of the high price of electricity, the pressure of public opinion and stronger regulation in the years to come, the industrial sector is searching for solutions to save energy and to use it more efficiently. In regards to the continuous investment cost reduction of ESS, the usage of ESS for applications such as peak shaving and atypical grid usage are becoming economical [6].

A survey, conducted by Zimmermann et al. in 2019, investigated the significance of ESS in the industrial context. More than half of the survey respondents from the industrial sector occupied themselves with the integration of ESS in their organization. Companies without ESS cite lack of economic efficiency (25%) and lack of technical feasibility (8%) as justifications. [7]

Concept

The paper describes a method that defined the size and economic feasibility of ESS for industrial consumers in regards to lower the grid charges. In § 19 StromNEV creates incentives for the industrial consumers in Germany to reduce their peak load demand or shift the peak load demand out of previously defined peak load time windows. These incentives are utilized in this paper to reduce grid charges and size an ESS economical feasible.

In Figure 1, the process of the method is shown. The aim is to size the EES for the applications peak shaving and atypical grid usage. The method searches for the highest net present value after the linear optimization calculation. This is determined by linearly increasing the size of the battery and by linearly reducing the peak loads. The reducing of the peak loads leads to grid charge savings. At the same time, the battery size also increases below pre-defined technical and economic key figures. When calculating the net present value, the investment costs incurred at the beginning are discounted with the annual savings and the annual operating costs. The highest net present is shown as the optimum.

¹ Fabian Zimmermann, Universität Stuttgart, Institut für Energieeffizienz in der Produktion EEP, Nobelstraße 12, 70569 Stuttgart, +49 711 970-1908, fabian.zimmermann@eep.uni-stuttgart.de, www.eep.uni-stuttgart.de

² Dennis Pottmeier, Universität Bamberg, Kapuzinerstraße 16, 96047 Bamberg, dennis-sebastian.pottmeier@stud.uni-bamberg.de

³ Alexander Emde, Universität Stuttgart, Institut für Energieeffizienz in der Produktion EEP, Nobelstraße 12, 70569 Stuttgart

⁴ Alexander Sauer, Universität Stuttgart, Institut für Energieeffizienz in der Produktion EEP, Nobelstraße 12, 70569 Stuttgart

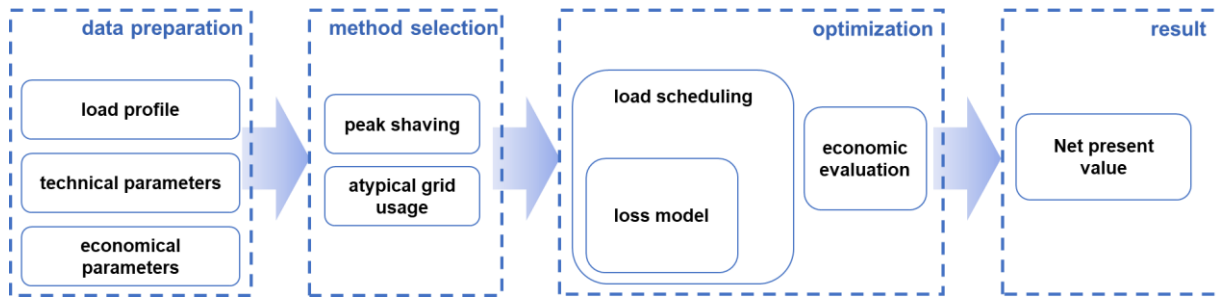


Figure 1: optimization method

Outlook

This method displays the optimum for an individual load profile of an industrial consumer with a certain scheduling strategy for different energy storage technologies. The application of reducing grid charges by peak shaving or atypical grid usage is only one application for industrial consumers. Further research can be conducted by extending the existing model with e.g. the implementation of on-premise renewable energy sources. Moreover, further research can enhance the model by combining energy storage technologies to generate hybrid energy storage systems.

References

- [1] M. Sterner, F. Eckert, M. Thema, F. Bauer „Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung“ Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, Kurzstudie im Auftrag von BEE e.V. und Hannover Messe, Regensburg / Berlin / Hannover, 2015 [Online]. Available: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/BEE_HM_FENES_Kurzstudie_Der_positive_Beitrag_von_Batteriespeichern_2015.pdf [Accessed Nov. 23, 2019].
- [2] R. Köhler, Y. Baron, W. Bulach et al.: „Ökologische und ökonomische Bewertung des Ressourcenaufwands. Stationäre Energiespeichersysteme in der industriellen Produktion“, 2018, [Online]. Available: https://www.ressourcen-deutschland.de/fileadmin/user_upload/downloads/studien/VDI-ZRE_Studie_Energiespeichertechnologien_bf.pdf [Accessed Nov. 25, 2019].
- [3] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, „Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050.“ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, 2019. [Online]. Available: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzprogramm_2030_umsetzung_klimaschutzplan.pdf [Accessed: Nov. 20, 2019].
- [4] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, „Industriestrompreise* (inklusive Stromsteuer) in Deutschland in den Jahren 1998 bis 2019 (in Euro-Cent pro Kilowattstunde)“ Statista GmbH, 2019. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/252029/umfrage/industriestrompreise-inkl-stromsteuer-in-deutschland/>. [Accessed: Nov. 18, 2019.]
- [5] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Strompreise für Industriekunden in ausgewählten europäischen Ländern nach Verbrauchsmenge im Jahr 2017 (in Euro-Cent pro Kilowattstunde)“, Statista GmbH, 2019. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/151260/umfrage/strompreise-fuer-industriekunden-in-europa/>. [Accessed: Nov. 18, 2019].
- [6] F. Geth, T. Brijs, J. Kathan, J. Driesen, R. Belmans. “An overview of large-scale stationary electricity storage plants in Europe: current status and new developments.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 52, pp. 1212-1227, 2015.
- [7] F. Zimmermann, A. Emde, R. Laribi, D. Wang, A. Sauer, „Energiespeicher in Produktionssystemen. Herausforderungen und Chancen für industrielle Einsatzoptionen“, 2019. [Online]. Available: https://www.ipa.fraunhofer.de/de/Publikationen/studien/Bestellung_der_Studie_Energiespeicher.html [Accessed: Nov. 18, 2019].

9.5.5. Analyse internationaler Patentstrategien für Li-Ion Batterien, Biomasse und Wasserstoff im Kontext der deutschen Energiewende

Manuel BAUMANN¹, Tobias DOMINIK², Martina HAASE¹, Christina WULF², Philip EMMERICH³, Christine RÖSCH¹, Petra ZAPP², Tobias NAEGLER⁴, Marcel WEIL¹

Einleitung

Die deutsche Energiewende stellt den ehrgeizigen Versuch der Deutschen Bundesregierung dar, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoenergieverbrauch um 60% bis 2050 zu erhöhen. Dies soll durch Maßnahmen in den Bereichen Stromerzeugung, -verteilung und -speicherung sowie Wärme und Verkehr geschehen [1]. Gleichzeitig soll die internationale Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands als Industrienation erhalten und im optimalen Fall erhöht werden [2]. Allgemein besteht ein enormes wirtschaftliches Potenzial für innovative Energietechnologien sich eine Technologieführerschaft zu sichern und hierdurch die Exportchancen zu erhöhen. Hierbei spielt das Verständnis technologischer Innovationsprozesse auf globaler Ebene eine wesentliche Rolle als Entscheidungsbasis für Forschung und Politik [3]. Es ist davon auszugehen, dass Unternehmen, Universitäten und Forschungszentren die Exklusivrechte für die kommerzielle Nutzung ihrer Produkte in Form von Patenten beantragen [3], [4]. Patentdokumente stellen eine Möglichkeit dar, quantitativ zu erfassen welche Länder (bzw. entsprechende Institute und Unternehmen) in welchem Umfang in verschiedene Technologien investieren, um somit Rückschlüsse auf die eigene Wettbewerbsfähigkeit zu ziehen. Die aus einer Patentanalyse gewonnenen Informationen können unter anderem Entscheidungen über Technologieinvestitionen stark beeinflussen, mit dem Ziel der Sicherung der Marktführerschaft und des Wirtschaftswachstums [5].

Ziel des Beitrages ist es, aktuelle Technologie- und Innovationstrends ausgewählter Nationen und Energietechnologien zu analysieren. Berücksichtigte Technologiefelder sind lithiumbasierte Batteriesysteme, die thermochemische Umwandlung von Biomasse in Kraftstoff, Strom und Wärme sowie die Wasserstoffherzeugung durch alkalische Wasserelektrolyse (AWE), um auf Basis von Windkraft einen alternativen Energieträger zu produzieren.

Methodik

Anhand verschiedener Patentindikatoren werden die patentstärksten Länder verglichen, um Erkenntnisse über die globale Marktposition Deutschlands zu gewinnen. Die Patentindikatoren werden abschließend in einer Patentportfoliomatrix zusammengefasst (vgl. Abbildung 1). In diesem Zusammenhang wurde ein maßgeschneidertes und frei verfügbares Softwaretool („Crawler“) für die Patentanalyse entwickelt, welches es erlaubt, Patentdokumente aus der Rohdatenbank des Europäischen Patentamts (EPA) unter Nutzung des Open Patent Services (OPS) automatisiert zu sammeln. Ein Excel-VBA Template für die Patentbewertung ermöglicht es, die vom Crawler bereitgestellten Rohdaten einzulesen und die Ergebnisse sowie die statistische Analyse in der Vorlage einfach und bedarfsgerecht anzupassen.

¹ Karlsruher Institut für Technologie/ Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse, Karlsstraße 11, 76131 Karlsruhe, +4972160823215, manuel.baumann@kit.edu, <https://www.itas.kit.edu/index.php>

² Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung – Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE), 52425 Jülich, +492461613268, +492461612540, c.wulf@fz-juelich.de, <https://www.fz-juelich.de/iek/iek-ste>

³ Technische Universität Berlin; Institut für Technologie und Management, D-10623 Berlin, Straße des 17. Juni 135, <https://www.wm.tu-berlin.de/menue/einrichtungen/institute/itm/parameter/de/>

⁴ Deutsches Luft- und Raumfahrtzentrum, Institut für technische Thermodynamik, Pfaffenwaldring 38-40 70569 Stuttgart; https://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2904/4394_read-6500/

Ergebnisse

Die Ergebnisse zu den analysierten Technologien (lithiumbasierte Batteriesysteme, thermochemische Umwandlung von Biomasse in Kraftstoff, Strom und Wärme sowie die Wasserstoffherzeugung durch alkalische Wasserelektrolyse (AWE)) zeigen, dass die Patentaktivitäten Deutschlands im Vergleich zu anderen führenden und konkurrierenden Ländern wie Japan, China und den USA als gering anzusehen sind. Während die Position Deutschlands bei Batterien und Wasserstoff vergleichbar ist (in Bezug auf die Patentierungsverhältnisse), zeigt die Bioenergie unterschiedliche Ergebnisse hinsichtlich der identifizierten Länder und der Anzahl gefundener Patente. Ein Beispiel für den Referenzfall lithiumbasierte Batteriesysteme in Form einer Portfolioanalyse ist in Abbildung 1 gegeben. Die Fallstudien haben die Anwendbarkeit des Tools bewiesen. Über die Patentaktivitäten hinaus muss jedoch ein breiterer Kontext berücksichtigt werden, bevor Schlussfolgerungen über das Innovationspotenzial einer bestimmten Technologie gezogen werden können. Hier sind weitere Forschungsanstrengungen erforderlich, um zukünftige Innovationspotenziale der jeweiligen Energietechnologie in einem Land zu bewerten. Mit der entwickelten Methodik und dem Softwaretool ist ein schneller Technologieüberblick über die internationale Patentlandschaft, einschließlich der Identifizierung führender Länder, ihrer historischen Patentaktivität und -strategien, möglich.

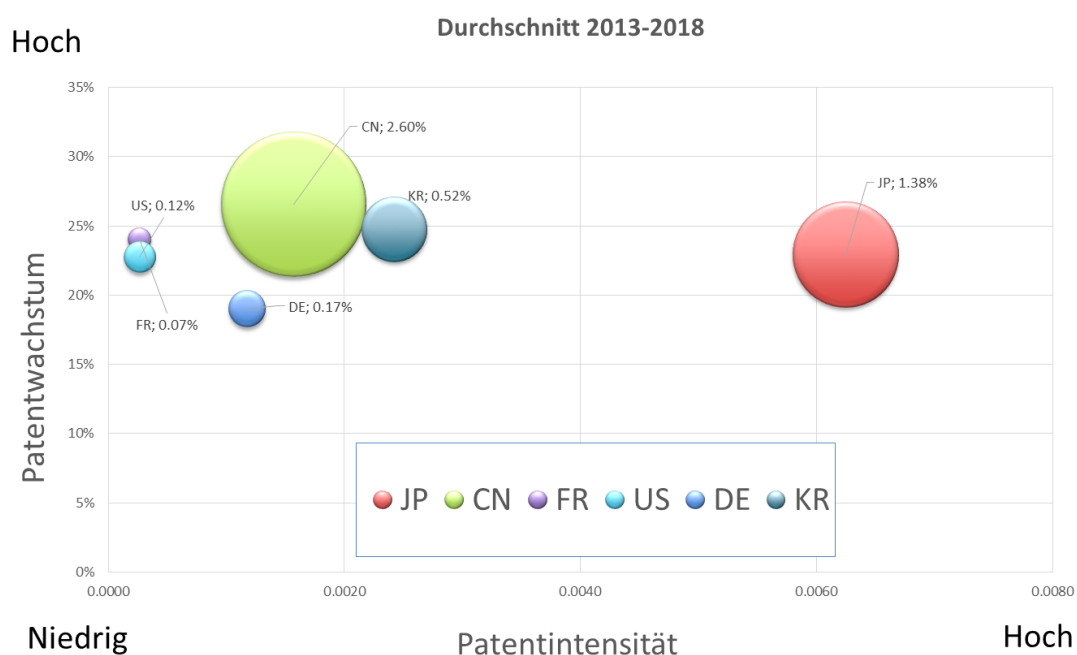


Abbildung 1: Patentportfolio zur Bestimmung der F&E-Ausrichtung und des Technologieanteils verschiedener Länder für Li-Ionen-Akkus. Die Prozentsätze hinter den Abkürzungen der einzelnen Länder beziehen sich auf den Anteil der Technologie an den nationalen Patentakt insgesamt (auch dargestellt durch die Blasengröße).

Referenzen

- [1] Umweltbundesamt, „Primärenergieverbrauch“, Feb-2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaerenergieverbrauch#textpart-1>.
- [2] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, „Our energy transition for an energy supply that is secure, clean, and affordable“, Juni-2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Dossier/energy-transition.html>.
- [3] S. C. Mueller, P. G. Sandner, und I. M. Welpel, „Monitoring innovation in electrochemical energy storage technologies: A patent-based approach“, Appl. Energy, Bd. 137, S. 537–544, Jan. 2015.
- [4] L. F. Chanchetti, S. M. Oviedo Diaz, D. H. Milanez, D. R. Leiva, L. I. L. de Faria, und T. T. Ishikawa, „Technological forecasting of hydrogen storage materials using patent indicators“, Int. J. Hydrog. Energy, Bd. 41, Nr. 41, S. 18301–18310, Nov. 2016.
- [5] Trippe, „Guidelines for Preparing Patent Landscape Reports“, World Intellectual Property Organization (WIPO), Geneva, Switzerland, 2015.

9.6. STROMSPEICHER (STREAM H6)

9.6.1. Energiespeicherbedarf für die Integration von erneuerbaren Energien ins Stromnetz

Patrik THIERER¹, Caroline WILLICH²

Einleitung

Der starke Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland führt zu veränderten Anforderungen an das deutsche Stromversorgungssystem. Früher wurden Pumpspeicherkraftwerke hauptsächlich genutzt um günstigen Strom in Niederlastzeiten zu speichern und zu Spitzenlastzeiten teuer zu verkaufen. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien haben sich Preise und Markt stark verändert. Anders als früher gibt es jetzt durch den Ausbau der Solarenergie auch tagsüber, wenn großer Energiebedarf besteht, häufig ein großes Angebot an Energie. Dadurch ist der Strompreis zu diesen Zeiten niedriger als früher. Dies führt zu einem deutlichen Rückgang der Strompreisdifferenz und macht damit Speicher weniger rentabel. Aus diesem Grund wurden z.B. schon geplante Speicher aus wirtschaftlichen Gründen nicht realisiert. Energiespeicher werden jedoch für die Energiewende benötigt um die Last trotz der schwankenden Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien zu decken und um z.B. zu vermeiden, dass an Tagen mit einem Überschuss an erneuerbarer Energie Windkraftträder und Photovoltaikanlagen abgeschaltet werden müssen.

Modellbeschreibung

Für diesen Beitrag wurde ein Modell implementiert, welches die notwendige konventionelle Energieerzeugung und das Ein- und Ausspeicherverhalten von Pumpspeicherkraftwerken, sowie die dabei entstehenden variablen Kosten in Abhängigkeit des Anteils der erneuerbaren Energien simuliert. Das Modell nimmt die Last und die regenerativ erzeugte Leistung als gegeben an und berechnet die kostengünstigste Möglichkeit die Residuallast eines Jahres zu decken. Dazu werden die Möglichkeiten der konventionellen Energieerzeugung (Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Kernkraft), Pumpspeicher und In- und Export, sowie auch die ggf. notwendige Abschaltung der erneuerbar erzeugten Leistung berücksichtigt. Es werden dabei neben den unterschiedlichen Brennstoffkosten pro GWh auch die Kosten für das Hoch- und Herunterfahren oder Abschalten der Kraftwerke berücksichtigt. Neben den Kosten wird weiterhin berücksichtigt, dass je nach Energieträger die Kraftwerke eine unterschiedliche maximale Geschwindigkeit für das Hoch- und Herunterfahren haben. Das Modell arbeitet mit der Methode der linearen Optimierung. Übertragungskosten und die Übertragungskapazität des Stromnetzes werden dabei vernachlässigt. Das Modell wurde mit historischen Daten für die Last und die regenerativ erzeugte Leistung validiert. Die simulierten und realen Werte zeigten eine gute Übereinstimmung. Um Aussagen für die Zukunft zu erhalten wurde die stündliche Last und die regenerativ erzeugte Leistung des Jahres 2017 mit verschiedenen Faktoren multipliziert um verschiedene Zukunftsszenarien mit unterschiedlichem Anteil erneuerbarer Energie zu simulieren. Anhand des Modells kann eine Aussage getroffen werden wieviel zusätzliche Speicherleistung und Kapazität in Abhängigkeit des Anteils der erneuerbaren Energien benötigt wird um die Last zu decken und die Abschaltung der erneuerbaren Energien gering zu halten. Weiterhin kann ermittelt werden um welchen Betrag sich die gesamten variablen Kosten eines Jahres durch ein zusätzliches Pumpspeicherkraftwerk reduzieren, um zu ermitteln ob dieses aus rein wirtschaftlicher Sicht rentabel ist.

¹ Universität Ulm, Albert-Einstein-Allee 47, 89081 Ulm, patrik.thierer@uni-ulm.de (Nachwuchsautor)

² Institut für Energiewandlung und –speicherung, Universität Ulm, Albert-Einstein-Allee 47, 89081 Ulm, +49 731 50 25547, caroline.willich@uni-ulm.de, <https://www.uni-ulm.de/in/ews/>

Ergebnisse

Mithilfe des Modells wurde ermittelt wie hoch die Speicherleistung bzw. Kapazität in Abhängigkeit des Anteils der erneuerbaren Energien sein muss, wenn maximal 1% der jährlich erzeugten erneuerbaren Energie abgeschaltet werden soll. Dabei sind unterschiedliche Werte für Speicherleistung und Kapazität bei gleichem Anteil erneuerbarer Energie möglich. So kann z.B. durch eine erhöhte Kapazität die benötigte Speicherleistung reduziert werden. Die kostengünstigste Kombination von Pumpspeicherleistung und Kapazität hängt vom Verhältnis der Kosten von zusätzlicher Leistung und Kapazität ab. Im Rahmen dieses Modells wurde ein fixes Kostenverhältnis zwischen Kapazität und Leistung von 10:1 angenommen. Abbildung 1 zeigt den Verlauf der benötigten Ausspeicherleistung und Kapazität in Abhängigkeit des Anteils der erneuerbaren Energien.

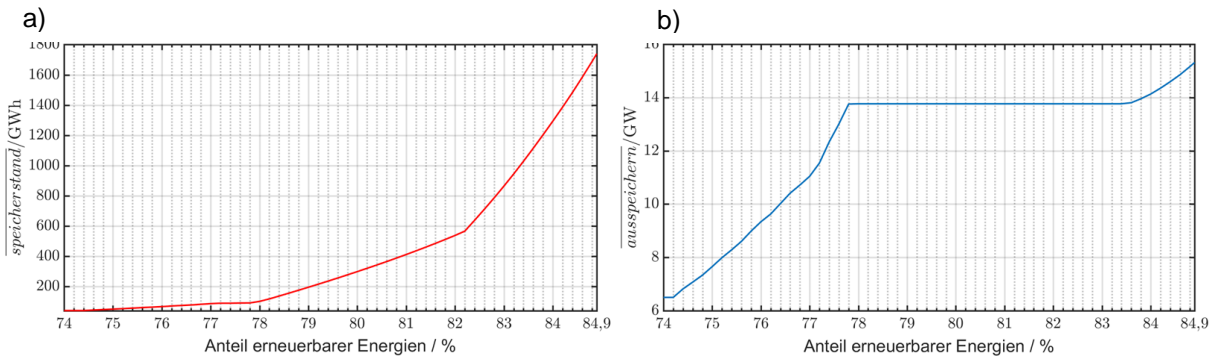


Abbildung 1: Verlauf der benötigten Speicherkapazität (a) und Leistung (b) in Abhängigkeit des Anteils erneuerbarer Energien

Die Berechnungen des Modells ergaben, dass der zusätzliche Speicherbedarf bis ca. 78% erneuerbarer Energien alleine durch Pumpspeicher gedeckt werden kann. Dafür ist eine Steigerung der maximalen Leistung und Kapazität der bestehenden Pumpspeicher auf in etwa das Doppelte der bisherigen Werte erforderlich. Für darüber hinaus gehende Anteile erneuerbarer Energie wird nur eine geringe Erhöhung der Speicherleistung (Plateau in Abbildung 1 b), aber eine sehr starke Erhöhung der Kapazität erforderlich sein. Pumpspeicher alleine reichen nicht, sondern Technologien welche die preisgünstige Realisierung großer Speicherkapazitäten ermöglichen wie z.B. Power to Gas werden erforderlich sein.

Um Aussagen zur Wirtschaftlichkeit eines zusätzlichen Pumpspeicherkraftwerks zu erhalten wurde die durch ein zusätzliches Pumpspeicherkraftwerk erreichbare Kostenreduktion in Abhängigkeit des Anteils erneuerbarer Energien betrachtet. Das Modell zeigt, dass ab einem Anteil von 40,5% mit einem Rückgang der Kostenreduktion durch ein zusätzliches Pumpspeicherkraftwerk zu rechnen ist (Abbildung 2). Der Grund ist der erhöhte Anteil der Solarenergie, da die solare Leistung meist zeitgleich mit der Last zunimmt. Dadurch werden zusätzliche Speicherkapazitäten zu diesen Zeitpunkten nur noch selten benötigt. Ab 42,5% Anteil erneuerbarer Energien steigt die Kostenreduktion wieder näherungsweise linear. Für den höchsten betrachteten Anteil erneuerbarer Energie in Höhe von 77,6% steigert sich die Kostenreduktion durch ein zusätzliches Pumpspeicherkraftwerk um mehr als 130% gegenüber 2017.

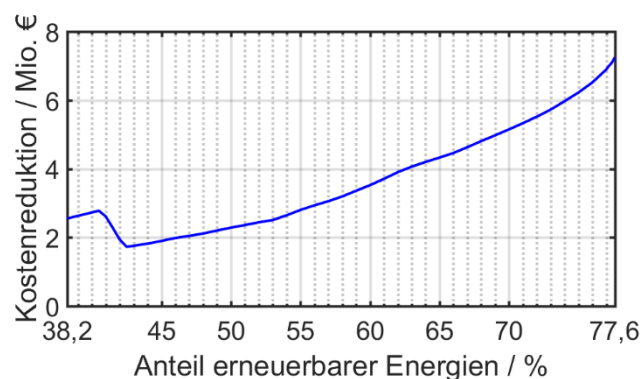


Abbildung 2: Kostenreduktion durch ein zusätzliches Pumpspeicherkraftwerk

9.6.2. X-SmartWind: Entscheidungsunterstützung bei der Wahl von Speichertechnologien für Windparks

Lukas KROHN^{1(*)}, Petrit VUTHI¹

Einleitung

Bislang mussten bei der Realisierung von Windparks die Herausforderungen der Systemintegration nur unwesentlich berücksichtigt werden, da zum einen die Standortflächen für Windparks ausgewiesen werden und zum anderen die Attraktivität eines Standortes überwiegend vom Windertrag abhängt. Die steigenden Abregelungen durch Einspeisemanagementmaßnahmen, und die damit verbunden steigenden Kosten für Entschädigungsansprüche stellen ein volkswirtschaftliches Risiko dar [1]. Deswegen muss für die konkrete Standortplanung zukünftig Fragen der Netz- und Systemintegration eine zentrale Rolle spielen. Eine verbesserte Systemintegration kann nicht nur die Netzengpassproblematik und die Abregelungen durch Einspeisemanagementmaßnahmen verbessern, oder sogar verhindern, sondern bietet auch die Möglichkeit zur Erschließung neuer Geschäftsmodelle für Windparkbetreiber. Die Frage mit welcher Technologie die Systemintegration technisch und wirtschaftlich sinnvoll gestaltet werden kann, stellt die Kernfrage im Forschungsprojekt X-SmartWind dar. Bei der Vielzahl an unterschiedlichen Speicher- und Umwandlungstechnologien mit ihren jeweiligen Vor- und Nachteilen ist es naheliegend, dass ein quantifiziertes Modell zur Entscheidungsunterstützung in der Planungsphase herangezogen wird [2]. Neben der richtigen Technologie ist die Dimensionierung der Technologie für die wirtschaftliche Betrachtung entscheidend. Mit Hilfe dieses Tools lässt sich aus einem klassischen Windpark ein Windspeicherkraftwerk erstellen.

Methodik

Für die Bestimmung der Technologie und der Systemdimensionierung wird die lineare Optimierung verwendet. Diese besteht aus einer Zielfunktion und mehrere Nebenbedingungen [2], um Restriktionen abzubilden. Die Restriktionen berücksichtigen physikalische, technische als auch betriebswirtschaftliche Eigenschaften, beispielsweise in Form von Energiebilanzen, Wirkungsgarde und Betriebskosten. Die Zielfunktion beschreibt die Maximierung des monetären Gewinns des Windparks und besteht aus den Erlösen der EPEX Day-Ahead-Auktion, der Intraday-Auktion und dem Wasserstoffverkauf abzüglich der Kosten für die Speicher- und Umwandlungstechnologien. Die Day-Ahead- und Intraday-Auktionspreise von der EPEX [3] werden als Eingangsparameter eingelesen. Der Windertrag wird mittels hinterlegten Windgeschwindigkeiten und einer allgemeinen Leistungskurve berechnet [4]. Die Betrachtungsdauer der Optimierung beträgt ein Jahr, um saisonale Schwankungen zu berücksichtigen. Die Kosten der Speichertechnologien [5] [6] werden nach VDI 2067 [7] auf Annuitäten umgerechnet, damit diese den jährlichen Erlösen gegenübergestellt werden können.

Auf Basis von Winddaten und EPEX-Preisdaten von 2017 wird mit dem Optimierungstool die Speichertechnologie, Speichergöße und der Zielfunktionswert berechnet. Anschließend wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, in der die Lithium-Ionen-Batteriespeicherkosten [8], Preise für grünen Wasserstoff [9] und die Windparkleistung variiert wird. Die Analyse soll zeigen wie sich die Auswahl von Speichertechnologien und deren Größen auf die Variation auswirkt.

In der Analyse wird jeder der drei Parameter mit fünf unterschiedlichen Werten belegt, woraus sich 125 (5x5x5) Kombinationen für die Sensitivitätsanalyse ergeben. Eine Kombination bildet die aktuellen Kosten und Preise ab, woraus abgeleitet werden kann, ob Speicher- bzw. Umwandlungstechnologien zum aktuellen Zeitpunkt vor- oder nachteilhaft sind.

¹ Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Competence Center für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz, Alexanderstraße 1, 20099 Hamburg, Tel.: +49 40 42875-{5818|5830}, {Lukas.Krohn|Petrit.Vuthi}@haw-hamburg.de, www.haw-hamburg.de/cc4e

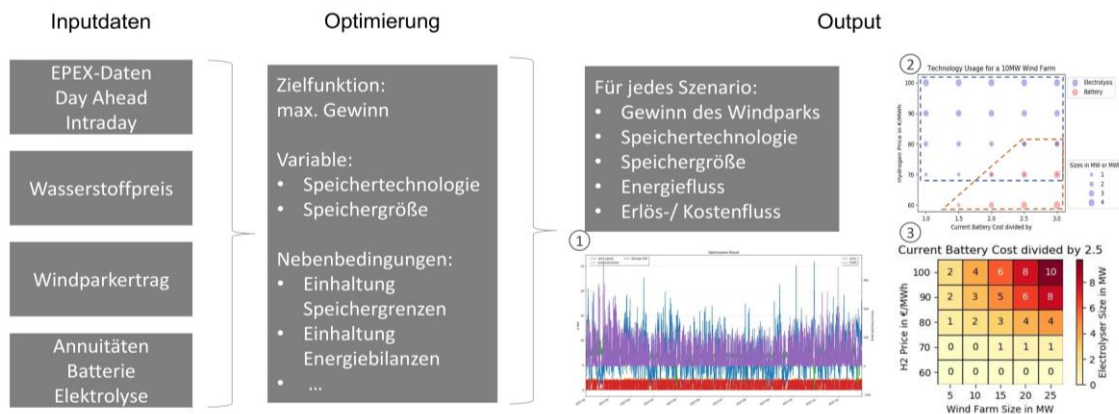


Abbildung 1 Ablaufdiagramm der Optimierung und Darstellungen der Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse

Ergebnisse

Das Optimierungstool berücksichtigt derzeit Lithium-Ionen-Batteriespeicher und Elektrolyseure. Das Tool kann um weitere Speicher- und Umwandlungstechnologien sowie Geschäftsmodelle ergänzt werden. Erste Optimierungsergebnisse mit Winddaten und EPEX-Preisdaten aus dem Jahr 2017 zeigen, dass bei aktuellen Lithium-Ionen-Batteriespeicherkosten und Wasserstoffpreisen weder Lithium-Ionen-Batteriespeicher noch Elektrolyseure in einem Windpark wirtschaftlich betrieben werden können. Für ein 10 MW Windpark in Norddeutschland mit einem Jahreswindertrag von 31.000 MWh [10] zeigt die Sensitivitätsanalyse, dass die Kosten für Lithium-Ionen-Batteriespeicher um 33% sinken müssen, damit der Einsatz wirtschaftlich wird. In dem Fall beträgt die berechnete optimale Batteriekapazität 1.100 kWh. Für denselben Windpark muss der Wasserstoffpreis bei 70 €/MWh (2,10 €/kg H₂) liegen, damit ein Elektrolyseur wirtschaftlich wird. Die berechnete optimale Elektrolyseleistung liegt in dem Szenario bei 920 kW. Diese Ergebnisse lassen sich in Abbildung 1 in Plot 2 erkennen. Ebenfalls wird in dem Plot ersichtlich, dass je nach Szenario die Lithium-Ionen-Batterie, der Elektrolyseur oder beide Technologien für einen Windpark ausgewählt werden. Die Heatmap in Plot 3 der Abbildung 1 visualisiert, dass die Elektrolyseleistung mit den Wasserstoffpreisen und der Windparkertrag ansteigt. Für jedes Szenario werden die Energie-, Kosten- und Erlösflüsse berechnet. Diese werden in Plot 1 der Abbildung 1 dargestellt. Für die Langfassung wird das Optimierungstool mit Datensätzen von 2016 und 2018 erweitert, um Ergebnisse für verschiedene Jahre zu vergleichen.

Referenzen

- [1] Bundesnetzagentur, „Monitoringbericht 2019,“ 2019.
- [2] Koop und H. Moock, Lineare Optimierung, Springer, 2017.
- [3] EPEX SPOT SE, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/de/marktdaten>.
- [4] S. Heier, Windkraftanlagen - Systemauslegung, Netzintegration und Regelung, Springer, 2017.
- [5] T. Smolinka, N. Wiebe, P. Sterchele, A. Palzer, F. Lehner, M. Jansen, S. Kiemel, R. Mieke, S. Wahren und F. Zimmermann, „Studie IndWEde,“ NOW GmbH, 2018.
- [6] E. Rahimzei, K. Sann und M. Vogel, „Kompendium: Li-Ionen-Batterien,“ VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., 2015.
- [7] Verein Deutscher Ingenieure e.V., „VDI-Richtlinie 2067 Blatt 1,“ 2012.
- [8] Thielmann, C. Neef, C. Fenske und M. Wietschel, „Energiespeicher-Monitoring 2018,“ 2018.
- [9] Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, „ROADMAP PTX,“ 2019.
- [10] Fraunhofer - Institut für solare Energiesysteme ISE, „Stromgestehungskosten erneuerbare Energien,“ 2018.

Förderhinweis

Das dem Bericht zugrundeliegende Forschungsprojekt X-SmartWind wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen 13FH1|02|A gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

9.6.3. Analysis of large-scale energy storage options for the interconnected electricity system in the Indian subcontinent

Karthik Subramanya BHAT ¹, Udo BACHHIESL ²

Introduction

While the rest of the world is welcoming a new decade, the Indian subcontinent region is ushering in a new era of renewable energy. Increased interest in electricity generation from Variable Renewable Energy (VRE) sources in the Indian Subcontinent region has led to both positive and complex situations. The electricity sectors of several countries in the region have now long term and sustainable plans to improve their respective shares of renewable energy sources. With increasing awareness to the impacts of climate change, and agreements to the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) [1] and the Sustainable Development Goals (SDG 2030) [2], the world's largest development in renewable energy is being seen in the Indian electricity sector [3]. Large shares of solar PV, and Onshore wind capacities are being implemented as of now, and several more adding to a total of 175 GW are proposed in the coming decade. Such a large penetration of VRE sources needs to be supported by a significantly large energy storage capacities, for a sustainable and efficient working of the said electricity system. Unfortunately, large scale energy storage options in the Indian subcontinent as of now is very limited [4], with pumped hydro capacities amounting up to 5 GW and few installations of battery storage capacity installations. Furthermore, the accelerated implementation of India's electromobility goals could also create a complex situation without large energy storage installations [5][6]. The Table 1. illustrates the available and proposed/ planned energy storage capacity installations in the Indian electricity sector in the year 2019. Exploration of the several available energy storage options and a strategy for a barrier-free integration of such capacities in the interconnected subcontinental electricity sector is a much-needed necessity. Additionally, techno-economic simulations of the designed strategies provide a better understanding of the situation now, and also of the several unforeseen impacts on the electricity sector due to the implementation of the said strategies.

Status (values in MW)	Pumped hydro storage	Battery storage	Total
Existing (2019)	5757	125	5882
Proposed (until 2040)	8900	5000	13900
Total	14657	5125	19782

Table1. Existing and proposed energy storage installations in the Indian electricity sector, Source: MNRE [3], IESA [5]

Methodology implemented

Several challenges exist for choosing a specific technology set for large scale energy storage in the region. Thus, with regards to availability and implementation, pumped storage and Li-ion battery storage systems easily become the best energy storage options in the subcontinent region. Subsequently, the locations of specific storage installations in the overall model regions are also to be determined both with the availability of identified potentials (pumped hydro), and the several existing published information on energy storage (battery installations) in the region. In the next step, two scenarios for the integration of around 20 GW of energy storage capacities are designed in the scope of this study, with focus on the two storage technologies. A unique techno-economic simulation model ATLANTIS_India [7], developed at the Institute of Electricity Economics and Energy Innovation, Graz University of Technology has been then used to simulate the two defined scenarios as close to reality as possible. The Figure 1. shows a visualization of the technical physical layer of ATLANTIS_India, and the various pumped hydro installations in the subcontinent. Finally, the wide spectrum of simulation results ranging from electricity prices, capital stock evaluations, to load flows in the transmission network are analysed,

¹ Institute of Electricity Economics and Energy Innovation, Graz University of Technology, karthik.bhat@tugraz.at

² Institute of Electricity Economics and Energy Innovation, Graz University of Technology, bachhiesl@tugraz.at

and the two scenarios are evaluated in detail. Several conclusions are then to be derived from the evaluations of the simulation results.

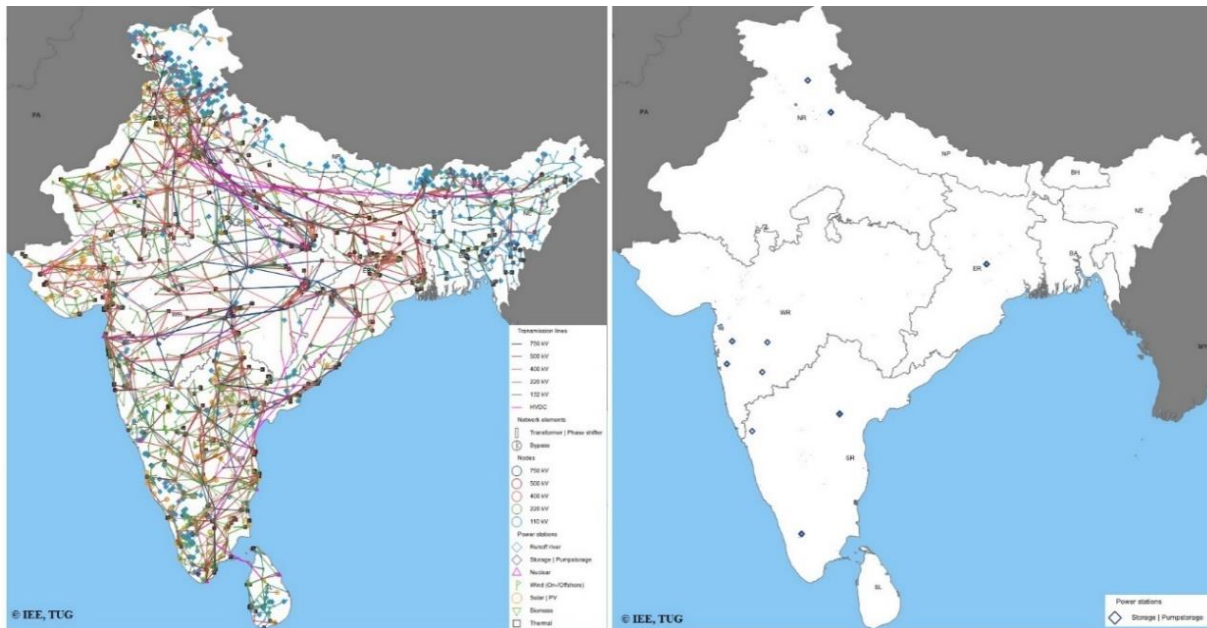


Figure 1. The technical physical layer of the simulation model ATLANTIS_India (left) and the various pumped hydro installations in the subcontinent region (right)

Conclusions

With the role of energy storage in the regional interconnected system not just limited to ensuring energy security, but extending to the seamless and efficient performance of the electricity system, integration of energy storage capacities has to be given utmost priority. Along with the planning of VRE capacities and grid extensions, energy storage capacities have to be timely and strategically planned. The simulated technical results provide a keen understanding of the interplay between the storage capacities and the system, and system specific conclusions on the discussed strategies can be obtained. The economic simulation results suggest largely on the improvement of pumped storage capacities, as significant priorities for sustainability are much more focused on the building up of the capital stock of regional electricity sector.

References

- [1] U.N. Framework Convention on Climate Change (UNFCCC, COP 21) proceedings (2015) <https://wri-india.org/events/unfccc-cop21>
- [2] NITI Aayog, GoI, (2017) 'On the implementation of Sustainable Development Goals', Voluntary National Report, India, July 2017
- [3] Ministry of New and Renewable Energy, Government of India, <https://mnre.gov.in/>
- [4] Rohit AK, Devi KP, Rangnekar S (2017) 'An overview of energy storage and its importance in Indian renewable energy sector' The Journal of Energy Storage 13:10-23 DOI:10.1016/j.est.2017.06.005
- [5] India Smart Grid Forum, India Energy Storage Alliance, (2019) 'Energy Storage Roadmap for India 2019–2032'
- [6] [http://solaralliance.org/docs/ISGF%20Final%20Report%20on%20Energy%20Storage%20System%20\(ESS\)%20Roadmap%20for%20India%20\(2019-2032\).pdf](http://solaralliance.org/docs/ISGF%20Final%20Report%20on%20Energy%20Storage%20System%20(ESS)%20Roadmap%20for%20India%20(2019-2032).pdf)
- [7] India Energy Storage Alliance, <https://www.indiaesa.info/resources/storage-101>
- [8] Bhat, K.S., Bachhiesl, U., Feichtinger, G. et al. *Elektrotech. Inftech.* (2019) 136: 361. <https://doi.org/10.1007/s00502-019-00773-w>

9.6.4. Speichereinsatz versus Netzausbau – Methoden der Bürgerkommunikation am Beispiel des Projekts NEOS

Martin HEIN¹, Verena TÄUMER², Martina HOFMANN³, Frank ULMER⁴

Hintergrund

Als entscheidender Erfolgsfaktor bei der Umsetzung von Energiewendemaßnahmen gilt deren lokale Akzeptanz. Im Rahmen des Projekts *NEOS - Netzausbaureduzierung durch Speichereinsatz im Verteilnetz am Beispiel Netzverstärkung Ostalbkreis* wurden daher Strategien zur effektiven Bürgerkommunikation entwickelt, die zukünftig bei der Realisierung von Energiewendemaßnahmen zum Einsatz kommen können.

Erkenntnisse aus der Studie

Ergebnisse der technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Betrachtung als Rahmenbedingungen für die kommunikations- und wahrnehmungswissenschaftliche Begleitforschung

Durch Netzsimulationen konnte gezeigt werden, dass die geplante Netzausbaumaßnahme im 110 kV-Netz durch jeweils einen großen Batteriespeicher an zwei zentralen Netzknoten ersetzt werden kann (unter Einhaltung zulässiger technischer und regulatorischer Randbedingungen). Die sich ergebenden Speicherkosten sind, unter Einbeziehung aller Kostenreduzierungsmaßnahmen wie der bisher regulatorisch nicht möglichen Teilnahme der Speicher am Regelenergiemarkt, um das 2,5- bis 7-fache höher als die geplanten Netzausbaumaßnahmen. Weiterhin ergeben sich nach aktueller Rechtslage Unklarheiten hinsichtlich Abgaben und Steuern, was zu einer weiteren Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit führt [1]. Diese technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Voraussetzungen wurden als Rahmen für die kommunikations- und wahrnehmungswissenschaftliche Begleitforschung genutzt.

Ergebnisse der kommunikations- und wahrnehmungswissenschaftlichen Begleitforschung

Die auf Basis von regionalen Bürgerbefragungen und Kommunikationsgruppenworkshops erarbeitete Kommunikationsstrategie fußt auf einer umfassenden Erfassung der Ausgangssituation. Hieraus können dann weitere Schritte abgeleitet werden. Zur Erfassung der Ausgangssituation gehört der Entwurf einer „Landkarte“ aller beteiligten Akteure und Themen. Ein wichtiger Aspekt ist dabei die Glaubhaftigkeit des bisherigen Gesamtauftritts des Netzbetreibers und der Behörden und eine realistische Einschätzung der Zielgruppen in der Bürgerschaft. Im Projekt NEOS gehörte hierzu die Analyse bisheriger Zeitungsartikel und Internetforen zum Thema Netzverstärkung Ostalbkreis. Weiterhin müssen die emotionale Grundeinstellung, der Wissensstand, Interessen und Bedürfnisse sowie die Bereitschaft und Möglichkeit der Zielgruppe, sich mit dem Thema zu befassen, abgefragt werden [2]. Darauf basierend können realistische Kommunikationsziele bestimmt sowie zielgruppenspezifische Botschaften und Argumente ermittelt werden. Abschließend erfolgt die Auswahl und Definition von Praxisbeispielen und Botschaftsträgern, um zusätzlich zur Argumentation eine emotionale Beziehung aufzubauen. Bei der Auswahl der Botschaftsträger ist auf ihren Status zu achten: so waren in den Bürgerbefragungen häufige Nennungen für geeignete Botschaftsträger „neutrale“ Instanzen wie BUND und NABU. Basierend auf dieser Ausgangslage wurde zu Beginn der Nutzen der Energiewende und die allgemeine Notwendigkeit von Energiewendemaßnahmen erklärt (vgl. Abbildung 1), da festgestellt werden konnte, dass es aus Sicht der Bürger als unbefriedigend empfunden wird, einzig über das Thema Netzausbau und Speichereinsatz informiert zu werden, ohne „ganzheitlich“ im Sinne der Gesamtenergiewende denken und fragen zu dürfen. Als zielführend erwies

¹ Hochschule Aalen – Technik und Wirtschaft, Beethovenstraße 1, 73430 Aalen, +49 7361 576 4246, martin.hein@hs-aalen.de

² Hochschule Aalen – Technik und Wirtschaft, +49 7361 576 4243, verena.taeumer@hs-aalen.de

³ Hochschule Aalen – Technik und Wirtschaft, +49 7361 576 4101, martina.hofmann@hs-aalen.de

⁴ Kommunikationsbüro Ulmer GmbH, Teckstraße 56, 70190 Stuttgart, +49 711 259 717 20, ulmer@kommunikationsbuero.com

sich die Etablierung projektbegleitender, heterogen zusammengesetzter Kommunikationsgruppen zur Bewertung aller Ergebnisse des NEOS-Projekts. Diese Kommunikationsgruppen begleiteten fortlaufend den Planungsprozess und übernahmen Feedback- und Multiplikatorenfunktionen. Außerdem erlauben sie Kommunikation auf Augenhöhe mit der betroffenen Bürgerschaft. Ein weiterer Erfolgsfaktor ist, dass alle Beteiligten eine Erwartungshaltung an die Partizipation teilen, da diese in der Regel sehr unterschiedlich sein kann: Über Dialoge kann gesellschaftliches Engagement initiiert, Technikfolgenabschätzung betrieben oder Präferenzen, Alltags- oder Expertenwissen zur Politikberatung erhoben werden [3].

Parallel zur Arbeit mit den Kommunikationsgruppen erfolgte die Vermittlung von Grundlagenwissen bei kommunalen Amtsträgern und der Bürgerschaft zu den Themen Netzausbau und Speichereinsatz mit der Darstellung der erarbeiteten technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen und begleitender Forschungsergebnisse. Dies diente der betroffenen Bürgerschaft als Basis für eine möglichst neutrale Bewertung der vorgeschlagenen Maßnahmen. Wissen ist dabei Voraussetzung, um rational entscheidungsfähig zu sein und um zu verhindern, dass Bewertungen auf emotionaler Grundlage getroffen werden. Als zielführend im NEOS Projekt erwies sich bei der Vermittlung von Grundlagenwissen der Einsatz von Frequently Asked Questions (FAQs, Schlüsselfragen der Bürger) mit schnell erfassbaren Antworten und Botschaften. Außerdem konnte festgestellt werden, dass neben der frühzeitigen Einbindung der betroffenen Bürgerschaft Modelle und Ideen projektspezifisch entwickelt werden müssen. Durch direkte Teilhabe ist im Allgemeinen die Akzeptanz höher. Zuletzt ist es für den Erfolg einer kommunikationsoptimierenden Vorgehensweise nötig, dass die entsprechenden Behörden und Verwaltungsgremien, wie beispielsweise der Gemeinderat, die Notwendigkeit der geplanten Infrastrukturmaßnahme befürworten. Uneinigkeit wirkt sich negativ auf die Glaubwürdigkeit und damit die Akzeptanz in der Bürgerschaft aus.

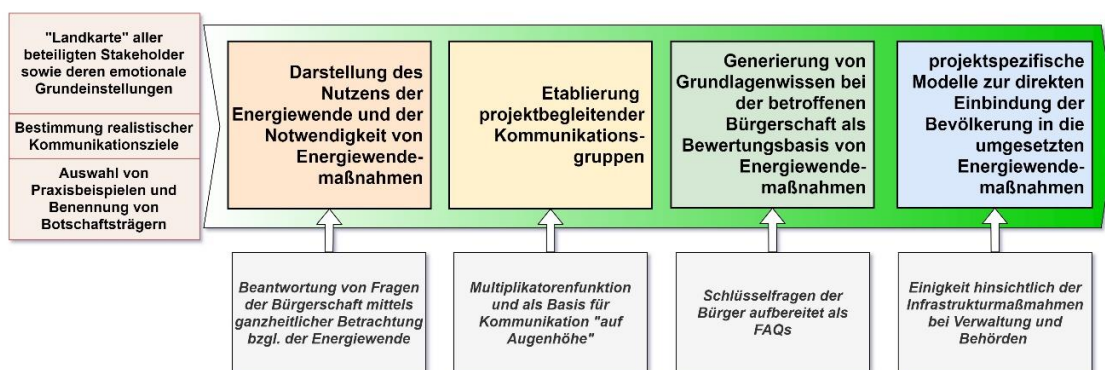


Abbildung 1: Darstellung der jeweiligen Schritte einer gelingenden Kommunikationsstrategie als Unterstützung bei der Umsetzung von Energiewendemaßnahmen abgeleitet aus dem Projekt NEOS

Fazit

Sobald die Bevölkerung vor Ort direkt von bestimmten Maßnahmen betroffen ist, kommt Emotionalität als Entscheidungsgrundlage der Bewertung ins Spiel, die sich häufig in Ablehnung aufgrund von Betroffenheit zeigt (getriggert durch den sog. NIMBY-Effekt - „Not-In-My-Backyard“) [4]. Eine begleitende Öffentlichkeitsarbeit, wie im NEOS-Projekt skizziert, kann dem effektiv entgegenwirken. So möchte die Bürgerschaft frühzeitig und umfassend über geplante Großprojekte informiert werden. Für rationale Entscheidungen der betroffenen Bürgerschaft ist es daher wichtig, Grundlagenwissen für das jeweilige Projekt aufzubereiten und zielgruppenspezifisch darzustellen.

Referenzen

- [1] K. Rudion, M. Hofmann, O. Laribi, V. Täumer und M. Hein, „Forschungsbericht BWPLUS - Netzausbaureduzierung durch Speichereinsatz im Verteilnetz am Beispiel Netzverstärkung Ostalbkreis,“ Stuttgart, Aalen, 2019.
- [2] F. Ulmer und T. Sippel, „Frühzeitige Öffentlichkeitsbeteiligung am Beispiel eines geplanten Neubaus einer 110-kV Hochspannungsleitung – Herausforderungen und Erfolgsfaktoren bei komplexen Beteiligungsprojekten,“ eNewsletter Netzwerk Bürgerbeteiligung, 2016.
- [3] U. Holzmann-Sach, „Naturverträgliche Energiewende. Voraussetzungen, Möglichkeiten und Grenzen für eine erfolgreiche Kommunikation. Eine Sicht aus der Praxis,“ TU Berlin, 2015.
- [4] H. Hermansson, „The Ethics of NIMBY Conflicts,“ Ethic Theory Moral Prac., Bd. 10, pp. 23-34, 2007.

9.6.5. Multikriterielle Optimierung von Kinetischen Energiespeichern in Aussenläuferbauform

Maximilian SCHNEIDER¹, Stephan RINDERKNECHT¹

Motivation

Die Energiewende benötigt zur Stabilisierung des Stromnetzes elektrische Speicher. Hier gilt es alle Speicherpotenziale vom zentralen Pumpspeicher bis zum Kleinstspeicher ideal zu nutzen[1]. Im aktuellen Fokus liegen insbesondere Lithium-Ionen-Batterien. Diese unterliegen einer stark nutzungsabhängigen kalendarischen und zyklischen Alterung. Für Anwendungen mit hoher Dynamik und Leistung sowie hohen Zyklenzahlen können daher auch andere Speichertechnologien ökonomisch und ökologisch sinnvolle Alternativen darstellen. Aus diesem Grund haben kinetische Energiespeichersysteme (KES) in den letzten Jahren wieder ein erhöhtes Forschungsinteresse erfahren. Diese Speicher haben heute z.B. Relevanz als USV-Systeme oder zum Zweck der Regelleistungsbereitstellung in Stromnetzen[2]. Durch den Einsatz von neuen Materialien und effizienten Komponenten können die speicherbaren Energiemengen hier signifikant gesteigert und die energetischen Verluste reduziert werden. Grundsätzlich existieren unterschiedliche Bauformen, die in die vier Topologien „Ausgeprägte Schwungmasse“, „Innenliegende Schwungmasse“, „Nabenkonstruktion“ und „Außenläufer“ gegliedert werden können [3]. Die Bauform des Außenläufers (vgl. Abbildung 1) kommt bisher kommerziell nicht zum Einsatz und wird selbst in der wissenschaftlichen Literatur wenig umfangreich diskutiert. Gerade aber diese Bauform verspricht bei einfachen, in Europa etablierten Herstellungsprozessen hohe Energiedichten und geringe Verluste [4], [5]. Durch die kompakte Bauform kann ein sehr hoher Integrationsgrad erreicht werden. Dadurch werden jedoch spezielle Komponentenauslegungen notwendig und es kommt zu starken Koppelwirkungen zwischen diesen.

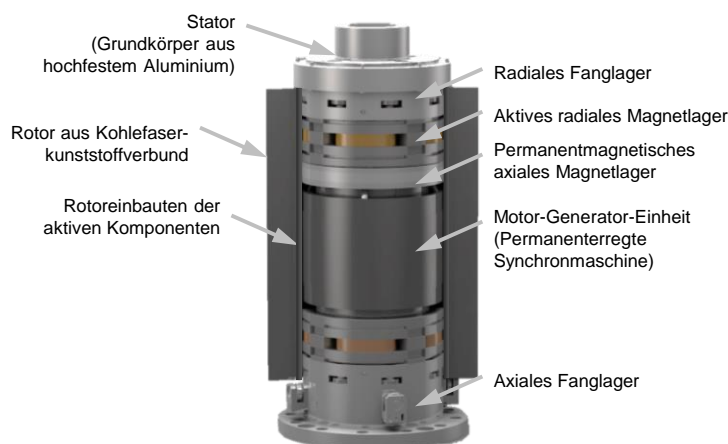


Abbildung 1: Schnittdarstellung eines beispielhaften kinetischen Energiespeichers in Außenläuferbauform (Quelle: [4], [5])

Ziel des vorliegenden Beitrages ist es die technischen Entwicklungspotenziale der Außenläufertechnologie aufzudecken und zu quantifizieren.

Methode

Eine effiziente und ressourcenschonende Produktentwicklung beginnt schon beim Systementwurf. Durch die softwarebasierte Auslegung kann die Zahl der physikalischen Prototypen auf ein Minimum reduziert werden. Ziel ist es, nur Systeme mit einem hohen Reifegrad praktisch zu realisieren. Um das komplexe Zusammenspiel der in diesen hochintegrierten Systemen beteiligten, heterogenen Komponenten beherrschbar zu machen, sind domänenübergreifende, modellbasierte

¹ Technische Universität Darmstadt, Institut für Mechatronische Systeme im Maschinenbau, Otto-Berndt-Str. 2, 64287 Darmstadt, Deutschland, +49 6151 16-23259, schneider@ims.tu-darmstadt.de, www.ims.tu-darmstadt.de/energiespeicher

Auslegungsmethoden in Verbindung mit mathematischen Optimierungsansätzen notwendig. Geeignete Ansätze sind im Bereich der mechatronischen Systementwicklung zu finden, da diese Speicher alle relevanten Eigenschaften von mechatronischen Systemen aufweisen. Auf Basis des V-Modells der Mechatronik (vgl. [6]) wird ein auf kinetische Energiespeicher in Außenläuferbauform zugeschnittenes Vorgehen entwickelt (vgl. Abbildung 2). Darin kommen analytische Auslegungsmodelle für permanentmagnetisch erregte Synchronmaschinen, aktive Magnetlager und Schwungmassen aus Faser-Kunststoffverbund zum Einsatz. Darüber hinaus werden die ausgelegten Speichersysteme anhand von an Prototypen validierten, analytischen Verlustmodellen bewertet. Als weitere Bewertungsgröße wird die erzielbare Energiedichte der Systeme herangezogen [4].

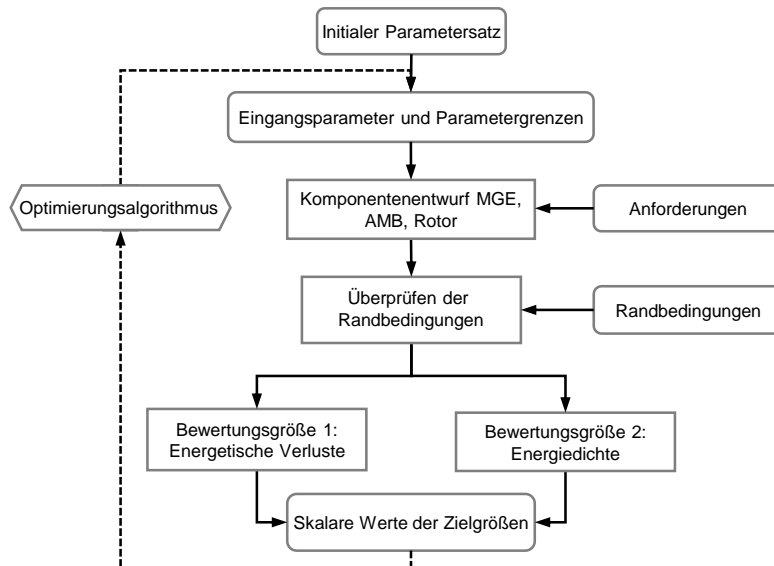


Abbildung 2: Ablauf des Systementwurfs für kinetische Energiespeicher in Außenläuferbauform mit den Abkürzungen MGE: Motor-Generator-Einheit, AMB: aktive Magnetlager (Quelle: [4])

Ergebnisse

Die Validierungsergebnisse zeigen, dass mit den analytischen Modellen eine ausreichend genaue Modellierungsgüte erzielt werden kann, Diese werden daher in eine Optimierungsumgebung eingebunden, die es ermöglicht unterschiedlichste Fragestellungen zu beantworten. Hinsichtlich des Entwicklungspotenzials der Topologie kann aufgezeigt werden, dass im Vergleich zum Prototyp eine um 39% höhere Energiedichte oder um 16% niedrigere Verluste erzielbar sind. Weitere Untersuchungen belegen das erhebliche Potenzial, das in der höheren Auslastung des Faser-Kunststoff-Verbundes steckt. Insgesamt bestätigen die Untersuchungen, dass die vorgeschlagene, integrale Vorgehensweise erhebliche Synergieeffekte zwischen den Komponenten nutzbar macht.

Referenzen

- [1] M. C. Argyrou, P. Christodoulides, S. A. Kalogirou, "Energy storage for electricity generation and related processes: Technologies appraisal and grid scale applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 94, pp. 804–821, 2018.
- [2] B. Bolund, H. Bernhoff, M. Leijon, "Flywheel energy and power storage systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, no. 2, pp. 235–258, 2007.
- [3] H. Schaede, *Dezentrale elektrische Energiespeicherung mittels kinetischer Energiespeicher in Außenläufer-Bauform*. Düren: Shaker, zugl. Darmstadt, Techn. Univ., Diss., 2015.
- [4] M. Schneider, *Ganzheitlicher modellbasierter Entwurf von kinetischen Energiespeichern in Außenläuferbauform*. Düren: Shaker, zugl. Darmstadt, Techn. Univ., Diss., 2019.
- [5] L. Qurck et al., "Design and practical Realization of an innovative Flywheel Concept for industrial Applications," *Technische Mechanik*, vol. 37, no. 2–5, pp. 151–160, 2017.
- [6] VDI 2206, *Entwicklungsmethodik für mechatronische Systeme*. Berlin: Beuth, 2004.

9.6.6. Bewertung verschiedener Regelungsansätze für Speichersysteme zur Verbesserung der Kurzzeit-Frequenzstabilität

Florian RAUSCHER^{1(*)}, Julia SEIDEL², Björn Oliver WINTER³, Bernd ENGEL⁴

Inhalt

Mit der stetigen Zunahme des Anteils an erneuerbaren Energien am Energiemix werden konventionelle Kraftwerke fortlaufend verdrängt. Dies führt neben der Veränderung der Primärenergie auch zu einer Veränderung der im Netz dominierenden Einspeisetechnologie und hat somit Einfluss auf die Fragestellung der Netzstabilität.

Konventionelle Kraftwerke werden in der Regel mittels Synchrongeneratoren direkt am Verbundnetz betrieben. Durch diese direkte Kopplung beeinflusst das Wirkleistungsgleichgewicht der Synchrongeneratoren unmittelbar das Frequenzverhalten des Verbundnetzes. Bei einer plötzlich auftretenden Störung des Leistungsgleichgewichtes kompensieren die Synchronmaschinen diese durch die vorhandene Energie aus ihren rotierenden Massen in Form der Momentanreserve. Die Entnahme der Energie aus der rotierenden Masse wird durch die Drehzahländerung der Synchronmaschine und folglich auch der Zunahme des Frequenzgradienten zum Zeitpunkt des Störungseintritts deutlich. Die anschließend einsetzende Primärregelung stabilisiert dann mit Verzögerung die Drehzahl und somit auch die Frequenz. Das Wirkleistungs-Frequenz-Verhalten ist bei direkt gekoppelten Synchronmaschinen unmittelbar mit dem des Verbundnetzes verknüpft. Daher werden diese auch als synchrone Erzeugungsanlagen beschrieben. [1] Die leistungselektronischen Systeme zur Einspeisung der erneuerbaren Energien, als nicht-synchrone Erzeugungsanlagen, tragen hingegen aktuell nicht zur Kurzzeitfrequenzstabilität bei. [2] Die dort für die Einspeisung von erneuerbaren Energien verwendete Regelung ist primär darauf ausgelegt, die Anlage möglichst zu jedem Zeitpunkt im Punkt maximaler Einspeisung zu betreiben. Bei einer prozentualen Zunahme an erneuerbaren Energien gegenüber dem Gesamtverbrauch hat dies zur Folge, dass der Anteil synchroner Erzeugung mit einem Einfluss auf die Kurzzeitfrequenzstabilität abnimmt. Dies führt zu einer verringerten Netzanlaufzeitkonstante und damit zu größeren Abweichungen sowohl beim Frequenzgradienten als auch bei der maximalen dynamischen Frequenzabweichung.

Um die Netzfrequenz auch zukünftig im Rahmen der Frequenzgrenzen im Verbundnetz zu halten, müssen zukünftige Komponenten im Verbundnetz beim Ausgleich von Wirkleistungsungleichgewichten unterstützt werden. Da es sich häufig um symmetrische Abweichungen in positiver und negativer Richtung handelt und die Dauer für die Leistungsungleichgewichte verhältnismäßig gering ist, eignen sich Speichersysteme wie z.B. Batteriespeichersysteme für die Bereitstellung von Maßnahmen zur Verbesserung der Frequenzstabilität. Zusätzlich kann durch den Einsatz von Speichersystemen beispielsweise bei Überfrequenz eine Abregelung von erneuerbaren Energien bei einem stetig steigenden Bedarf an elektrischer Energie vermieden werden.

Zur Verbesserung der Kurzzeitfrequenzstabilität werden folgende ergänzende Regelungsansätze für Speichersysteme betrachtet:

- 1) Angepasste Wirkleistungsreaktion auf eine gemessene Frequenzänderung $P(f)$ analog zu einer schnellen Primärregelungsbereitstellung
- 2) Angepasste Wirkleistungsreaktion auf eine gemessene Raumzeigerwinkeländerung $P(\theta)$ [3]
- 3) Inhärente Wirkleistungsreaktion eines netzbildenden Wechselrichters mit virtueller Synchronmaschinenregelung [4]

¹ TU Braunschweig, Institut für Hochspannungstechnik und elektrische Energieanlagen - elenia, Schleinitzstraße 23, +49 531 391 7760, +49 531 391 8106, f.rauscher@tu-braunschweig.de

² TU Braunschweig - elenia, Schleinitzstraße 23, j.seidel@tu-braunschweig.de

³ TU Braunschweig - elenia, Schleinitzstraße 23, bjoern.winter@tu-braunschweig.de

⁴ TU Braunschweig - elenia, Schleinitzstraße 23, bernd.engel@tu-braunschweig.de

Methodik

Die verschiedenen Regelungsansätze zur Unterstützung der Kurzzeitfrequenzstabilität und ihre prinzipielle Wirkungsweise werden formal beschrieben. Anschließend wird die Funktionsweise der Ansätze mittels Komponententests untersucht. Hierfür werden die Regelungsansätze auf einem frei programmierbaren Wechselrichter implementiert und anschließend im Labor die Sprungantwort der Wirkleistung aufgenommen. Hierfür wird ein Netzsimulator mit einem definierten Frequenzsprung verwendet. Für eine bessere Vergleichbarkeit der Frequenzen werden diese mittels eines Phasenwinkelmessgerätes (engl. Phase-locked-loop, PLL) mit einer festen Parametrierung gemessen.

Zum Nachweis der Verbesserung der Kurzzeit-Frequenzstabilität wird ein Systemtest mittels Simulationen durchgeführt. Die Bewertung der Frequenzstabilität wird in der Regel in einem Bilanzmodell durchgeführt, wo das Verhalten aller Synchronmaschinen in einem Netz durch eine einzelne Ersatzsynchronmaschine abgebildet werden kann [5]. Analog hierzu wird eine einzelne Synchronmaschine im Testnetz der Simulation verwendet, um den Einfluss auf das Frequenzverhalten qualitativ bewerten zu können. Die verschiedenen Regelungsansätze werden in der Simulation auf einem einzelnen zentralen Wechselrichter implementiert. Vor Eintritt der Störung wird das Testnetz parallel zu einem externen Netz betrieben, welches sich dann zum Störungseintritt trennt und damit das Testnetz inselt. Durch den Wegfall der Austauschleistung des externen Netzes tritt ein Leistungsungleichgewicht auf, welches durch die vorhandenen Komponenten kompensiert werden muss. Die Simulation werden als Momentanwert-Simulationen durchgeführt, um die Wirkleistungseffekte hinreichend gut beschreiben zu können. Die Frequenzen werden analog zu den Labor Messungen über eine simulierte PLL mit gleicher Dynamik bestimmt. Die verschiedenen Frequenzverläufe nach den eingesetzten Regelungen werden anschließend verglichen. In der abschließenden Diskussion wird zudem das Umsetzungspotential der verschiedenen Regelungen bewertet.

Ergebnisse

Eine schnellere Wirkleistungsreaktion auf eine Störung des Leistungsgleichgewichtes führt prinzipiell zu einer Verringerung der maximalen dynamischen Frequenzabweichung. Da die Bestimmung der Frequenz selbst über einige Perioden erfolgt, reagiert die frequenzabhängige Wirkleistungsanpassung verzögerter als die winkelabhängige Wirkleistungsanpassung. Der kombinierte Einsatz aus der frequenz- und winkelabhängigen Wirkleistungsanpassung führt in den Simulationen zu geringen Abweichungen beim Einsatz von konventionellen stromeinprägenden Wechselrichter-Regelungen.

Netzbildende Wechselrichter mit virtueller Synchronmaschinenregelung stellen inhärent Leistung aufgrund ihres synchronen Netzverhaltens bereit. Daher reagieren diese unmittelbar auf Störungen des Leistungsgleichgewichtes. Neben der Fähigkeit, die maximale dynamische Frequenzabweichung zu begrenzen, können diese ebenfalls auch den Frequenzgradienten begrenzen.

Referenzen

- [1] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, Frequenzstabilität Notwendiges Zeitverhalten bei Über- und Unterfrequenz, Juni 2018.
- [2] D. Nelles, Netzdynamik - Elektromechanische Ausgleichvorgänge in elektrischen Energieversorgungsnetzen, Berlin, VDE Verlag, 2009.
- [3] S. Laudahn, Dynamisches Verhalten von wechselrichterbasierten Erzeugungsanlagen im Kontext eines sicheren und stabilen Netzbetriebs, Dissertation, Braunschweig, 2017.
- [4] S. Laudahn, J. Seidel, T. Bülo, D. Premm, B. Engel, Substitution of Synchronous Generator Based Instantaneous Frequency Control Utilizing Inverter-coupled DER, 7th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, Vancouver, 2016.
- [5] D. Oeding, B. R. Oswald, Elektrische Kraftwerke und Netze, Berlin, Springer-Verlag, Auflage 8, 2016.